

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

Факультет энергетический

Кафедра энергетики

Направление подготовки 13.04.02 – Электроэнергетика и электротехника

Направленность (профиль) образовательной программы

Электроэнергетические системы и сети

**ДОПУСТИТЬ К ЗАЩИТЕ**

Зав. кафедрой

\_\_\_\_\_ Н.В. Савина

« \_\_\_\_\_ » \_\_\_\_\_ 20\_\_ г.

**МАГИСТЕРСКАЯ ДИССЕРТАЦИЯ**

на тему: Инновационное развитие электрических сетей Приморского края в связи с подключением подстанции Логистика

Исполнитель

студент группы 342-ом1

\_\_\_\_\_

подпись, дата

Д.Ю. Тетерич

Руководитель

профессор, докт.техн.наук

\_\_\_\_\_

подпись, дата

Н.В. Савина

Руководитель

научного содержания

программы магистратуры

профессор, докт.техн.наук

\_\_\_\_\_

подпись, дата

Н.В. Савина

Нормоконтроль

старший преподаватель

\_\_\_\_\_

подпись, дата

Л.А. Мясоедова

Рецензент

\_\_\_\_\_

подпись, дата

Благовещенск 2025

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

Факультет энергетический  
Кафедра энергетики

УТВЕРЖДАЮ

Зав. кафедрой

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

**З А Д А Н И Е**

К выпускной квалификационной работе студента Тетерича Данила Юрьевича.

1. Тема выпускной квалификационной работы: Инновационное развитие электрических сетей Приморского края в связи с подключением подстанции Логистика.

(утверждено приказом от 06.03.2025 № 609-уч)

2. Срок сдачи студентом законченной работы (проекта) \_\_\_\_\_

3. Исходные данные к выпускной квалификационной работе: характеристика потребителей района проектирования, схема и программа развития электроэнергетических систем России на 2025-2030 годы, нормальная однолинейная схема сети, данные контрольных замеров.

4. Содержание выпускной квалификационной работы (перечень подлежащих разработке вопросов): характеристика района проектирования, анализ системы района проектирования, расчет и анализ электрической сети района проектирования, разработка вариантов подключения ПС Логистика к существующей сети, техническая проработка вариантов развития электрической сети, технико-экономическое сравнение вариантов.

5. Перечень материалов приложения: (наличие чертежей, таблиц, графиков, схем, программных продуктов, иллюстративного материала и т.п.) программные продукты: MathCad, RastrWin3, Microsoft Office, 2 листа графической части (формат А1), презентация.

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

7. Дата выдачи задания \_\_\_\_\_

Руководитель выпускной квалификационной работы: Савина Н.В., заведующий кафедрой, энергетики, докт.техн.наук, профессор

Задание принял к исполнению (дата): \_\_\_\_\_  
(подпись студента)

## РЕФЕРАТ

Магистерская диссертация содержит 135 с., 14 рисунков, 88 формул, 61 таблицу, 2 приложения, 41 источник.

ЭЛЕКТРИЧЕСКАЯ СЕТЬ, ЛИНИЯ ЭЛЕКТРОПЕРЕДАЧИ, НОМИНАЛЬНОЕ НАПРЯЖЕНИЕ, УСТРОЙСТВО КОМПЕНСАЦИИ, СИЛОВОЙ ТРАНСФОРМАТОР, КАПИТАЛОВЛОЖЕНИЯ, ИЗДЕРЖКИ, ПОТЕРИ ЭЛЕКТРОЭНЕРГИИ, ОТКЛОНЕНИЕ НАПРЯЖЕНИЯ, ЦИФРОВАЯ ПОДСТАНЦИЯ, ПРОВОД НОВОГО ПОКОЛЕНИЯ,

Актуальность данной темы заключается в планировании ввода новых производственных мощностей основных потребителей в соответствии с реестром инвестиционных проектов в энергосистеме Приморского края до 2030 года, а также заявкой на технологическое присоединение потребителя ООО «ФинИнвест».

Цель исследования – разработка наиболее рациональной с технической и экономической точки зрения схемы подключения подстанции Логистика с применением инновационного оборудования.

По результатам работы повышены управляемость и пропускная способность электрических сетей 110-220 кВ Приморского края при подключении подстанции Логистика с применением инновационных технологий.

## СОДЕРЖАНИЕ

|                                                                                                       |    |
|-------------------------------------------------------------------------------------------------------|----|
| Определения, обозначения, сокращения                                                                  | 7  |
| Введение                                                                                              | 8  |
| 1 Современное состояние электрической сети 110-220 кВ Приморского края                                | 12 |
| 1.1 Климатическая характеристика и территориальные особенности<br>Артемовского городского округа      | 12 |
| 1.2 Характеристика электрических сетей и источников питания района<br>проектирования                  | 13 |
| 1.2.1 Описание выбранных источников питания                                                           | 14 |
| 1.2.2 Описание выбранных подстанций и линий электропередачи                                           | 14 |
| 1.3 Анализ существующей сети                                                                          | 17 |
| 1.4 Анализ характерных режимов рассматриваемой сети и её параметров                                   | 19 |
| 1.4.1 Параметры для расчёта режимов                                                                   | 19 |
| 1.4.2 Анализ результата расчёта нормального режима максимальных<br>нагрузок                           | 20 |
| 1.4 Анализ послеаварийных режимов рассматриваемой сети                                                | 23 |
| 2 Повышение гибкости и надёжности электрической сети 110-220 кВ с помощью<br>инновационных технологий | 33 |
| 2.1 Применение проводов нового поколения для увеличения пропускной<br>способности ЛЭП                 | 34 |
| 2.2 Характеристика интеллектуальных систем учета                                                      | 39 |
| 2.3 Цифровая подстанция                                                                               | 42 |
| 2.3.1 Стандарт МЭК 61850                                                                              | 42 |
| 2.3.2 Цифровые измерительные трансформаторы тока и напряжения                                         | 47 |

|                                                                                                               |     |
|---------------------------------------------------------------------------------------------------------------|-----|
| 3 Разработка и выбор оптимального варианта развития электрической сети Приморского края                       | 50  |
| 3.1 Прогнозирование нагрузок рассматриваемого участка сети                                                    | 50  |
| 3.2 Разработка схем подключения ПС Логистика                                                                  | 54  |
| 3.3 Технический анализ предлагаемых вариантов подключения ПС Логистика                                        | 60  |
| 3.4 Выбор сечения провода для выбранных вариантов                                                             | 61  |
| 3.5 Выбор и проверка силовых трансформаторов на ПС Логистика                                                  | 63  |
| 3.6 Расчет и анализ электрических режимов при развитии сети                                                   | 67  |
| 3.7 Техничко-экономическое сравнение вариантов                                                                | 77  |
| 3.7.1 Капитальные вложения                                                                                    | 78  |
| 3.7.2 Ежегодные эксплуатационные издержки                                                                     | 79  |
| 3.7.3 Статические приведенные затраты                                                                         | 81  |
| 4 Техническая проработка выбранного варианта развития электрической сети при подключении подстанции Логистика | 83  |
| 4.1 Разработка подробной однолинейной схемы подстанции Логистика                                              | 83  |
| 4.2 Расчет токов короткого замыкания                                                                          | 83  |
| 4.3 Выбор конструктивного исполнения ПС Логистика                                                             | 93  |
| 4.4 Выбор и проверка выключателей                                                                             | 96  |
| 4.5 Выбор и проверка разъединителей                                                                           | 100 |
| 4.6 Выбор и проверка трансформаторов тока                                                                     | 100 |
| 4.7 Выбор и проверка трансформаторов напряжения                                                               | 103 |
| 4.8 Выбор и проверка ошиновки                                                                                 | 105 |
| 4.9 Выбор и проверка изоляторов                                                                               | 109 |
| 4.10 Выбор и проверка ограничителей перенапряжения                                                            | 110 |

|                                                                                                                               |     |
|-------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------|-----|
| 4.11 Выбор и проверка трансформатора собственных нужд                                                                         | 116 |
| 4.12 Выбор цифровых устройств на подстанции логистика                                                                         | 117 |
| 5 Оценка инвестиционной привлекательности принятого варианта развития электрической сети при подключении подстанции Логистика | 120 |
| 5.1 Расчет показателей надежности подстанции Логистика                                                                        | 120 |
| 5.2 Чистая годовая прибыль                                                                                                    | 124 |
| 5.3 Чистый дисконтированный доход                                                                                             | 126 |
| Заключение                                                                                                                    | 128 |
| Библиографический список                                                                                                      | 130 |
| Приложение А                                                                                                                  | 136 |
| Приложение Б                                                                                                                  | 143 |

## ОПРЕДЕЛЕНИЯ, ОБОЗНАЧЕНИЯ, СОКРАЩЕНИЯ

- ВЛ – воздушная линия;
- ВН – высокое напряжение;
- ЗРУ – закрытое распределительное устройство;
- КВЛ – кабельно-воздушная линия;
- КЗ – короткое замыкание;
- КРМ – компенсация реактивной мощности;
- КРУЭ – комплектное распределительное устройство с элегазовой изоляцией;
- КУ – компенсирующее устройство;
- ЛЭП – линия электропередачи;
- НН – низкое напряжение;
- ОРУ – открытое распределительное устройство;
- ПС – подстанция;
- ПВК – программно-вычислительный комплекс;
- ПНП – провода нового поколения;
- РПН – устройство регулирования напряжения под нагрузкой;
- СН – среднее напряжение;
- ЦПС – цифровая подстанция.

## ВВЕДЕНИЕ

Для написания магистерской диссертации выбрана тема: «Инновационное развитие электрических сетей Приморского края в связи с подключением подстанции Логистика».

Актуальность данной темы заключается в планировании ввода новых производственных мощностей основных потребителей в соответствии с реестром инвестиционных проектов в энергосистеме Приморского края до 2030 года, а также заявкой на технологическое присоединение потребителя ООО «ФинИнвест».

Объект исследования – электрическая сеть 110-220 кВ Приморского края.

Предмет исследования – инновационные технологии, применяемые для повышения управляемости и пропускной способности электрической сети 110-220 кВ.

Цель исследования – повышение управляемости и пропускной способности электрической сети 110-220 кВ Приморского края при подключении подстанции Логистика с применением инновационных технологий.

Поставленные задачи в данной работе:

- выявление проблемных мест в электрической сети 110-220 кВ Приморского края на основе структурного анализа;
- анализ инновационных технологий, применяемых в электрической сети 110-220 кВ для повышения управляемости и пропускной способности;
- разработка и выбор оптимального варианта развития электрической сети 110-220 кВ Приморского края при подключении подстанции Логистика;
- техническая проработка выбранного оптимального варианта развития электрической сети 110-220 кВ Приморского края при подключении подстанции Логистика;



- оценка инвестиционной привлекательности выбранного варианта развития электрической сети 110-220 кВ Приморского края при подключении подстанции Логистика.

Методы, применяемые в магистерском исследовании:

- теоретические: анализ и синтез, моделирование;
- аналитические: диагностический анализ, причинно-следственный, прогностический;
- интерпретационные: структуризация.

Научная новизна данной темы заключается в применении инновационных технологий, позволяющих осуществить первый этап реализации III архитектуры цифровой подстанции.

Практическая значимость заключается в повышении управляемости на пропускной способности электрической сети 110-220 кВ Приморского края.

Работа содержит пять разделов, в каждом из которых выполняется проработка необходимых вопросов по теме магистерской диссертации.

В первом разделе проводится структурный анализ электрической сети 110-220 кВ Приморского края, включающий анализ источников питания, подстанций и линий электропередачи. На основе данного анализа выявлено слабое место электрических сетей 110-220 кВ Приморского края – низкая пропускная способность ВЛ-110 кВ. Проанализированы климатические характеристики района развития и выбрано климатическое исполнение оборудования.

Во втором разделе проведен анализ инновационных технологий, применяемых в электрической сети 110-220 кВ для повышения управляемости и пропускной способности линий: провода нового поколения, цифровые оптические трансформаторы тока и напряжения; интеллектуальные системы учета электроэнергии, цифровые технологии для реализации первого этапа III архитектуры цифровой подстанции.

В третьем разделе разработаны четыре варианта развития электрической сети 110-220 кВ Приморского края при подключении подстанции Логистика. Выполнено их техническое сравнение, по результатам которого выбрано два

наиболее целесообразных варианта. Выполнен расчет электрических режимов с учетом спрогнозированной нагрузки для выбранных вариантов. На основе технико-экономического сравнения выбран один оптимальный.

В четвертом разделе выполнена техническая проработка выбранного варианта развития электрической сети Приморского края при подключении подстанции Логистика. Техническая проработка включает в себя выбор конструктивного исполнения и основного оборудования подстанции Логистика, а также выбор инновационных технологий, описанных во втором разделе, для повышения управляемости электрической сети при ее развитии.

В пятом разделе выполнена оценка инвестиционной привлекательности выбранного варианта развития сети 110-220 кВ Приморского края при подключении подстанции Логистика. Оценка инвестиционной привлекательности выполнена на основе следующих показателей: чистая годовая прибыль, чистый дисконтированный доход, срок окупаемости. Все показатели рассчитаны с учетом ущерба от перерыва энергоснабжения потребителя, определенного по показателям надежности.

Апробация результатов магистерской диссертации:

1. Материалы XXXIII научной конференции «День науки» Амурского государственного университета, 2024 г., статья на тему: «Оптимизация распределительной электрической сети с помощью искусственного интеллекта».

2. XXVI региональная научно-практическая конференция «Молодёжь XXI века: шаг в будущее», 2025 г., статья на тему: «Повышение пропускной способности воздушной линии 110 кВ путем установки статического компенсатора».

При проектировании развития рассматриваемой электрической сети использовались материалы о характеристиках потребителей района проектирования, информации о топологическом размещении подстанций и их контрольные замеры, схема и программа развития электроэнергетики Приморского края на период 2026 – 2030 годов, однолинейная схема сети рассматриваемого участка.

При выполнении выпускной квалификационной работы использовались программно-вычислительные комплексы Microsoft Office Excel 2010, Microsoft Office Visio 2010, RastrWin 3, MathType 6.0 Equation.

## 1 СОВРЕМЕННОЕ СОСТОЯНИЕ ЭЛЕКТРИЧЕСКОЙ СЕТИ 110-220 КВ ПРИМОРСКОГО КРАЯ

В данном разделе планируется провести анализ климатической характеристики и территориальных особенностей района развития, а также анализ источников питания, электрической сети и ее параметров для выявления проблемных мест. Подключение подстанции Логистика планируется в районе города Артем, поэтому для более точного описания будет рассмотрен Артемовский городской округ.

### **1.1 Климатическая характеристика и территориальные особенности Артемовского городского округа**

Описание климатических и территориальных особенностей района развития необходимо для выбора и проверки оборудования, а также оптимального их размещения.

При проектировании линий электропередачи и их элементов, согласно правилам устройства электроустановок, должны учитываться: ветровое давление, толщина стенки гололеда, температура воздуха, степень агрессивного воздействия окружающей среды, интенсивность грозовой деятельности, пляска проводов и тросов.

Расчетные условия по ветру и гололеду определяются согласно картам климатического районирования территории РФ с согласованием параметров в сторону уменьшения или увеличения по материалам многолетних наблюдений метеопостов и гидрометеорологических станций, а также региональных карт.

Для выбора оптимальных конструкций при проектировании необходим анализ состава почв и грунта в районе развития. В качестве источников анализируются геологические карты, реестр почвенных ресурсов России и локальные геологические изыскания.

Климатические условия и территориальные особенности района развития приведены в таблице 1.

Таблица 1 – Климатические условия и территориальные особенности

| Наименование                                   | Показатели                     |
|------------------------------------------------|--------------------------------|
| 1                                              | 2                              |
| Район по гололеду                              | IV                             |
| Нормативная толщина стенки гололеда, мм        | 25                             |
| Температура воздуха при гололеде, °C           | -5                             |
| Средняя высота снежного покрова, см            | 24                             |
| Район по ветру                                 | IV                             |
| Средняя скорость ветра, м/с                    | 36                             |
| Нормативное ветровое давление, Па              | 800                            |
| Нормативное ветровое давление при гололеде, Па | 100                            |
| Интенсивность пляски проводов                  | умеренная                      |
| Степень загрязнения атмосферы                  | II                             |
| Относительная влажность воздуха, %             | 55-85                          |
| Высшая температура воздуха, °C                 | 24                             |
| Низшая температура воздуха, °C                 | -11                            |
| Среднегодовая температура воздуха, °C          | 9                              |
| Интенсивность грозовой активности, ч/год       | 60-80                          |
| Тип грунта                                     | крупнообломочный               |
| Нормативная глубина промерзания грунта, м      | 2,1                            |
| Среднегодовая скорость ветра, м/с              | 5,7                            |
| Преобладание направления ветра                 | северный                       |
| Тип ландшафта                                  | равнинный и долинный<br>горный |

Вывод: оборудование, устанавливаемое вне помещения, принимается в исполнении для холодного климата и с категорией размещения для эксплуатации на открытом воздухе либо в здании «У1».

## **1.2 Характеристика электрических сетей и источников питания района проектирования**

В качестве источников питания эквивалента рассматриваемой сети приняты Артемовская ТЭЦ, Владивостокская ТЭЦ-2, в качестве базисного узла – ПС Владивосток.

По данным на 01.01.2025 установленная мощность АТЭЦ – 400 МВт, ВТЭЦ-2 – 537 МВт.

Рассматриваемые подстанции 220 кВ: Западная, Зеленый угол, Волна, Аэропорт, Суходол; 110 кВ: Кролевцы, Шахта-7, Муравейка, Океан, Лазурная, Горноста́й, Промузел, Спутник, Чайка.

#### 1.2.1 Описание выбранных источников питания

Владивостокская ТЭЦ-2 – тепловая электростанция, вырабатывающая электрическую и тепловую энергию. Расположена в городе Владивосток.

Электрическая однолинейная схема Владивостокской ТЭЦ-2 приведена в приложении А на рисунке А.2.

Схемы РУ Владивостокской ТЭЦ – 2 приведены в таблице 2.

Таблица 2 – Схемы РУ Владивостокской ТЭЦ - 2

| Класс напряжения РУ | Схема распределительного устройства         |
|---------------------|---------------------------------------------|
| 1                   | 2                                           |
| РУ 220 кВ           | Две рабочие и обходная системы шин (№ 13 Н) |
| РУ 110 кВ           | Две рабочие и обходная системы шин (№ 13 Н) |

Артемовская ТЭЦ – тепловая электростанция, вырабатывающая электрическую и тепловую энергию. Расположена в Артемовском городском округе в районе села Оленье.

Электрическая схема Артемовской ТЭЦ приведена в приложении А на рисунке А.3.

Схемы РУ Артемовской ТЭЦ приведены в таблице 3.

Таблица 3 – Схемы РУ Артемовской ТЭЦ

| Класс напряжения РУ | Схема распределительного устройства             |
|---------------------|-------------------------------------------------|
| 1                   | 2                                               |
| РУ 220 кВ           | Две рабочие и обходная системы шин (№ 13 Н)     |
| РУ 110 кВ           | Две рабочие системы шин (№ 13 АН)               |
| РУ 35 кВ            | Две рабочие секционированные системы шин (№ 13) |

#### 1.2.2 Описание выбранных подстанций и линий электропередачи

Количество и мощность трансформаторов, номинальное напряжение и схема распределительных устройств подстанций, расположенных в районе проектирования приведены в таблице 4.

Таблица 4 – Подстанции района проектирования

| Наименование подстанции | Номинальное напряжение, кВ | Кол-во и мощность трансформаторов, ед. x МВА | Схема распределительного устройства                                                           |
|-------------------------|----------------------------|----------------------------------------------|-----------------------------------------------------------------------------------------------|
| 1                       | 2                          | 3                                            | 4                                                                                             |
| Владивосток             | 500                        | 3x167                                        | Одна секционированная выключателем система шин (№ 9)                                          |
| Зелёный угол            | 220                        | 2x63                                         |                                                                                               |
| Аэропорт                | 220                        | 2x25                                         | Мостик с выключателями в цепях трансформаторов и ремонтной перемычкой со стороны линий (№ 5Н) |
| Волна                   | 220                        | 2x125                                        | Одна рабочая секционированная выключателем и обходная системы шин (№ 12)                      |
| Западная                | 220                        | 1x63                                         | Блок (линия – трансформатор) с выключателем (№ 3Н)                                            |
| Муравейка               | 110                        | 2x16                                         | Мостик с выключателями в цепях трансформаторов и ремонтной перемычкой со стороны линий (№ 5Н) |
| Океан                   | 110                        | 2x6,3                                        |                                                                                               |
| Лазурная                | 110                        | 2x16                                         |                                                                                               |
| Горностай               | 110                        | 2x25                                         |                                                                                               |
| Промузел                | 110                        | 2x25                                         |                                                                                               |
| Спутник                 | 110                        | 2x25                                         | Два блока с автоматической перемычкой со стороны линий (№ 4Н)                                 |
| Чайка                   | 110                        | 2x16                                         |                                                                                               |
| Шахта-7                 | 110                        | 2x16                                         |                                                                                               |
| Кролевцы                | 110                        | 2x25                                         |                                                                                               |
| Западная                | 110                        | 2x40                                         |                                                                                               |
| Штыково                 | 110                        | 2x16                                         | Одна рабочая секционированная выключателем и обходная системы шин (№ 12)                      |

Номинальное напряжение линий электропередачи, марка установленных проводов, их минимальное сечение и допустимый ток линий электропередачи, связывающих подстанции, расположенные в районе развития, приведены в таблице 5.

Таблица 5 – Характеристики линий района проектирования

| Наименование ЛЭП            | U, кВ | Марка провода                        | Протяженность, км | Длительно допустимый ток, А |
|-----------------------------|-------|--------------------------------------|-------------------|-----------------------------|
| 1                           | 2     | 3                                    | 4                 | 5                           |
| КВЛ ВТЭЦ-2 – Зеленый угол   | 220   | Al/XLPE/CWS/HDP E, АСк-300/66        | 4,22              | 665                         |
| ВЛ Волна – Зелёный угол     | 220   | АСк-300/66                           | 11,41             | 690                         |
| ВЛ АТЭЦ - Аэропорт          | 220   | АС-400/64, А2*S(FL)2Y 1*800/150      | 20,086            | 825                         |
| ВЛ АТЭЦ – ВТЭЦ-2            | 220   | АС-300/66                            | 69,9              | 690                         |
| ВЛ Зелёный угол - Суходол   | 220   | АС-400/64, АСК-400/51                | 22,3              | 825                         |
| КВЛ Суходол - Владивосток   | 220   | АС-400/64, А2хS(FL)2Y                | 92                | 825                         |
| ВЛ Волна - Западная         | 220   | АСО-300/39                           | 10,2              | 665                         |
| ВЛ Владивосток - Западная   | 220   | АСО-300/39                           | 53,6              | 665                         |
| ВЛ АТЭЦ - Муравейка         | 110   | АСКП-240/56                          | 13,34             | 605                         |
| КВЛ Муравейка - Океан       | 110   | АСКП-240/56, ПвПу2г-1*240            | 15,2              | 605                         |
| ВЛ АТЭЦ – Шахта-7           | 110   | АССС-150*28, АСКП-240/56             | 14,4              | 813                         |
| ВЛ Западная – Шахта-7       | 110   | М-70, АС-120/27                      | 6                 | 340                         |
| КВЛ Океан - Лазурная        | 110   | АС-240/32, АСКП-240/56, ПвПу2г-1*240 | 15,2              | 605                         |
| ВЛ Западная - Кролевцы      | 110   | АС-150/24                            | 29                | 450                         |
| ВЛ АТЭЦ - Кролевцы          | 110   | АС-150/24                            | 12,1              | 450                         |
| ВЛ Лазурная- Горностай      | 110   | АС-240/32, АСКП-240/56               | 15,08             | 605                         |
| ВЛ Горностай – Зелёный угол | 110   | АСКП-240/56                          | 5,8               | 605                         |
| ВЛ АТЭЦ – Промузел          | 110   | АСк2у-240/39, АПвПу2г 1*1200         | 26,8              | 826                         |



| Наименование ЛЭП      | U, кВ | Марка провода                      | Протяженность, км | Длительно допустимый ток, А |
|-----------------------|-------|------------------------------------|-------------------|-----------------------------|
| ВЛ Промузел - Спутник | 110   | АСку-150/24                        | 5,91              | 596                         |
| ВЛ Спутник - Чайка    | 110   | АТЗ/С-120/19                       | 6,36              | 1048                        |
| ВЛ Чайка - Волна      | 110   | АСк2у-240/39, АС-300/66, АС-240/32 | 8,04              | 605                         |

По результатам анализа выявлены следующие проблемы в рассматриваемом участке сети:

1. Линии электропередачи, выполненные медными и алюминиевыми проводами. В результате таких соединений возможно окисление соединения, повреждение изоляции и возгорание.

2. Кабельно-воздушные линии электропередачи. Применение кабельно-воздушных линий усложняет определение место повреждения, а также вызывает необходимость в селективной защите.

### 1.3 Анализ существующей сети

Структурный анализ участка электрической сети включает исследование топологии сети, ее графа, параметров оборудования, актуальных данных о мощности генерации и нагрузки, балансов мощности. Это необходимо для оценки надежности и эффективности, а также выявления узких мест в эквиваленте рассматриваемого участка сети.

Эквивалент содержит 7 подстанций 220 кВ и 9 подстанций 110 кВ. Топология рассматриваемого эквивалента сети является смешанной. Присутствуют простые замкнутые и сложнзамкнутые участки сети, а также радиальный участок – отпайка на ПС 110 кВ Кролевцы. Замкнутые сети характеризуются высоким уровнем надежности в сравнении с разомкнутыми сетями, а также меньшими потерями мощности. Однако их недостатком является усложнение в эксплуатации.

Топология выбранного эквивалента приведена на рисунке 1.

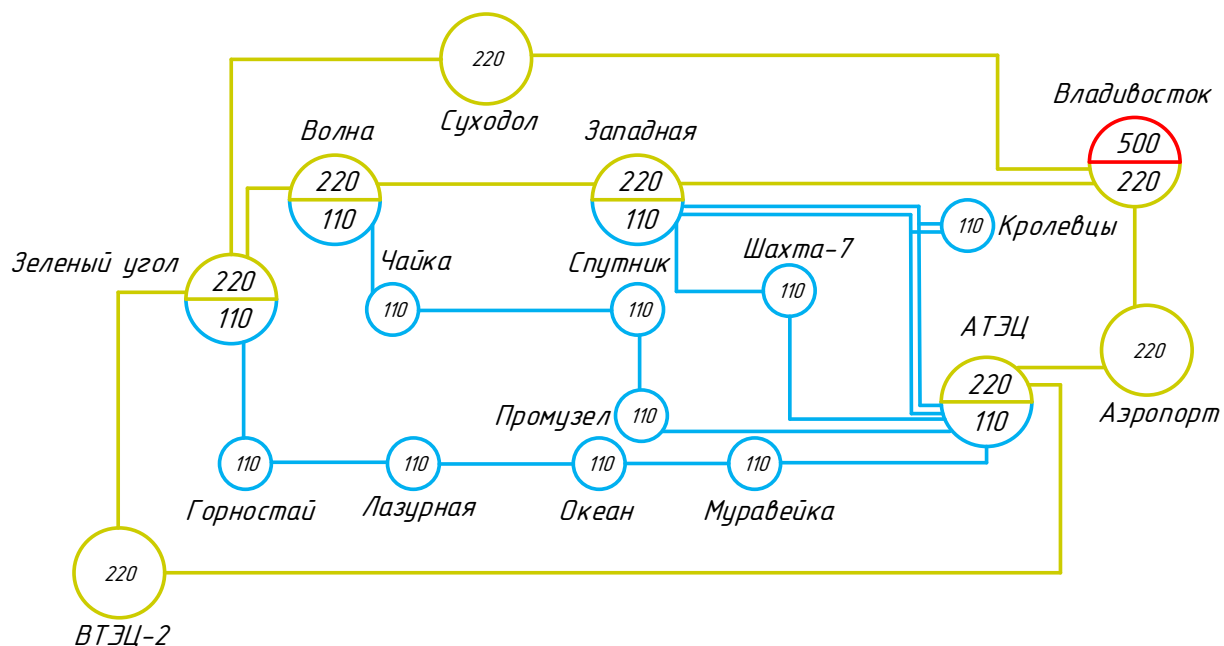


Рисунок 1 – Граф рассматриваемого участка сети

ПС 220 кВ в основном являются узловыми, некоторые из них – проходные. ПС 110 кВ в основном являются проходными, одна – отпаечная ПС 110 кВ Кролевцы, которая представляет повышенную опасность повреждения электрооборудования и электроприемников потребителей при возникновении несимметричных аварийных режимов.

Направление связей принимается как направление потока мощности в ЛЭП. Точно можно указать направление от генерации к питающим подстанций, в остальных случаях направление потоков может меняться в зависимости от схемно-режимной ситуации в сети.

Сила связей характеризуется взаимодействием элементов. Все подстанции 110 кВ имеют слабые связи, так как соединены лишь двумя линиями. Подстанции 220 кВ Западная, Волна Зеленый угол имеют сильные связи (3 и более присоединений), Аэропорт, Суходол – слабые. Однако, несмотря на наличие слабых связей, на проходных подстанциях имеется резервирование электроснабжения потребителей с каждой стороны.

В качестве узла приема рационально выбрать ПС 500 кВ Владивосток. В данном узле целесообразно принимать информацию о состоянии сети 10-500 кВ. Также данная подстанция имеет посредственные связи с источниками питания.

Узлами для выдачи информации будут являться все остальные узлы в эквиваленте.

Уровни в структуре графа выделены по номинальным напряжениям.

Слабым местом в эквиваленте, выделенные в результате анализа:

1. Проходные подстанции 220 кВ Суходол и Аэропорт. В случае потери транзита 220 кВ между центрами питания данные подстанции не будут осуществлять питание потребителей.

2. Участки с двухсторонним питанием: АТЭЦ – Западная, АТЭЦ – Зеленый угол. При плановом отключении линии на одном из головных участков поток мощности с другой стороны будет предельно высоким, что может привести к повреждению оборудования и снижению качества электроэнергии и надежности электроснабжения.

3. Отпаечная подстанция 110 кВ Кролевцы. При потере связи между центрами питания АТЭЦ и ПС Западная данная подстанция будет обесточена.

#### **1.4 Анализ характерных режимов рассматриваемой сети и её параметров**

Для полноты выявления узких мест участка существующей рассматриваемой сети необходимо провести анализ электрических режимов для определения ее параметров.

##### **1.4.1 Параметры для расчёта режимов**

Состояние системы в любой момент времени или на некотором интервале времени называется режимом системы. Основные виды режимов ЭЭС:

- нормальный установившийся режим. Режим, применительно к которому проектируется электрическая сеть и определяются ее технико-экономические характеристики;

- послеаварийный установившийся режим. Режим, наступающий после аварийного отключения какого-либо элемента сети или ряда элементов;

- переходный режим. Режим, во время которого ЭЭС переходит из одного установившегося состояния в другое в течение до нескольких секунд.

При проектировании электросетей расчеты режимов выполняются с целью:

- проверки допустимости параметров режима для элементов сети (проверка допустимости величин напряжений по условиям работы изоляции, величин токов – по условиям нагрева проводов, величин мощностей – по условиям работы источников активной и реактивной мощности и т.д.);
- оценки допустимости величин отклонений напряжений в узлах и элементах сети от номинальных значений;
- оценки экономичности режима по величинам потерь мощности и электроэнергии в электрической сети.
- оценки токов короткого замыкания;
- проверки пропускной способности сети по условиям устойчивости.

В данной работе расчёт режимов выполнен с помощью ПВК (прикладной вычислительный комплекс) RastrWin 3. Для вычисления параметров режима необходимо рассчитать параметры элементов электрической сети.

Основными из этих параметров для ветвей являются сопротивления, проводимости и коэффициенты трансформации, для узлов – мощности генерации и нагрузки, номинальные и заданные напряжения [19].

Нагрузки подстанций приняты согласно ведомости контрольных замеров и представлены в таблицах.

Результаты рассчитанных параметров узлов в режиме максимальных нагрузок приведены в приложении Б таблице Б.1, ветвей – в таблице Б.2.

#### 1.4.2 Анализ результата расчёта нормального режима максимальных нагрузок

Проверка правильности выбранного эквивалента выполняется сравнением значений отклонений напряжений, полученных в ходе расчета электрического режима, со значениями в ведомости контрольных замеров. Выявлено, что рассчитанные отклонения не превышают 10% отклонений в ведомости контрольных замеров, значит эквивалент выбран верно.

В соответствии с ГОСТ 32144—2013 положительные и отрицательные отклонения напряжения в точке передачи электрической энергии не должны превышать 10 % номинального или согласованного [4].

В таблице 6 приведены рассчитанные значения отклонений в узлах.

Таблица 6 – Отклонение напряжения в узлах

| Название               | U, В | dU, В |
|------------------------|------|-------|
| 1                      | 2    | 3     |
| ПС Владивосток 500 кВ  | 515  | 3     |
| ПС Владивосток Н1      | 523  | 4,6   |
| ПС Владивосток 220 кВ  | 220  | 0,2   |
| ПС Владивосток 10 кВ   | 10   | 4,6   |
| ПС Аэропорт 220 кВ     | 221  | 0,4   |
| Артемовская ТЭЦ 220 кВ | 222  | 0,9   |
| Артемовская ТЭЦ Н1     | 212  | -3,7  |
| Артемовская ТЭЦ Н2     | 212  | -3,7  |
| Артемовская ТЭЦ Г8     | 16,4 | 4,1   |
| Артемовская ТЭЦ Г7     | 16   | 3,1   |
| Артемовская ТЭЦ Г6     | 16   | 4,1   |
| Артемовская ТЭЦ Г5     | 16   | 4,1   |
| Артемовская ТЭЦ 110 кВ | 114  | 3,9   |
| ПС Суходол             | 221  | 0,4   |
| ВТЭЦ 2 220 кВ          | 230  | 4,6   |
| ВТЭЦ 2 Н1              | 230  | 4,5   |
| ВТЭЦ 2 Н2              | 230  | 4,5   |
| ВТЭЦ 2 110 кВ          | 115  | 4,5   |
| ВТЭЦ 2 10 кВ           | 11,5 | 9,5   |
| ПС Волна 220 кВ        | 221  | 0,5   |
| ПС Волна Н1            | 212  | -3,7  |
| ПС Волна Н2            | 212  | -3,7  |
| ПС Волна 110 кВ        | 114  | 3,9   |
| ПС Волна 6 кВ          | 5,9  | -4,9  |
| ПС Зеленый угол 220 кВ | 224  | 1,7   |
| ПС Зеленый угол Н1     | 227  | 3,4   |
| ПС Зеленый угол Н2     | 227  | 3,3   |
| ПС Зеленый угол 110 кВ | 114  | 3,3   |
| ПС Зеленый угол 10 кВ  | 10,8 | 2,5   |
| ПС Муравейка 110 кВ    | 115  | 4,3   |
| ПС Шахта 7 110 кВ      | 112  | 1,8   |
| ПС Промузел 110 кВ     | 113  | 2,4   |
| ПС Западная 110 кВ     | 110  | 0     |
| оп 128                 | 113  | 2,6   |

| Название           | U, В | dU, В |
|--------------------|------|-------|
| оп 129             | 113  | 2,6   |
| ПС Кролевцы 110 кВ | 113  | 2,5   |
| оп 162             | 114  | 3,5   |
| оп 163             | 114  | 3,5   |
| ПС Штыково 110 кВ  | 114  | 3,5   |
| ПС Океан           | 115  | 4,2   |
| ПС Лазурная        | 115  | 4,5   |
| ПС Горностай       | 114  | 3,5   |
| ПС Спутник         | 112  | 2,1   |
| ПС Чайка           | 113  | 2,3   |
| ПС Западная 220 кВ | 220  | 0,1   |

В данном режиме эквивалента рассматриваемой электрической сети напряжение в узлах является допустимым.

Токовая нагрузка линий приведена в таблице 7.

Таблица 7 – Токовая загрузка линий в режиме максимальных нагрузок

| Наименование ЛЭП                   | Токовая нагрузка ЛЭП, А | Длительно допустимый ток, А | Токовая загрузка, % |
|------------------------------------|-------------------------|-----------------------------|---------------------|
| 1                                  | 2                       | 4                           | 5                   |
| КВЛ-220 кВ ВТЭЦ-2 – Зеленый угол   | 503                     | 665                         | 76,3                |
| ВЛ-220 кВ Волна – Зелёный угол     | 370                     | 690                         | 54                  |
| ВЛ-220 кВ АТЭЦ - Аэропорт          | 82                      | 825                         | 10                  |
| ВЛ-220 кВ АТЭЦ – ВТЭЦ-2            | 262                     | 690                         | 38                  |
| ВЛ-220 кВ Зелёный угол - Суходол   | 45                      | 825                         | 8,3                 |
| КВЛ-220 кВ Суходол - Владивосток   | 86                      | 825                         | 10,4                |
| ВЛ-220 кВ Волна - Западная         | 19                      | 650                         | 5,5                 |
| ВЛ-220 кВ Владивосток - Западная   | 148                     | 650                         | 22,7                |
| ВЛ-110 кВ АТЭЦ - Муравейка         | 167                     | 605                         | 27,7                |
| КВЛ-110 кВ Муравейка - Океан       | 137                     | 605                         | 22,6                |
| ВЛ-110 кВ АТЭЦ – Шахта-7           | 322                     | 813                         | 53,1                |
| ВЛ-110 кВ Западная – Шахта-7       | 198                     | 340                         | 58,5                |
| КВЛ-110 кВ Океан - Лазурная        | 89                      | 605                         | 24                  |
| ВЛ-110 кВ Штыково - Кролевцы       | 302                     | 450                         | 67                  |
| ВЛ-110 кВ АТЭЦ - Штыково           | 340                     | 450                         | 75,5                |
| ВЛ-110 кВ Кролевцы - Западная      | 145                     | 450                         | 32,2                |
| ВЛ-110 кВ Лазурная- Горностай      | 151                     | 605                         | 25,2                |
| ВЛ-110 кВ Горностай – Зелёный угол | 177                     | 340                         | 52,1                |

| Наименование ЛЭП             | Токовая нагрузка ЛЭП, А | Длительно допустимый ток, А | Токовая загрузка, % |
|------------------------------|-------------------------|-----------------------------|---------------------|
| ВЛ-110 кВ АТЭЦ - Промузел    | 395                     | 826                         | 47,8                |
| ВЛ-110 кВ Промузел - Спутник | 257                     | 596                         | 43,2                |
| ВЛ-110 кВ Спутник - Чайка    | 159                     | 1048                        | 15,2                |
| ВЛ-110 кВ Чайка - Волна      | 313                     | 605                         | 51,7                |

Значения допустимого тока рассчитаны при температуре  $-5^{\circ}\text{C}$ , так как в зимний период нагрузки максимальны.

Токовая нагрузка линий также находится в допустимых пределах.

Схема потокораспределения в нормальном режиме максимальных нагрузок приведена в приложении А на рисунке Б.1.

Самые загруженные линии: КВЛ-220 кВ ВТЭЦ-2 – Зеленый угол, ВЛ-110 кВ АТЭЦ – Штыково. Их загрузка составляет свыше 70%.

В качестве послеаварийных режимов будут рассмотрены:

1. Отключение ВЛ-110 кВ АТЭЦ – Штыково.
2. Отключение ВЛ-110 кВ АТЭЦ – Промузел.
3. Отключение ВЛ-220 кВ ВТЭЦ-2 – Зеленый угол.

Загрузка первых двух указанных линий обусловлена большой нагрузкой на ПС Западная на шинах 110 кВ. Электроснабжение потребителя на шинах 110 кВ через автотрансформатор со стороны 220 кВ невозможна, так его загрузка уже максимально допустимая.

Схема потокораспределения в первом послеаварийном режиме приведена в приложении Б на рисунке Б.2.

#### **1.4 Анализ послеаварийных режимов рассматриваемой сети**

1. Отключение ВЛ-110 кВ АТЭЦ – Штыково.

ВЛ-110 кВ АТЭЦ – Штыково является головным участком в АТЭЦ – Западная, состоящим из двух цепей. По этой линии протекает мощность для питания потребителей на ПС-110 кВ Штыково, ПС-110 кВ Кролевцы и ПС-220

кВ Западная. При аварийном отключении одной цепи нагрузка полностью переходит на вторую, что может вызвать превышение загрузки линии.

Отклонение напряжений в указанном послеаварийном режиме приведено в таблице 8.

Таблица 8 – Отклонение напряжений в послеаварийном режиме № 1.

| Название               | U, В | dU, В |
|------------------------|------|-------|
| 1                      | 2    | 3     |
| ПС Владивосток 500 кВ  | 515  | 3     |
| ПС Владивосток Н1      | 523  | 4,7   |
| ПС Владивосток 220 кВ  | 221  | 0,2   |
| ПС Владивосток 10 кВ   | 11   | 4,7   |
| ПС Аэропорт 220 кВ     | 221  | 0,5   |
| Артемовская ТЭЦ 220 кВ | 222  | 0,9   |
| Артемовская ТЭЦ Н1     | 212  | -3,9  |
| Артемовская ТЭЦ Н2     | 212  | -3,9  |
| Артемовская ТЭЦ Г8     | 16   | 4,1   |
| Артемовская ТЭЦ Г7     | 16   | 3,1   |
| Артемовская ТЭЦ Г6     | 16   | 4,1   |
| Артемовская ТЭЦ Г5     | 16   | 4,1   |
| Артемовская ТЭЦ 110 кВ | 114  | 3,8   |
| ПС Суходол             | 221  | 0,5   |
| ВТЭЦ 2 220 кВ          | 230  | 4,7   |
| ВТЭЦ 2 Н1              | 230  | 4,5   |
| ВТЭЦ 2 Н2              | 230  | 4,5   |
| ВТЭЦ 2 110 кВ          | 115  | 4,5   |
| ВТЭЦ 2 10 кВ           | 12   | 9,5   |
| ПС Волна 220 кВ        | 221  | 0,6   |
| ПС Волна Н1            | 212  | -3,7  |
| ПС Волна Н2            | 212  | -3,7  |
| ПС Волна 110 кВ        | 114  | 3,9   |
| ПС Волна 6 кВ          | 6    | -4,9  |
| ПС Зеленый угол 220 кВ | 224  | 1,9   |
| ПС Зеленый угол Н1     | 227  | 3,1   |
| ПС Зеленый угол Н2     | 227  | 3,1   |
| ПС Зеленый угол 110 кВ | 113  | 3,1   |
| ПС Зеленый угол 10 кВ  | 11   | 2,3   |
| ПС Муравейка 110 кВ    | 115  | 4,2   |
| ПС Шахта 7 110 кВ      | 112  | 1,5   |
| ПС Промузел 110 кВ     | 113  | 2,4   |
| ПС Западная 110 кВ     | 110  | 0     |
| оп 128                 | 112  | 2,04  |



| Название           | U, В | dU, В |
|--------------------|------|-------|
| оп 129             | 112  | 2,1   |
| ПС Кролевцы 110 кВ | 112  | 1,9   |
| оп 162             | 113  | 2,5   |
| оп 163             | 113  | 3,05  |
| ПС Штыково 110 кВ  | 113  | 2,7   |
| ПС Океан           | 114  | 4     |
| ПС Лазурная        | 115  | 4,2   |
| ПС Горностай       | 114  | 3,3   |
| ПС Спутник         | 112  | 2,1   |
| ПС Чайка           | 113  | 2,4   |
| ПС Западная 220 кВ | 221  | 0,3   |

Напряжения в узлах находятся в допустимых пределах. Наибольшее отклонение на низкой стороне ПС 500 кВ Владивосток.

Токовая нагрузка линий в послеаварийном режиме 1 приведена в таблице 9.

Таблица 9 – Токовая нагрузка линий в послеаварийном режиме № 1

| Наименование ЛЭП                 | Токовая нагрузка ЛЭП, А | Длительно допустимый ток, А | Токовая нагрузка, % |
|----------------------------------|-------------------------|-----------------------------|---------------------|
| 1                                | 2                       | 3                           | 4                   |
| КВЛ-220 кВ ВТЭЦ-2 – Зеленый угол | 507                     | 665                         | 76,3                |
| ВЛ-220 кВ Волна – Зелёный угол   | 374                     | 690                         | 54,2                |
| ВЛ-220 кВ АТЭЦ - Аэропорт        | 80                      | 825                         | 10,3                |
| ВЛ-220 кВ АТЭЦ – ВТЭЦ-2          | 262                     | 690                         | 38                  |
| ВЛ-220 кВ Зелёный угол - Суходол | 69                      | 825                         | 8,3                 |
| КВЛ-220 кВ Суходол - Владивосток | 86                      | 825                         | 10,5                |
| ВЛ-220 кВ Волна - Западная       | 38                      | 650                         | 5,8                 |
| ВЛ-220 кВ Владивосток - Западная | 146                     | 650                         | 23,1                |
| ВЛ-110 кВ АТЭЦ - Муравейка       | 166                     | 605                         | 27,7                |
| КВЛ-110 кВ Муравейка - Океан     | 92                      | 605                         | 22,5                |
| ВЛ-110 кВ АТЭЦ – Шахта-7         | 346                     | 813                         | 56,8                |
| ВЛ-110 кВ Западная – Шахта-7     | 198                     | 340                         | 58,5                |
| КВЛ-110 кВ Океан - Лазурная      | 146                     | 605                         | 24,2                |
| ВЛ-110 кВ Штыково - Кролевцы     | 382                     | 450                         | 84,9                |
| ВЛ-110 кВ АТЭЦ - Штыково         | 142,1                   | 450                         | 639                 |
| ВЛ-110 кВ Кролевцы - Западная    | 242                     | 450                         | 53,7                |

| Наименование ЛЭП                   | Токовая нагрузка ЛЭП, А | Длительно допустимый ток, А | Токовая загрузка, % |
|------------------------------------|-------------------------|-----------------------------|---------------------|
| ВЛ-110 кВ Лазурная- Горностай      | 153                     | 605                         | 25,3                |
| ВЛ-110 кВ Горностай – Зелёный угол | 177                     | 340                         | 52                  |
| ВЛ-110 кВ АТЭЦ - Промузел          | 398                     | 826                         | 48,2                |
| ВЛ-110 кВ Промузел - Спутник       | 260                     | 596                         | 43,6                |
| ВЛ-110 кВ Спутник - Чайка          | 155                     | 1048                        | 14,8                |
| ВЛ-110 кВ Чайка - Волна            | 308                     | 605                         | 51,1                |

Токовая загрузка второй цепи ВЛ-110 кВ АТЭЦ – Штыково превышает допустимый предел и составляет 142,1%. Для увеличения пропускной способности данной линии установка устройств регулирования и компенсации реактивной мощности, согласно расчетам, является недостаточной. Поэтому необходима реконструкция головного участка от шин АТЭЦ до опор 162 и 163 с заменой провода большего сечения.

Схема потокораспределения в послеаварийном режиме № 1 приведена в приложении Б на рисунке Б.2.

## 2. Отключение ВЛ-110 кВ АТЭЦ - Промузел.

ВЛ-110 кВ АТЭЦ – Промузел является головным участком АТЭЦ – Волна. При ее отключении весь поток мощности для электроснабжения потребителей ПС 110 кВ Чайка, ПС 110 кВ Спутник, ПС 110 кВ Промузел будет направлен от ПС 220 кВ Волна, что может привести к перегрузке ВЛ-110 кВ Волна – Чайка и недопустимому падению напряжения в конце линии.

Результаты расчета отклонения напряжений узлах в послеаварийном режиме 2 приведено в таблице 10.

Таблица 10 – Отклонение напряжений в послеаварийном режиме № 2

| Название              | U, В | dU, В |
|-----------------------|------|-------|
| 1                     | 2    | 3     |
| ПС Владивосток 500 кВ | 515  | 3     |
| ПС Владивосток Н1     | 521  | 4,1   |
| ПС Владивосток 220 кВ | 219  | -0,3  |
| ПС Владивосток 10 кВ  | 11   | 4,1   |

| Название               | U, В | dU, В |
|------------------------|------|-------|
| ПС Аэропорт 220 кВ     | 220  | 0,1   |
| Артемовская ТЭЦ 220 кВ | 222  | 0,8   |
| Артемовская ТЭЦ Н1     | 212  | -3,4  |
| Артемовская ТЭЦ Н2     | 212  | -3,4  |
| Артемовская ТЭЦ Г8     | 16   | 4,1   |
| Артемовская ТЭЦ Г7     | 16   | 3,5   |
| Артемовская ТЭЦ Г6     | 16   | 4,1   |
| Артемовская ТЭЦ Г5     | 16   | 4,1   |
| Артемовская ТЭЦ 110 кВ | 115  | 4,2   |
| ПС Суходол             | 219  | -0,2  |
| ВТЭЦ 2 220 кВ          | 229  | 4,1   |
| ВТЭЦ 2 Н1              | 229  | 4,5   |
| ВТЭЦ 2 Н2              | 229  | 4,5   |
| ВТЭЦ 2 110 кВ          | 115  | 4,5   |
| ВТЭЦ 2 10 кВ           | 11   | 9,5   |
| ПС Волна 220 кВ        | 218  | -0,8  |
| ПС Волна Н1            | 202  | -8,1  |
| ПС Волна Н2            | 202  | -8,1  |
| ПС Волна 110 кВ        | 109  | -0,9  |
| ПС Волна 6 кВ          | 5,7  | -9,5  |
| ПС Зеленый угол 220 кВ | 222  | 0,8   |
| ПС Зеленый угол Н1     | 225  | 2,3   |
| ПС Зеленый угол Н2     | 225  | 2,3   |
| ПС Зеленый угол 110 кВ | 113  | 2,3   |
| ПС Зеленый угол 10 кВ  | 11   | 1,5   |
| ПС Муравейка 110 кВ    | 115  | 4,4   |
| ПС Шахта 7 110 кВ      | 112  | 1,7   |
| ПС Промузел 110 кВ     | 104  | -5,6  |
| ПС Западная 110 кВ     | 110  | 0     |
| оп 128                 | 113  | 3,03  |
| оп 129                 | 113  | 3,03  |
| ПС Кролевцы 110 кВ     | 113  | 2,89  |
| оп 162                 | 114  | 3,8   |
| оп 163                 | 114  | 3,8   |
| ПС Штыково 110 кВ      | 114  | 3,8   |
| ПС Океан               | 114  | 3,9   |
| ПС Лазурная            | 114  | 3,9   |
| ПС Горностай           | 113  | 2,7   |
| ПС Спутник             | 104  | -5,4  |
| ПС Чайка               | 105  | -4,6  |
| ПС Западная 220 кВ     | 219  | -0,49 |

Напряжения узлах находятся в допустимых пределах. Однако наблюдается околопредельное снижение напряжения на средней и низкой стороне ПС Волна. Регулирование напряжение в этом случае осуществляется изменением отпайки РПН.

Результаты расчета токовой загрузки линий в послеаварийном режиме № 2 приведены в таблице 11.

Таблица 11 – Токовая загрузка линий в послеаварийном режиме № 2

| Наименование ЛЭП                   | Токовая нагрузка ЛЭП, А | Длительно допустимый ток, А | Токовая загрузка, % |
|------------------------------------|-------------------------|-----------------------------|---------------------|
| 1                                  | 2                       | 3                           | 4                   |
| КВЛ-220 кВ ВТЭЦ-2 – Зеленый угол   | 574                     | 665                         | 86,3                |
| ВЛ-220 кВ Волна – Зелёный угол     | 494                     | 690                         | 71,7                |
| ВЛ-220 кВ АТЭЦ - Аэропорт          | 131                     | 825                         | 15,9                |
| ВЛ-220 кВ АТЭЦ – ВТЭЦ-2            | 207                     | 690                         | 32                  |
| ВЛ-220 кВ Зелёный угол - Суходол   | 54                      | 825                         | 6,5                 |
| КВЛ-220 кВ Суходол - Владивосток   | 91                      | 825                         | 11,3                |
| ВЛ-220 кВ Волна - Западная         | 42                      | 650                         | 7,9                 |
| ВЛ-220 кВ Владивосток - Западная   | 148                     | 650                         | 22,7                |
| ВЛ-110 кВ АТЭЦ - Муравейка         | 229                     | 605                         | 37,8                |
| КВЛ-110 кВ Муравейка - Океан       | 164                     | 605                         | 30,5                |
| ВЛ-110 кВ АТЭЦ – Шахта-7           | 374                     | 813                         | 61,4                |
| ВЛ-110 кВ Западная – Шахта-7       | 249                     | 340                         | 73,4                |
| КВЛ-110 кВ Океан - Лазурная        | 130                     | 605                         | 21,4                |
| ВЛ-110 кВ Штыково - Кролевцы       | 335                     | 450                         | 74,5                |
| ВЛ-110 кВ АТЭЦ - Штыково           | 82,9                    | 450                         | 37,3                |
| ВЛ-110 кВ Кролевцы - Западная      | 195                     | 450                         | 43,3                |
| ВЛ-110 кВ Лазурная- Горностай      | 128                     | 605                         | 21,2                |
| ВЛ-110 кВ Горностай – Зелёный угол | 177                     | 130                         | 38,4                |
| ВЛ-110 кВ АТЭЦ - Промузел          | 0                       | 826                         | 0                   |
| ВЛ-110 кВ Промузел - Спутник       | 150                     | 596                         | 25,1                |
| ВЛ-110 кВ Спутник - Чайка          | 596                     | 1048                        | 56,8                |
| ВЛ-110 кВ Чайка - Волна            | 761                     | 605                         | 125,8               |

По результатам расчета выявлено превышение токовой загрузки ВЛ-110 кВ Чайка – Волна. Установка регулирующих и компенсирующих устройств на шинах потребителя не снижает загрузку до требуемого значения. Поэтому

необходима реконструкция данного головного участка с заменой провода большего сечения.

Схема потокораспределения в послеаварийном режиме № 2 приведена в приложении Б на рисунке Б.3.

### 3. Отключение ВЛ-220 кВ ВТЭЦ-2 – Зеленый угол.

ВЛ-220 кВ ВТЭЦ-2 – Зеленый угол является питающей линией для ПС 220 кВ Зеленый угол, ПС 220 кВ Волна, ПС 220 кВ Суходол. При ее отключении требуемый поток мощности для электроснабжения указанных потребителей будет обеспечиваться через ВЛ-220 кВ Владивосток – Волна, ВЛ-220 кВ Западная – Волна, ВЛ-220 кВ Волна – Зеленый угол. В результате чего возможно падение напряжения в узлах и превышение токовой загрузки указанных линий, или полное погашение данных подстанций в случае недостатка пропускной способности линий.

Результаты расчета отклонения напряжения в узлах в послеаварийном режиме № 3 приведены в таблице 12.

Таблица 12 – Отклонение напряжений в послеаварийном режиме № 3

| Название               | U, В   | dU, В |
|------------------------|--------|-------|
| 1                      | 2      | 3     |
| ПС Владивосток 500 кВ  | 515    | 3     |
| ПС Владивосток Н1      | 515,2  | 3     |
| ПС Владивосток 220 кВ  | 217,1  | -1,3  |
| ПС Владивосток 10 кВ   | 10,8   | 3     |
| ПС Аэропорт 220 кВ     | 218,2  | -0,8  |
| Артемовская ТЭЦ 220 кВ | 219,98 | -0,01 |
| Артемовская ТЭЦ Н1     | 209,6  | -4,7  |
| Артемовская ТЭЦ Н2     | 209,6  | -4,7  |
| Артемовская ТЭЦ Г8     | 16,4   | 4,1   |
| Артемовская ТЭЦ Г7     | 16,1   | 2,3   |
| Артемовская ТЭЦ Г6     | 16,4   | 4,1   |
| Артемовская ТЭЦ Г5     | 16,4   | 4,1   |
| Артемовская ТЭЦ 110 кВ | 113,1  | 2,8   |
| ПС Суходол             | 215,7  | -1,9  |
| ВТЭЦ 2 220 кВ          | 232    | 5,5   |
| ВТЭЦ 2 Н1              | 229,9  | 4,5   |
| ВТЭЦ 2 Н2              | 229,9  | 4,5   |

Продолжение таблицы 12

| Название               | U, В   | dU, В |
|------------------------|--------|-------|
| ВТЭЦ 2 110 кВ          | 115    | 4,5   |
| ВТЭЦ 2 10 кВ           | 11,5   | 9,5   |
| ПС Волна 220 кВ        | 213,99 | -2,7  |
| ПС Волна Н1            | 206,3  | -6,2  |
| ПС Волна Н2            | 206,3  | -6,2  |
| ПС Волна 110 кВ        | 111,3  | 1,2   |
| ПС Волна 6 кВ          | 5,8    | -7,6  |
| ПС Зеленый угол 220 кВ | 214,5  | -2,5  |
| ПС Зеленый угол Н1     | 219,3  | -0,3  |
| ПС Зеленый угол Н2     | 219,3  | -0,3  |
| ПС Зеленый угол 110 кВ | 109,6  | -0,3  |
| ПС Зеленый угол 10 кВ  | 10,4   | -1,2  |
| ПС Муравейка 110 кВ    | 112,8  | 2,6   |
| ПС Шахта 7 110 кВ      | 111,2  | 1,1   |
| ПС Промузел 110 кВ     | 110,8  | 0,7   |
| ПС Западная 110 кВ     | 110    | 0     |
| оп 128                 | 111,9  | 1,8   |
| оп 129                 | 111,9  | 1,8   |
| ПС Кролевцы 110 кВ     | 111,8  | 1,6   |
| оп 162                 | 112,7  | 2,5   |
| оп 163                 | 112,7  | 2,5   |
| ПС Штыково 110 кВ      | 112,7  | 2,4   |
| ПС Океан               | 112,1  | 1,9   |
| ПС Лазурная            | 111,9  | 1,7   |
| ПС Горностай           | 110,2  | 0,1   |
| ПС Спутник             | 110,2  | 0,2   |
| ПС Чайка               | 110,3  | 0,2   |
| ПС Западная 220 кВ     | 215,9  | -1,8  |

Отклонения напряжений в узлах находятся в допустимых пределах. Наибольшее снижение напряжения наблюдается на низкой стороне подстанции Волна, что регулируется переключением отпайки РПН.

Результаты расчета токовой загрузки линий в послеаварийном режиме № 2 приведены в таблице 13.

Таблица 13 – Токовая загрузка линий в послеаварийном режиме № 3

| Наименование ЛЭП                   | Токовая нагрузка ЛЭП, А | Длительно допустимый ток, А | Токовая загрузка, % |
|------------------------------------|-------------------------|-----------------------------|---------------------|
| 1                                  | 2                       | 3                           | 4                   |
| КВЛ-220 кВ ВТЭЦ-2 – Зеленый угол   | 0                       | 665                         | 0                   |
| ВЛ-220 кВ Волна – Зелёный угол     | 66                      | 690                         | 9,6                 |
| ВЛ-220 кВ АТЭЦ - Аэропорт          | 361                     | 825                         | 43,7                |
| ВЛ-220 кВ АТЭЦ – ВТЭЦ-2            | 633                     | 690                         | 91,7                |
| ВЛ-220 кВ Зелёный угол - Суходол   | 91                      | 825                         | 11                  |
| КВЛ-220 кВ Суходол - Владивосток   | 183                     | 825                         | 22,2                |
| ВЛ-220 кВ Волна - Западная         | 98                      | 650                         | 16,9                |
| ВЛ-220 кВ Владивосток - Западная   | 226                     | 650                         | 34,8                |
| ВЛ-110 кВ АТЭЦ - Муравейка         | 249                     | 605                         | 41,1                |
| КВЛ-110 кВ Муравейка - Океан       | 205                     | 605                         | 33,9                |
| ВЛ-110 кВ АТЭЦ – Шахта-7           | 316                     | 813                         | 51,7                |
| ВЛ-110 кВ Западная – Шахта-7       | 188                     | 340                         | 55,2                |
| КВЛ-110 кВ Океан - Лазурная        | 159                     | 605                         | 26,4                |
| ВЛ-110 кВ Штыково - Кролевцы       | 302                     | 450                         | 67,3                |
| ВЛ-110 кВ АТЭЦ - Штыково           | 341                     | 450                         | 75,8                |
| ВЛ-110 кВ Кролевцы - Западная      | 158                     | 450                         | 35,1                |
| ВЛ-110 кВ Лазурная-Горностай       | 155                     | 605                         | 25,6                |
| ВЛ-110 кВ Горностай – Зелёный угол | 145                     | 130                         | 42,6                |
| ВЛ-110 кВ АТЭЦ - Промузел          | 518                     | 826                         | 62,7                |
| ВЛ-110 кВ Промузел - Спутник       | 377                     | 596                         | 63,3                |
| ВЛ-110 кВ Спутник - Чайка          | 44                      | 1048                        | 4,2                 |
| ВЛ-110 кВ Чайка - Волна            | 201                     | 605                         | 33,2                |

В результате расчета послеаварийного режима № 3 – отключение ВЛ-220 кВ ВТЭЦ-2 – Зеленый угол, выявлено, что токовая загрузка линий и отклонения напряжений в узлах находятся в допустимых пределах. Однако, на перспективу

пропускной способности ВЛ-110 кВ может быть недостаточно, поэтому необходимо разработать меры по повышению пропускной способности ВЛ-110 кВ.

Схема потокораспределения в послеаварийном режиме № 3 приведена в приложении Б на рисунке Б.4.

По результатам расчета установившихся режимов выявлены узкие места эквивалента рассматриваемой сети – низкая пропускная способность ВЛ-110 кВ. Поэтому на головных участках замкнутых сетей необходима реконструкция линии с заменой провода большего сечения.

Вывод: в результате структурного анализа электрических сетей 110-220 кВ Приморского края выполнены следующие задачи:

- выбрано климатическое исполнение оборудования – «У1»;
- выявлены проблемные места: низкая пропускная способность ВЛ-110 кВ, исполнение линий электропередачи в кабельно-воздушном исполнении и исполнение воздушных линий проводами разного сечения. По результатам расчета установившихся режимов определено, что для решения выявленной проблемы – низкая пропускная способность ВЛ-110 кВ, необходимо проведение реконструкции перегруженных по длительно допустимому току линий, с заменой провода на провод большего сечения, так как установка компенсирующих устройств не позволяет решить данную проблему.



## 2 ПОВЫШЕНИЕ ГИБКОСТИ И НАДЕЖНОСТИ ЭЛЕКТРИЧЕСКОЙ СЕТИ 110-220 КВ С ПОМОЩЬЮ ИННОВАЦИОННЫХ ТЕХНОЛОГИЙ

При осуществлении работ по проектированию и развитию современных энергообъектов необходимо применение технологий на инновационной основе для улучшения таких аспектов эксплуатации и экономики как: снижение потерь электроэнергии, увеличение пропускной способности, получение ожидаемой экономической выгоды в процессе эксплуатации в максимально короткие сроки после воплощения в жизнь проекта. В диссертации в связи с наличием проблем в части пропускной способности линий 110 кВ возникает вопрос ее повышении. Также, необходимо помнить о возможности применения УКРМ в целях регулирования значения напряжения в сети, поддержания показателей качества электроэнергии в допустимых пределах и уменьшения уровня потерь.

В настоящее время актуальным является применение проводов нового поколения, которые по многим показателям лучше проводов марки АС, которые широко применяется на просторах энергосистемы Амурской области. Для автоматизированного дистанционного контроля режимных параметров, усовершенствования механизмов учета электроэнергии в современных реалиях целесообразно применять интеллектуальные приборы учета электроэнергии, автоматическая информационно-измерительной системы контроля и учета энергоресурсов (АИИСКУЭ).

Вышеуказанные системы дистанционного контроля режимных параметров могут быть как самостоятельными, так и в составе цифровой подстанции, что более предпочтительно, ведь частичная замена принципа действия функций передачи информации и работы каких-либо частей имеющейся подстанции несет только дополнительные расходы, вносит разность в стандартизацию и принципы работы отдельных сегментов подстанции, что приводит к усложнению обслуживания и дополнительным затратам, связанным с обучением персонала в дальнейшей, когда необходимо будет полностью довести объект до такого состояния, когда его можно будет уверенно назвать цифровым.

## **2.1 Применение проводов нового поколения для увеличения пропускной способности ЛЭП**

Мировой и отечественный опыт эксплуатации данных проводов говорит о несомненных преимуществах данного вида инновационных разработок перед проводами марки АС традиционной конструкции.

Как правило, необходимость применения проводов нового поколения возникает при решении нетривиальных задач, когда провода марки АС не обеспечивают их выполнение. Такими задачами могут являться:

1. Увеличение пропускной способности или класса напряжения ЛЭП: Конструкция ПНП такова, что сечение проводника задействовано максимально эффективно за счет применения повивов из профилированных проволок алюминия повышенной проводимости и высокой термической стойкости, механической прочности, разнообразных видов сечения (например, трапецеидальной, Z-образная,  $\Omega$  – образная и т.д.), а не проволок круглого сечения из обыкновенного алюминия.

Применение ПНП может быть актуальным в районах энергосистемы с большой мощностью потребления электроэнергии, а также как альтернативный вариант переходу на более высокий класс напряжения уже существующей ВЛ, строительству двухцепной ЛЭП.

2. Уменьшение затрат на строительство ЛЭП:

Данные провода являются более легкими за счет применения сердечника не из стальной проволоки, а их высокопрочного облегченного сердечника из углеволокна.

Такое свойство ПНП позволяет приобрести положительный экономический эффект за счет сокращения количества промежуточных опор на прямых участках трассы ЛЭП, а также на больших переходах (реки, озера), на пересечениях с другими инженерными сооружениями.

Также провода нового поколения могут быть классифицированы по компактности и допустимой температуре нагрева на следующие классы:

- компактированные;

- провода высокотемпературные.

Провода нового поколения могут быть изготовлены из следующих материалов:

1. Материал сердечника провода:

1.1 Стальные:

1.1.1 Сталь с цинковым или алюмоцинковым покрытием;

1.1.2 Сталь повышенной прочности с цинковым или алюмоцинковым покрытием;

1.1.3 Сталь, плакированная алюминием;

1.1.4 Сплав железа с никелем.

1.2 Композит:

1.2.1 композитные металлы: оксидаалюминиевые волокна в алюминиевой матрице;

1.2.2 Композитные материалы из неметаллов: высокопрочные из углеродного, стеклянного, борного волокна, а также волокна в полимерной матрице (полимеркомпозит).

2. Материал токопроводящей части провода:

2.1 Холоднотянутый алюминий с высокой проводимостью и высокой механической прочностью с рабочей температурой до 90 °С;

2.2 Алюминиевые сплавы (Al-Si-Mg) типа ABE, 6101-T4, 6201-T81 с рабочей температурой до 90 °С;

2.3 Термостойкий алюминий-циркониевый сплав с рабочей температурой: до 150 °С (сплавы TAL и KTAL); до 210 °С (сплав ZTAL); до 230 °С (сплав XTAL);

2.4 Алюминий с термообработкой с высокой проводимостью и пониженной механической прочностью (рабочая температура до 180°С).

Также провода нового поколения могут быть как с наличием, так и отсутствием смазки. Смазка применяется для работы провода в особенно агрессивных условиях: морской климат, влажный климат и т.д.

В качестве примера проводов нового поколения приведены сечения марки

проводов AACSRZ (ООО «Ламифил» (Россия)) различных сечений. На рисунке 2 показана конструкция неизолированного компактированного провода из алюминиевого сплава со стальным сердечником (изготовитель ООО «Ламифил») Провод AACSRZ имеет токопроводящую часть из 1, 2 или 3 повивов профилированных Z- образных проволок, изготовленных из сплава (Al-Mg-Si) или из катанки КАС 6201-Т4. Проволоки сердечника провода AACSRZ изготовлены из стальной оцинкованной проволоки или EN 50189 (возможны варианты изготовления сердечника из высокопрочной, сверхпрочной или алюминированной стали).

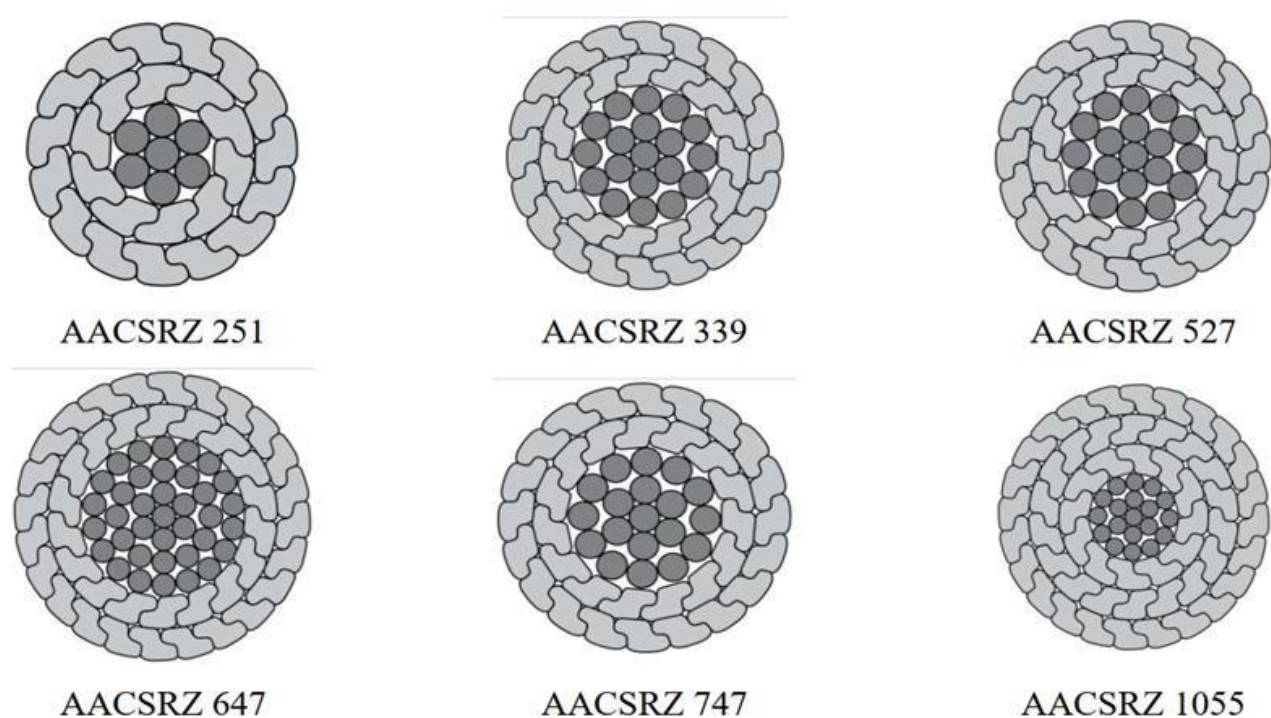


Рисунок 2 - Провода марки AACSRZ различного сечения

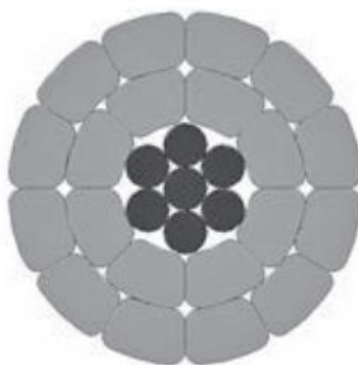


Рисунок 3 – Провод марки АСк2У в разрезе

Для сравнения ПНП с традиционными проводами марки АС в таблице 14 приведены справочные характеристики.

Таблица - 14 – Сравнение характеристик ПНП и АС

| Характеристика                               | АС-240/39 | АССС Monte Carlo-240 | ААСRZ-251 | АСк2у-240/39 |
|----------------------------------------------|-----------|----------------------|-----------|--------------|
| 1                                            | 2         | 3                    | 4         | 5            |
| Наружный диаметр провода, мм                 | 21,6      | 20,79                | 19,1      | 19,6         |
| Масса провода, кг/м                          | 0,952     | 0,814                | 0,875     | 0,954        |
| Модуль упругости провода, Н/мм <sup>2</sup>  | 82500     | 71600                | 74900     | 83400        |
| Максимальная рабочая температура провода, °С | 90        | 175                  | 90        | 90           |
| Номинальный ток, А                           | 610       | 1085                 | 651       | 826          |

Провод марки АС имеет наибольший диаметр, а марки АААС – наименьшим. С увеличением диаметра провода при обледенении провода масса льда при гололеде становится больше, а воздействие ветра сильнее. При этом чем больше диаметр, тем ниже потери на корону и радиопомехи. Но провода нового поколения с меньшим диаметром имеют гладкую внешнюю поверхность, что приводит к существенному снижению потерь на корону в современных проводах.

Провод марки АС обладает наибольшей массой, а марки АААС – наименьшей. Провод АС должен иметь лучшую стойкость к пляске и вибрации, а провод АААС – наименьшую статическую нагрузку на опору и арматуру. Но в ПНП за счет более гладкой внешней структуры провода имеют примерно на 30-35% меньшее аэродинамическое сопротивление ветровым нагрузкам по сравнению с обычным проводом. Данный факт приводит к резкому снижению пляски проводов.

Для целесообразности применение ПНП необходимо провести их экономическое сравнение.

Основной составляющей в затратах на сооружение ЛЭП являются затраты на опоры. Для определения количества опор в пролете длина воздушной линии принимается равной 100 км, провес провода 2 м.

Поскольку удельная нагрузка от собственной массы провода обратно пропорциональна квадрату длины, то, чем меньше удельная нагрузка, тем больше длина пролета. ПНП имеют меньшую удельную нагрузку, что увеличивает пролет и уменьшает количество используемых опор.

Длина пролета рассчитывается по формуле:

$$l = \sqrt{\frac{8 \cdot f \cdot \sigma}{\gamma}}; \quad (1)$$

где  $f$  - стрела провисания провода, м;

$\sigma$  - механическое напряжение, Н/мм<sup>2</sup>;

$\gamma$  - удельная нагрузка от собственной массы провода, Н/(м·мм<sup>2</sup>).

Расчет количества опор производится на основании выражения:

$$k_{on} = \frac{L}{l}; \quad (2)$$

где  $L$  - длина воздушной линии.

Таблица 15 – Рассчитанные характеристики проводов

| Характеристика                                                   | АС-240/39 | АСк2у-240/39 |
|------------------------------------------------------------------|-----------|--------------|
| 1                                                                | 2         | 3            |
| Удельная нагрузка от собственной массы провода, Н/м <sup>2</sup> | 0,0384    | 0,0292       |
| Длина пролета, м                                                 | 229,12    | 262,75       |
| Количество опор, шт                                              | 44        | 38           |

Поскольку удельная нагрузка от собственной массы провода у ПНП меньше, то необходимо определить экономические показатели при строительстве новой линии, для определения окупаемости. Примем условие, что трасса прокладки прямая и ровная. На этом основании примем количество анкерных опор в количестве 2 штук. В таблице 16 представлен результат расчета стоимости опор, арматуры, провода и суммарные капитальные вложения, а также максимально возможная передаваемая мощность по линии.

Таблица 16 – Экономические показатели при строительстве линии

| Характеристика                                | АС-240/39 | АСк2у-240/39 |
|-----------------------------------------------|-----------|--------------|
| 1                                             | 2         | 3            |
| Стоимость анкерных опор, млн. руб.            | 5         | 5            |
| Стоимость промежуточных опор, млн. руб.       | 33,6      | 28,8         |
| Стоимость проводов на 100 км, млн. руб.       | 25,3      | 29           |
| Арматура, транспортировка и монтаж, млн. руб. | 108       | 95,5         |
| Суммарные капиталовложения, млн. руб.         | 171,9     | 158,3        |
| Передаваемая мощность, МВт                    | 92,9      | 165,4        |

На основании проведенного анализа выявлено, что ПНП марки АСк2у-240/39 применим для участка сети Приморского края учитывая климатические характеристики рассматриваемого района, а также низкую пропускную способность ВЛ-110 кВ. Также применение ПНП целесообразно с экономической точки зрения при определенной протяженности линии.

## 2.2 Характеристика интеллектуальных систем учета

Системы «интеллектуальные» измерения (Smart Metering) – система, включающая в себя интеллектуальные приборы учета с дуплексной связью, аппаратуру связи по современным протоколам, алгоритмы обработки информации и осуществления воздействий в сети передачи энергоресурсов.

Устройства интеллектуальной системы учета энергоресурсов в большинстве своем предполагают размещение инновационных приборов учета на вводных присоединениях потребителей.

Система регулярно опрашивает такие приборы, тем самым получая информацию о потреблении электроэнергии. На основе полученной информации система может делать выводы и осуществлять управляющие воздействия по автоматическому и удаленному управлению теми или иными энергообъектами в целях повышения эффективности, экономичности, надежности и устойчивости поставки электроэнергии во всей сети.

Применительно к сфере электроэнергетики, инновационность подобных систем обуславливается тем, что с их помощью достигается повышение эффективности процесса контроля и учета электроэнергии и улучшение ее

качества за счет имеющейся возможности автоматического управления потреблением мощностей у потребителя посредством управляющих воздействий на основе полученной информации от интеллектуальных счетчиков и других информационных систем. Одним из важнейших проявлений оптимизации процесса учета электроэнергии является одновременность получения показаний с неограниченного количества точек учета, тем самым возможность точнейшего сведения баланса между отдачей и потреблением электроэнергии. В силу своей малой распространенности в России система умных измерений актуальна и применима на все уровни напряжения.

Приборы системы умных измерений дают ряд серьезных преимуществ перед традиционными приборами учета, не обладающими цифровой основой и возможностью передачи и приема информации:

- с их помощью представляется возможность оценки эффективности применяемых в сети мероприятий по энергосбережению, получая в режиме реального времени информацию о режимных особенностях потребления электроэнергии, о текущих значениях потребления;
- возможность контроля состояния измерительных приборов;
- возможность осуществления сведения баланса по группам счетчиков, а значит и возможность определения потребителей, потребление электроэнергии которым осталось неучтенным для системы.

Система интеллектуальных измерений включает следующие уровни:

- Верхний уровень. Данный уровень является центром комплексного управления всей системой и включает в себя функции аккумулирования, хранения, обработки, мониторинга информации, а также функцию управления (MDM - Meter Data Management);
- Средний уровень. Является безопасной средой обмена между верхним и нижним уровнями;
- Нижний уровень. Является источником данных для верхнего уровня и предполагает установку интеллектуальных приборов учета на стороне потребителей, являющихся устройствами, генерирующими информацию.



Также свойство сбора данных интеллектуальными приборами учета может оказаться очень полезным в тех случаях, когда диспетчер (оператор), видя информацию о всей сети низкого напряжения от данных приборов может максимально быстро принимать обоснованные решения на упреждение возникновения каких-либо ненормальных режимов или даже аварий, что делает сеть более живучей, а значит и надежной.

Существующие Российские проекты по внедрению системы интеллектуальных измерений электроэнергии приведены в таблице 17.

Таблица 17 – Существующие проекты системы интеллектуальных измерений

| Объект применения                                                                           | Масштаб применения                    |
|---------------------------------------------------------------------------------------------|---------------------------------------|
| 1                                                                                           | 2                                     |
| АСКУЭ РРЭ ОАО «РДЖ» - первая в России крупная система интеллектуальных измерений            | 240000 точек учета                    |
| АСКУЭ РРЭ ОАО «Чувашская энергосбытовая компания»                                           | 4761 интеллектуальный прибор учета    |
| АСКУЭ РРЭ ОАО «Коммунальные технологии» (г. Чебоксары)                                      | 4990 интеллектуальных приборов учета  |
| Промышленная эксплуатация в филиале ОАО «МРСК Урала» - «Пермэнерго»                         | 49978 интеллектуальных приборов учета |
| В филиалах ОАО «МРСК Центра» - «Смоленскэнерго», «Брянскэнерго», «Тамбовэнерго», «Ярэнерго» | Более 60000 точек учета               |
| АИИС КУЭ ООО «Эконом», Бурятия                                                              | 740 счетчиков Echelon                 |

Техническое функционирование приведенных выше примеров применения осуществляется на базе первого передового отечественного программного обеспечения RDM (Resource Data Manager) [?], которое является одним из немногих в мире, способных адаптироваться под любые сектора энергетики и поддерживать принятие информации от нескольких миллионов интеллектуальных приборов учета.

Таким образом, основными функциями, отличающими систему с использованием интеллектуальных приборов учета от традиционной системы, являются:

- достоверное измерение параметров электрической сети;
- автоматизированная и оперативная обработка, передача и предоставление информации о потреблении энергоресурсов;
- осуществление контроля режима потребления;
- сведение баланса по группам счетчиков с целью выявления безучетного потребления и фактов воздействия на счетчики;
- определение фактических потерь в сетях;
- ограничение и отключение энергопотребления (регулирование);
- оценка эффективности энергосберегающих мероприятий и технологий;
- управление потоками мощности потребителей.

Приведенный анализ устройств интеллектуальной системы энергоресурсов показал свои безоговорочные преимущества перед традиционными приборами учета, потому в рамках развития рассматриваемого участка сети Приморского края на ПС Логистика будет применена такая система.

Для воплощения в жизнь проекта с применением инновационных технологий в отношении интеллектуальных измерений и учета планируется установка интеллектуальных приборов учета: Echelon KNUM 1021/1023/2023; концентраторы данных: Echelon DC 1000/SL [6] (все приборы соответствуют стандартам МЭК). Функционирование системы будет происходить на базе отечественного программного обеспечения RDM.

## **2.3 Цифровая подстанция**

### **2.3.1 Стандарт МЭК 61850**

Цифровая подстанция – подстанция с высочайшим уровнем автоматизации, в которой процесс информационного обмена между элементами ПС, а также управление работой ПС осуществляются в цифровом виде и на которой в полной мере реализованы технологии цифровой передачи данных,

базирующиеся на стандарте МЭК-61850 [10].

Одной из ключевых особенностей цифровой подстанции является приближение устройств сбора дискретных и аналоговых сигналов и выдачи управляющих воздействий непосредственно к оборудованию с последующей передачей всей информации, необходимой для функционирования комплексов РЗА и АСУ ТП ПС, в цифровой форме. В результате сокращается протяженность контрольных кабелей вторичных цепей и в следствии этого снижается вероятность их отказа, а также за счет контроля практически всех параметров в цифровом виде в разы повышается наблюдаемость вторичных систем и сети в целом [12].

В зависимости от объемов цифровых технологий передачи данных на подстанции выделяют три архитектуры, особенности которых продемонстрированы в таблице 18.

Таблица 18 – Архитектуры построения ЦПС [12].

| Особенность                                                             | Архитектура I | Архитектура II | Архитектура III |
|-------------------------------------------------------------------------|---------------|----------------|-----------------|
| 1                                                                       | 2             | 3              | 4               |
| Использование протокола MMS                                             | Да            | Да             | Да              |
| Использование протокола GOOSE                                           | Нет           | Да             | Да              |
| Использование протокола Simplified Values                               | Нет           | Нет            | Да              |
| Применение оборудования с поддержкой МЭК 61850 на подстанционном уровне | Да            | Да             | Да              |
| Применение оборудования с поддержкой МЭК 61850 на уровне присоединения  | Да            | Да             | Да              |
| Применение оборудования с поддержкой МЭК 61850 на полевом уровне        | Нет           | Да             | Да              |
| Использование ШПДС                                                      | Нет           | Да             | Да              |
| Использование ШПАС                                                      | Нет           | Нет            | Да              |
| Использование ЦТТ и ЦТН                                                 | Нет           | Нет            | Да              |

Реализацию подстанции нового поколения невозможно выполнить без использования цифровых приборов, работающие на дискретных сигналах, которые обрабатывают, сигнализируют, визуализируют технологический процесс, хранят информацию и предоставляют доступ пользователю к изменению эксплуатационного состояния и режима работы станций и подстанций в дистанционном режиме с АРМ.

Внедрение ЦПС преследует следующие цели и преимущества по сравнению с традиционными (не цифровыми) подстанциями:

- Появление системы мониторинга. Появление этой системы подразумевает постоянное наличие достоверной информации о состоянии технологического процесса, оборудования. Информация об оборудовании особенно ценна, поскольку при правильном использовании может быть интегрирована в системы мониторинга состояния, позволяющая отойти от периодического технического обслуживания и прийти к обслуживанию силового оборудования по состоянию, что приведет к сокращению затрат и увеличению надежности режимов работы сети.

- Появление типового электронного проекта. Его появление повлечет за собой уменьшение рисков ошибок при проектировании за счет типизации всех ЦПС, а также сократит сроки проектирования самих ЦПС.

- Использование цифровых измерительных преобразователей и преобразователей аналоговых сигналов. Использование данного оборудования повысит надежность функционирования звена измерения первичных величин за счет частичного или полного отказа от контрольных кабелей. Как следствие возрастает надежность работы УРЗА и снижаются трудозатраты на обслуживание измерительных трансформаторов.

- Использование телеуправления коммутационными аппаратами. Повышается надежность работы и безопасность при производстве переключений.

Рисунок 4 иллюстрирует ключевые отличия между традиционными ПС и цифровыми ПС.

Более подробно рассматривается третья архитектура построения подстанций.

Архитектура III предполагает применение протоколов MMS (используется при интеграции УРЗА в АСУ ТП), протоколов GOOSE (используется для передачи информации между устройствами уровня присоединения), протокола Sampled Values (используется для передачи информации об измерениях от цифровых измерительных преобразователей).

Иллюстрация в отношении ЦПС показывает, что посредством протокола МЭК 61850 или SV-потоков информация поступает в шину процесса и далее в терминалы УРЗА, откуда далее поступает в шину станции и посредством протокола MMS далее уходит в АСУ ТП, АРМ оперативного персонала и коммутационный контроллер.

Применительно к данной диссертации подразумевается применение на проектируемой ПС Логистика технологий ЦПС архитектуры III, которая включает установку цифровых терминалов РЗА, оборудования АСУ ТП, применение цифровых измерительных преобразователей тока и напряжения на напряжении 220 кВ, а также преобразователей аналоговых и дискретных сигналов (ПАС и ПДС) в ячейках 10 кВ распределительных устройств.

Одним из ведущих производителей ПМ РЗА, поддерживающих стандарт МЭК 61850 является НПП «ЭКРА». НПП «ЭКРА» располагает инновационными исследовательскими разработками.

Анализ ЦПС как инновационной технологии показал её преимущества перед традиционным построением подстанций. В настоящее время с помощью оборудования, производимого на отечественных заводах, имеется техническая возможность построения ЦПС в России, что является немаловажным экономическим фактором развития таких подстанций по всей стране. В рамках построения ЦПС на подстанции Логистика будет использоваться продукция НПП «ЭКРА» для построения ЦПС Архитектуры III.



В рамках первого этапа реализации ЦПС Архитектуры III предлагается внедрение следующих технологий:

1. Распределительные устройства: комплектное распределительное устройство элегазовое типа ЯГГ 220 на ВН, закрытое распределительное устройство с КРУ «ЭлекКом КС-Н».

2. Цифровые измерительные трансформаторы тока и напряжения.

3. MMS для системной интеграции, GOOSE для оперативного обмена данными между устройствами, а также протокол Sampled Values для цифровой передачи измерительных данных от трансформаторов тока и напряжения.

### 2.3.2 Цифровые измерительные трансформаторы тока и напряжения

Цифровые трансформаторы тока и напряжения, являясь измерительными трансформаторами служат для преобразования первичных значений токов и напряжений в стандартизированные масштабным преобразованием вторичные для устройств РЗА, измерения, учета, сигнализации и управления.

Принцип из действия основан на физических принципах закона Ома, закона полного тока и гальваномагнитных эффектов. Сами измерения могут происходить одновременно на разных принципах, которые зависят от конкретного вида измерительного трансформатора.

Электронные блоки ЦТТН преобразуя информацию от измерительных преобразователей в пакет цифровой информации, как правило по ВОЛС, отправляет его в устройства РЗА, АСУ ТП и другим необходимым устройствам в пределах определенной ЦПС.

ЦТТН построены на следующих компонентах:

- первичные преобразователи напряжения;
- первичные преобразователи силы тока;
- электронный блок на стороне ВН (35 кВ и выше);
- электронный блок на стороне НН (ниже 35 кВ).

ЦТТН могут резервироваться установкой дополнительных преобразователей первичного тока и напряжения, устанавливаемых в пределах одного и того же измерительного трансформатора, а для удобства

проверок и эксплуатации снабжаться дополнительными выводами аналоговых сигналов с этих преобразователей.

Измерительные трансформаторы обеспечиваются специальным ПО электронных блоков, предназначенным для управления их интерфейсом и поддержания правильной работы трансформатора в целом. Также с помощью ПО можно располагать информацией, отражающей состояние ЦТТН, осуществлять синхронизацию электронных блоков присоединений с системой точного времени по разным протоколам.

Таким образом, можно выделить следующие преимущества цифровых трансформаторов тока и напряжения в сравнении с традиционными:

1. Точность измерений. Цифровые трансформаторы обеспечивают более высокую точность измерений благодаря автоматической компенсации погрешностей, которые возникают из-за гармоник, загрузки вторичных цепей и температуры. Класс точности цифровых трансформаторов тока может достигать 0,05%, что выше норм МЭК 60044-1 и ГОСТ 7746-2001.

2. Устойчивость к внешним воздействиям. Цифровые трансформаторы более устойчивы к внешним электромагнитным помехам благодаря оптоволоконным каналам передачи данных. Также они менее восприимчивы к вибрации и сейсмостойки.

3. Возможность передачи данных в режиме реального времени. Совместно с использованием технологий, описанных в пункте 2.3.1, появляется возможность мониторинга параметров сети в реальный момент времени.

На ПС Логистика применение цифровых трансформаторов тока и напряжение предусмотрено в КРУЭ ЯГГ-220 кВ.

Приведенный анализ измерительных трансформаторов показал, что они адаптированы для применения в среде цифровых подстанций и являются неотъемлемой их частью в пределах определенных их архитектур, потому с успехом могут быть внедрены в концепцию цифровой подстанции, которая будет применяться на подстанции Логистика в рамках развития участка электрической сети Приморского края.



Вывод: В результате проработки данного раздела к применению в электрической сети 110-220 кВ Приморского края для повышения управляемости и пропускной способности линий выбраны технологии: провода нового поколения; интеллектуальные системы учета электроэнергии; цифровые оптические трансформаторы тока и напряжения; статический тиристорный компенсатор. Представленные технологические решения демонстрируют существенные преимущества перед традиционными аналогами по всем ключевым параметрам. Их внедрение полностью соответствует современным принципам построения цифровой подстанции и будет реализовано при развитии сети 110-220 кВ Приморской электрической сети при подключении ПС Логистика.

### 3 РАЗРАБОТКА И ВЫБОР ОПТИМАЛЬНОГО ВАРИАНТА РАЗВИТИЯ ЭЛЕКТРИЧЕСКОЙ СЕТИ ПРИМОРСКОГО КРАЯ

Разработка вариантов развития электрической сети в связи с подключением новой подстанции необходима для дальнейшего выбора наиболее оптимального из них по экономической и технической составляющей.

Техническая оценка разработанных вариантов выполняется по протяженности линий электропередачи, необходимой для подключения новой подстанции, а также количеству выключателей.

#### 3.1 Прогнозирование нагрузок рассматриваемого участка сети

Прогнозирование нагрузок необходимо для выбора оптимального развития участка электрической сети с учетом перспективного роста нагрузок.

В качестве метода прогнозирования выбран вероятностно-статистический, так как в качестве исходных данных приведены ведомости контрольных замеров.

Прогнозирование нагрузок выполняется на 5 лет, до 2030 года.

Вероятностные характеристики графика электрических нагрузок определяются по следующим формулам [16]:

Средняя мощность:

$$P_{cp} = \frac{1}{T_H} \cdot \sum_{i=1}^m P_i \cdot t_i ; \quad (3)$$

где  $P_i$  - значение контрольного замера, продолжительностью  $t_i$ ;

$T_H$  - количество измерений контрольного замера.

Среднеквадратическая мощность:

$$P_{эф} = \sqrt{\frac{1}{T_H} \cdot \sum_{i=1}^m P_i^2 \cdot t_i} . \quad (4)$$

Максимальная мощность:

$$P_{\max} = P_{cp} \left( 1 + t_{\beta} \sqrt{K_{\phi}^2 - 1} \right); \quad (5)$$

где  $t_{\beta}$  - кратность средних квадратических отклонений, принимается равной 1,96;

$K_{\phi}$  - коэффициент формы.

Коэффициент формы находится по формуле:

$$K_{\phi} = \frac{P_{\text{эф}}}{P_{cp}}. \quad (6)$$

Прогноз нагрузки выполняется по формуле сложных процентов:

$$P_{cp}^{прог} = P_{cp}^{баз} (1 + \varepsilon)^{t_{прог} - t_{баз}} \quad (7)$$

где  $\varepsilon$  - среднегодовой относительный прирост электрической нагрузки, принимается равным 0,05;

$P_{cp}^{баз}$  - средняя мощность нагрузки в год, в который осуществляется прогноз нагрузки;

$t_{баз}$  - год, в который осуществляется прогноз нагрузки;

$t_{прог}$  - год, на который прогнозируется нагрузка.

Аналогичный расчет выполняется для прогнозирования реактивной мощности.

Расчет текущих и прогнозируемых вероятностных характеристик выполняется на примере ПС 110 кВ Промузел:

$$P_{cp} = \frac{24,8 \cdot 2 + 25,4 \cdot 4 + 25,3 \cdot 3 + 25,2 \cdot 3 + 25,6 \cdot 2 + 25,5 \cdot 3 + 25,9 \cdot 3 + 24,6}{24}$$

$$\frac{+24,7 + 25,1 + 25,7}{24} = 25,34 \text{ МВт};$$

$$P_{\phi} = \sqrt{\frac{24,8^2 \cdot 2 + 25,4^2 \cdot 4 + 25,3^2 \cdot 3 + 25,2^2 \cdot 3 + 25,6^2 \cdot 2 + 25,5^2 \cdot 3 + 25,9^2 \cdot 3}{24}}$$

$$\sqrt{+24,6^2 + 24,7^2 + 25,1^2 + 25,7^2} = 25,344 \text{ МВт};$$

$$K_{\phi} = \frac{25,344}{25,34} = 1,0002;$$

$$P_{\max} = 25,34 \left( 1 + 1,96 \sqrt{1,0002^2 - 1} \right) = 26,3 \text{ МВт};$$

$$P_{cp}^{prog} = 25,34 (1 + 0,05)^{2030-2025} = 32,34 \text{ МВт}.$$

Аналогичным образом проводится расчет настоящих и прогнозируемых вероятностных характеристик реактивной мощности. Результаты расчета для остальных подстанций приведены в таблицах 19 и 20.

Для расчета вероятностных характеристик проектируемой ПС Логистика необходимо воспользоваться типовым суточным графиком электрических нагрузок промышленного предприятия.

За значение максимальной активной мощности принимается значение в заявке на технологическое присоединение – 23,1 МВт. Далее расчет вероятностных текущих и прогнозируемых характеристик выполняется аналогичным образом. Результаты расчета также приведены в таблицах 19 и 20.

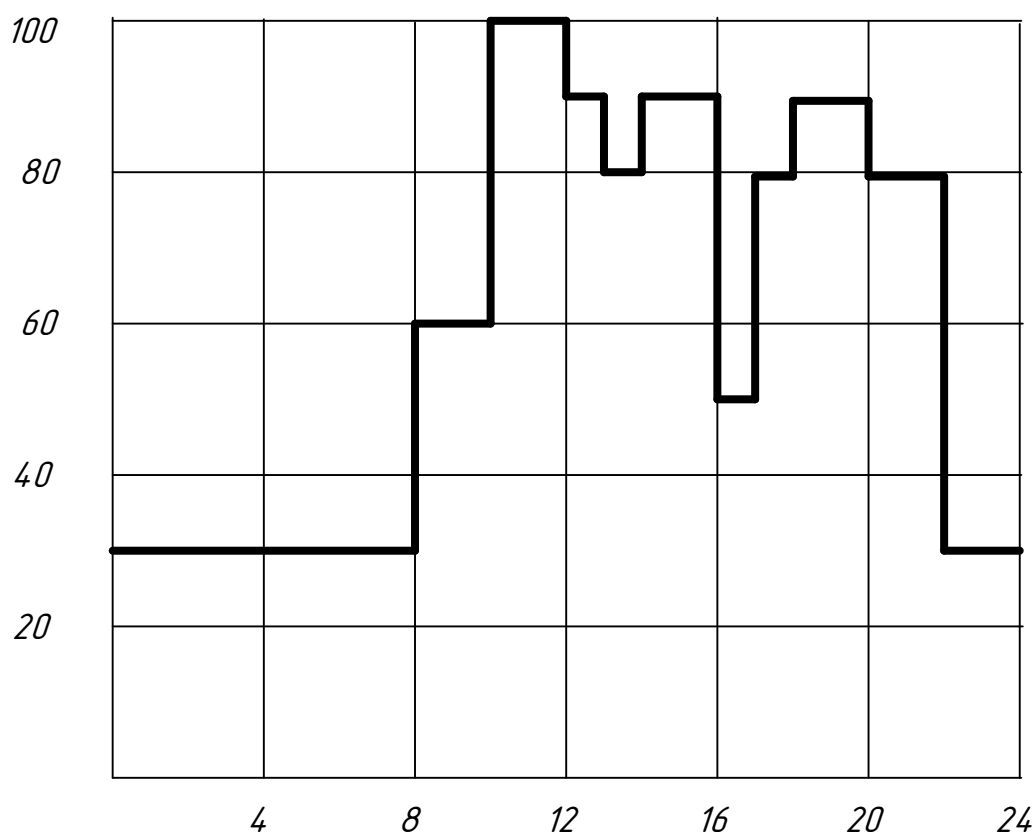


Рисунок 5 – Суточный типовой график нагрузки для транспортно-логистического предприятия

Таблица 19 – Вероятностные характеристики мощности

| Наименование подстанции | $P_{cp}$ , МВт | $P_{эф}$ , МВт | $P_{макс}$ , МВт | $Q_{cp}$ , Мвар | $Q_{эф}$ , Мвар | $Q_{макс}$ , Мвар |
|-------------------------|----------------|----------------|------------------|-----------------|-----------------|-------------------|
| 1                       | 2              | 3              | 4                | 5               | 6               | 7                 |
| ПС Логистика 220 кВ     | 17,7           | 16,5           | 23,1             | 7,1             | 6,6             | 9,24              |
| ПС Аэропорт 220 кВ      | 25,5           | 24,8           | 30,2             | 11,7            | 11,3            | 14,5              |
| ПС Суходол 220 кВ       | 33,1           | 31,7           | 42               | 13,3            | 12,8            | 16,4              |
| ПС Волна 220 кВ         | 77,8           | 75,6           | 91,1             | 33,3            | 32,4            | 39                |
| ПС Зеленый угол 220 кВ  | 25,2           | 24,3           | 30,9             | 3,4             | 2,7             | 8,1               |
| ПС Муравейка 110 кВ     | 11,7           | 11,4           | 14,2             | 3,3             | 3,2             | 4                 |
| ПС Шахта 7 110 кВ       | 24,4           | 23,5           | 30,1             | 8,7             | 8               | 13,4              |
| ПС Промузел 110 кВ      | 25,34          | 25,344         | 26,3             | 9,6             | 9,5             | 14,3              |
| ПС Кролевцы 110 кВ      | 53,2           | 51,2           | 66,4             | 15              | 14,6            | 17,3              |
| ПС Штыково 110 кВ       | 14,3           | 14             | 16,8             | 4,3             | 3,8             | 9,2               |
| ПС Океан                | 31,8           | 30,4           | 40,7             | 12,8            | 12,3            | 15,9              |
| ПС Лазурная             | 2,8            | 2,6            | 3,4              | 1,2             | 1,1             | 1,4               |
| ПС Горностай            | 8,5            | 8,2            | 11               | 3,3             | 3,2             | 3,8               |
| ПС Спутник              | 74,1           | 71,9           | 87,4             | 27,3            | 26,4            | 33                |
| ПС Чайка                | 27,4           | 26,7           | 32,1             | 10,9            | 10,5            | 13,7              |

Таблица 20 – Спрогнозированные вероятностные характеристики мощности

| Наименование подстанции | $P_{cp}$ , МВт | $P_{эф}$ , МВт | $P_{макс}$ , МВт | $Q_{cp}$ , Мвар | $Q_{эф}$ , Мвар | $Q_{макс}$ , Мвар |
|-------------------------|----------------|----------------|------------------|-----------------|-----------------|-------------------|
| 1                       | 2              | 3              | 4                | 5               | 6               | 7                 |
| ПС Логистика 220 кВ     | 24,1           | 22,9           | 29,5             | 9,6             | 9,2             | 11,8              |
| ПС Аэропорт 220 кВ      | 33,3           | 32,4           | 39,5             | 15,3            | 14,8            | 19                |
| ПС Суходол 220 кВ       | 43,3           | 41,4           | 54,9             | 17,4            | 16,7            | 21,4              |
| ПС Волна 220 кВ         | 101,7          | 98,8           | 119              | 43,5            | 42,3            | 51                |
| ПС Зеленый угол 220 кВ  | 33             | 31,8           | 40,4             | 4,4             | 3,5             | 10,6              |
| ПС Муравейка 110 кВ     | 15,3           | 14,9           | 18,5             | 4,3             | 4,1             | 5,2               |
| ПС Шахта 7 110 кВ       | 31,9           | 30,7           | 39,3             | 11,4            | 10,5            | 17,5              |
| ПС Промузел 110 кВ      | 32,34          | 31,14          | 39,74            | 12,5            | 11,6            | 18,7              |
| ПС Кролевцы 110 кВ      | 69,5           | 66,9           | 86,7             | 19,6            | 19,1            | 22,6              |
| ПС Штыково 110 кВ       | 18,7           | 18,3           | 22               | 5,6             | 5               | 12,02             |
| ПС Океан                | 41,6           | 39,7           | 53,2             | 16,7            | 16,1            | 20,8              |
| ПС Лазурная             | 3,7            | 3,4            | 4,4              | 1,6             | 1,4             | 1,8               |
| ПС Горностай            | 11,1           | 10,7           | 14,4             | 4,3             | 4,2             | 5                 |
| ПС Спутник              | 96,8           | 94             | 114,2            | 35,7            | 34,5            | 43,1              |
| ПС Чайка                | 35,8           | 34,9           | 42               | 14,2            | 13,7            | 18                |

Рассчитанные значения прогнозируемых нагрузок используются при анализе выбранных вариантов конфигурации сети.

### 3.2 Разработка схем подключения ПС Логистика

При разработке возможных схем подключения новой подстанции необходимо руководствоваться следующими принципами:

- Исключение обратных перетоков мощности;
- Сохранение одного класса напряжения;
- В рамках надежности и удобства обслуживания предпочтительны кольцевые сети, а не разомкнутые.

В работе предложено 4 варианта подключения ПС Логистика, в двух из которых подключение осуществляется к сети 220 кВ, в двух – 110 кВ.

Вариант 1 – рассечка в ВЛ-220 кВ Владивосток – Суходол со строительством 2-х ВЛ-220 кВ.

Структурная схема 1 варианта представлена на рисунке 6.

Упрощенная схема первого варианта приведена в приложении А на рисунке А.4.

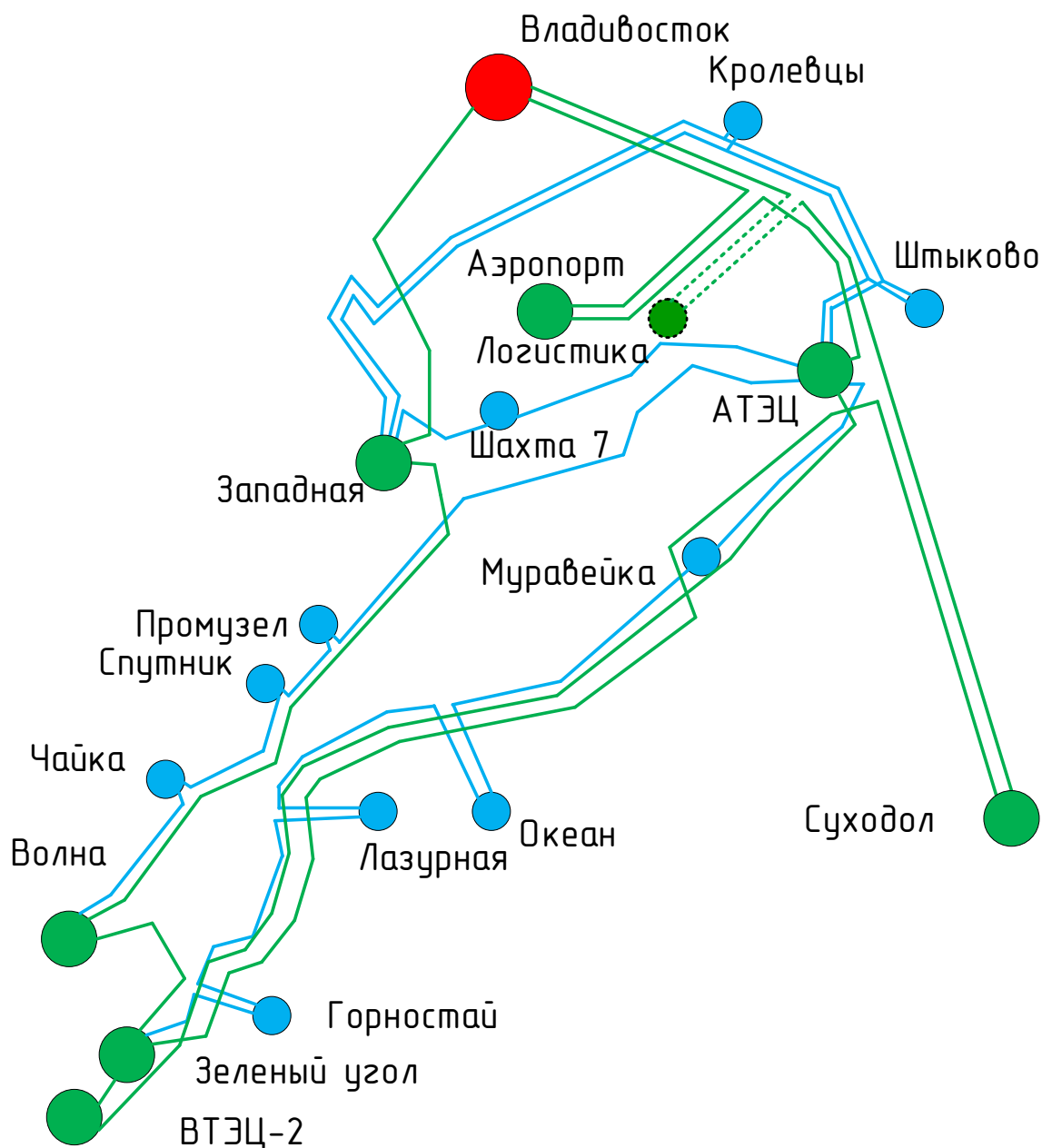


Рисунок 6 – Структурная схема 1 варианта подключения ПС Логистика

В данном варианте подключения применяется схема 5АН – «Мостик с выключателями в цепях трансформаторов и ремонтной перемычкой со стороны трансформаторов».

К преимуществам данной схемы относятся:

- возможность сохранения транзита мощности. Схема позволяет сохранить транзит мощности по присоединённым линиям через ремонтную перемычку, а

также сохранить в работе оба трансформатора при аварийном отключении ВЛ-220 кВ Владивосток – Логистика или ВЛ-220 кВ Логистика – Суходол;

- простота обслуживания. Оперативные блоки и операции с разъединителями просты и однотипны, что минимизирует отказы по вине персонала;

- возможность секционирования сети. Схема применяется при необходимости секционирования сети на подстанции в режиме ремонта любого выключателя.

К недостатку данной схемы можно отнести: питание по одной линии при отключении другой.

Схема содержит в себе 3 выключателя 220 кВ. Протяженность линий составит ориентировочно 5,5 км каждая.

Вариант 2 – рассечка в КВЛ-220 кВ АТЭЦ – Аэропорт со строительством двух ВЛ.

Данный вариант подключения подразумевает применение схемы 5АН – «Мостик с выключателями в цепях трансформаторов и ремонтной перемычкой со стороны трансформаторов».

Преимущества и недостатки данной схемы описаны в 1 варианте подключения.

Также к преимуществу данного варианта можно отнести строительство заходов на ПС Логистика малой протяженности, ориентировочно 0,5 км каждая.

Структурная схема 2 варианта представлена на рисунке 7.

Упрощенная схема второго варианта приведена в приложении А на рисунке А.5.

Вариант 3 – подключение от РУ 220 кВ АТЭЦ.

В данном варианте подключения ПС Логистика является тупиковой, поэтому применяется схема 4Н – «Два блока с выключателями и неавтоматической перемычкой со стороны линий».



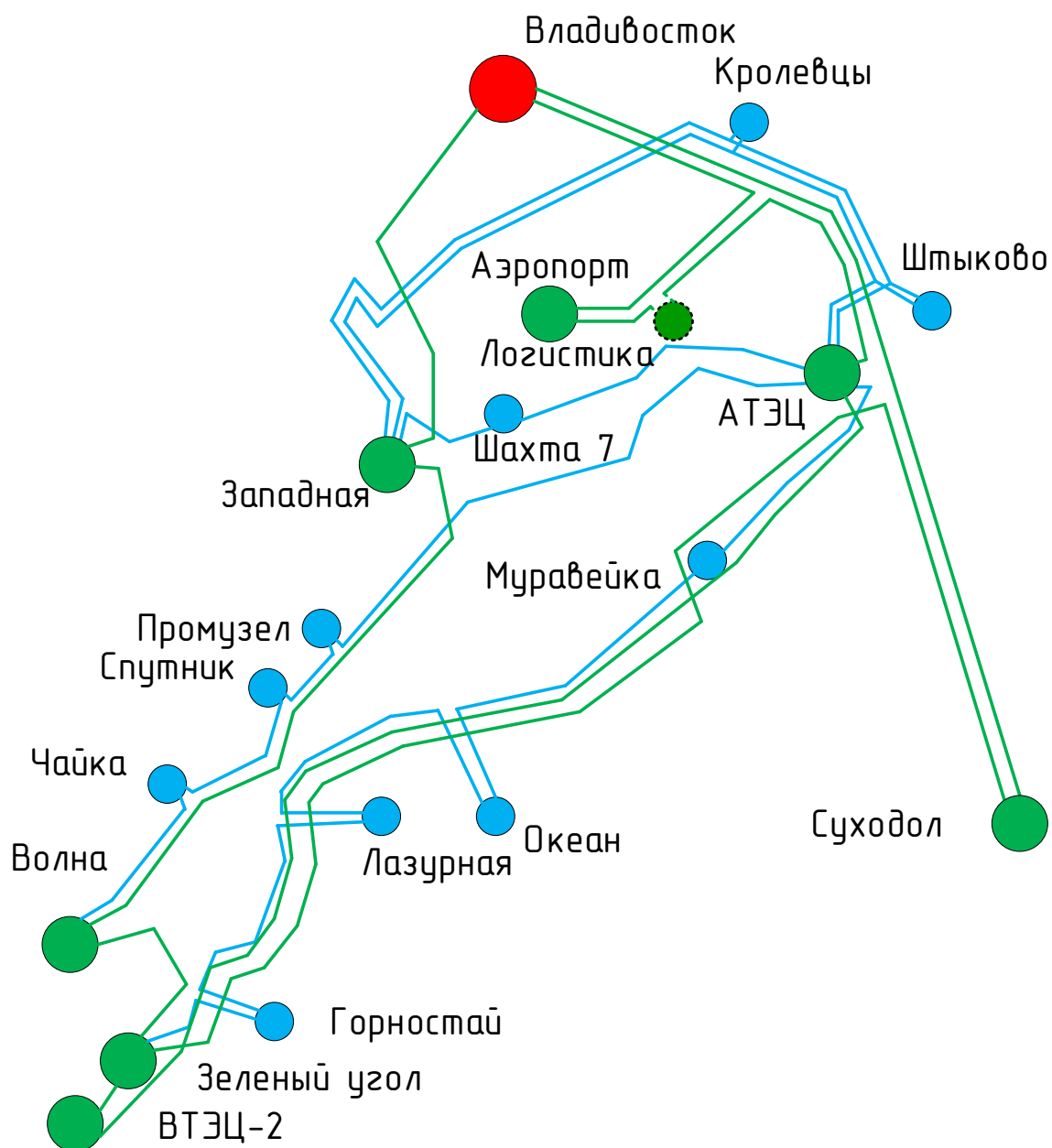


Рисунок 7 – Структурная схема 2 варианта подключения ПС Логистика

К преимуществам данной схемы можно отнести:

- надежность и экономичность;
- простота и наглядность.

Количество выключателей в схеме - 2. Количество выключателей для реконструкции АТЭЦ – 1.

Необходимо строительство двух линий 220 кВ, протяженностью 8 км каждая.

Структурная схема 3 варианта подключения ПС Логистика приведена на рисунке 8.

Упрощенная схема третьего варианта приведена в приложении А на рисунке А.6.

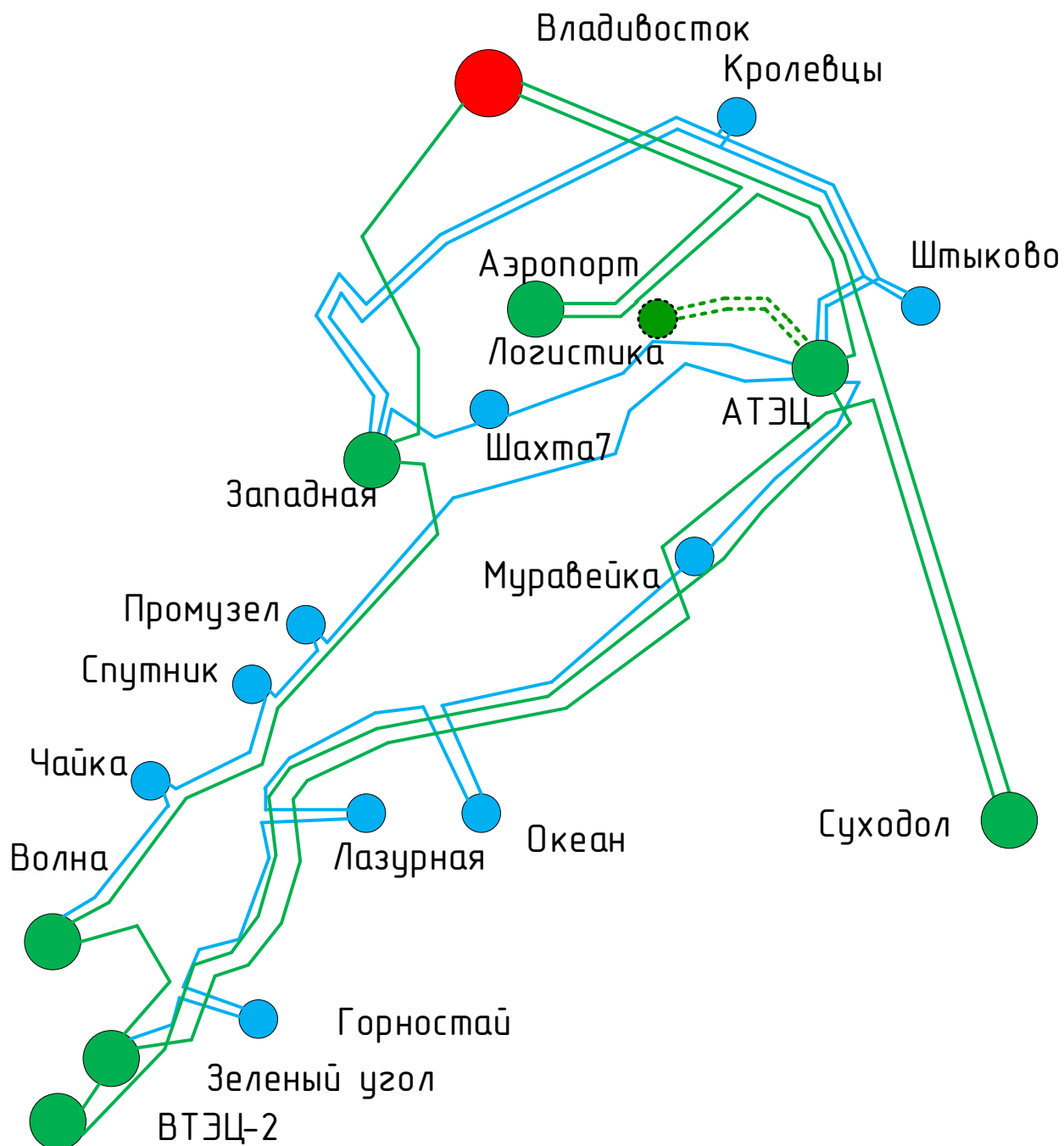


Рисунок 8 – Структурная схема 3 варианта подключения ПС Логистика

Преимуществом данной схемы является подключение напрямую к источнику питания, недостаток – необходимость реконструкции РУ 220 кВ АТЭЦ с добавлением новой ячейки.

Вариант 4 – подключение отпайками от ВЛ-220 кВ Владивосток – Аэропорт и ВЛ-220 кВ АТЭЦ – Аэропорт.

В данном варианте подключения ПС Логистика является отпаечной, поэтому применяется схема 4Н – «Два блока с выключателями и неавтоматической перемычкой со стороны линий».

Структурная схема 4 варианта подключения приведена на рисунке 9.

Однолинейная схема четвертого варианта приведена в приложении А на рисунке А.7.

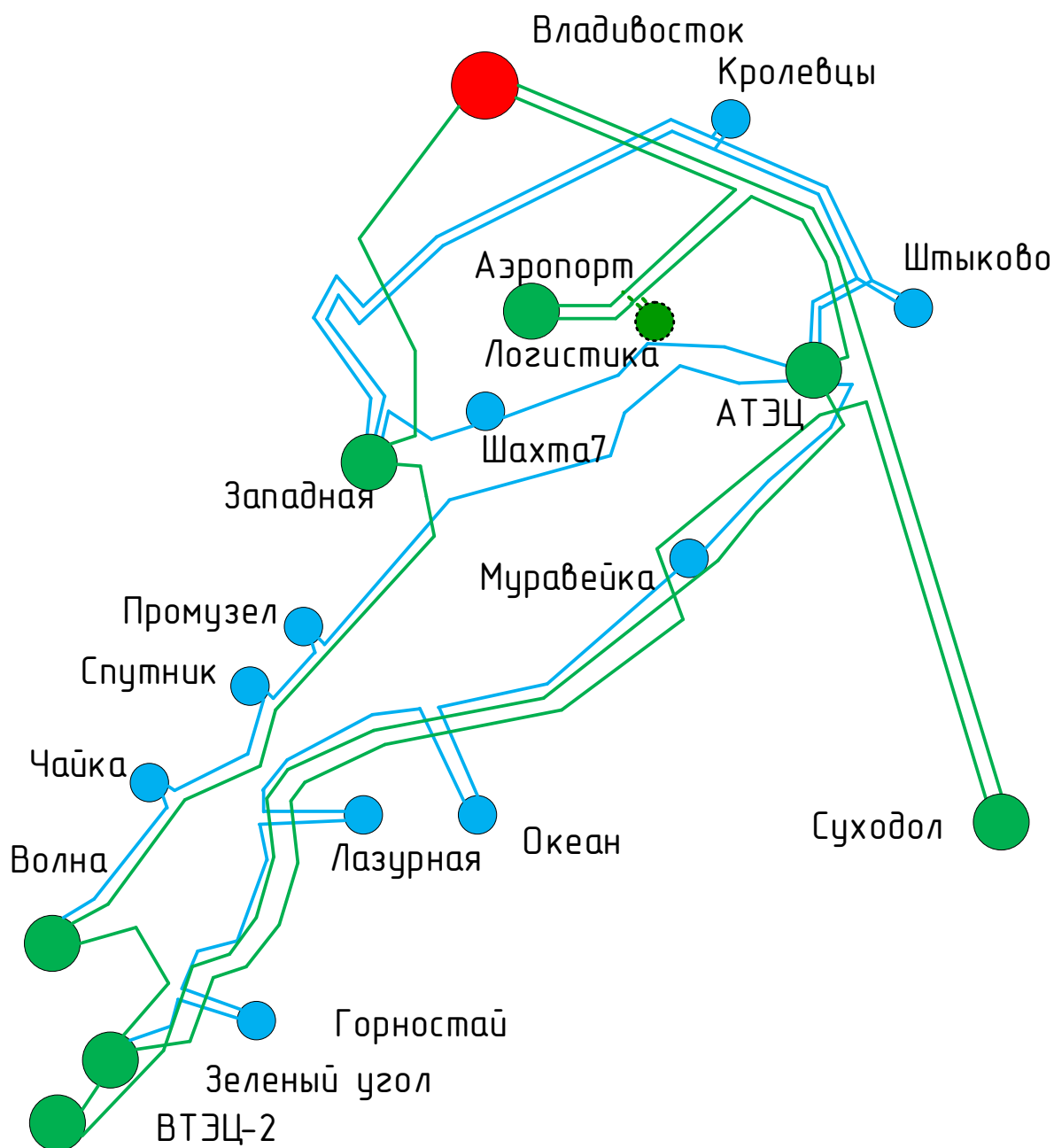


Рисунок 9 – Структурная схема 4 варианта подключение ПС Логистика

Количество выключателей в схеме - 2.

Необходимо строительство двух линий 220 кВ, протяженностью 1 км каждая.

Вывод: разработаны 4 потенциально возможные варианты подключения ПС Логистика и предварительно проанализированы их преимущества и недостатки. Для дальнейшего выбора наиболее двух оптимальных вариантов необходимо проведение их технического анализа.

### **3.3 Технический анализ предлагаемых вариантов подключения ПС Логистика**

Технический анализ предлагаемых вариантов подключения ПС Логистика выполняется на основе сравнения суммарной протяженности линий, суммарного количества выключателей, а также аналитического анализа.

В таблице 21 приведены значения суммарной протяженности линий электропередачи и суммарного количества выключателей для предложенных вариантов.

Таблица 21 – Суммарная протяженность ЛЭП и выключателей в предложенных вариантах

| № варианта | Суммарная протяженность ВЛ, км | Суммарное количество выключателей, шт |
|------------|--------------------------------|---------------------------------------|
| 1          | 2                              | 3                                     |
| 1          | 11                             | 3                                     |
| 2          | 1                              | 3                                     |
| 3          | 16                             | 3                                     |
| 4          | 1                              | 2                                     |

Наибольшую суммарную протяженность ВЛ имеют варианты 1 и 3, также в этих вариантах наибольшее суммарное количество выключателей. К тому же 3 вариант подразумевает реконструкцию РУ 220 кВ АТЭЦ, что несет дополнительные затраты.

Наименьшая суммарная протяженность линий в вариантах 2 и 4, также в 4 варианте необходимо наименьшее количество выключателей.

Во 2 варианте ПС Логистика является транзитной, что более надежно в сравнении с 4 вариантом подключения, в котором ПС Логистика является отпаечной.

Вывод: на основе технического анализа предлагаемых вариантов подключения ПС Логистика выбраны 2 и 4. Для дальнейшего выбора одного оптимального необходимо провести анализ характерных электрических режимов с учетом рассчитанных прогнозируемых нагрузок, а также экономическое сравнение.

### **3.4 Выбор сечения провода для выбранных вариантов**

Для моделирования электрического режима в ПВК RastrWin3 необходимо выбрать сечение проводников для двух вариантов подключения. Также это необходимо для проверки проводника по длительно допустимому току. Выбор сечения выполняется методом экономических токовых интервалов. Для расчета максимального тока применяются спрогнозированные показатели мощности нагрузок.

Максимальный ток присоединения:

$$I_{\max} = \frac{\sqrt{P_{\max}^2 + Q_{\max}^2}}{\sqrt{3} \cdot N \cdot U_{\text{ном}}}; \quad (8)$$

где  $N$  - количество цепей;

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

Расчетный ток:

$$I_{\text{расч}} = I_{\max} \cdot \alpha_i \cdot \alpha_t \quad (9)$$

где  $\alpha_i$  - коэффициент изменения нагрузки в годы эксплуатации ВЛ, принимается равным 1,05;

$\alpha_t$  - коэффициент числа использования в годы эксплуатации ВЛ, принимается равным 1,1.

Вариант 2:

Максимальный ток подключения:

$$I_{\max} = \frac{\sqrt{74,8^2 + 26,3^2}}{\sqrt{3} \cdot 220 \cdot 1} \cdot 10^3 = 208,1 \text{ А.}$$

Расчетный ток подключения:

$$I_{\text{расч}} = 208,1 \cdot 1,05 \cdot 1,1 = 240,3 \text{ А.}$$

Согласно экономическим токовым интервалам, выбирается сечение 240 мм<sup>2</sup>, соответствующее току 280 А. Однако, КВЛ АТЭЦ – Аэропорт выполнена проводом АС-400/64, и использование провода меньшего сечения может привести к следующим проблемам:

- распределение тока. При соединении проводов разного сечения возникает переходное сопротивление, которое влияет на распределение тока. Сопротивление соединения определяется наименьшим сечением проводника, что может привести к тому, что ток будет распределяться неравномерно;

- повышенный риск перегрева. Из-за переходного сопротивления ток в месте соединения выделяется больше тепла, чем если бы использовались провода одинакового сечения. Это может вызвать перегрев соединения, который, в свою очередь, ускоряет старение изоляции и увеличивает риск короткого замыкания.

Поэтому целесообразно принять провод марки АС-400.

Проверка выбранного провода по длительно допустимому току выполняется в нормальном и послеаварийном режимах с помощью ПК RastrWin3. Длительно допустимый ток провода АС-400 составляет 825 А. Данный провод способен обеспечить нормальный режим работы сети.

Вариант 4:

Максимальный ток подключения:

$$I_{\max} = \frac{\sqrt{23,1^2 + 9,24^2}}{\sqrt{3} \cdot 220 \cdot 2} \cdot 10^3 = 65,3 \text{ А.}$$

Расчетный ток подключения:

$$I_{\text{расч}} = 208,1 \cdot 1,05 \cdot 1,1 = 75,4 \text{ А.}$$

Согласно экономическим токовым интервалам, выбирается минимально возможное для данного номинального напряжение сечение 240 мм<sup>2</sup>, соответствующее току 280 А. Выбранное сечение проводника допустимо при проверке по длительно допустимому току.

### 3.5 Выбор и проверка силовых трансформаторов на ПС Логистика

Мощность силовых трансформаторов рассчитывается по формуле:

$$S_{\text{тр}} = \frac{\sqrt{P_{\text{ср}}^2 + Q_{\text{неск}}^2}}{N \cdot K_3}; \quad (10)$$

где  $K_3$  - коэффициент загрузки силового трансформатора (принимается равным 0,7);

$P_{\text{ср}}$  - средняя активная мощность, МВт;

$Q_{\text{неск}}$  - некомпенсированная реактивная мощность, Мвар;

$N$  - количество трансформаторов (принимается равным 2 для II категории надежности электроснабжения потребителя).

Проверка силового трансформатора осуществляется по коэффициенту загрузки.

В нормальном режиме коэффициент загрузки силового трансформатора не должен превышать 0,7:

$$K_3 = \frac{S_n}{N \cdot S_{mp}} \leq 0,7; \quad (11)$$

где  $S_{ном}$  - номинальная мощность трансформатора.

В послеаварийном режиме коэффициент загрузки силового трансформатора не должен превышать 1,4:

$$K_3 = \frac{S_n}{(N-1) \cdot S_{mp}} \leq 1,4. \quad (12)$$

Выбор мощности силового трансформатора осуществляется по средней активной мощности и некомпенсированной реактивной мощности.

Порядок расчета некомпенсированной реактивной мощности:

Реактивная мощность, требуемая к передаче, в соответствии с нормативной документацией:

$$Q = P_{max} \operatorname{tg} \varphi; \quad (13)$$

где  $\operatorname{tg} \varphi$  - коэффициент реактивной мощности (принимается равным 0,4);

$P_{max}$  - прогнозируемое максимальное значение активной мощности, МВт.

Реактивная мощность компенсирующих устройств:

$$Q_{KV} = Q_{max} - Q. \quad (14)$$

Выбираются компенсирующие устройства и определяется их фактическая мощность.



Максимальная реактивная мощность:

$$Q_{\max} = P_{\max} \cdot \operatorname{tg} \varphi_i. \quad (15)$$

Нескомпенсированная реактивная мощность:

$$Q_{\text{неск}} = Q_{\max} - Q_{\text{КУфакт}}; \quad (16)$$

где  $Q_{\text{КУфакт}}$  - фактическая мощность всех компенсирующих устройств на ПС, Мвар.

$$Q = 23,1 \cdot 0,4 = 9,24 \text{ Мвар};$$

$$Q_{\max} = 23,1 \cdot 0,43 = 9,933 \text{ Мвар};$$

$$Q_{\text{КУ}} = 9,933 - 9,24 = 0,693 \text{ Мвар}.$$

Принимаем к установке на каждой секции устройства компенсации реактивной мощности: 1хУКРЛ56-10,5-225-75 У1, 1хУКРЛ56-10,5-150-50 У1. Суммарная мощность компенсирующих устройств – 0,75 Мвар.

$$Q_{\text{неск}} = 9,933 - 0,75 = 9,183.$$

Тогда мощность силового трансформатора:

$$S_{\text{тр}} = \frac{\sqrt{21,8^2 + 9,183^2}}{2 \cdot 0,7} = 16,9 \text{ МВА}.$$

Округляем получившееся значение до ближайшего наибольшего номинального и принимаем к установке на ПС Логистика силовой трансформатор марки ТДН-25000/220.

Проверка выбранного трансформатора:

$$S_H = \sqrt{P_{\max}^2 + Q_{\text{неск}}^2} \quad (17)$$

$$S_H = \sqrt{23,1^2 + 9,183^2} = 24,9 \text{ МВА.}$$

Нормальный режим (в работе оба трансформатора):

$$K_3 = \frac{24,9}{2 \cdot 25} = 0,498.$$

Коэффициент загрузки в нормальном режиме соответствует нормативному.

Послеаварийный режим (в работе один трансформатор):

$$K_3 = \frac{24,9}{1 \cdot 25} = 0,996$$

Коэффициент загрузки в послеаварийном режиме соответствует нормативному.

Для дальнейшего расчета и анализа необходимы справочные данные выбранного трансформатора марки ТДН-25000/220-У1, приведенные в таблице 22.

Таблица 22 – Справочные данные трансформатора ТДН-25000/220

|                        |               |
|------------------------|---------------|
| Тип                    | ТДН-25000/220 |
| $S_{\text{ном}}$ , МВА | 25            |
| Пределы регулирования  | $\pm 12*12\%$ |

|                   |                          |     |       |
|-------------------|--------------------------|-----|-------|
| Каталожные данные | $U_{\text{ном}}$ обмоток | ВН  | 230   |
|                   |                          | НН  | 11    |
|                   | $U_k$ , %                | В-С | 12,5  |
|                   |                          | С-Н | 6,5   |
|                   | $\Delta P_k$ , кВт       | В-С | 135   |
|                   |                          | С-Н | -     |
|                   | $P_x$ , кВт              |     | 24    |
| Расчетные данные  | $I_x$ , %                |     | 0,65  |
|                   | $R_T$ , Ом               |     | 5,6   |
|                   | $X_T$ , Ом               |     | 158,7 |
|                   | $\Delta Q_x$ , квар      |     | 300   |

По результатам выбора и проверки трансформатора, выявлено, что силовой трансформатор марки ТДН-25000/220 выбран верно.

### 3.6 Расчет и анализ электрических режимов при развитии сети

Расчет и анализ электрических режимов при развитии сети необходимы для проверки выбранного сечения проводника по длительно допустимому току, проверки технической осуществимости выбранных вариантов подключения ПС Логистика с учетом спрогнозированных нагрузок.

Вариант 2.

В таблице 23 приведены значения напряжений и их отклонений от номинальных значений в нормальном режиме.

Таблица 23 – Отклонения напряжений в узлах в нормальном режиме

| Название               | $U$ , В | $dU$ , В |
|------------------------|---------|----------|
| 1                      | 2       | 3        |
| ПС Владивосток 500 кВ  | 515     | 3        |
| ПС Владивосток Н1      | 511,1   | 2,2      |
| ПС Владивосток 220 кВ  | 215,2   | -2,2     |
| ПС Владивосток 10 кВ   | 10,7    | 2,2      |
| ПС Аэропорт 220 кВ     | 213,7   | -2,8     |
| Артемовская ТЭЦ 220 кВ | 213,9   | -2,8     |
| Артемовская ТЭЦ Н1     | 201,5   | -8,4     |
| Артемовская ТЭЦ Н2     | 201,5   | -8,4     |
| Артемовская ТЭЦ Г8     | 16,2    | 3,1      |
| Артемовская ТЭЦ Г7     | 15,6    | -1,1     |
| Артемовская ТЭЦ Г6     | 16,4    | 4,1      |

| Название               | U, В   | dU, В  |
|------------------------|--------|--------|
| Артемовская ТЭЦ Г5     | 16,4   | 4,1    |
| Артемовская ТЭЦ 110 кВ | 108,7  | -1,2   |
| ПС Суходол             | 213,3  | -3,1   |
| ВТЭЦ 2 220 кВ          | 222,4  | 1,1    |
| ВТЭЦ 2 Н1              | 229,9  | 4,5    |
| ВТЭЦ 2 Н2              | 229,9  | 4,5    |
| ВТЭЦ 2 110 кВ          | 115    | 4,5    |
| ВТЭЦ 2 10 кВ           | 11,5   | 9,5    |
| ПС Волна 220 кВ        | 209,7  | -4,7   |
| ПС Волна Н1            | 195,9  | -8,57  |
| ПС Волна Н2            | 195,9  | -8,57  |
| ПС Волна 110 кВ        | 105,7  | -3,9   |
| ПС Волна 6 кВ          | 5,5    | -10,68 |
| ПС Зеленый угол 220 кВ | 213,4  | -2,98  |
| ПС Зеленый угол Н1     | 213,2  | -3,1   |
| ПС Зеленый угол Н2     | 213,2  | -3,1   |
| ПС Зеленый угол 110 кВ | 106,5  | -3,2   |
| ПС Зеленый угол 10 кВ  | 9,9    | -5,9   |
| ПС Муравейка 110 кВ    | 107,95 | -1,9   |
| ПС Шахта 7 110 кВ      | 107,4  | -2,4   |
| ПС Промузел 110 кВ     | 104,5  | -4,97  |
| ПС Западная 110 кВ     | 107,1  | -2,6   |
| оп 128                 | 107,3  | -2,4   |
| оп 129                 | 107,3  | -2,4   |
| ПС Кролевцы 110 кВ     | 107,1  | -2,7   |
| оп 162                 | 108,3  | -1,6   |
| оп 163                 | 108,3  | -1,6   |
| ПС Штыково 110 кВ      | 108,2  | -1,6   |
| ПС Океан               | 107,3  | -2,4   |
| ПС Лазурная            | 107,6  | -2,2   |
| ПС Горностай           | 106,7  | -3     |
| ПС Спутник             | 103,6  | -5,8   |
| ПС Чайка               | 103,6  | -5,8   |
| ПС Западная 220 кВ     | 209,9  | -4,6   |
| ПС Логистика 220 кВ    | 213,7  | -2,9   |

По результатам расчета выявлено, что отклонение напряжение в узлах допустимо, за исключением НН ПС 110 кВ Волна. На данной подстанции

наблюдается снижение напряжения на 10,68%. Выявленная проблема решается переключением отпайки РПН на ПС 110 кВ Волна.

Токовая нагрузка линий в нормальном режиме приведена в таблице 24.

Таблица 24 – Токовая нагрузка линий в нормальном режиме

| Наименование ЛЭП                   | Токовая нагрузка ЛЭП, А | Длительно допустимый ток, А | Токовая нагрузка, % |
|------------------------------------|-------------------------|-----------------------------|---------------------|
| 1                                  | 2                       | 3                           | 4                   |
| КВЛ-220 кВ ВТЭЦ-2 – Зеленый угол   | 551                     | 665                         | 83,6                |
| ВЛ-220 кВ Волна – Зелёный угол     | 382                     | 690                         | 55,4                |
| ВЛ-220 кВ АТЭЦ – ВТЭЦ-2            | 279                     | 690                         | 40,4                |
| ВЛ-220 кВ Зелёный угол - Суходол   | 90                      | 825                         | 10,9                |
| КВЛ-220 кВ Суходол - Владивосток   | 206                     | 825                         | 25                  |
| ВЛ-220 кВ Волна - Западная         | 41                      | 650                         | 6,3                 |
| ВЛ-220 кВ Владивосток - Западная   | 41                      | 650                         | 34,8                |
| ВЛ-110 кВ АТЭЦ - Муравейка         | 226                     | 605                         | 37,3                |
| КВЛ-110 кВ Муравейка - Океан       | 165                     | 605                         | 27,2                |
| ВЛ-110 кВ АТЭЦ – Шахта-7           | 248                     | 813                         | 40,7                |
| ВЛ-110 кВ Западная – Шахта-7       | 77                      | 340                         | 22,8                |
| КВЛ-110 кВ Океан - Лазурная        | 201                     | 605                         | 33,3                |
| ВЛ-110 кВ Штыково - Кролевцы       | 315                     | 450                         | 70                  |
| ВЛ-110 кВ АТЭЦ - Штыково           | 374                     | 450                         | 83,2                |
| ВЛ-110 кВ Кролевцы - Западная      | 102                     | 450                         | 22,7                |
| ВЛ-110 кВ Лазурная- Горностай      | 215                     | 605                         | 35,6                |
| ВЛ-110 кВ Горностай – Зелёный угол | 272                     | 130                         | 80,1                |
| ВЛ-110 кВ АТЭЦ - Промузел          | 699                     | 826                         | 84,6                |
| ВЛ-110 кВ Промузел - Спутник       | 272                     | 596                         | 80                  |
| ВЛ-110 кВ Спутник - Чайка          | 266                     | 1048                        | 25,4                |
| ВЛ-110 кВ Чайка - Волна            | 495                     | 605                         | 81,8                |

По результатам расчета нормального режима выявлено, что токовая нагрузка линий находится в допустимых пределах. Наиболее загруженной линией 220 кВ является ВЛ-220 кВ ВТЭЦ-2 – Зелёный угол (83,6%).

Схема потокораспределения в нормальном режиме 2 варианта развития сети приведена в приложении Б на рисунке Б.5.

В качестве послеаварийного режиме рассматривается отключение самой загруженной линии ВЛ-110 кВ АТЭЦ – Промузел.

Отклонения напряжений в узлах приведены в таблице 25.

Таблица 25 – Отклонения напряжений в узлах в послеаварийном режиме

| Название               | U, В   | dU, В |
|------------------------|--------|-------|
| 1                      | 2      | 3     |
| ПС Владивосток 500 кВ  | 515    | 3     |
| ПС Владивосток Н1      | 491    | -1,8  |
| ПС Владивосток 220 кВ  | 206,8  | -6    |
| ПС Владивосток 10 кВ   | 10,3   | -1,8  |
| ПС Аэропорт 220 кВ     | 206,98 | -5,9  |
| Артемовская ТЭЦ 220 кВ | 208,8  | -5,1  |
| Артемовская ТЭЦ Н1     | 201,9  | -8,2  |
| Артемовская ТЭЦ Н2     | 201,9  | -8,2  |
| Артемовская ТЭЦ Г8     | 15,9   | 0,93  |
| Артемовская ТЭЦ Г7     | 15,6   | -0,91 |
| Артемовская ТЭЦ Г6     | 16,4   | 4,1   |
| Артемовская ТЭЦ Г5     | 16,4   | 4,1   |
| Артемовская ТЭЦ 110 кВ | 108,96 | -0,9  |
| ПС Суходол             | 203,6  | -7,5  |
| ВТЭЦ 2 220 кВ          | 214,2  | -2,6  |
| ВТЭЦ 2 Н1              | 229,9  | 4,5   |
| ВТЭЦ 2 Н2              | 229,9  | 4,5   |
| ВТЭЦ 2 110 кВ          | 115    | 4,5   |
| ВТЭЦ 2 10 кВ           | 11,5   | 9,5   |
| ПС Волна 220 кВ        | 193,2  | -12,2 |
| ПС Волна Н1            | 137    | -37,7 |
| ПС Волна Н2            | 137    | -37,7 |
| ПС Волна 110 кВ        | 70,9   | -35,5 |
| ПС Волна 6 кВ          | 3,7    | -40,9 |
| ПС Зеленый угол 220 кВ | 200,6  | -8,83 |
| ПС Зеленый угол Н1     | 204,8  | -6,9  |
| ПС Зеленый угол Н2     | 204,8  | -6,9  |
| ПС Зеленый угол 110 кВ | 102,4  | -6,9  |
| ПС Зеленый угол 10 кВ  | 9,5    | -9,9  |
| ПС Муравейка 110 кВ    | 106,99 | -2,7  |
| ПС Шахта 7 110 кВ      | 107,1  | -2,6  |
| ПС Промузел 110 кВ     | 55     | -50   |
| ПС Западная 110 кВ     | 106,6  | -3,1  |
| оп 128                 | 107,6  | -2,2  |
| оп 129                 | 107,6  | -2,2  |
| ПС Кролевцы 110 кВ     | 107,3  | -2,4  |
| оп 162                 | 108,5  | -1,4  |
| оп 163                 | 108,5  | -1,4  |
| ПС Штыково 110 кВ      | 108,4  | -1,4  |
| ПС Океан               | 105,7  | -3,9  |

| Название            | U, В  | dU, В |
|---------------------|-------|-------|
| ПС Лазурная         | 105,4 | -4,2  |
| ПС Горностай        | 103   | -6,3  |
| ПС Спутник          | 55,8  | -49,3 |
| ПС Чайка            | 58,6  | -46,8 |
| ПС Западная 220 кВ  | 201,1 | -8,6  |
| ПС Логистика 220 кВ | 207,2 | -5,8  |

Критически недопустимое снижение напряжения наблюдается на ПС 220 кВ Волна, ПС 110 кВ Промузел, ПС 110 кВ Спутник, ПС 110 кВ Чайка.

Токовая нагрузка линий в послеаварийном режиме 2 варианта развития сети приведена в таблице 26.

Таблица 26 – Токовая нагрузка линий в послеаварийном режиме

| Наименование ЛЭП                   | Токовая нагрузка ЛЭП, А | Длительно допустимый ток, А | Токовая нагрузка, % |
|------------------------------------|-------------------------|-----------------------------|---------------------|
| 1                                  | 2                       | 3                           | 4                   |
| КВЛ-220 кВ ВТЭЦ-2 – Зеленый угол   | 868                     | 665                         | 130,5               |
| ВЛ-220 кВ Волна – Зелёный угол     | 889                     | 690                         | 128,8               |
| ВЛ-220 кВ АТЭЦ – ВТЭЦ-2            | 170                     | 690                         | 24,7                |
| ВЛ-220 кВ Зелёный угол - Суходол   | 105                     | 825                         | 12,7                |
| КВЛ-220 кВ Суходол - Владивосток   | 264                     | 825                         | 32,1                |
| ВЛ-220 кВ Волна - Западная         | 303                     | 650                         | 46,6                |
| ВЛ-220 кВ Владивосток - Западная   | 390                     | 650                         | 60                  |
| ВЛ-110 кВ АТЭЦ - Муравейка         | 386                     | 605                         | 63,7                |
| КВЛ-110 кВ Муравейка - Океан       | 347                     | 605                         | 57,3                |
| ВЛ-110 кВ АТЭЦ – Шахта-7           | 331                     | 813                         | 54,3                |
| ВЛ-110 кВ Западная – Шахта-7       | 107                     | 340                         | 31,5                |
| КВЛ-110 кВ Океан - Лазурная        | 233                     | 605                         | 38,5                |
| ВЛ-110 кВ Штыково - Кролевцы       | 370                     | 450                         | 82,1                |
| ВЛ-110 кВ АТЭЦ - Штыково           | 432                     | 450                         | 96                  |
| ВЛ-110 кВ Кролевцы - Западная      | 241                     | 450                         | 53,5                |
| ВЛ-110 кВ Лазурная- Горностай      | 229                     | 605                         | 37,9                |
| ВЛ-110 кВ Горностай – Зелёный угол | 234                     | 130                         | 69                  |
| ВЛ-110 кВ АТЭЦ - Промузел          | -                       | 826                         | -                   |
| ВЛ-110 кВ Промузел - Спутник       | 395                     | 596                         | 66,3                |
| ВЛ-110 кВ Спутник - Чайка          | 1552                    | 1048                        | 148,1               |
| ВЛ-110 кВ Чайка - Волна            | 2043                    | 605                         | 377,7               |

Критический уровень загрузки линий наблюдается в КВЛ-220 кВ ВТЭЦ-2 – Зеленый угол, ВЛ-220 кВ Волна – Зелёный угол, ВЛ-110 кВ Спутник – Чайка, ВЛ-110 кВ Чайка – Волна.

Для решения выявленных проблем в послеаварийном режиме 2 варианта развития сети при подключении ПС Логистика необходимо проведение следующих мероприятий:

1. Реконструкция ПС 220 кВ Волна с установкой СТК-100 Мвар.
2. Реконструкция ПС 110 кВ Промузел с установкой СТК-100 Мвар.
3. Реконструкция ВЛ-110 кВ Чайка – Волна с заменой провода, протяженностью 4,7 км. Данная линия выполнена проводами: АС-300, АС-240, АСк2у-240/56. При последовательном соединении проводников оценка токовой загрузки линии выполняется по минимальному длительно допустимому току, поэтому провода марки АС-300 и АС-400, общей протяженностью 4,7 км, необходимо заменить на провод марки АСк2у-240/56 с длительно допустимым током 950 А.

Данные мероприятия смоделированы в ПВК RartrWin3, результаты изменения отклонений напряжений в узлах и токовой загрузки линий приведены в таблицах 27 и 28 соответственно.

Таблица 27 – Отклонения напряжений в узлах

| Название               | U, В  | dU, В |
|------------------------|-------|-------|
| 1                      | 2     | 3     |
| ПС Владивосток 500 кВ  | 515   | 3     |
| ПС Владивосток Н1      | 516,3 | 3,3   |
| ПС Владивосток 220 кВ  | 217,4 | -1,2  |
| ПС Владивосток 10 кВ   | 10,8  | 3,3   |
| ПС Аэропорт 220 кВ     | 217,5 | -1,1  |
| Артемовская ТЭЦ 220 кВ | 219,1 | -0,4  |
| Артемовская ТЭЦ Н1     | 209,8 | -4,6  |
| Артемовская ТЭЦ Н2     | 209,8 | -4,6  |
| Артемовская ТЭЦ Г8     | 16,4  | 4,1   |
| Артемовская ТЭЦ Г7     | 16,1  | 2,4   |
| Артемовская ТЭЦ Г6     | 16,4  | 4,1   |
| Артемовская ТЭЦ Г5     | 16,4  | 4,1   |
| Артемовская ТЭЦ 110 кВ | 113,2 | 2,9   |
| ПС Суходол             | 216,7 | -1,5  |



| Название               | U, В  | dU, В |
|------------------------|-------|-------|
| ВТЭЦ 2 220 кВ          | 226,7 | 3,1   |
| ВТЭЦ 2 Н1              | 229,9 | 4,5   |
| ВТЭЦ 2 Н2              | 229,9 | 4,5   |
| ВТЭЦ 2 110 кВ          | 115   | 4,5   |
| ВТЭЦ 2 10 кВ           | 11,5  | 9,5   |
| ПС Волна 220 кВ        | 215,5 | -2,03 |
| ПС Волна Н1            | 205,1 | -6,8  |
| ПС Волна Н2            | 205,1 | -6,8  |
| ПС Волна 110 кВ        | 106,5 | -3,2  |
| ПС Волна 6 кВ          | 6,3   | -0,6  |
| ПС Зеленый угол 220 кВ | 218,9 | -0,5  |
| ПС Зеленый угол Н1     | 219,7 | -0,1  |
| ПС Зеленый угол Н2     | 219,7 | -0,1  |
| ПС Зеленый угол 110 кВ | 109,8 | -0,2  |
| ПС Зеленый угол 10 кВ  | 10,2  | -2,9  |
| ПС Муравейка 110 кВ    | 112,4 | 2,1   |
| ПС Шахта 7 110 кВ      | 110,8 | 0,8   |
| ПС Промузел 110 кВ     | 102,7 | -6,6  |
| ПС Западная 110 кВ     | 110   | 0     |
| оп 128                 | 111,8 | 1,6   |
| оп 129                 | 111,8 | 1,6   |
| ПС Кролевцы 110 кВ     | 111,5 | 1,4   |
| оп 162                 | 112,7 | 2,5   |
| оп 163                 | 112,7 | 2,5   |
| ПС Штыково 110 кВ      | 112,6 | 2,4   |
| ПС Океан               | 111,4 | 1,3   |
| ПС Лазурная            | 111,4 | 1,3   |
| ПС Горностай           | 110,1 | 0,1   |
| ПС Спутник             | 101,8 | -7,5  |
| ПС Чайка               | 101,9 | -7,4  |
| ПС Западная 220 кВ     | 216,6 | -1,6  |
| ПС Логистика 220 кВ    | 217,7 | -1,1  |

Таблица 28 – Токовая загрузка линий

| Наименование ЛЭП                 | Токовая нагрузка ЛЭП, А | Длительно допустимый ток, А | Токовая загрузка, % |
|----------------------------------|-------------------------|-----------------------------|---------------------|
| 1                                | 2                       | 3                           | 4                   |
| КВЛ-220 кВ ВТЭЦ-2 – Зеленый угол | 610                     | 665                         | 91,7                |
| ВЛ-220 кВ Волна – Зелёный угол   | 501                     | 690                         | 72,6                |

| Наименование ЛЭП                   | Токовая нагрузка ЛЭП, А | Длительно допустимый ток, А | Токовая загрузка, % |
|------------------------------------|-------------------------|-----------------------------|---------------------|
| ВЛ-220 кВ АТЭЦ – ВТЭЦ-2            | 225                     | 690                         | 32,5                |
| ВЛ-220 кВ Зелёный угол - Суходол   | 104                     | 825                         | 12,6                |
| КВЛ-220 кВ Суходол - Владивосток   | 224                     | 825                         | 27,2                |
| ВЛ-220 кВ Волна - Западная         | 130                     | 650                         | 20                  |
| ВЛ-220 кВ Владивосток - Западная   | 325                     | 650                         | 50                  |
| ВЛ-110 кВ АТЭЦ - Муравейка         | 327                     | 605                         | 54,1                |
| КВЛ-110 кВ Муравейка - Океан       | 259                     | 605                         | 42,8                |
| ВЛ-110 кВ АТЭЦ – Шахта-7           | 331                     | 813                         | 54,3                |
| ВЛ-110 кВ Западная – Шахта-7       | 107                     | 340                         | 31,5                |
| КВЛ-110 кВ Океан - Лазурная        | 233                     | 605                         | 38,5                |
| ВЛ-110 кВ Штыково - Кролевцы       | 368                     | 450                         | 81,7                |
| ВЛ-110 кВ АТЭЦ - Штыково           | 430                     | 450                         | 95,4                |
| ВЛ-110 кВ Кролевцы - Западная      | 137                     | 450                         | 30,5                |
| ВЛ-110 кВ Лазурная- Горностай      | 154                     | 605                         | 25,4                |
| ВЛ-110 кВ Горностай – Зелёный угол | 182                     | 130                         | 53,6                |
| ВЛ-110 кВ АТЭЦ - Промузел          | -                       | 826                         | -                   |
| ВЛ-110 кВ Промузел - Спутник       | 311                     | 596                         | 52,1                |
| ВЛ-110 кВ Спутник - Чайка          | 856                     | 1048                        | 81,7                |
| ВЛ-110 кВ Чайка - Волна            | 906                     | 950                         | 95,3                |

По результатам расчета послеаварийного режима 2 варианта подключения с учетом предложенных мероприятий, выявлено, что отклонения напряжений в узлах и токовая загрузка линий находятся в допустимых пределах.

Наибольшее падение напряжения наблюдается на ПС 110 кВ Спутник (7,48%) и ПС 110 кВ Чайка (7,37%). Наибольшая токовая загрузка на КВЛ-220 кВ ВТЭЦ-2 – Зеленый угол (91,7%) ВЛ-110 кВ АТЭЦ – Штыково (95,4%), ВЛ-110 кВ Чайка – Волна (95,3%).

Схема потокораспределения в послеаварийном режиме 2 варианта подключения приведена в приложении Б на рисунке Б.6.

Вариант 4.

В таблице 29 приведены значения напряжений и их отклонений от номинальных значений в нормальном режиме.

Таблица 29 – Отклонение напряжений в узлах

| Название               | U, В  | dU, В |
|------------------------|-------|-------|
| 1                      | 2     | 3     |
| ПС Владивосток 500 кВ  | 515   | 3     |
| ПС Владивосток Н1      | 514,6 | 2,9   |
| ПС Владивосток 220 кВ  | 216,7 | -1,5  |
| ПС Владивосток 10 кВ   | 10,8  | 2,9   |
| ПС Аэропорт 220 кВ     | 216,2 | -1,7  |
| Артемовская ТЭЦ 220 кВ | 217,3 | -1,2  |
| Артемовская ТЭЦ Н1     | 205,6 | -6,5  |
| Артемовская ТЭЦ Н2     | 205,6 | -6,5  |
| Артемовская ТЭЦ Г8     | 16,4  | 4,1   |
| Артемовская ТЭЦ Г7     | 15,9  | 0,7   |
| Артемовская ТЭЦ Г6     | 16,4  | 4,1   |
| Артемовская ТЭЦ Г5     | 16,4  | 4,1   |
| Артемовская ТЭЦ 110 кВ | 110,9 | 0,9   |
| ПС Суходол             | 216   | -1,8  |
| ВТЭЦ 2 220 кВ          | 225,9 | 2,7   |
| ВТЭЦ 2 Н1              | 229,9 | 4,5   |
| ВТЭЦ 2 Н2              | 229,9 | 4,5   |
| ВТЭЦ 2 110 кВ          | 115   | 4,5   |
| ВТЭЦ 2 10 кВ           | 11,5  | 9,5   |
| ПС Волна 220 кВ        | 215,1 | -2,2  |
| ПС Волна Н1            | 201,2 | -8,5  |
| ПС Волна Н2            | 201,2 | -8,5  |
| ПС Волна 110 кВ        | 108,5 | -1,3  |
| ПС Волна 6 кВ          | 5,6   | -10,6 |
| ПС Зеленый угол 220 кВ | 218,2 | -0,8  |
| ПС Зеленый угол Н1     | 218,2 | -0,8  |
| ПС Зеленый угол Н2     | 218,2 | -0,8  |
| ПС Зеленый угол 110 кВ | 109,  | -0,9  |
| ПС Зеленый угол 10 кВ  | 10,1  | -3,6  |
| ПС Муравейка 110 кВ    | 110,3 | 0,3   |
| ПС Шахта 7 110 кВ      | 109,9 | -0,1  |
| ПС Промузел 110 кВ     | 107,1 | -2,7  |
| ПС Западная 110 кВ     | 110   | 0     |
| оп 128                 | 109,8 | -0,2  |
| оп 129                 | 109,8 | -0,2  |
| ПС Кролевцы 110 кВ     | 109,6 | -0,4  |
| оп 162                 | 110,6 | 0,5   |
| оп 163                 | 110,6 | 0,5   |
| ПС Штыково 110 кВ      | 110,5 | 0,5   |
| ПС Океан               | 109,8 | -0,2  |

| Название              | U, В  | dU, В |
|-----------------------|-------|-------|
| ПС Лазурная           | 110,1 | 0,1   |
| ПС Горностай          | 109,2 | -0,8  |
| ПС Спутник            | 106,2 | -3,5  |
| ПС Чайка              | 106,2 | -3,4  |
| ПС Западная 220 кВ    | 215,8 | -1,9  |
| отп 1                 | 216,3 | -1,7  |
| отп 2                 | 216,3 | -1,7  |
| ПС Логистика 220 кВ 1 | 216,3 | -1,7  |
| ПС Логистика 220 кВ 2 | 216,3 | -1,7  |

Недопустимое снижение напряжения наблюдается на НН ПС 110 кВ Волна (10,65%).

Токовая загрузка линий приведена в таблице 30.

Таблица 30 – Токовая загрузка линий

| Наименование ЛЭП                   | Токовая нагрузка ЛЭП, А | Длительно допустимый ток, А | Токовая загрузка, % |
|------------------------------------|-------------------------|-----------------------------|---------------------|
| 1                                  | 2                       | 3                           | 4                   |
| КВЛ-220 кВ ВТЭЦ-2 – Зеленый угол   | 555                     | 665                         | 84,2                |
| ВЛ-220 кВ Волна – Зелёный угол     | 398                     | 690                         | 57,6                |
| ВЛ-220 кВ АТЭЦ – ВТЭЦ-2            | 274                     | 690                         | 39,7                |
| ВЛ-220 кВ Зелёный угол - Суходол   | 89                      | 825                         | 10,8                |
| КВЛ-220 кВ Суходол - Владивосток   | 208                     | 825                         | 25,2                |
| ВЛ-220 кВ Волна - Западная         | 48                      | 650                         | 7,5                 |
| ВЛ-220 кВ Владивосток - Западная   | 326                     | 650                         | 50,1                |
| ВЛ-110 кВ АТЭЦ - Муравейка         | 227                     | 605                         | 37,5                |
| КВЛ-110 кВ Муравейка - Океан       | 176                     | 605                         | 29                  |
| ВЛ-110 кВ АТЭЦ – Шахта-7           | 247                     | 813                         | 40,5                |
| ВЛ-110 кВ Западная – Шахта-7       | 70                      | 340                         | 20,6                |
| КВЛ-110 кВ Океан - Лазурная        | 209                     | 605                         | 38,5                |
| ВЛ-110 кВ Штыково - Кролевцы       | 368                     | 450                         | 34,5                |
| ВЛ-110 кВ АТЭЦ - Штыково           | 372                     | 450                         | 82,7                |
| ВЛ-110 кВ Кролевцы - Западная      | 99                      | 450                         | 21,9                |
| ВЛ-110 кВ Лазурная- Горностай      | 222                     | 605                         | 36,6                |
| ВЛ-110 кВ Горностай – Зелёный угол | 275                     | 130                         | 80,9                |
| ВЛ-110 кВ АТЭЦ - Промузел          | 646                     | 826                         | 78,2                |
| ВЛ-110 кВ Промузел - Спутник       | 425                     | 596                         | 71,3                |
| ВЛ-110 кВ Спутник - Чайка          | 257                     | 1048                        | 24,6                |
| ВЛ-110 кВ Чайка - Волна            | 499                     | 1178                        | 82,4                |

| Наименование ЛЭП              | Токовая нагрузка ЛЭП, А | Длительно допустимый ток, А | Токовая загрузка, % |
|-------------------------------|-------------------------|-----------------------------|---------------------|
| ВЛ-220 кВ Владивосток – отп 2 | 301                     | 825                         | 36                  |
| ВЛ-220 кВ Аэропорт – отп 2    | 270                     | 825                         | 32,8                |
| ВЛ-220 кВ Аэропорт – отп 1    | 183                     | 825                         | 22,1                |
| ВЛ-220 кВ АТЭЦ – отп 1        | 162                     | 825                         | 19,6                |
| ВЛ-220 кВ отп 2 - Логистика   | 5,5                     | 605                         | 33                  |
| ВЛ-220 кВ отп 1 - Логистика   | 5,5                     | 605                         | 33                  |

По результатам расчета нормального режима 4 варианта развития сети выявлено, что токовая загрузка всех линий находится в допустимых пределах. Снижение напряжения на НН ПС 110 кВ Волна устраняется переключением отпайки РПН на данной подстанции.

Вывод: в результате расчета электрических режимов для 2 и 4 варианта развития сети при подключении ПС Логистика выявлено, что оба варианта технически осуществимы, однако, 2 вариант требует большего количества мероприятий по реконструкции существующей сети, но при этом является наиболее предпочтительным с точки зрения надежности энергоснабжения потребителей ПС Логистика.

### 3.7 Технико-экономическое сравнение вариантов

Выбор оптимального варианта развития сети выполняется на основе экономического сравнения. Для сравнения необходимо произвести расчет следующих показателей: капиталовложения, амортизационные отчисления, эксплуатационные затраты, затраты на компенсацию потерь, суммарные издержки, приведенные затраты, чистый дисконтированный доход, дисконтированный срок окупаемости, недоотпуск электроэнергии, индекс доходности дисконтированных инвестиций. В результате проводится сравнение по приведенным затратам и выбирается один наиболее оптимальный вариант развития сети.

При расчете капиталовложений учитывается лишь основное оборудование, подлежащее замене или новому строительству.

### 3.7.1 Капитальные вложения

Расчет капиталовложений выполняется по укрупненным показателям. Капиталовложения на строительство подстанций включают в себя расходы на приобретение трансформаторов, строительство распределительного устройства подстанции, а также на установку оборудования и на благоустройство территории, включая засыпку земельных участков, прокладку коммуникаций и другие постоянные затраты.

Капиталовложения рассчитываются по формуле:

$$K = K_{ПС} + K_{ЛЭП}; \quad (18)$$

где  $K_{ПС}$  - капитальные вложения на строительство подстанции;

$K_{ЛЭП}$  - капитальные вложения на строительство линии.

Капитальные вложения на строительство подстанции:

$$K_{ПС} = (K_{тр} + K_{РУ} + K_{пост}) \cdot k_{инф} \cdot k_z; \quad (19)$$

где  $K_{тр}$  - капиталовложения на силовой трансформатор;

$K_{РУ}$  - капиталовложения на распределительное устройство;

$K_{пост}$  - постоянная часть капитальных затрат;

$k_{инф}$  - коэффициент инфляции, принимается равным 7,49;

$k_z$  - зональный коэффициент, принимается равным 1,4.

Капитальные вложения на строительство линии электропередачи:

$$K_{ЛЭП} = K_{ЛЭП0} \cdot L \cdot k_{инф}; \quad (20)$$

где  $K_{ЛЭП0}$  - капиталовложения на 1 км ЛЭП;

$L$  - протяженность ЛЭП.

При расчете капиталовложений во 2 варианте необходимо учесть вложения на реконструкцию линий с заменой провода большего сечения, а также установку БСК на реконструируемых подстанциях.

Результаты расчета капитальных вложений для 2 и 4 вариантов развития сети при подключении ПС Логистика приведены в таблице 31.

Таблица 31 – Капитальные вложения

| № варианта               | 2 вариант | 4 вариант |
|--------------------------|-----------|-----------|
| $K_{py}$ , тыс. руб.     | 97840     | 73840     |
| $K_{mp}$ , тыс. руб.     | 10700     | 10700     |
| $K_{пост}$ , тыс. руб.   | 19000     | 17000     |
| $K_{пс}$ , тыс. руб.     | 1337384,4 | 1064748,4 |
| $K_{лэп}$ , тыс. руб.    | 16440,55  | 16328,2   |
| Реконструкция, тыс. руб. | 176250,45 | -         |
| $K$ , тыс. руб.          | 1657615,3 | 1182616,6 |

Расчет капитальных вложений показал выгоду 4 варианта над 2 на 474998,7 тыс. руб.

Такая огромная разница складывается за счет необходимости проведения реконструкции во 2 варианте развития сети.

### 3.7.2 Ежегодные эксплуатационные издержки

Эксплуатационные издержки при эксплуатации предложенных проектов вычисляются по формуле:

$$I = I_{ам} + I_{э.р.} + I_{\Delta W}; \quad (21)$$

где  $I_{ам}$  - амортизационные отчисления на реновацию;

$I_{э.р.}$  - издержки на эксплуатацию и ремонт оборудования;

$I_{\Delta W}$  - издержки при передаче электроэнергии.

Амортизационные отчисления на реновацию вычисляются по формуле:

$$I_{ам} = \frac{K}{T_{сл}}; \quad (22)$$

где  $T_{сл}$  - рассматриваемый срок службы оборудования, принимается равным 20 лет для ПС, 30 лет для ВЛ).

Издержки на эксплуатацию и ремонт оборудования:

$$I_{э.р.} = \alpha_{лэп} \cdot K_{лэп} + \alpha_{пс} \cdot K_{пс}; \quad (23)$$

где  $\alpha_{лэп}$ ,  $\alpha_{пс}$  - нормы ежегодных отчислений на ремонт и эксплуатацию ЛЭП и ПС соответственно ( $\alpha_{лэп} = 0,8\%$ ,  $\alpha_{пс} = 4,9\%$  - для ВЛ 220 кВ и выше).

Издержки при передаче электроэнергии:

$$I_{\Delta W} = \Delta W \cdot C_{\Delta W}; \quad (24)$$

где  $\Delta W$  - потери электроэнергии, кВт·ч;

$C_{\Delta W}$  - стоимость потерь 1 МВт·ч электроэнергии, принимается равной 2,7 тыс. руб./МВт·ч.

Величина потерь электрической энергии определяется выражением:

$$\Delta W = \Delta P \cdot T_{\max}; \quad (25)$$

где  $\Delta P$  - потери мощности в нормальном режиме, МВт;

$T_{\max}$  - время использования максимальных нагрузок, принимается равным 6000 ч.

Расчет потерь активной мощности выполняется с помощью ПВК RastrWin3 в разделе «Районы+Потери».



Результаты расчета эксплуатационных издержек для 2 и 4 вариантов развития сети приведены в таблице 32.

Таблица 32 – Эксплуатационные издержки

| № варианта                 | 2 вариант | 4 вариант |
|----------------------------|-----------|-----------|
| $I_{ам}$ , тыс. руб.       | 54152,9   | 47304,7   |
| $I_{э.р.}$ , тыс. руб.     | 65663,36  | 52437,1   |
| $\Delta P$ , МВт           | 16,66     | 17,12     |
| $\Delta W$ , МВт·ч         | 99960     | 103320    |
| $I_{\Delta W}$ , тыс. руб. | 269892    | 278964    |
| $I$ , тыс. руб.            | 389708,3  | 378705,8  |

По результатам расчета эксплуатационных издержек выявлено, что суммарные издержки во 2 варианте больше чем в 4 на 11002,5 тыс. руб.

### 3.7.3 Статические приведенные затраты

Приведенные затраты рассчитываются по формуле:

$$Z = E \cdot K + I; \quad (26)$$

где  $E$  - ставка дисконтирования, принимается равной 0,1;

$K$  - капиталовложения, тыс. руб.;

$I$  - суммарные издержки, тыс. руб.

Вариант 2:

$$Z = 0,1 \cdot 1657615,3 + 389708,3 = 555469,83 \text{ тыс. руб.}$$

Вариант 4:

$$Z = 0,1 \cdot 1182616,6 + 378705,8 = 496967,46 \text{ тыс. руб.}$$

Результаты расчета капиталовложений, эксплуатационных издержек и приведенных затрат приведены в таблице 33.

Таблица 33 – Экономическое сравнение вариантов развития

| № варианта          | К, млн. руб. | И, млн. руб. | З, млн. руб. |
|---------------------|--------------|--------------|--------------|
| 2                   | 1657,6       | 389,7        | 555,5        |
| 4                   | 1182,6       | 378,7        | 496,97       |
| Разность, млн. руб. | 475          | 11           | 58,53        |
| Разность, %         | 29%          | 3%           | 10,5%        |

По результатам экономического сравнения второго и четвертого вариантов развития выявлено, что второй вариант на 10,5% дороже, поэтому по минимуму статических приведенных затрат принимается четвертый вариант развития электрической сети Приморского края в связи с подключением ПС Логистика.

## 4 ТЕХНИЧЕСКАЯ ПРОРАБОТКА ВЫБРАННОГО ВАРИАНТА РАЗВИТИЯ ЭЛЕКТРИЧЕСКОЙ СЕТИ ПРИ ПОДКЛЮЧЕНИИ ПОДСТАНЦИИ ЛОГИСТИКА

В данном разделе ставятся следующие задачи: разработка однолинейной схемы подстанции Логистика; выбор конструктивного исполнения подстанции, включающий выбор типа распределительных устройств, выбор заходов и выходов РУ, выбор конструкции заземления; выбор основного оборудования ПС Логистика; выбор систем и устройств для реализации первого этапа III архитектуры цифровой подстанции.

### 4.1 Разработка подробной однолинейной схемы подстанции Логистика

Разработка подробной однолинейной схемы выполняется на основе типовой схемы, приведенной в СТО 59012820-29.240.30.003-2008. На однолинейной схеме отображается основное оборудование подстанции: силовые трансформаторы, выключатели, разъединители, трансформаторы тока и напряжения, ограничители перенапряжений, заземления, а также измерительные приборы и приборы учета электроэнергии. Однолинейная схема подстанции Логистика приведена в приложении Б на рисунке Б.7.

### 4.2 Расчет токов короткого замыкания

В сетях с заземленной нейтралью возможно возникновение четырех типов короткого замыкания: однофазного, двухфазного, трехфазного и двухфазного на землю. По статистике наблюдаемых аварийных событий, наиболее часто возникают однофазные короткие замыкания. Вероятность возникновения короткого замыкания зависит от его типа и уровня напряжения в сети.

Для расчета токов короткого замыкания составляются схемы замещения токов прямой и обратной последовательностей, приведенные на рисунках 10 и 11 соответственно.

Расчет токов короткого замыкания выполняется в ПВК RastrWin3 с использованием модуля RastrKZ. Данный модуль позволяет выполнить анализ токов короткого замыкания расчетной модели.

При расчете приняты следующие допущения:

- ЭДС генераторов принимается равным уровню их номинального напряжения согласно паспортным данным оборудования;
- не учитываются намагничивающие токи силовых трансформаторов;
- не учитывается емкостная проводимость линий;
- трехфазная система принимается симметричной, влияние нагрузок на ток КЗ учитывается приближенно;
- не учитывается насыщение магнитных систем, что позволяет считать постоянными и не зависящими от тока индуктивные сопротивления всех элементов короткозамкнутой цепи;
- фазы ЭДС всех генераторов принимаются неизменными (отсутствие качания генераторов) в течение всего процесса короткого замыкания.

Сопротивление системы рассчитывается по формуле:

$$X_{Ci} = \frac{U_{cp}}{\sqrt{3} \cdot I_{K3i}}; \quad (27)$$

где  $I_{K3i}$  - трехфазный ток КЗ.

Сопротивления системы нулевой последовательности находятся аналогичным образом.

Сопротивления прямой последовательности линий находятся по формуле:

$$X_{\pi} = X_0 \cdot l; \quad (28)$$

где  $X_0$  - удельное индуктивное сопротивление линии;

$l$  - длина линии.

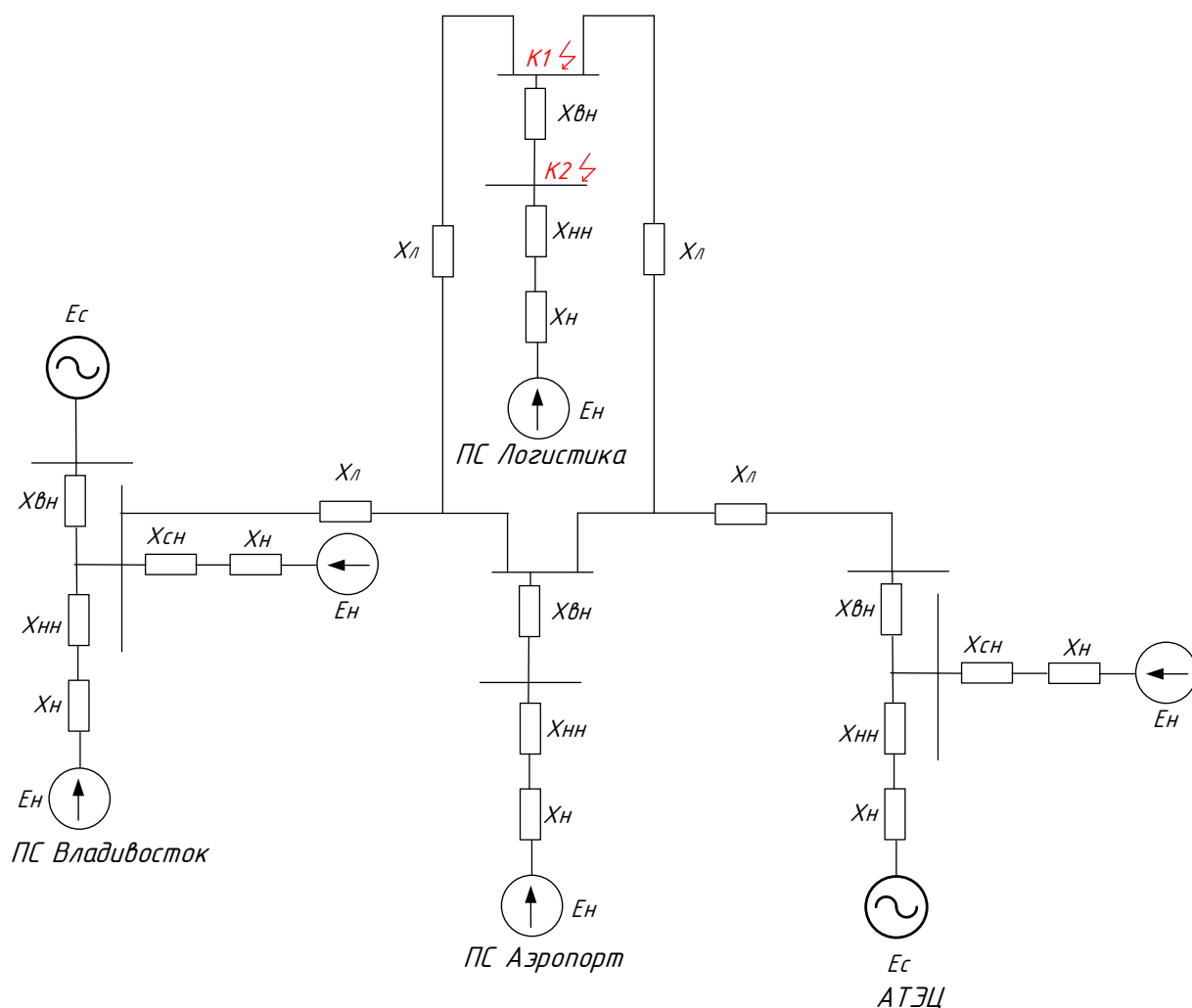


Рисунок 10 – Схема замещения прямой последовательности

Среднее значение отношения сопротивления нулевой и прямой последовательностей для ВЛ (одноцепных) равно 3, значит, чтобы получить сопротивление нулевой последовательности линии для расчета значений токов однофазных КЗ, необходимо увеличить значение сопротивления прямой последовательности ЛЭП в 3 раза. Для ВЛ с двумя цепями отношение сопротивления нулевой последовательности к прямой последовательности линии приблизительно равно 4,7.

$$X_{н.п.} = 3 \cdot X_0 \cdot l. \quad (29)$$

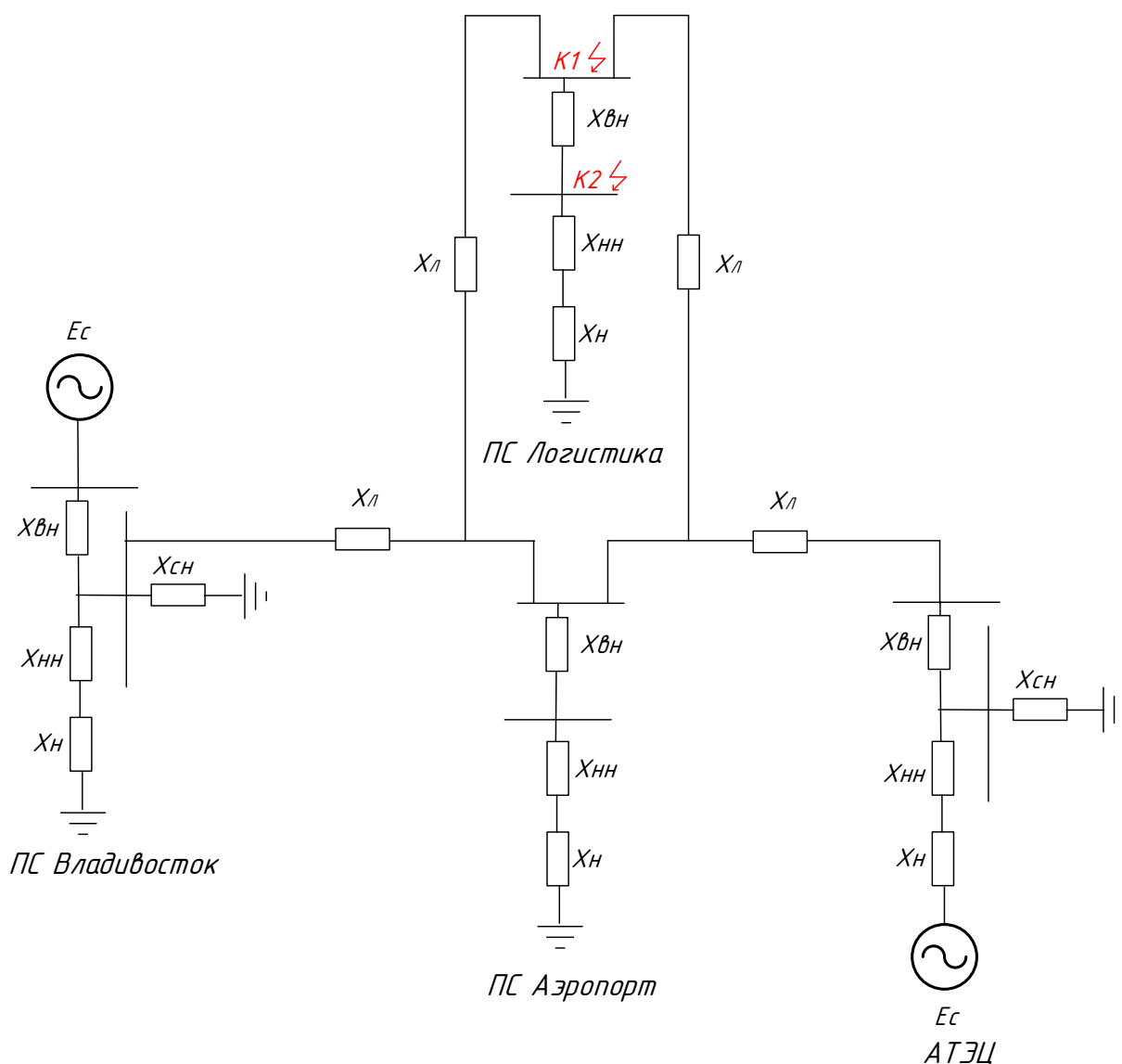


Рисунок 11 – Схема замещения обратной последовательности

Расчет токов короткого замыкания выполняется с помощью программного комплекса ПБК RastrWin3 в модуле RastrKZ. RastrKZ — программный комплекс, предназначенный для расчёта токов короткого замыкания (КЗ) и несимметричных режимов в сетях напряжением 0,4–1100 кВ.

Расчет токов короткого замыкания выполняется в соответствии с требованиями ГОСТ 28249-93.

В модуле RastrKZ во вкладке Узлы/Несим/ИД необходимо задать все узлы и для них указать тип нейтрали, номер и номинальное напряжение. Во вкладке Ветви/Несим/ИД задаются ветви, для них указывается сопротивление прямой и нулевой последовательности, коэффициенты трансформации. Во вкладке

Генераторы/Несим задаются все генерирующие узлы с указанием сопротивлений прямой и нулевой последовательности, ЭДС генератора (системы).

Далее производится расчет токов короткого замыкания в необходимых точках.

Ударный ток рассчитывается по формуле:

$$i_{y\partial} = \sqrt{2} \cdot K_{y\partial} \cdot I_{\text{ПО}}^{(3)}; \quad (30)$$

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

$K_{y\partial}$  - ударный коэффициент, принимается равным 1,717 для шин 220 кВ, 1,72 – для шин 10 кВ.

В таблице 34 приведены параметры узлов для расчета токов короткого замыкания.

Таблица 34 – Параметры узлов для расчета ТКЗ

| Номер | Тип нейтрали | Название                 | U <sub>ном</sub> , кВ |
|-------|--------------|--------------------------|-----------------------|
| 1     | 2            | 3                        | 4                     |
| 1     | зак          | ПС Владивосток           | 500                   |
| 2     | у            | ПС Владивосток нейтраль  | 500                   |
| 3     | у            | ПС Владивосток           | 220                   |
| 4     | зак          | ПС Владивосток           | 10,5                  |
| 5     | у            | ПС Аэропорт              | 220                   |
| 6     | у            | Артемовская ТЭЦ          | 220                   |
| 7     | у            | Артемовская ТЭЦ нейтраль | 220                   |
| 8     | у            | Артемовская ТЭЦ нейтраль | 220                   |
| 9     | зак          | Артемовская ТЭЦ Г8       | 15,75                 |
| 10    | зак          | Артемовская ТЭЦ Г7       | 15,75                 |
| 11    | зак          | Артемовская ТЭЦ Г6       | 15,75                 |
| 12    | зак          | Артемовская ТЭЦ Г5       | 15,75                 |
| 13    | у            | Артемовская ТЭЦ          | 110                   |
| 14    | у            | ПС Суходол               | 220                   |
| 15    | у            | ВТЭЦ 2                   | 220                   |
| 16    | у            | ВТЭЦ 2 нейтраль          | 220                   |
| 17    | у            | ВТЭЦ 2 нейтраль          | 220                   |

| Номер | Тип нейтрали | Название                 | U <sub>ном</sub> , кВ |
|-------|--------------|--------------------------|-----------------------|
| 18    | у            | ВТЭЦ 2                   | 110                   |
| 19    | зак          | ВТЭЦ 2                   | 10,5                  |
| 20    | у            | ПС Волна                 | 220                   |
| 21    | у            | ПС Волна нейтраль        | 220                   |
| 22    | у            | ПС Волна нейтраль        | 220                   |
| 23    | у            | ПС Волна                 | 110                   |
| 24    | зак          | ПС Волна                 | 6,3                   |
| 25    | у            | ПС Зеленый угол          | 220                   |
| 26    | у            | ПС Зеленый угол нейтраль | 220                   |
| 27    | у            | ПС Зеленый угол нейтраль | 220                   |
| 28    | у            | ПС Зеленый угол          | 110                   |
| 29    | зак          | ПС Зеленый угол          | 10,5                  |
| 30    | у            | ПС Муравейка             | 110                   |
| 31    | у            | ПС Шахта 7               | 110                   |
| 32    | у            | ПС Промузел              | 110                   |
| 33    | у            | ПС Западная              | 110                   |
| 34    | у            | оп 128                   | 110                   |
| 35    | у            | оп 129                   | 110                   |
| 36    | у            | ПС Кролевцы              | 110                   |
| 37    | у            | оп 162                   | 110                   |
| 38    | у            | оп 163                   | 110                   |
| 39    | у            | ПС Штыково               | 110                   |
| 40    | у            | ПС Океан                 | 110                   |
| 41    | у            | ПС Лазурная              | 110                   |
| 42    | у            | ПС Горноста́й            | 110                   |
| 43    | у            | ПС Спутник               | 110                   |
| 44    | у            | ПС Чайка                 | 110                   |
| 45    | у            | ПС Западная              | 220                   |
| 50    | у            | отп 1                    | 220                   |
| 51    | у            | отп 2                    | 220                   |
| 52    | у            | ПС Логистика             | 220                   |
| 53    | у            | ПС Логистика             | 220                   |
| 54    | у            | ПС Логистика             | 10                    |

В таблице 34 «зак» - представляет собой землю нулевой последовательности, «у» - незаземленный узел в нулевой последовательности.

В таблице 35 приведены параметры ветвей для расчета токов короткого замыкания.



Таблица 35 – Параметры ветвей для расчета ТКЗ

| №  | Тип  | Название                                    | $R_0$ | $X_0$ | $G_0$ | $B_0$   | $K_{тр}$ |
|----|------|---------------------------------------------|-------|-------|-------|---------|----------|
| 1  | 2    | 3                                           | 4     | 5     | 6     | 7       | 8        |
| 1  | Тр-р | ПС Владивосток 500 кВ - ПС Владивосток Н1   | 0,58  | 61    | 1,5   | 24,1    | 1        |
| 2  | Тр-р | ПС Владивосток Н1 - ПС Владивосток 220 кВ   | 0,39  | 0     | 0     | 0       | 0,421    |
| 3  | Тр-р | ПС Владивосток Н1 - ПС Владивосток 10 кВ    | 2,9   | 113   | 0     | 0       | 0,021    |
| 4  | ЛЭП  | ПС Владивосток 220 кВ - ПС Суходол          | 8,1   | 40,2  | 0     | -135,72 | 0        |
| 5  | ЛЭП  | ПС Владивосток 220 кВ - отп 2               | 4,26  | 23,94 | 0     | -89,262 | 0        |
| 6  | ЛЭП  | отп 1 - Артемовская ТЭЦ 220 кВ              | 4,26  | 23,94 | 0     | -89,262 | 0        |
| 7  | Тр-р | Артемовская ТЭЦ 220 кВ - Артемовская ТЭЦ Н1 | 0,3   | 59    | 2,36  | 19      | 1        |
| 8  | Тр-р | Артемовская ТЭЦ 220 кВ - Артемовская ТЭЦ Н2 | 0,3   | 59    | 2,36  | 19      | 1        |
| 9  | Тр-р | Артемовская ТЭЦ Н1 - Артемовская ТЭЦ 110 кВ | 0,3   | 0     | 0     | 0       | 0,54     |
| 10 | Тр-р | Артемовская ТЭЦ Н2 - Артемовская ТЭЦ 110 кВ | 0,3   | 0     | 0     | 0       | 0,54     |
| 11 | Тр-р | Артемовская ТЭЦ Н1 - Артемовская ТЭЦ Г7     | 0,6   | 131   | 0     | 0       | 0,071    |
| 12 | Тр-р | Артемовская ТЭЦ Н2 - Артемовская ТЭЦ Г7     | 0,6   | 131   | 0     | 0       | 0,071    |
| 13 | Тр-р | Артемовская ТЭЦ 220 кВ - Артемовская ТЭЦ Г8 | 1,4   | 51,5  | 2,3   | 10,6    | 0,071    |
| 14 | Тр-р | Артемовская ТЭЦ 110 кВ - Артемовская ТЭЦ Г6 | 1,4   | 51,5  | 2,3   | 10,6    | 0,143    |
| 15 | Тр-р | Артемовская ТЭЦ 110 кВ - Артемовская ТЭЦ Г5 | 1,4   | 51,5  | 2,3   | 10,6    | 0,143    |
| 16 | Тр-р | ВТЭЦ 2 220 кВ - ВТЭЦ 2 Н1                   | 0,55  | 59,2  | 1,2   | 11,8    | 1        |
| 17 | Тр-р | ВТЭЦ 2 Н1 - ВТЭЦ 2 110 кВ                   | 0,48  | 0     | 0     | 0       | 0,5      |
| 18 | Тр-р | ВТЭЦ 2 Н1 - ВТЭЦ 2 10 кВ                    | 3,2   | 131   | 0     | 0       | 0,048    |
| 19 | Тр-р | ВТЭЦ 2 220 кВ - ВТЭЦ 2 Н2                   | 0,55  | 59,2  | 1,2   | 11,8    | 1        |
| 20 | Тр-р | ВТЭЦ 2 Н2 - ВТЭЦ 2 110 кВ                   | 0,48  | 0     | 0     | 0       | 0,5      |
| 21 | Тр-р | ВТЭЦ 2 Н2 - ВТЭЦ 2 10 кВ                    | 3,2   | 131   | 0     | 0       | 0,048    |

| №  | Тип  | Название                                     | $R_0$ | $X_0$ | $G_0$ | $B_0$   | $K_{тр}$ |
|----|------|----------------------------------------------|-------|-------|-------|---------|----------|
| 22 | Тр-р | ПС Волна 220 кВ - ПС Волна Н1                | 0,55  | 59,2  | 1,23  | 11,8    | 1        |
| 23 | Тр-р | ПС Волна 220 кВ - ПС Волна Н2                | 0,55  | 59,2  | 1,23  | 11,8    | 1        |
| 24 | Тр-р | ПС Волна Н1 - ПС Волна 110 кВ                | 0,48  | 0     | 0     | 0       | 0,54     |
| 25 | Тр-р | ПС Волна Н2 - ПС Волна 110 кВ                | 0,48  | 0     | 0     | 0       | 0,54     |
| 26 | Тр-р | ПС Волна Н1 - ПС Волна 6 кВ                  | 3,2   | 131   | 0     | 0       | 0,029    |
| 27 | Тр-р | ПС Волна Н2 - ПС Волна 6 кВ                  | 3,2   | 131   | 0     | 0       | 0,029    |
| 28 | Тр-р | ПС Зеленый угол 220 кВ - ПС Зеленый угол Н1  | 1,4   | 104   | 0,85  | 5,95    | 1        |
| 29 | Тр-р | ПС Зеленый угол 220 кВ - ПС Зеленый угол Н2  | 1,4   | 104   | 0,85  | 5,95    | 1        |
| 30 | Тр-р | ПС Зеленый угол Н1 - ПС Зеленый угол 110 кВ  | 1,4   | 0     | 0     | 0       | 0,5      |
| 31 | Тр-р | ПС Зеленый угол Н2 - ПС Зеленый угол 110 кВ  | 1,4   | 0     | 0     | 0       | 0,5      |
| 32 | Тр-р | ПС Зеленый угол Н1 - ПС Зеленый угол 10 кВ   | 2,8   | 195,6 | 0     | 0       | 0,048    |
| 33 | Тр-р | ПС Зеленый угол Н2 - ПС Зеленый угол 10 кВ   | 2,8   | 195,6 | 0     | 0       | 0,048    |
| 34 | ЛЭП  | ПС Зеленый угол 220 кВ - ПС Волна 220 кВ     | 3,48  | 14,97 | 0,57  | -53,244 | 0        |
| 35 | ЛЭП  | ПС Владивосток 220 кВ - ПС Волна 220 кВ      | 15,6  | 67,2  | 2,45  | -239,25 | 0        |
| 36 | ЛЭП  | ВТЭЦ 2 220 кВ - ПС Зеленый угол 220 кВ       | 6,9   | 89,01 | 1,13  | -105,61 | 0        |
| 37 | ЛЭП  | Артемовская ТЭЦ 220 кВ - ВТЭЦ 2 220 кВ       | 14,2  | 61,14 | 2,26  | -217,7  | 0        |
| 38 | ЛЭП  | ПС Зеленый угол 220 кВ - ПС Суходол          | 21    | 90,3  | 3,3   | -321,55 | 0        |
| 39 | ЛЭП  | Артемовская ТЭЦ 110 кВ - ПС Промузел 110 кВ  | 23,7  | 24,6  | 0     | -92,916 | 0        |
| 40 | ЛЭП  | Артемовская ТЭЦ 110 кВ - ПС Шахта 7 110 кВ   | 16,8  | 18,3  | 0     | -60,552 | 0        |
| 41 | ЛЭП  | Артемовская ТЭЦ 110 кВ - ПС Муравейка 110 кВ | 4,68  | 15,99 | 0     | -63,51  | 0        |
| 42 | ЛЭП  | ПС Муравейка 110 кВ - ПС Океан               | 6,18  | 3,69  | 0     | -4008,9 | 0        |

Продолжение таблицы 35

| №  | Тип  | Название                                   | $R_0$ | $X_0$ | $G_0$ | $B_0$   | $K_{тр}$ |
|----|------|--------------------------------------------|-------|-------|-------|---------|----------|
| 43 | ЛЭП  | ПС Океан - ПС Лазурная                     | 5,82  | 3,48  | 0     | -3758,4 | 0        |
| 44 | ЛЭП  | ПС Лазурная - ПС Горностай                 | 5,76  | 19,68 | 0     | -78,3   | 0        |
| 45 | ЛЭП  | ПС Зеленый угол 110 кВ - ПС Горностай      | 2,16  | 7,38  | 0     | -29,41  | 0        |
| 46 | ЛЭП  | ПС Шахта 7 110 кВ - ПС Западная 110 кВ     | 6,9   | 9,15  | 0     | -30,276 | 0        |
| 47 | ЛЭП  | ПС Промузел 110 кВ - ПС Спутник            | 3,51  | 7,47  | 0,13  | -27,84  | 0        |
| 48 | ЛЭП  | ПС Спутник - ПС Чайка                      | 4,77  | 8,16  | 0,13  | -29,406 | 0        |
| 49 | ЛЭП  | ПС Чайка - ПС Волна 110 кВ                 | 5,4   | 11,34 | 0     | -42,282 | 0        |
| 50 | ЛЭП  | ПС Западная 110 кВ - оп 128                | 16,2  | 34,5  | 0     | -128,73 | 0        |
| 51 | ЛЭП  | ПС Западная 110 кВ - оп 129                | 16,2  | 34,5  | 0     | -128,73 | 0        |
| 52 | ЛЭП  | оп 128 - ПС Кролевцы 110 кВ                | 1,2   | 2,4   | 0     | -9,396  | 0        |
| 53 | ЛЭП  | оп 129 - ПС Кролевцы 110 кВ                | 1,2   | 2,4   | 0     | -9,396  | 0        |
| 54 | ЛЭП  | оп 128 - оп 162                            | 4,38  | 0,93  | 0     | -34,765 | 0        |
| 55 | ЛЭП  | оп 129 - оп 163                            | 4,38  | 0,93  | 0     | -34,765 | 0        |
| 56 | ЛЭП  | оп 162 - Артемовская ТЭЦ 110 кВ            | 1,35  | 2,7   | 0     | -10,788 | 0        |
| 57 | ЛЭП  | оп 163 - Артемовская ТЭЦ 110 кВ            | 1,35  | 2,7   | 0     | -10,788 | 0        |
| 58 | ЛЭП  | оп 162 - ПС Штыково 110 кВ                 | 1,35  | 2,7   | 0     | -10,788 | 0        |
| 59 | ЛЭП  | оп 163 - ПС Штыково 110 кВ                 | 1,35  | 2,7   | 0     | -10,788 | 0        |
| 60 | ЛЭП  | ПС Волна 220 кВ - ПС Западная 220 кВ       | 7,2   | 49,2  | 0     | -296,67 | 0        |
| 61 | ЛЭП  | ПС Владивосток 220 кВ - ПС Западная 220 кВ | 7,2   | 49,2  | 0     | -296,67 | 0        |
| 62 | Тр-р | ПС Западная 220 кВ - ПС Западная 110 кВ    | 0,58  | 61    | 1,5   | 24,1    | 0,5      |
| 63 | ЛЭП  | ПС Аэропорт 220 кВ - отп 1                 | 0,63  | 3,54  | 0,25  | -13,224 | 0        |
| 64 | ЛЭП  | ПС Аэропорт 220 кВ - отп 2                 | 0,63  | 3,54  | 0,25  | -13,224 | 0        |
| 65 | ЛЭП  | отп 1 - ПС Логистика 220 кВ2               | 0,18  | 0,6   | 0     | -2,436  | 0        |
| 66 | ЛЭП  | отп 2 - ПС Логистика 220 кВ1               | 0,18  | 0,6   | 0     | -2,436  | 0        |

Продолжение таблицы 35

| №  | Тип  | Название                                    | $R_0$ | $X_0$ | $G_0$ | $B_0$ | $K_{тр}$ |
|----|------|---------------------------------------------|-------|-------|-------|-------|----------|
| 67 | Выкл | ПС Логистика 220 кВ1 - ПС Логистика 220 кВ2 | 0     | 0     | 0     | 0     | 0        |
| 68 | Тр-р | ПС Логистика 220 кВ1 - ПС Логистика 10 кВ   | 0,58  | 61    | 1,5   | 24,1  | 0,045    |
| 69 | Тр-р | ПС Логистика 220 кВ2 - ПС Логистика 10 кВ   | 0,58  | 61    | 1,5   | 24,1  | 0,045    |

Особенностью ПВК RastrWin 3 является задание коэффициента трансформации как отношение низкой напряжения к высокому, поэтому в таблице ? коэффициент трансформации меньше единицы.

Параметры генераторов для расчета токов короткого замыкания приведены в таблице 36

Таблица 36 – Параметры генераторов для расчета ТКЗ

| № | Название              | № узла | $X$ , Ом | $X_2$ , Ом | $X_0$ , Ом | $E$ , кВ |
|---|-----------------------|--------|----------|------------|------------|----------|
| 1 | 2                     | 3      | 4        | 5          | 6          | 7        |
| 1 | ПС Владивосток 500 кВ | 1      | 51,5     | 51,5       | 56,65      | 515      |
| 2 | ВТЭЦ 2 220 кВ         | 15     | 22       | 22         | 24,2       | 220      |
| 3 | ВТЭЦ 2 110 кВ         | 18     | 11       | 11         | 12,1       | 110      |
| 4 | ВТЭЦ 2 10 кВ          | 19     | 0,21     | 0,21       | 0,231      | 10,5     |
| 5 | АТЭЦ Г8               | 9      | 0,21     | 0,21       | 0,231      | 10,5     |
| 6 | АТЭЦ Г7               | 10     | 0,21     | 0,21       | 0,231      | 10,5     |
| 7 | АТЭЦ Г6               | 11     | 0,21     | 0,21       | 0,231      | 10,5     |
| 8 | АТЭЦ Г5               | 12     | 0,21     | 0,21       | 0,231      | 10,5     |

Результаты расчета токов короткого замыкания на шинах ВН и НН ПС Логистика приведены в таблице 37.

Таблица 37 – Значения токов короткого замыкания

| Точка КЗ    | Трехфазное КЗ, кА | Однофазное КЗ, кА | Ударный ток при трехфазном КЗ, кА |
|-------------|-------------------|-------------------|-----------------------------------|
| 1           | 2                 | 3                 | 4                                 |
| Шины 220 кВ | 8,47              | 2,47              | 20,57                             |
| Шины 10 кВ  | 23,97             | 13,8              | 58,3                              |

Также для выбора электрического оборудования ПС необходимо рассчитать утяжеленные рабочие токи в элементах подстанции.

Утяжеленный рабочий ток на стороне 220 кВ:

$$I_{н.р.} = \frac{1,4 \cdot S}{\sqrt{3} \cdot U_{ном}} \quad (31)$$

$$I_{н.р.} = \frac{1,4 \cdot 25}{\sqrt{3} \cdot 220} \cdot 10^3 = 122,5 \text{ А.}$$

На стороне 10 кВ:

$$I_{н.р.} = \frac{1,4 \cdot 25}{\sqrt{3} \cdot 10} \cdot 10^3 = 2021 \text{ А.}$$

#### 4.3 Выбор конструктивного исполнения ПС Логистика

Планируемой месторасположение подстанции Логистика – город Артем. Согласно приказу Минэнерго России от 15.01.2024 № 6 подстанции, расположенные в городе, должны быть закрытого типа. Различают следующие виды закрытых подстанций: блочные, модульные, КРУЭ. Для осуществления технологии цифровой подстанции на высокой стороне подстанции Логистика принимается комплектное распределительное устройство с элегазовой изоляцией.

С учетом климатических характеристик Артемовского городского округа и номинального напряжения высокой стороны подстанции Логистика предварительно к установке принимается КРУЭ типа ЯГГ 220, климатические характеристики которого приведены в таблице 38.

Таблица 38 – Климатические характеристики КРУЭ типа ЯГГ 220

| Характеристика                     | Значение      |
|------------------------------------|---------------|
| Рабочий диапазон температур, °С    | -40 - 40      |
| Относительная влажность воздуха, % | не более 80   |
| Тип атмосферы                      | II            |
| Высота над уровнем моря, м         | не более 1000 |

Установка КРУЭ типа ЯГГ 220 осуществляется в быстровозводимом модульном здании.

КРУЭ типа ЯГГ 220 имеет воздушный ввод, поэтому установка переходного опорного пункта не требуется, так как проектируемые линии от ВЛ-220 кВ Владивосток – Аэропорт и ВЛ-220 кВ Аэропорт – АТЭЦ будут выполнены в воздушном исполнении.

Связь КРУЭ с силовым трансформатором согласно СТО 56947007-29.240.30.010-2008 осуществляется с помощью закрытых элегазовых токопроводов.

В отличие от ОРУ, КРУЭ не требует больших площадей и устойчива к коррозии, а по сравнению с ЗРУ обладает лучшей ремонтопригодностью и масштабируемостью. Кроме того, КРУЭ обеспечивает высокий уровень безопасности и автоматизации, что соответствует современным требованиям к энергообъектам. Выбор КРУЭ подтверждается его экономической эффективностью в долгосрочной перспективе за счет снижения затрат на обслуживание и повышения срока службы оборудования.

Схема РУ ВН - 4Н – «Два блока с выключателями и неавтоматической перемычкой со стороны линий», выбрана исходя из количества питающих линий и типа подключения подстанции (отпаечная).

На низкой стороне подстанции Логистика тип распределительного устройства принимается ЗРУ. С учетом климатических характеристик и номинального напряжения низкой стороны подстанции Логистика предварительно к установке в ЗРУ принимаются с ячейками КРУ-КУ-10С. Климатические характеристики КРУ-КУ-10С приведены в таблице 39.

Таблица 39 – Климатические характеристики КРУ-КУ-10С

| Характеристика                     | Значение      |
|------------------------------------|---------------|
| Рабочий диапазон температур, °С    | -45 - 40      |
| Относительная влажность воздуха, % | не более 80   |
| Тип атмосферы                      | II            |
| Высота над уровнем моря, м         | не более 1000 |

С учетом климатических особенностей Артемовского городского округа в конструкции ЗРУ необходимо предусмотреть обогрев помещения, в КРУ-КУ-10С – подогреватели в релейном шкафу.

Связь ЗРУ с силовым трансформатор осуществляется с помощью жесткой ошиновки.

Схема РУ на низкой стороне подстанции Логистика – «Одна рабочая секционированная выключателем система шин».

К преимуществам ЗРУ можно отнести:

- удобство обслуживания. Размещения оборудования в ЗРУ обеспечивает хорошую обзримость, большую ширину коридора для обслуживания, удобство перемещения оборудования;

- экономия. ЗРУ требуют меньшей площади расположения в сравнении с ОРУ;

- безопасность. ЗРУ защищены от проникновения пыли, вредных газов или паров в помещение, неизолированные части помещены в камеры или ограждены, соблюдаются минимальные расстояния от токоведущих частей до различных элементов РУ, что обеспечивает безопасность при осмотрах и ремонтах.

Для проверки КРУЭ и КРУ в ЗРУ необходимо провести выбор и проверку основных встроенных элементов в данных устройствах: выключатели, разъединители, трансформаторы тока, трансформаторы напряжения, ошиновка, ОПН.

Также для осуществления функций защиты оборудования на ПС Логистика необходимо предусмотреть систему заземления. Заземление на подстанции выполняет несколько функций: молниезащита; рабочая функция (для нормальной работы электрооборудования); защитная (для обеспечения безопасной работы персонала). На подстанции Логистика необходима установка системы заземления, состоящей из двух контуров.

Внутренний контур, расположенный по периметру КРУЭ и ЗРУ, состоящий из заземляющих магистралей. Выполняется в виде сети из стальных полос, которые крепятся к стенам на высоте 0,4 м от уровня пола. Каждый

заземляемый элемент электроустановки присоединяется к заземляющей магистрали с помощью отдельного ответвления.

Внутренний контур состоит из замкнутого контура из горизонтального заземлителя и нескольких вертикальных электродов. Внешний контур располагается на расстоянии не более 1 м от фундаментной плиты, на которой располагаются здания КРУЭ и ЗРУ.

#### 4.4 Выбор и проверка выключателей

Выбор и проверка выключателей выполняется по номинальному напряжению, номинальному току, предельному сквозному току КЗ на электродинамическую стойкость, тепловому импульсу на термическую стойкость.

В таблице 40 приведены основные технические характеристики встроенных выключателей в КРУЭ ЯГГ-220.

Таблица 4 – Технические характеристики выключателя 220 кВ

| Параметр                                                   | Значение  |
|------------------------------------------------------------|-----------|
| 1                                                          | 2         |
| Номинальное напряжение $U_{ном}$ , кВ                      | 220       |
| Номинальный ток $I_{ном}$ , А                              | 3150      |
| Номинальный ток отключения выключателя $I_{откл.ном}$ , кА | 40        |
| Ток электродинамической стойкости $I_{дин}$ , кА           | 125       |
| Ток термической стойкости, кА                              | 50        |
| Тип привода                                                | пружинный |

Условия выбора:

1. По номинальному напряжению:

$$U_{ном} \geq U_{уст}; \quad (32)$$

$$220 \text{ кВ} \geq 220 \text{ кВ}.$$

2. По номинальному току:



$$I_{ном} \geq I_{н.р}; \quad (33)$$

$$3150 \text{ A} \geq 122,5 \text{ A}.$$

Необходимо провести проверку встроенного выключателя в КРУЭ ЯГГ-220.

В таблице 41 приведены основные технические характеристики встроенных выключателей в КРУЭ ЯГГ-220.

Таблица 41 – Технические характеристики выключателя 220 кВ

| Параметр                                                   | Значение |
|------------------------------------------------------------|----------|
| 1                                                          | 2        |
| Номинальное напряжение $U_{ном}$ , кВ                      | 220      |
| Номинальный ток $I_{ном}$ , А                              | 3150     |
| Номинальный ток отключения выключателя $I_{откл.ном}$ , кА | 40       |
| Ток электродинамической стойкости $I_{дин}$ , кА           | 125      |
| Ток термической стойкости, кА                              | 50       |

Условия проверки

1. Электродинамическая стойкость – по предельному сквозному току КЗ:

$$i_{дин} \geq i_{уд}; \quad (34)$$

$$125 \text{ кА} \geq 20,57 \text{ кА}.$$

2. Термическая стойкость – по тепловому импульсу:

$$B_{кном} \geq B_{к}; \quad (35)$$

$$B_{кном} = I_{по}^2 \cdot t_{тер}; \quad (36)$$

где  $t_{мер}$  - время протекания термической стойкости, принимается равным 3 с.

$$B_{\kappa} = I_{no}^2 \cdot (t_{pz} + t_{cob} + T_a); \quad (37)$$

где  $t_{cob}$  - собственное время отключения выключателя, принимается равным 0,04 с;

$t_{pz}$  - выдержка времени для селективного срабатывания релейной защиты, принимается равным 2 с;

$T_a$  - постоянная времени затухания апериодической составляющей тока короткого замыкания, принимается равным 0,02.

$$B_{\kappa} = 8,47^2 \cdot (2 + 0,04 + 0,02) = 147,8 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}.$$

$$B_{кном} = 40^2 \cdot 3 = 4800 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}.$$

$$4800 \text{ кА}^2 \cdot \text{с} \geq 147,3 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}.$$

Результаты расчета приведены в сравнительной таблице 42.

Таблица 42 – Паспортные и расчетные технические характеристики выключателя 220 кВ

| Паспортные данные                             | Расчетные данные                                 | Проверка                     |
|-----------------------------------------------|--------------------------------------------------|------------------------------|
| 1                                             | 2                                                | 3                            |
| $U_{ном} = 220 \text{ кВ}$                    | $U_{уст} = 220 \text{ кВ}$                       | $U_{ном} \geq U_{уст}$       |
| $I_{ном} = 3150 \text{ А}$                    | $I_{н.р.} = 122,5 \text{ А}$                     | $I_{ном} \geq I_{н.р.}$      |
| $I_{откл.ном} = 40 \text{ кА}$                | $I_{но} = 8,47 \text{ кА}$                       | $I_{откл.ном} \geq I_{но}$   |
| $i_{дин} = 125 \text{ кА}$                    | $i_{y\partial} = 20,57 \text{ кА}$               | $i_{дин} \geq i_{y\partial}$ |
| $B_{кном} = 4800 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$ | $B_{\kappa} = 147,8 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$ | $B_{кном} \geq B_{\kappa}$   |

Встроенный выключатель в КРУЭ применим на проектируемой ПС Логистика.

Аналогичный выбор и проверка выполняется для выключателей в ячейках КРУ в ЗРУ 10 кВ ПС Логистика. В результате расчета выбран выключатель ВВУ-СЭЩ-10-1000.

Справочные характеристики выключателей 10 кВ представлены в таблице 43. Результаты расчета и проверки представлены в таблице 44.

Таблица 43 – Технические характеристики выключателя 10 кВ

| Параметр                                                   | Значение         |
|------------------------------------------------------------|------------------|
| 1                                                          | 2                |
| Номинальное напряжение $U_{ном}$ , кВ                      | 10               |
| Номинальный ток $I_{ном}$ , А                              | 3150             |
| Номинальный ток отключения выключателя $I_{откл.ном}$ , кА | 40               |
| Ток электродинамической стойкости $I_{дин}$ , кА           | 81               |
| Ток термической стойкости, кА                              | 31,5             |
| Термическая стойкость $B_{кном}$ , кА <sup>2</sup> ·с      | 1600             |
| Тип привода                                                | электромагнитный |

Таблица 44 - Паспортные и расчетные технические характеристики выключателя 10 кВ

| Паспортные данные                    | Расчетные данные                   | Проверка                   |
|--------------------------------------|------------------------------------|----------------------------|
| 1                                    | 2                                  | 3                          |
| $U_{ном} = 10$ кВ                    | $U_{уст} = 10$ кВ                  | $U_{ном} \geq U_{уст}$     |
| $I_{ном} = 3150$ А                   | $I_{н.р.} = 2021$ А                | $I_{ном} \geq I_{н.р.}$    |
| $I_{откл.ном} = 40$ кА               | $I_{по} = 23,97$ кА                | $I_{откл.ном} \geq I_{по}$ |
| $i_{дин} = 128$ кА                   | $i_{уд} = 58,3$ кА                 | $i_{дин} \geq i_{уд}$      |
| $B_{кном} = 1600$ кА <sup>2</sup> ·с | $B_{к} = 163,7$ кА <sup>2</sup> ·с | $B_{кном} \geq B_{к}$      |

Выключатель в КРУ-КУ-10С удовлетворяет условиям проверки и может быть принят в эксплуатацию.

Также данный выключатель принимается в качестве секционного и на отходящие линии.

#### 4.5 Выбор и проверка разъединителей

Выбор и проверка разъединителей осуществляется по конструктивному исполнению, роду установки и номинальным характеристикам: напряжение, номинальный ток, стойкость при ТКЗ.

В таблице 45 приведены справочные технические характеристики разъединителя в КРУЭ ЯГГ 220, расчетные характеристики и их сравнение.

Таблица 45 - Паспортные и расчетные технические характеристики разъединителя 220 кВ

| Паспортные данные                             | Расчетные данные                            | Проверка                |
|-----------------------------------------------|---------------------------------------------|-------------------------|
| 1                                             | 2                                           | 3                       |
| $U_{ном} = 220 \text{ кВ}$                    | $U_{уст} = 220 \text{ кВ}$                  | $U_{ном} \geq U_{уст}$  |
| $I_{ном} = 1250 \text{ А}$                    | $I_{н.р.} = 122,5 \text{ А}$                | $I_{ном} \geq I_{н.р.}$ |
| $i_{дин} = 100 \text{ кА}$                    | $i_{уд} = 20,57 \text{ кА}$                 | $i_{дин} \geq i_{уд}$   |
| $B_{кном} = 1190 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$ | $B_{к} = 147,8 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$ | $B_{кном} \geq B_{к}$   |

По результатам проверки выявлено, что разъединитель в КРУЭ ЯГГ 220 удовлетворяет условиям проверки.

Выбор проверка разъединителя на НН ПС Логистика не требуется, так как в КРУ-КУ-10С выключатель является выкатным, что позволяет создать видимый разрыв и исключает необходимость применения разъединителя.

#### 4.6 Выбор и проверка трансформаторов тока

Трансформатор тока обычно выбирается с двумя вторичными обмотками, одна из которых предназначена для приборов защиты, вторая – для включения измерительных приборов.

В КРУЭ ЯГГ 220 встроены цифровые оптические трансформаторы тока.

Вторичный ток трансформатора тока должен составлять 5 А или 1 А.

Выбор трансформатора тока выполняется по номинальному напряжению, токам первичной и вторичной цепей, электродинамической, термической стойкости токам КЗ.

Примем к установке алюминиевый кабель КВВГ с сечением жилы 4 мм<sup>2</sup>.

Сопротивление кабеля рассчитывается по формуле:

$$r = \frac{\rho \cdot l}{q}; \quad (38)$$

где  $\rho$  сопротивление материала проводника;

$l$  - длина проводника, принимаем равной 60 м для 220 кВ;

$q$  - сечение проводника.

$$r = \frac{0,028 \cdot 60}{4} = 0,42 \text{ Ом.}$$

Условие для соблюдения заданного класса точности:

$$Z_{2\text{доп}} \geq r_{\text{приб}} + r_{\text{пров}} + r_{\text{конт}}; \quad (39)$$

где  $r_{\text{приб}}$  - сопротивление приборов;

$r_{\text{пров}}$  - сопротивление соединительного кабеля;

$r_{\text{конт}}$  - переходное сопротивление контактов, равное 0,1 Ом.

Сопротивление приборов:

$$r_{\text{приб}} = \frac{S_{\text{приб}}}{I_{2н}^2}; \quad (40)$$

где  $S_{\text{приб}}$  - мощность приборов;

$I_{2н}$  - вторичный номинальный ток приборов.

$$r_{\text{приб}} = \frac{1,7}{5^2} = 0,068 \text{ Ом.}$$

$$Z_2 = 0,42 + 0,1 + 0,068 = 0,59 \text{ Ом.}$$

В таблице 46 приведены показатели потребляемой мощности токоизмерительными приборами.

Таблица 46 – Измерительные приборы и приборы учета в ячейках КРУЭ ЯГГ 220

| Прибор          | Тип прибора    | Потребляемая мощность токоизмерительными приборами, ВА, в фазах. |     |     |
|-----------------|----------------|------------------------------------------------------------------|-----|-----|
|                 |                | А                                                                | В   | С   |
| 1               | 2              | 3                                                                | 4   | 5   |
| Амперметр       | НПП ЭКРА-СПАРК | 0,5                                                              | 0,5 | 0,5 |
| Ваттметр        | НПП ЭКРА-СПАРК | 0,5                                                              | 0,5 | 0,5 |
| Варметр         | НПП ЭКРА-СПАРК | 0,5                                                              | 0,5 | 0,5 |
| Счетчик АЭ и РЭ | НПП ЭКРА-СПАРК | 0,2                                                              | 0,2 | 0,2 |
| Устройства РЗА  | НПП ЭКРА-СПАРК | 0,5                                                              | 0,5 | 0,5 |
| Итого           |                | 2,3                                                              | 2,3 | 2,3 |

В таблице 47 приведены справочные технические характеристики цифрового оптического трансформатора тока в КРУЭ ЯГГ 220, расчетные характеристики и их сравнение.

Таблица 47 - Паспортные и расчетные технические характеристики цифрового оптического трансформатора тока 220 кВ

| Паспортные данные                             | Расчетные данные                                 | Проверка                     |
|-----------------------------------------------|--------------------------------------------------|------------------------------|
| 1                                             | 2                                                | 3                            |
| $U_{ном} = 220 \text{ кВ}$                    | $U_{уст} = 220 \text{ кВ}$                       | $U_{ном} \geq U_{уст}$       |
| $I_{ном} = 1200 \text{ А}$                    | $I_{н.р.} = 122,5 \text{ А}$                     | $I_{ном} \geq I_{н.р.}$      |
| $Z_{2н} = 2,8 \text{ Ом}$                     | $Z_2 = 0,59 \text{ Ом}$                          | $Z_{2н} \geq Z_2$            |
| $i_{дин} = 100 \text{ кА}$                    | $i_{y\partial} = 20,57 \text{ кА}$               | $i_{дин} \geq i_{y\partial}$ |
| $B_{кном} = 1190 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$ | $B_{\kappa} = 147,8 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$ | $B_{кном} \geq B_{\kappa}$   |

Расчет показал, что ТТ соответствует требованиям проверки.

На НН в ячейках КРУ-КУ-10С встроен трансформатор тока марки ТЛК-КУ-10С.

В таблице 48 приведены справочные технические характеристики цифрового оптического трансформатора тока марки ТЛК-КУ-10С, расчетные характеристики и их сравнение.

Таблица 48 - Паспортные и расчетные технические характеристики трансформатора тока 10 кВ

| Паспортные данные          | Расчетные данные            | Проверка                |
|----------------------------|-----------------------------|-------------------------|
| 1                          | 2                           | 3                       |
| $U_{ном} = 10 \text{ кВ}$  | $U_{уст} = 10 \text{ кВ}$   | $U_{ном} \geq U_{уст}$  |
| $I_{ном} = 4500 \text{ А}$ | $I_{н.р.} = 2021 \text{ А}$ | $I_{ном} \geq I_{н.р.}$ |
| $Z_{2н} = 1,2 \text{ Ом}$  | $Z_2 = 0,58 \text{ Ом}$     | $Z_{2н} \geq Z_2$       |
| $i_{дин} = 128 \text{ кА}$ | $i_{уд} = 58,3 \text{ кА}$  | $i_{дин} \geq i_{уд}$   |

Расчет показал, что ТТ соответствует требованиям проверки и может быть принятым в эксплуатацию.

#### 4.7 Выбор и проверка трансформаторов напряжения

Трансформаторы напряжения предназначены для понижения высокого напряжения и для отделения цепей измерения и релейной защиты от первичных цепей высокого напряжения.

Трансформаторы напряжения (ТН) выбирают по конструкции и схеме соединения обмоток, номинальному напряжению, классу точности и проверяют по вторичной нагрузке [?].

КРУЭ ЯГГ 220:

Определим нагрузку от приборов, присоединённых к трансформаторам напряжения, которые установлены на каждой секции шин.

Таблица 49 - Вторичная нагрузка ТН на ВН

| Прибор    | Тип прибора    | Мощность, ВА | Число приборов | Суммарная мощность, ВА |
|-----------|----------------|--------------|----------------|------------------------|
| 1         | 2              | 3            | 4              | 5                      |
| Вольтметр | НПП ЭКРА-СПАРК | 10           | 2              | 20                     |
| Ваттметр  | НПП ЭКРА-СПАРК | 10           | 2              | 20                     |

| Прибор          | Тип прибора    | Мощность, ВА | Число приборов | Суммарная мощность, ВА |
|-----------------|----------------|--------------|----------------|------------------------|
| Варметр         | НПП ЭКРА-СПАРК | 10           | 2              | 20                     |
| Счетчик АЭ и РЭ | НПП ЭКРА-СПАРК | 12           | 3              | 36                     |
| Частотомер      | НПП ЭКРА-СПАРК | 10           | 2              | 10                     |
| Устройства РЗА  | НПП ЭКРА-СПАРК | 10           | 12             | 120                    |
| Итого           |                |              |                | 226                    |

Количество комплектов устройств РЗА выбрано согласно СТО 56947007-33.04020.022-2009.

Условие проверки на допустимую мощность вторичной обмотки:

$$S_{ном} \geq S_{2расч}; \quad (41)$$

$$S_{2расч} = 226.$$

$$1000 \text{ ВА} \geq 226 \text{ ВА}.$$

В таблице 50 приведены справочные технические характеристики цифрового оптического трансформатора напряжения 220 кВ, расчетные характеристики и их сравнение.

Таблица 50 - Паспортные и расчетные технические характеристики цифрового оптического трансформатора напряжения 220 кВ

| Паспортные данные          | Расчетные данные                | Проверка                 |
|----------------------------|---------------------------------|--------------------------|
| 1                          | 2                               | 3                        |
| $U_{ном} = 220 \text{ кВ}$ | $U_{уст} = 220 \text{ кВ}$      | $U_{ном} \geq U_{уст}$   |
| $S_{ном} = 140 \text{ ВА}$ | $S_{2расч} = 121,38 \text{ ВА}$ | $S_{ном} \geq S_{2расч}$ |

Оптический цифровой трансформатор напряжения, встроенный в КРУЭ ЯГТ 220 удовлетворяет условиям проверки.



Вторичная нагрузка трансформатора напряжения на стороне 10 кВ приведена в таблице 51.

Таблица 51 – Вторичная нагрузка трансформатора напряжения 10 кВ

| Тип прибора     | Прибор         | Количество приборов | Потребляемая мощность, ВА |
|-----------------|----------------|---------------------|---------------------------|
| Вольтметр       | НПП ЭКРА-СПАРК | 2                   | 4                         |
| Счётчик АЭ и РЭ | НПП ЭКРА-СПАРК | 20                  | 20                        |
| Сумма           |                |                     | 24                        |

В КРУ-КУ-10С установлен трансформатор напряжения НАМИ-СЭЦ-10.

Результаты проверки данного трансформатора напряжения приведены в таблице 52.

Таблица 52 - Паспортные и расчетные технические характеристики цифрового оптического трансформатора напряжения 10 кВ

| Паспортные данные         | Расчетные данные            | Проверка                 |
|---------------------------|-----------------------------|--------------------------|
| 1                         | 2                           | 3                        |
| $U_{ном} = 10 \text{ кВ}$ | $U_{уст} = 10 \text{ кВ}$   | $U_{ном} \geq U_{уст}$   |
| $S_{ном} = 75 \text{ ВА}$ | $S_{2расч} = 24 \text{ ВА}$ | $S_{ном} \geq S_{2расч}$ |

Встроенный в КРУ-КУ-10С трансформатор напряжения НАМИ-СЭЦ-10 удовлетворяет условия проверки и принимается к установке на ПС Логистика.

#### 4.8 Выбор и проверка ошиновки

В КРУЭ ЯГГ 220 для соединения аппаратов используется жесткая ошиновка.

Выбор и проверка сечения шин осуществляется:

1. По длительно допустимому току:

$$I_{дон} \geq I_{н.р.} \quad (42)$$

2. По условию термической стойкости:

$$q_{ном} \geq q_{min}; \quad (43)$$

$$q_{min} = \frac{I_{кз} \cdot \sqrt{t_{кз}}}{K}. \quad (44)$$

3. Напряжение в материале шины, возникающие из-за изгибающего усилия:

$$\sigma_{дон} \geq \sigma_{расч}; \quad (45)$$

$$\sigma_{расч} = \frac{f \cdot l^2}{10 \cdot W_{\phi}}; \quad (46)$$

$$W_{\phi} = \frac{\pi \cdot (D^4 - d^4)}{32 \cdot D}; \quad (47)$$

$$f = \sqrt{3} \cdot 10^{-7} \cdot \frac{i_{y\partial}^2}{a}; \quad (48)$$

где  $a$  - расстояние между фазами, принимается равным 1 м для ошиновки 220 кВ.

$$l^2 \geq \frac{173,2}{f_0^2} \cdot \sqrt{\frac{J}{q}}; \quad (49)$$

Принимается  $f_0 = 200$  Гц, тогда:

$$l = \sqrt{2,008} = 1,417 \text{ м.}$$

При округлении длина пролетов изоляторов принимается равной 1,5 м.

Принимается жесткая ошиновка из алюминиевого сплава 1915Т с наружным диаметром трубной шины – 70 мм, внутренним диаметром – 64 мм.

В таблице 53 приведены справочные технические характеристики жесткой ошиновки в КРУЭ ЯГГ 220 кВ, расчетные характеристики и их сравнение.

Таблица 53 - Паспортные и расчетные технические характеристики жесткой ошиновки 220 кВ

| Паспортные данные                             | Расчетные данные                                 | Проверка                          |
|-----------------------------------------------|--------------------------------------------------|-----------------------------------|
| 1                                             | 2                                                | 3                                 |
| $I_{доп} = 1000 \text{ кВ}$                   | $I_{н.р.} = 122,5 \text{ кВ}$                    | $I_{доп} \geq I_{н.р.}$           |
| $B_{кном} = 1190 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$ | $B_{\kappa} = 215,2 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$ | $B_{кном} \geq B_{\kappa}$        |
| $q_{ном} = 632 \text{ мм}^2$                  | $q_{\min} = 103,4 \text{ мм}^2$                  | $q_{ном} \geq q_{\min}$           |
| $\sigma_{доп} = 40 \text{ МПа}$               | $\sigma_{расч} = 32,7 \text{ МПа}$               | $\sigma_{доп} \geq \sigma_{расч}$ |

Жесткая ошиновка в КРУЭ-КУ-10С удовлетворяет условиям проверки.

Проверка ошиновки осуществляется по тепловой стойкости:

$$q_{\min} = \frac{\sqrt{B_{\kappa}}}{C}; \quad (50)$$

где  $C = 91$  для алюминиевых шин и кабелей.

Проверка по электродинамической стойкости:

$$\sigma_{расч} = \sqrt{3} \cdot 10^{-8} \cdot \frac{i_{уд}^2 \cdot l^2}{a \cdot W_{\phi}}; \quad (51)$$

$$W_{\phi} = b \cdot h^2 \cdot \frac{1}{6}; \quad (52)$$

$$J = b \cdot h^2 \cdot \frac{1}{12}. \quad (53)$$

Результаты расчета:

$$J = 0,6 \cdot 8^3 \cdot \frac{1}{12} = 25,6 \text{ см}^3;$$

$$l \leq \sqrt{\frac{173,2}{200}} \sqrt{\frac{25,6}{4,8}} = 0,95 \text{ м};$$

Расстояние между изоляторами принимается равным 0,9 м.

Наибольшее усилие:

$$f = \sqrt{3} \cdot 10^{-7} \cdot \frac{123,9^2}{0,4} = 166,3 \text{ Н/м.}$$

Момент сопротивления:

$$W = 0,6 \cdot 8^2 \cdot \frac{1}{6} = 6,4 \text{ см}^3.$$

На стороне 10 кВ также принимается жесткая алюминиевая ошиновка.

Максимальный ток нагрузки составит 2159 А. Минимальное сечение ошиновки принимается 4,8 см<sup>2</sup>. Расстояние между фазами принимается равным 0,4 м.

Механическое напряжение при коротком замыкании:

$$\sigma_{расч} = \sqrt{3} \cdot 10^{-8} \cdot \frac{58300^2 \cdot 0,9^2}{0,4 \cdot 6,4} = 18,6 \text{ МПа.}$$

$$\sigma_{ном} \geq \sigma_{расч}; \tag{54}$$

$$89 \text{ МПа} \geq 18,6 \text{ МПа}.$$

Ошиновка выбранного сечения на стороне 10 кВ удовлетворяет условиям проверки и принимается к эксплуатации.

#### 4.9 Выбор и проверка изоляторов

Выбор и проверка изоляторов выполняется:

1. По номинальному напряжению:

$$U_{\text{ном}} \geq U_{\text{уст}}. \quad (55)$$

2. По допустимой нагрузке:

$$F_{\text{дон}} \geq F_{\text{расч}}; \quad (56)$$

$$F_{\text{дон}} = 0,6 \cdot F; \quad (57)$$

$$F_{\text{расч}} = f \cdot l \cdot k_h; \quad (58)$$

$$k_h = \frac{H_{\text{из}} + h + \frac{b}{2}}{H_{\text{из}}}. \quad (59)$$

$$k_h = \frac{900 + 64 + \frac{70}{2}}{900} = 1,67;$$

$$F_{\text{расч}} = 198,7 \cdot 1,67 \cdot 2 = 663,7 \text{ Н}.$$

На вводе в КРУЭ ЯГГ 220 кВ предварительно к установке принимается полимерный изолятор ИО-220-400.

$$F_{дон} = 0,6 \cdot 30000 = 18000 \text{ Н.}$$

В таблице 54 приведены справочные технические характеристики изоляторов на стороне 220 кВ, расчетные характеристики и их сравнение.

Таблица 54 - Паспортные и расчетные технические характеристики изоляторов 220 кВ

| Паспортные данные           | Расчетные данные             | Проверка                |
|-----------------------------|------------------------------|-------------------------|
| 1                           | 2                            | 3                       |
| $U_{ном} = 220 \text{ кВ}$  | $U_{уст} = 220 \text{ кВ}$   | $U_{ном} \geq U_{уст}$  |
| $F_{дон} = 18000 \text{ Н}$ | $F_{расч} = 663,7 \text{ Н}$ | $F_{дон} \geq F_{расч}$ |

Полимерный изолятор ИО-220-400 удовлетворяет условиям проверки и принимается к установке на ВН ПС Логистика.

Аналогичным образом выбирается и проверяется изолятор на стороне 10 кВ.

По результатам расчета к установке изолятор марки ОСК-10-У1 с номинальным усилием на разрушение 8000 Н.

В таблице 55 приведены справочные технические характеристики изоляторов на стороне 10 кВ, расчетные параметры и их сравнение.

Таблица 55 - Паспортные и расчетные технические характеристики изоляторов 10 кВ

| Паспортные данные          | Расчетные данные             | Проверка                |
|----------------------------|------------------------------|-------------------------|
| 1                          | 2                            | 3                       |
| $U_{ном} = 220 \text{ кВ}$ | $U_{уст} = 220 \text{ кВ}$   | $U_{ном} \geq U_{уст}$  |
| $F_{дон} = 4800 \text{ Н}$ | $F_{расч} = 319,5 \text{ Н}$ | $F_{дон} \geq F_{расч}$ |

Изолятор ОСК-10-У1 удовлетворяет условиям проверки и принимается к установке на НН ПС Логистика.

#### 4.10 Выбор и проверка ограничителей перенапряжения

Ограничители перенапряжения необходимы для защиты электрооборудования от грозовых и коммутационных перенапряжений.

Выбор и проверка ОПН осуществляется:

1. По номинальному напряжению.
2. По наибольшему длительно допустимому рабочему напряжению:

$$U_{ном.мах} \geq U_{раб.мах}; \quad (60)$$

$$U_{раб.мах} = \frac{1,15 \cdot U_{раб}}{\sqrt{3}}. \quad (61)$$

3. По энергии, пропускаемой ОПН во время грозового импульса:

$$\mathcal{E} = \left( \frac{U - U_{ост}}{Z_{\epsilon}} \right) \cdot U_{ост} \cdot 2T \cdot n; \quad (62)$$

где  $U$  - величина неограниченных перенапряжений;

$U_{ост}$  - остаточное напряжение на ограничителе, принимается равным 596 кВ;

$Z_{\epsilon}$  - волновое сопротивление линии с учетом импульсной короны, равное 740 Ом;

$T$  - время распространения волны;

$n$  - количество последовательных токовых импульсов, принимается равным 1.

$$U = \frac{U_0}{1 + k \cdot l \cdot U_0}; \quad (63)$$

где  $U_0$  - напряжение волны перенапряжения в месте ее возникновения, принимается равным 900 кВ;

$k$  - коэффициент полярности, принимается равным  $0,2 \cdot 10^{-3}$ ;

$l$  - длина защитного подхода, принимается равной 2,5 км.

Время распространения волны:

$$T = \frac{l}{\beta \cdot c}; \quad (64)$$

где  $\beta$  - коэффициент затухания волны, принимается равным 0,91;

$c$  - скорость распространения волны, принимается равной 300000 км/с.

4. По удельной энергоемкости:

$$\mathcal{E}' = \frac{\mathcal{E}}{U_{ном}}. \quad (65)$$

5. По уровню коммутационных перенапряжений:

$$U_{ки} / (1,15 - 1,2) \geq U_{ост.к}; \quad (66)$$

$$U_{ки} = 1,41 \cdot 1,35 \cdot 0,9 \cdot U_{исп50}; \quad (67)$$

где  $U_{исп50}$  - 50%-ое испытательное напряжение электрооборудования при коммутационном импульсе.

$$U_{50\%} = U_{50}^- (0,92 - 0,012 l_{разр}^{(0,74-0,06 l_{разр})(l_{разр}-3)}); \quad (68)$$

где  $U_{50}^-$  - 50%-ое разрядное напряжение для стандартного импульса отрицательной полярности, принимается равным 1330.

$$l_{разр} = n_{из} \cdot H_{из}; \quad (69)$$



где  $H_{из}$  - строительная высота изолятора, принимается равной 1,2 м;

$n_{из}$  - количество изоляторов в гирлянде, принимается равным 8 штук.

6. По защитному координационному интервалу по внутренним перенапряжениям:

$$A_{вн} = (U_{доп} - U_{ост.к}) / U_{доп} > (0,15 - 0,25); \quad (70)$$

где  $U_{доп}$  - допустимый уровень перенапряжений, принимается равным 810.

7. По защитному координационному интервалу по грозовым воздействиям:

$$A_{гр} = (U_{доп} - U_{ост.к}) / U_{доп} > (0,2 - 0,25). \quad (71)$$

Наибольшее рабочее напряжение:

$$U_{раб.мах} = \frac{1,15 \cdot 220}{\sqrt{3}} = 146,1 \text{ кВ.}$$

Неограниченное перенапряжение:

$$U = \frac{900}{1 + 0,2 \cdot 10^{-3} \cdot 2,5 \cdot 900} = 644 \text{ кВ.}$$

Время распространения волны:

$$T = \frac{3 \cdot 10^6}{0,91 \cdot 300000} = 10,99 \text{ мкс.}$$

Энергия, пропускаемая через ОПН во время грозового импульса:

$$\mathcal{E} = \left( \frac{644 - 596}{740} \right) \cdot 596 \cdot 2 \cdot 10,99 \cdot 1 = 849,74 \text{ кДж.}$$

Удельная энергоемкость:

$$\mathcal{E}' = \frac{849,74}{220} = 3,86 \text{ кДж/кВ.}$$

Принимается ОПН 3 класса энергоемкости.

На ВН ПС Логистика принимаем к установке ОПН-220/86/10/550 У1.

В таблице 56 приведены справочные технические характеристики ОПН-220/86/10/550 У1.

Таблица 56 – Справочные технические характеристики ОПН-220/86/10/550 У1

| Тип ОПН                                                | ОПН – 220/86/10/550 УХЛ1 |
|--------------------------------------------------------|--------------------------|
| Класс напряжения сети, кВ                              | 220                      |
| Наибольшее длительно допустимое рабочее напряжение, кВ | 205                      |
| Номинальный разрядный ток, кА                          | 10                       |
| Остающееся напряжение, кВ                              | 550                      |
| Длина пути утечки, см                                  | 630                      |
| Удельная энергоемкость одного импульса тока, кДж/кВ    | 4,5                      |

$$I_{\text{разр}} = 1,2 \cdot 8 = 9,6.$$

$$U_{50\%} = 1330 \cdot (0,92 - 0,012 \cdot 9,6^{(0,74-0,06 \cdot 9,6)(9,6-3)}) = 1223,6 \text{ кВ.}$$

Выдерживаемый уровень коммутационных перенапряжений:

$$U_{\text{ки}} = 1,41 \cdot 1,35 \cdot 0,9 = 2096,2 \text{ кВ.}$$

Защитный координационный интервал по внутренним перенапряжениям:

$$A_{вн} = (810 - 596) / 810 = 0,26.$$

Защитный координационный интервал по грозовым воздействиям:

$$A_{зр} = (810 - 596) / 810 = 0,26.$$

В таблице 57 приведены справочные технические характеристики ОПН-220/86/10/550, расчетные характеристики и их сравнение.

Таблица 57 - Паспортные и расчетные технические характеристики ОПН-220/86/10/550

| Паспортные данные              | Расчетные данные                 | Проверка                               |
|--------------------------------|----------------------------------|----------------------------------------|
| 1                              | 2                                | 3                                      |
| $U_{ном} = 220 \text{ кВ}$     | $U_{уст} = 220 \text{ кВ}$       | $U_{ном} \geq U_{уст}$                 |
| $U_{ном.мах} = 205 \text{ кВ}$ | $U_{раб.мах} = 146,1 \text{ кВ}$ | $U_{ном.мах} \geq U_{раб.мах}$         |
| $U_{ки} = 2096,2$              | $U_{ост.к} = 596$                | $U_{ки} / (1,15 - 1,2) \geq U_{ост.к}$ |
| $A_{вн} = 0,26$                | $(0,15 - 0,25)$                  | $A_{вн} > (0,15 - 0,25)$               |
| $A_{зр} = 0,26$                | $(0,2 - 0,25)$                   | $A_{зр} > (0,2 - 0,25)$                |

По результатам расчета выявлено, что ОПН-220/86/10/550 может быть принят к установке на ВН ПС Логистика.

Аналогичным образом выполняется выбор ОПН на низкой стороне. По результатам расчета выбран ОПНп-10/10,5/10/2 У1 второго класса энергоемкости. В таблице 58 приведены справочные технические характеристики ОПНп-10/10,5/10/2 У1, расчетные характеристики и их сравнение.

Таблица 58 - Паспортные и расчетные технические характеристики ОПНп-10/10,5/10/2

| Паспортные данные            | Расчетные данные                 | Проверка                     |
|------------------------------|----------------------------------|------------------------------|
| 1                            | 2                                | 3                            |
| $U_{ном} = 10 \text{ кВ}$    | $U_{уст} = 10 \text{ кВ}$        | $U_{ном} \geq U_{уст}$       |
| $U_{н.р.} = 10,5 \text{ кВ}$ | $U_{н.р.расч} = 10,5 \text{ кВ}$ | $U_{н.р.} \geq U_{н.р.расч}$ |

По результатам расчета выявлено, что ОПНп-10/10,5/10/2 У1 может быть принят к установке на ВН ПС Логистика.

#### 4.11 Выбор и проверка трансформатора собственных нужд

На условия выбора трансформатора собственных нужд подстанции влияет тип подстанции, мощность трансформаторов, наличие синхронных компенсаторов, тип электрооборудования.

К наиболее значимым потребителям собственных нужд подстанции относятся: система охлаждения трансформаторов, система связи и телемеханики, оперативные цепи, система пожаротушения.

Требуемая мощность трансформатора собственных нужд подстанции Логистика приведена в таблице 59.

Таблица 59 - Требуемая мощность трансформатора собственных нужд

| Вид                       | cos  | Р <sub>уст</sub> , кВт | Q, квар |
|---------------------------|------|------------------------|---------|
| 1                         | 2    | 3                      | 4       |
| Охлаждение трансформатора | 0,73 | 20,6                   | 18,5    |
| Подогрев КРУЭ и КРУ       | 1    | 30                     | -       |
| Освещение и вентиляция    | 1    | 7                      | -       |
| Отопление и освещение ОПУ | 1    | 200                    | -       |
| Освещение                 | 1    | 10                     | -       |
| Прочее                    | 1    | 46                     | -       |
| Итого                     |      | 203,6                  | 18,5    |

Мощность трансформатора собственных нужд рассчитывается по формуле:

$$S_{расч} = \sqrt{P_{уст}^2 + Q_{уст}^2} \cdot 0,8; \quad (72)$$

$$S_{расч} = \sqrt{253,6^2 + 18,5^2} \cdot 0,8 = 259 \text{ кВА}.$$

Принимается к установке два трансформатора ТМГ-250/10/0,4.

#### **4.12 Выбор цифровых устройств на подстанции Логистика**

Цифровизация подстанции осуществляется в том числе на основе стандарта МЭК 61850. Для реализации стандарта МЭК 61850 на подстанции Логистика необходимо выбрать устройства, обеспечивающие следующие требования стандарта:

- высокоскоростной обмен данными микропроцессорных электронных устройств;
- высокая надежность;
- гарантированное время доставки;
- функциональная совместимость оборудования различных производителей.

При выборе устройств передачи данных необходимо учесть следующие особенности стандарта:

- высокая скорость передачи данных. МЭК 61850 обеспечивает мгновенный обмен критически важными данными;
- безопасность. Стандарт включает механизмы защиты данных и аутентификации для повышения общей безопасности системы;
- масштабируемость. МЭК 61850 предусматривает расширение и изменение системы без необходимости замены всего оборудования;
- интероперабельность. Стандарт обеспечивает совместимость устройств разных производителей, упрощая интеграцию и модернизацию систем.

В качестве цифровых устройств на полевом уровне цифровой подстанции выбраны КРУЭ, оптические трансформаторы тока и напряжения, включающие

датчики для сбора информации о параметрах оборудования (токи, напряжения и т.д.).

На уровне присоединения необходимо выбрать устройства, позволяющие осуществлять мониторинг и управление, а также терминалы релейной защиты и локальной противоаварийной автоматики.

На станционном уровне необходим выбор станционных контроллеров, сервера верхнего уровня, сервера для передачи информации в диспетчерские центры и автоматизированные рабочие места персонала подстанции. На ПС Логистика предполагается дистанционное управление подстанцией, поэтому принимается расположение автоматизированного рабочего места в удаленном пункте.

В рамках данной диссертации более подробно осуществляется выбор устройств, обеспечивающих передачу данных по стандарту МЭК 61850.

Для обеспечения связи между датчиками на полевом уровне и устройствами РЗА и управления на уровне присоединения согласно стандарту МЭК 61850 используется протокол GOOSE.

GOOSE (Generic Object Oriented Substation Event) – протокол передачи данных о событиях на подстанции. Применяется для передачи дискретных сигналов от преобразователей дискретных сигналов к устройствам РЗА и КП и наоборот, а также для быстрого обмена информацией о событиях между различными устройствами на подстанции.

В качестве источников GOOSE-сообщений выступают РЗА, контроллеры присоединений, преобразователи дискретных сигналов и некоторые измерительные устройства. Сообщения отправляются в ответ на события, происходящие на подстанции: срабатывание и пуски устройств РЗА, изменения положения коммутационного оборудования и т.д.

Для передачи и приема сигналов и команд РЗА к установке на ПС Логистика принимается ШЭТ УПАСК модели ШЭТ ВЧ-16/00-0-ЭКРА и ШЭТ ВЧ-00/16-0-ЭКРА соответственно.

Для обеспечения передачи мгновенных значений измерений токов и напряжений между устройствами в составе цифровой подстанции необходимо применение протокола Sampled Values.

Применение протокола Sampled Values позволяет:

- получать данные о параметрах оборудования в реальном времени;
- синхронизировать устройства в составе цифровой подстанции;
- использовать метки достоверных данных.

В качестве устройства, обеспечивающего применение протокола Sampled Values, принимается терминал AREVA P444 NCIT.

Для преобразования аналоговых/дискретных сигналов о параметрах оборудования в цифровой и наоборот, необходимо применение устройств, обеспечивающих связь между параметрами в аналоговом/дискретном и цифровом виде.

Для данной цели на ПС Логистика к установке принимается TOPAZ MU – устройство сопряжения, предназначенное для преобразования среднеквадратического значения напряжений и силы переменного тока в цифровой сигнал по стандарту МЭК 61850.

Вывод: в результате проработки данного раздела выполнены следующие задачи:

- выбрано конструктивное исполнение подстанции Логистика: на высокой стороне подстанции выбрано комплектное распределительное устройство типа ЯГГ 220, на низкой стороне – ЗРУ с ячейками КРУ-КС-10С. Выбранные распределительные устройства позволяют выполнить подстанцию Логистика цифровой, и повысить управляемость электрической сети;

- выбрано и проверено основное оборудование с учетом реализации первого этапа III архитектуры цифровой подстанции;

- выбраны устройства для обеспечения связи на шине процесса протоколами GOOSE, Sampled Values, а также устройство связи с объектами для обеспечения стандарта МЭК 61850 на подстанции Логистика.

## 5 ОЦЕНКА ИНВЕСТИЦИОННОЙ ПРИВЛЕКАЕМОСТИ ПРИНЯТОГО ВАРИАНТА РАЗВИТИЯ ЭЛЕКТРИЧЕСКОЙ СЕТИ ПРИ ПОДКЛЮЧЕНИИ ПОДСТАНЦИИ ЛОГИСТИКА

В задачи данного раздела входит: определение показателей надежности проектируемой подстанции Логистика для расчета ущерба от перерыва энергоснабжения потребителя; расчет чистой годовой прибыли; построение графика чистого дисконтированного дохода для определения срока окупаемости принятого варианта развития электрической сети.

### 5.1 Расчет показателей надежности подстанции Логистика

Расчет показателей надежности ПС выполняется аналитическим методом. Определение надежности необходимо для расчета ущерба от перерыва электроснабжения потребителя.

При определении показателей надежности подстанции сначала составляется расчетная схема, включающая в себя только нормально включенные элементы.

Расчетная схема для определения показателей надежности ПС Логистика приведена на рисунке 12.

В схеме учитываются: подходящие линии, выключатели, силовые трансформаторы и шины.

Схема замещения для определения показателей надежности ПС Логистика приведена на рисунке 13.

Для каждого элемента расчетной схемы по справочным данным определяются показатели надежности:

- интенсивность отказа;
- среднее время восстановления.

Для выключателя дополнительно определяются:

- относительная частота отказов при автоматическом отключении поврежденного смежного элемента;
- относительная частота отказов при оперативных переключениях;



- коэффициент неуспешного действия АПВ;
- число оперативных переключений;
- длительность оперативных переключений.

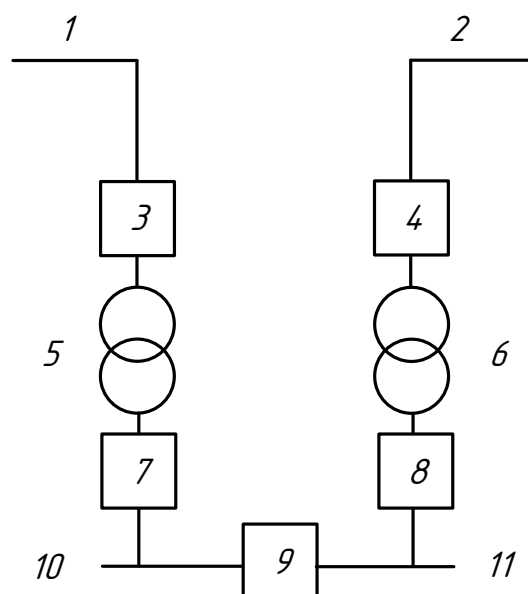


Рисунок 12 – Расчетная схема ПС Логистика для расчета надежности

Последовательно и параллельно соединенные элементы заменяются одним эквивалентным.

Определяется расчетное время безотказной работы схемы и время ее восстановления. Выполняется расчет недоотпуска электроэнергии.

Показатели надежности элементов схемы приведены в таблице 60.

Таблица 60 – Показатели надежности элементов схемы

| Параметр                                     | Элемент |               |      |        |
|----------------------------------------------|---------|---------------|------|--------|
|                                              | 1, 2    | 3, 4, 7, 8, 9 | 5, 6 | 10, 11 |
| $\lambda_0$ , 1/км·год;<br>$\lambda$ , 1/год | 0,005   | 0,055         | 0,03 | 0,013  |
| $l$ , км                                     | 0,5     | -             | -    | -      |
| $\bar{t}_g$ , $10^{-3}$ год                  | 1,6     | 5             | 7    | 0,6    |
| $\lambda_{np}$ , 1/год                       | 5       | 0,14          | 0,9  | 0,17   |
| $\bar{t}_{np}$ , $10^{-3}$ год               | 2,9     | 11            | 3,2  | 0,3    |

1. Параметр потока отказов:

При последовательном соединении элементов:

$$\lambda = \sum_1^n \lambda_i + \lambda_{np} . \quad (73)$$

При параллельном соединении элементов:

$$\lambda = \sum_1^n \lambda_i \prod_1^n (\lambda_j t_{ej} + \lambda_{npi} t_{npi}) . \quad (74)$$

2. Вероятность отказов:

При последовательном соединении:

$$q = \sum_1^n \lambda_i t_{ei} . \quad (75)$$

При параллельном соединении:

$$q = \prod_1^n \lambda_i t_{ei} + \prod_1^n K_{npi} \lambda_{npi} t_{npei} \prod_1^n \lambda_j t_{ej} ; \quad (76)$$

где  $K_{npi}$  - коэффициент, учитывающий фактор уменьшения вероятности преднамеренного отключения одного элемента и аварийного отключения другого.

$$K_{np} = 1 - e^{-t_{npi}/t_{взкв}} . \quad (77)$$

3. Среднее время безотказной работы:

$$T_c = \frac{1}{\lambda} . \quad (78)$$

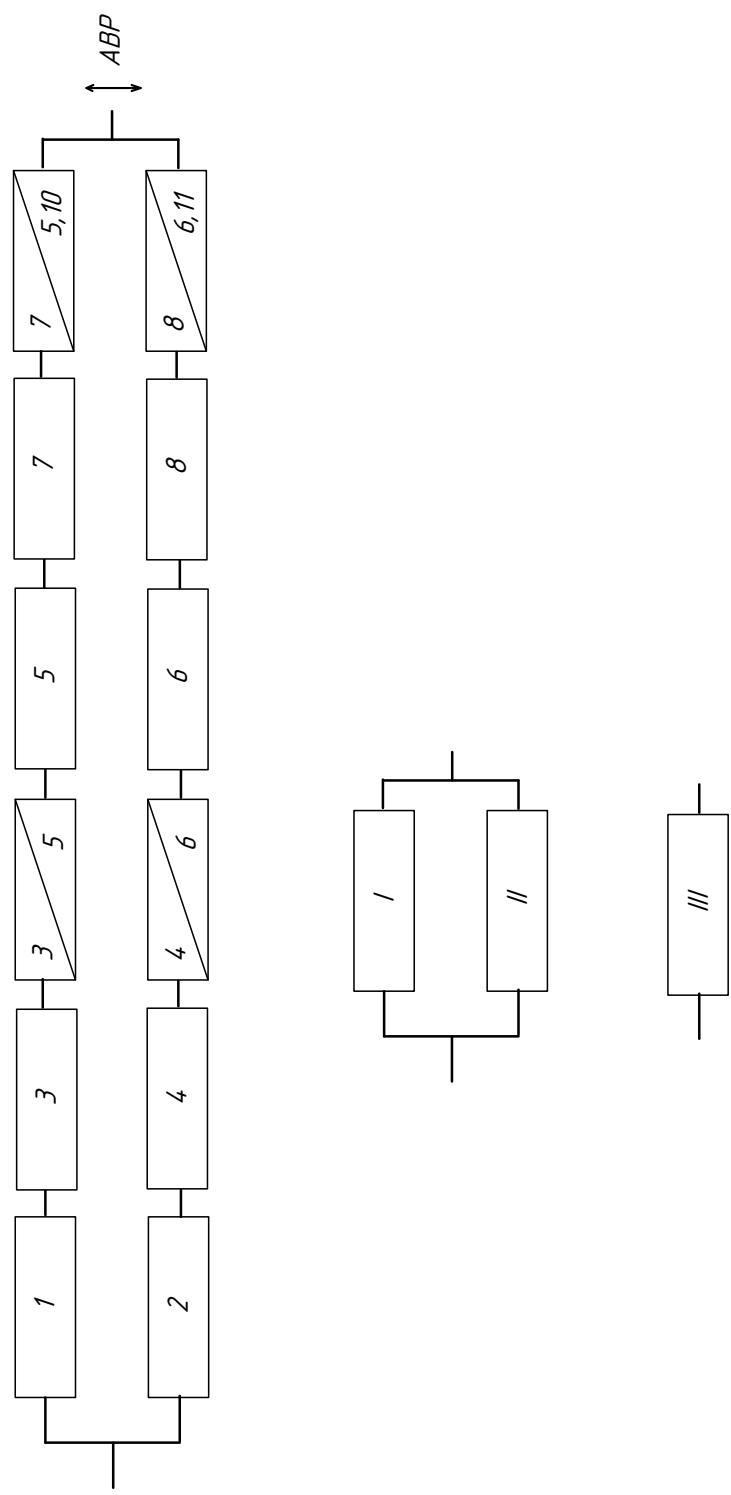


Рисунок 13 – Схема замещения ПС Логистика для расчета надежности

4. Расчетное время безотказной работы (при  $\alpha = 0,1$ ):

$$T_p = -\ln(1-\alpha)T_c; \tag{79}$$

5. Среднее время восстановления схемы:

$$t_{ec} = \frac{q}{\lambda}. \quad (80)$$

6. Математическое ожидание количества недоотпущенной электроэнергии:

$$W_{ned} = P_{cp} \cdot q \cdot T. \quad (81)$$

7. Основной ущерб от недоотпуска электроэнергии:

$$U_{осн} = U_0 \cdot W_{ned}; \quad (82)$$

где  $U_0$  - удельный ущерб, принимаемый равным 3458,9 тыс. руб./МВтгод.

Результаты расчета показателей надежности приведены в таблице 61.

Таблица 61 – Результаты расчета показателей надежности

| Показатель | $\lambda$ , 1/год     | $q$                  | $T_p$ , лет | $t_{ec}$ , ч | $W_{ned}$ , МВт·ч |
|------------|-----------------------|----------------------|-------------|--------------|-------------------|
| Значение   | $1,244 \cdot 10^{-2}$ | $3,79 \cdot 10^{-5}$ | 5,56        | 13,47        | 7,31              |

Ущерб от недоотпуска электроэнергии:

$$U_{осн} = 7,31 \cdot 3458,9 = 25284,6 \text{ тыс. руб.}$$

Расчет основного ущерба необходим с целью дальнейшего расчета инвестиционной привлекательности проекта.

## 5.2 Чистая годовая прибыль

Одним из ключевых показателей привлекательности инвестиционного проекта является показатель выручки от реализации проекта.

Объем продаж электроэнергии потребителю в год рассчитывается по формуле:

$$O_{Pt} = W_t \cdot T ; \quad (83)$$

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

$T$  - тариф электроэнергии для потребителя, принимается равным 7,152 тыс. руб./МВт·ч.

Полезно отпущенная энергия определяется по формуле:

$$W_t = P_n \cdot T_{\max} ; \quad (84)$$

где  $P_n$  - активная мощность нагрузки потребителя, МВт;

$T_{\max}$  - годовое время использования максимума нагрузки, принимается равным 5500 ч.

Прибыль от реализации проекта рассчитывается по формуле:

$$\Pi_t = O_{Pt} - I_t - K_t - Y_t ; \quad (85)$$

где  $I_t$  - годовые эксплуатационные издержки;

$K_t$  - годовые капитальные вложения;

$Y_t$  - годовая величина ущерба от перерыва электроснабжения потребителя.

Также необходимо учесть ежегодные отчисления налога на прибыль:

$$H_t = 0,2 \cdot (\Pi_t) . \quad (86)$$

Тогда прибыль за вычетом подоходного налога рассчитывается по формуле:

$$\Pi_{\text{чт}} = \Pi_t - H_t . \quad (87)$$

Расчет:

$$W_t = 23,1 \cdot 5500 = 127050 \text{ МВт} \cdot \text{ч};$$

$$O_{pt} = 127050_t \cdot 7,152 = 908661,6 \text{ тыс.руб./ МВт} \cdot \text{ч}.$$

### 5.3 Чистый дисконтированный доход

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

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

$$\text{ЧДД} = \sum_{t=0}^{T_p} \mathcal{E}_t \cdot \frac{1}{(1+d)^t}; \quad (88)$$

где  $d$  - ставка дисконтирования, принимается равной 9,25%;

$T_p$  - расчетный период дисконтирования, принимается равным 20 лет.

$t$  - год, к которому приводятся платежи.

Расчет чистого дисконтированного дохода приведен в приложении ?.

На основе графика ЧДД определяется срок окупаемости. Срок окупаемости проекта определяется точкой пересечения графика ЧДД с осью абсцисс (осью времени).

График ЧДД приведен на рисунке 14.

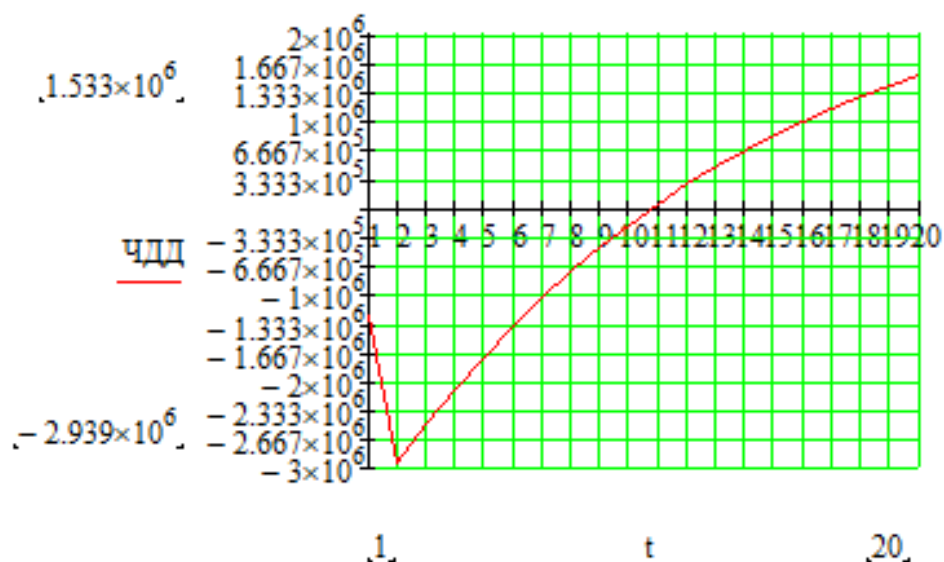


Рисунок 14 – График ЧДД

В результате проработки данного раздела выполнена оценка экономической привлекательности выбранного варианта развития электрической сети Приморского края при подключении ПС Логистика, а именно, определены показатели надежности и рассчитан ущерб от перерыва электроснабжения потребителя, рассчитана годовая чистая прибыль, построен график чистого дисконтированного дохода и по нему определен срок окупаемости. При капиталовложениях 1182616,6 тыс. руб. срок окупаемости составит 11 лет.

## ЗАКЛЮЧЕНИЕ

В магистерской диссертации рассмотрены вопросы развития электрической сети Приморского края в связи с подключением подстанции Логистика, а также варианты решения данных вопросов.

В первом разделе выполнен структурный и схемно-режимный анализ района развития, по результатам которого выявлены проблемные места рассматриваемого участка сети.

Во втором разделе подробно рассмотрены инновационные технологии, применяемые при развитии электрической сети: провода нового поколения, оптические трансформаторы тока и напряжения, технологии цифровой подстанции.

В третьем разделе разработаны четыре варианта развития сети при подключении подстанции Логистика и на основе технического анализа выбрано два из них. Для выбранных вариантов выполнен расчет электрических режимов с учетом спрогнозированной нагрузки, выявлены необходимые мероприятия по реконструкции электрической сети при ее развитии. На основе технико-экономического расчета по минимуму статических приведенных затрат выбран оптимальный вариант подключения подстанции Логистика при развитии электрической сети – вариант 4.

В четвертом разделе выполнена техническая проработка выбранного варианта, включающая в себя выбор конструктивного исполнения подстанции Логистика, расчет токов короткого замыкания и выбор основного оборудования, выбор систем и устройств для осуществления первого этапа III архитектуры цифровой подстанции. Техническая проработка осуществлена на уровне магистерской программы, поэтому для практической реализации необходимо проведение более подробных расчетов.

В пятом разделе проведена оценка инвестиционной привлекательности выбранного варианта развития электрической сети Приморского края при подключении подстанции Логистика. Определены показатели надежности



подстанции и на их основе рассчитан ущерб от перерыва электроснабжения. Рассчитана чистая годовая прибыль. Построен график чистого дисконтированного дохода и на его основе определен срок окупаемости выбранного варианта.

Таким образом, поставленные цели и задачи магистерской диссертации были достигнуты при выполнении исследования электрической сети Приморского края. Разработан оптимальный вариант развития сети при подключении подстанции Логистика с применением инновационных технологий.

## БИБЛИОГРАФИЧЕСКИЙ СПИСОК

1. Басова Т.Ф., Борисов Е.И., Бологова В.В. и др. Экономика и управление энергетическими предприятиями: Учебник для студентов высших учебных заведений / под ред. Кожевникова Н.Н. – М.: Издательский центр «Академия», 2004. – 432 с.
2. Васильева В.Я., Дробиков Г.А., Лагутин В.А. Эксплуатация электрооборудования электрических станций и подстанций: учебное пособие. – Чебоксары: Чувашский гос. ун-т, 2000. – 864 с.
3. Выбор силовых трансформаторов // Каталог силовых трансформаторов с характеристиками и фото [Электронный ресурс]. URL: <http://silovoytransformator.ru/stati/silovye-transformatory.html> (дата обращения 22.11.2022).
4. Карапетян, И. Г. Справочник по проектированию электрических сетей. 4-е издание [Электронный ресурс] / И. Г. Карапетян, Д. Л. Файбисович, И. М. Шапиро. - М.: ЭНАС, 2012. - 376 с. Режим доступа: <http://biblioclub.ru/index.php?page=book&id=84939>
5. Китушин, В. Г. Надежность энергетических систем [Текст] : учеб. пособие / В. Г. Китушин Ч. 1 : Теоретические основы. – Новосибирск : изд-во НГТУ, 2003. -255 с.
6. Комплектные распределительные устройства с элегазовой изоляцией (КРУЭ) 110-500 кВ [Электронный ресурс]. URL: [http://www.alstomrusal.ru/podstantsii\\_peremennogo\\_toka/kru](http://www.alstomrusal.ru/podstantsii_peremennogo_toka/kru) (дата обращения 22.11.2023)
7. Приказ по проектированию развития энергосистем Минэнерго России от 06 декабря 2022 г. N 1286.

8. Мясоедов Ю.В. Проектирование электрической части электростанций и подстанций: Учебное пособие/ Ю.В. Мясоедов, Н.В. Савина, А.Г. Ротачева – Благовещенск: АмГУ, 2013. – 139 с.

9. Мясоедов, Ю. В. Электрические станции и подстанции : учебное пособие / Ю. В. Мясоедов, Н. В. Савина, А. Г. Ротачева. — Благовещенск : АмГУ, 2013. — 201 с. — Текст : электронный // Лань : электронно-библиотечная система. — URL: <https://e.lanbook.com/book/156454>

10. Немировский, А. Е. Электрооборудование электрических сетей, станций и подстанций : учебное пособие / А. Е. Немировский, И. Ю. Сергиевская, Л. Ю. Крепышева. — 4-е изд. — Москва, Вологда : Инфра-Инженерия, 2020. — 174 с. — ISBN 978-5-9729-0404-4. — Текст : электронный // Электронно-библиотечная система IPR BOOKS : [сайт]. — URL: <http://www.iprbookshop.ru/98362.html> (дата обращения: 13.04.2022). — Режим доступа: для авторизир. Пользователей

11. Нормальная схема электрических соединений объектов электроэнергетики, входящих в ОЗ Приморского РДУ 2024 г;

12. О порядке расчета значений соотношения потребления активной и реактивной мощности для отдельных энергопринимающих устройств (групп энергопринимающих устройств) потребителей электрической энергии. Приказ Министерства энергетики Российской Федерации от 23 июня 2015 г. N 380. Режим доступа :[www.sahen.elektra.ru/POTREBL/RASK\\_INF/19\\_380.docx](http://www.sahen.elektra.ru/POTREBL/RASK_INF/19_380.docx)

13. Острейковский, В.А. Теория надежности [Текст] : учеб. : рек. УМО / В. А. Острейковский. -2-е изд., испр. . -М. : Высш. шк., 2008. - 464 с.

14. Правила устройства электроустановок. – 7-е изд.- М. : Омега-Л, 2006, 2013. – 269 с.

15. Проектирование электроэнергетических систем [Электронный ресурс] : учебное пособие / С. Н. Антонов, Е. В. Коноплев, П. В. Коноплев, А. В. Ивашина. — Электрон. текстовые данные. — Ставрополь : Ставропольский

государственный аграрный университет, 2014. — 104 с. — 2227-8397. — Режим доступа: <http://www.iprbookshop.ru/47343.html>

16. Розанов Ю.К., Основы современной энергетики. Том 2. Современная электроэнергетика. [Электронный ресурс] : учеб. / Розанов Ю.К., Старшинов В.А., Серебрянников С.В.. — Электрон.дан. — М. : Издательский дом МЭИ, 2010. — 632 с. — Режим доступа : <http://e.lanbook.com/book/72256>

17. СТО 59012820–29.240.30.003–2009. Схемы принципиальные электрические распределительных устройств подстанций 35–750 кВ. Типовые решения – М.: ОАО «СО ЕЭС», 2009. – 132 с.

18. Савина, Н. В. Возможности вейвлет–анализа при диспетчерском и технологическом управлении энергообъектами [Текст] / Н. В. Савина, Л. А. Гурина, Ю. В. Мясоедов // Энергетика России в XXI веке: развитие, функционирование, управление : сб. трудов Всероссийской конференции. – Иркутск, 2005. – С. 635–642.

19. Савина, Н. В. Практикум по электрическим сетям : учебное пособие / Н. В. Савина, Ю. В. Мясоедов, В. Ю. Маркитан. — Благовещенск : АмГУ, 2014. — 254 с. — Текст : электронный // Лань : электронно-библиотечная система. — URL: <https://e.lanbook.com/book/156469> (дата обращения: 12.04.2022).

20. Савина, Н. В. Проектирование развития электроэнергетических систем и электрических сетей : методические указания / Н. В. Савина. — Благовещенск : АмГУ, 2013. — 65 с. — Текст : электронный // Лань : электронно-библиотечная система. — URL: <https://e.lanbook.com/book/156471> (дата обращения: 12.03.2022).

21. Савина, Н. В. Эквивалентирование активных и реактивных сопротивлений при несинусоидальных и несимметричных режимах [Текст] / Н. В. Савина, Ю. В. Мясоедов // Problemy elektroenergetyki : III Miedzynarodowe seminarium. – Lodz, 2002. – P. 129–135.

22. Савина, Н.В. Надежность систем электроэнергетики [Электронный ресурс] : учеб. пособие / Н.В. Савина – Благовещенск : Изд-во Амур. гос. ун-та, 2011. – 268 с., 1898 Кб. - Режим доступа : [http://irbis.amursu.ru/DigitalLibrary/AmurSU\\_Edition/3060.pdf](http://irbis.amursu.ru/DigitalLibrary/AmurSU_Edition/3060.pdf)

23. Савина, Н.В. Надежность электроэнергетических систем / Н.В. Савина. – Благовещенск: Изд-во АмГУ, 2013. – 98 с.

24. Савина, Н.В. Надежность электроэнергетических систем [Электронный ресурс] : учебное пособие / Н. В. Савина. – Благовещенск : Амурский гос. ун-т, 2014. – 194 с. – Режим доступа : [http://irbis.amursu.ru/DigitalLibrary/AmurSU\\_Edition/7031.pdf](http://irbis.amursu.ru/DigitalLibrary/AmurSU_Edition/7031.pdf)

25. Савина, Н.В. Проектирование развития электроэнергетических систем и электрических сетей [Электронный ресурс] : метод. указ. для самостоят. работы магист. направления подготовки «Электроэнергетика и электротехника» / Н. В. Савина ; АмГУ, Эн. ф. – 2-е изд., испр. и доп. – Благовещенск : Изд-во Амур. гос. ун-та, 2017. – 36 с. – Режим доступа : [http://irbis.amursu.ru/DigitalLibrary/AmurSU\\_Edition/9632.pdf](http://irbis.amursu.ru/DigitalLibrary/AmurSU_Edition/9632.pdf)

26. Савина, Н.В. Проектирование развития электроэнергетических систем и электрических сетей [Электронный ресурс] : метод. указ. к курсовому проектированию магист. направления подготовки «Электроэнергетика и электротехника» / Н. В. Савина ; АмГУ, Эн. ф. – 2-е изд., испр. и доп. – Благовещенск : Изд-во Амур. гос. ун-та, 2017. – 46 с. – Режим доступа : [http://irbis.amursu.ru/DigitalLibrary/AmurSU\\_Edition/9633.pdf](http://irbis.amursu.ru/DigitalLibrary/AmurSU_Edition/9633.pdf)

27. Савина, Н.В. Проектирование развития электроэнергетических систем и электрических сетей: методические указания к курсовому проектированию / Н.В. Савина. – Благовещенск: Изд-во АмГУ, 2013. – 46 с.

28. Схема и программа развития Единой энергетической системы России на 2022-2028 годы. Введ. 2022-02-28. – Минэнерго России, 2022. – 257 с.

29. Схема и программа развития электроэнергетики Приморского края на период 2024–2029 годов.

30. Схема нормального зимнего режима электрических соединений Приморских электрических сетей, зимний режим 2024 г.

31. Схемы принципиальные электрические распределительных устройств подстанций напряжением 35-750 кВ. Типовые решения. Стандарт организации ПАО «ФСК ЕЭС» СТО 56947007-29.240.30.010-2008. – Режим доступа : <http://www.fskees.ru/upload/docs/56947007-29.240.30.010-2008.pdf>

32. Схемы принципиальные электрические распределительных устройств подстанций напряжением 35-750 кВ. Типовые решения. Стандарт организации ПАО «ФСК ЕЭС» СТО 56947007-29.240.30.010-2008. – Режим доступа : <http://www.fsk-ees.ru/upload/docs/56947007-29.240.30.010-2008.pdf>

33. Тарифы на электроэнергию [Электронный ресурс]. Режим доступа: <https://energo-24.ru/authors/energo-24/12302.html> – 1.05.2023

34. Ушаков, В. Я. Электроэнергетические системы и сети : учебное пособие для вузов В. Я. Ушаков. — Москва : Издательство Юрайт, 2020. — 446 с. — (Высшее образование). — ISBN 978-5-534-00649-0. — Текст : электронный // ЭБС Юрайт [сайт]. — URL: <https://urait.ru/bcode/451327> (дата обращения: 07.04.2021).

35. Электротехнический справочник. Том 3: Производство, передача и распределение электрической энергии. [Электронный ресурс] : справ. — Электрон.дан. — М. : Издательский дом МЭИ, 2009. — 964 с. — Режим доступа : <http://e.lanbook.com/book/72341>.

36. Электротехническое оборудование последнего поколения [Электронный ресурс] : учеб. пособие для магист. программы "Электроэнергет. системы и сети" / сост. А. Н. Козлов, В. А. Козлов, А. Г. Ротачева; АмГУ, Эн. ф. - 2-е изд., испр. - Благовещенск: Изд-во Амур. гос. ун-та, 2017. - 165 с. Режим доступа: [http://irbis.amursu.ru/DigitalLibrary/AmurSU\\_Edition/9692.pdf](http://irbis.amursu.ru/DigitalLibrary/AmurSU_Edition/9692.pdf).

37. СП 20.13330.2016. Свод правил. Нагрузки и воздействия. – Введ. 2017-06-04. – Москва : Министерство строительства и жилищно-коммунального хозяйства Российской Федерации, 2017. – 87 с.

38. Энергетическая стратегия Российской Федерации на период до 2035 года. – Введ. 2020-06-09. – Москва : Правительство Российской Федерации, 2020. – 93 с.

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

40. Тарифы на электроэнергию [Электронный ресурс]. Режим доступа: <https://energo-24.ru/authors/energo-24/12302.html>- 1.04.2023.

41. КРУ-СЭЩ-70 6, 10, 15, 20 кВ [Электронный ресурс]. Режим доступа: <https://www.electroshield.ru/catalog/komplektnye-raspredelitelnye-ustroystva/kru-seshch-70-6-10-15-20-kv/> - 1.03.2023.

## ПРИЛОЖЕНИЕ А

### Схемы электрической сети 110-220 кВ Приморского края

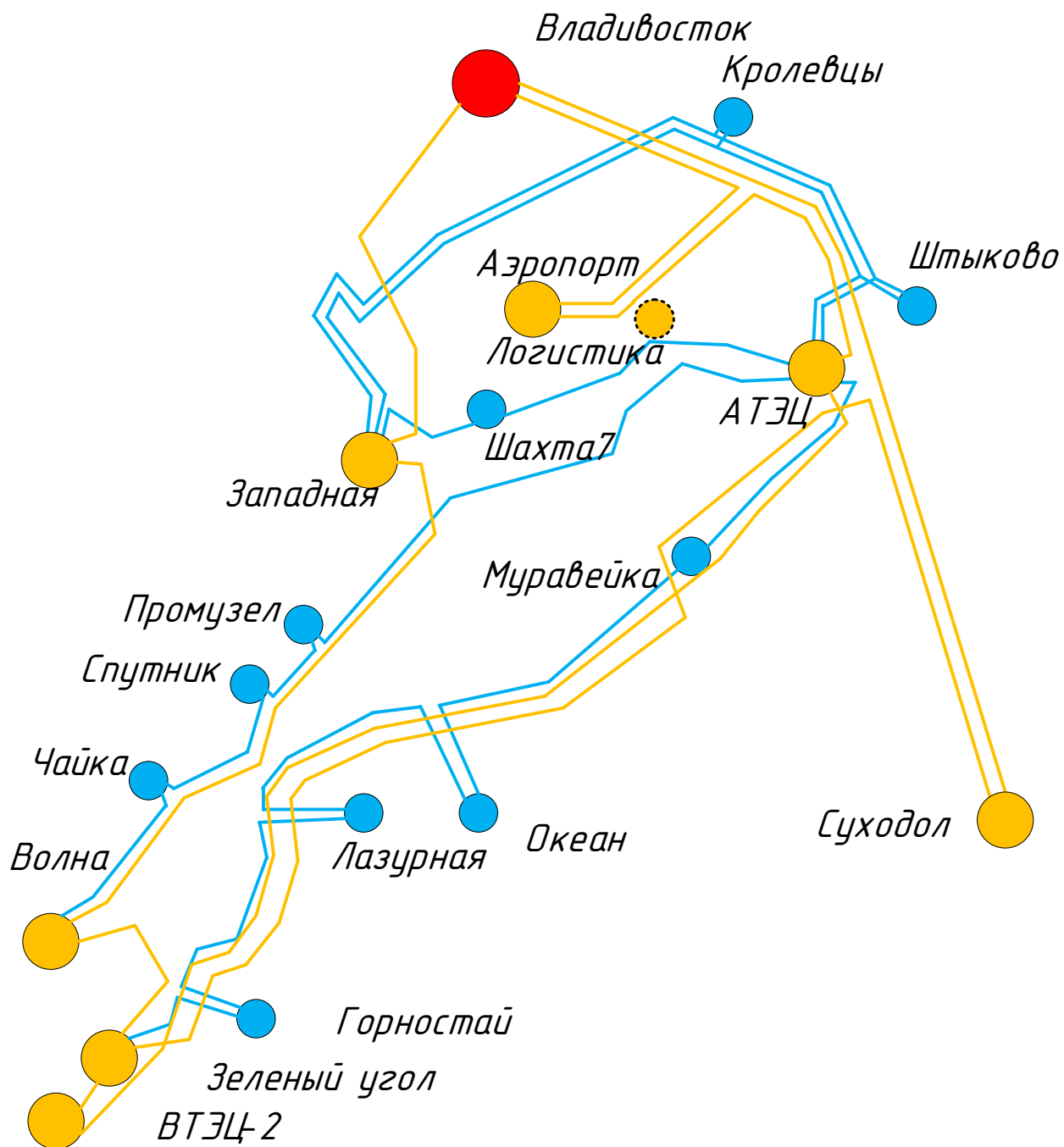


Рисунок А.1 – Структурная схема рассматриваемого участка сети



## Продолжение ПРИЛОЖЕНИЯ А

### Схемы электрической сети 110-220 кВ Приморского края

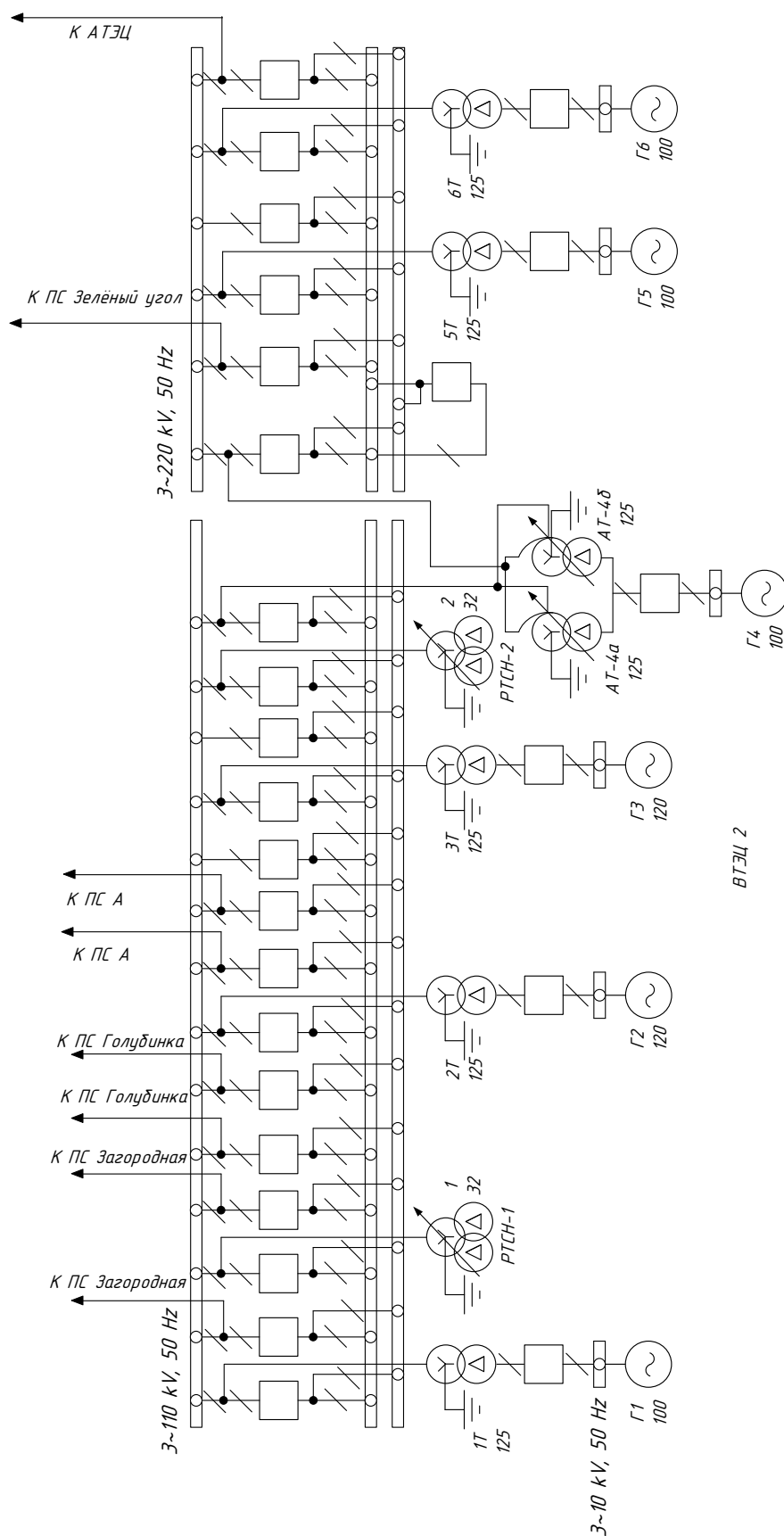


Рисунок А.2 – Однолинейная схема ВТЭЦ-2

Продолжение ПРИЛОЖЕНИЯ А

Схемы электрической сети 110-220 кВ Приморского края

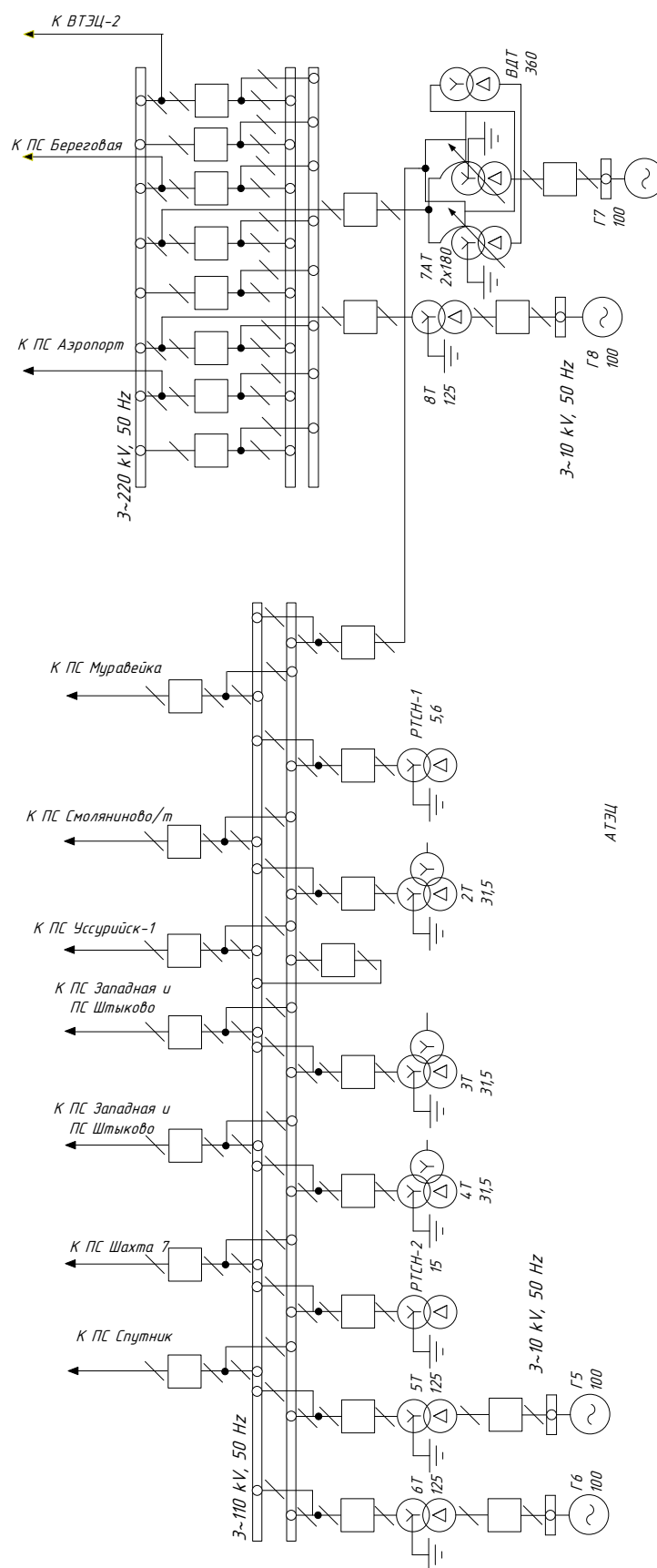


Рисунок А.3 – Однолинейная схема АТЭЦ

[illegible]

139

Продолжение ПРИЛОЖЕНИЯ А

Схемы электрической сети 110-220 кВ Приморского края

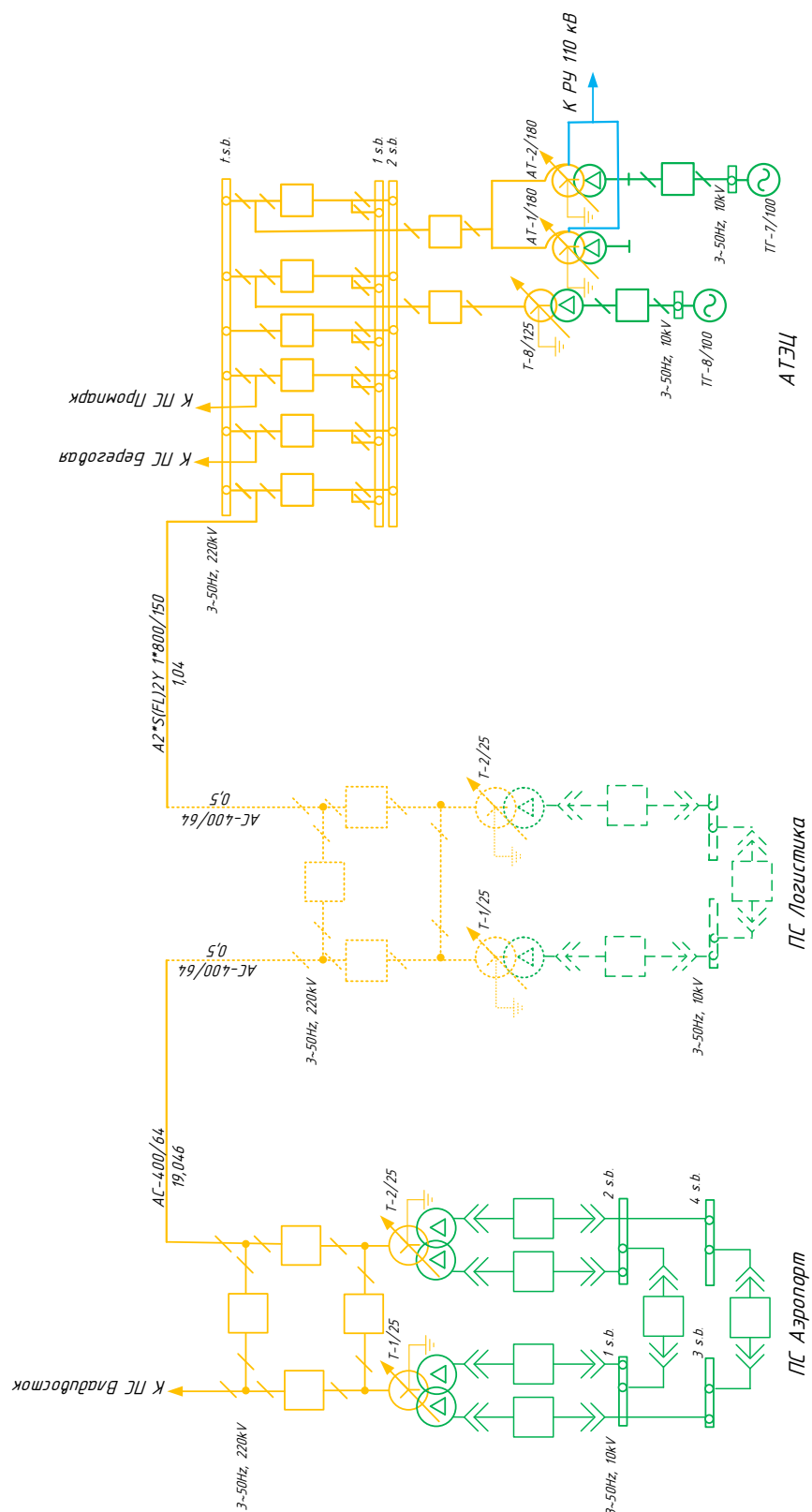


Рисунок А.5 – Упрощенная схема 2 варианта подключения ПС Логистика

# Продолжение ПРИЛОЖЕНИЯ А

## Схемы электрической сети 110-220 кВ Приморского края

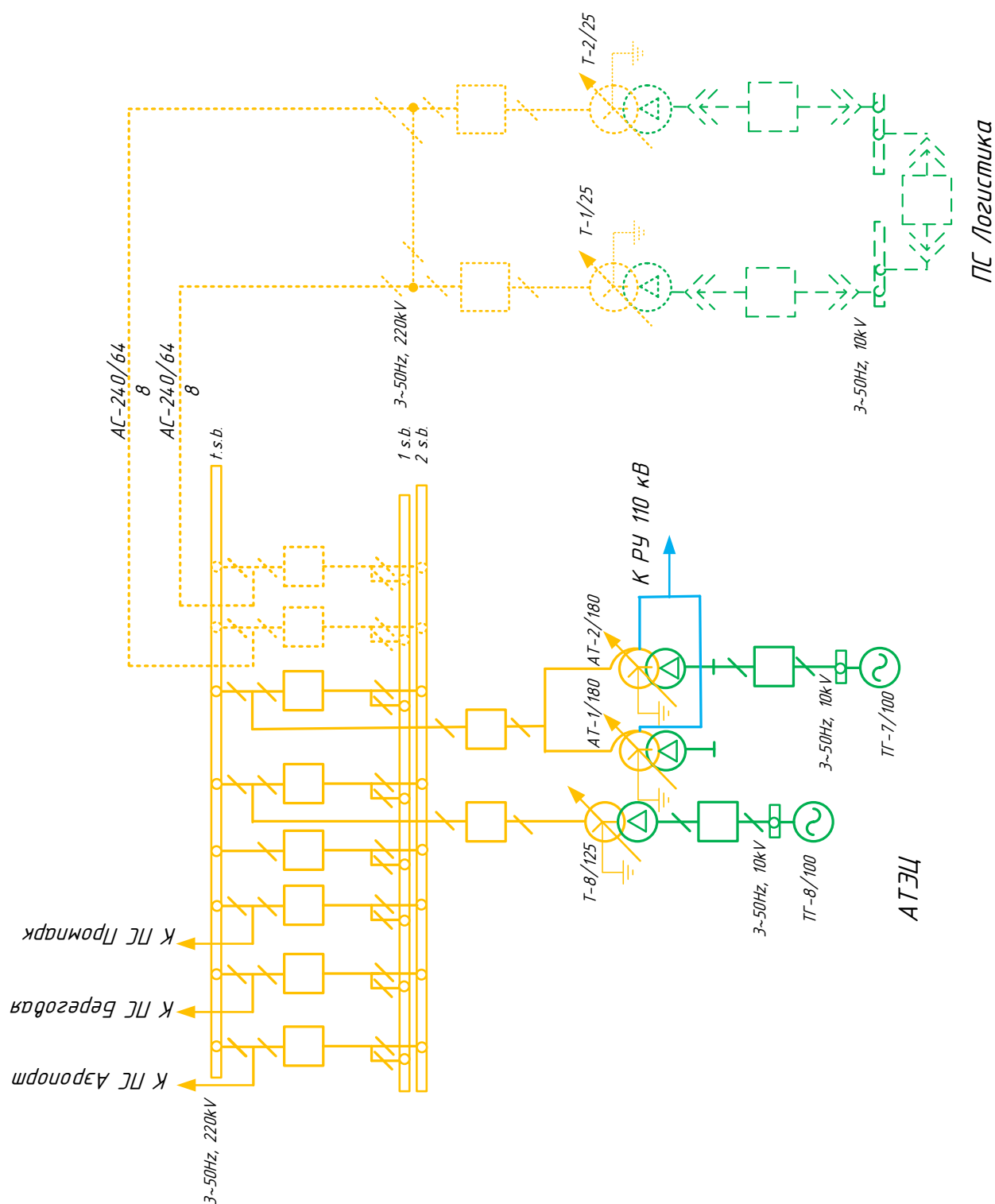


Рисунок А.6 – Упрощенная схема 3 варианта подключения ПС Логистика

Продолжение ПРИЛОЖЕНИЯ А

Схемы электрической сети 110-220 кВ Приморского края

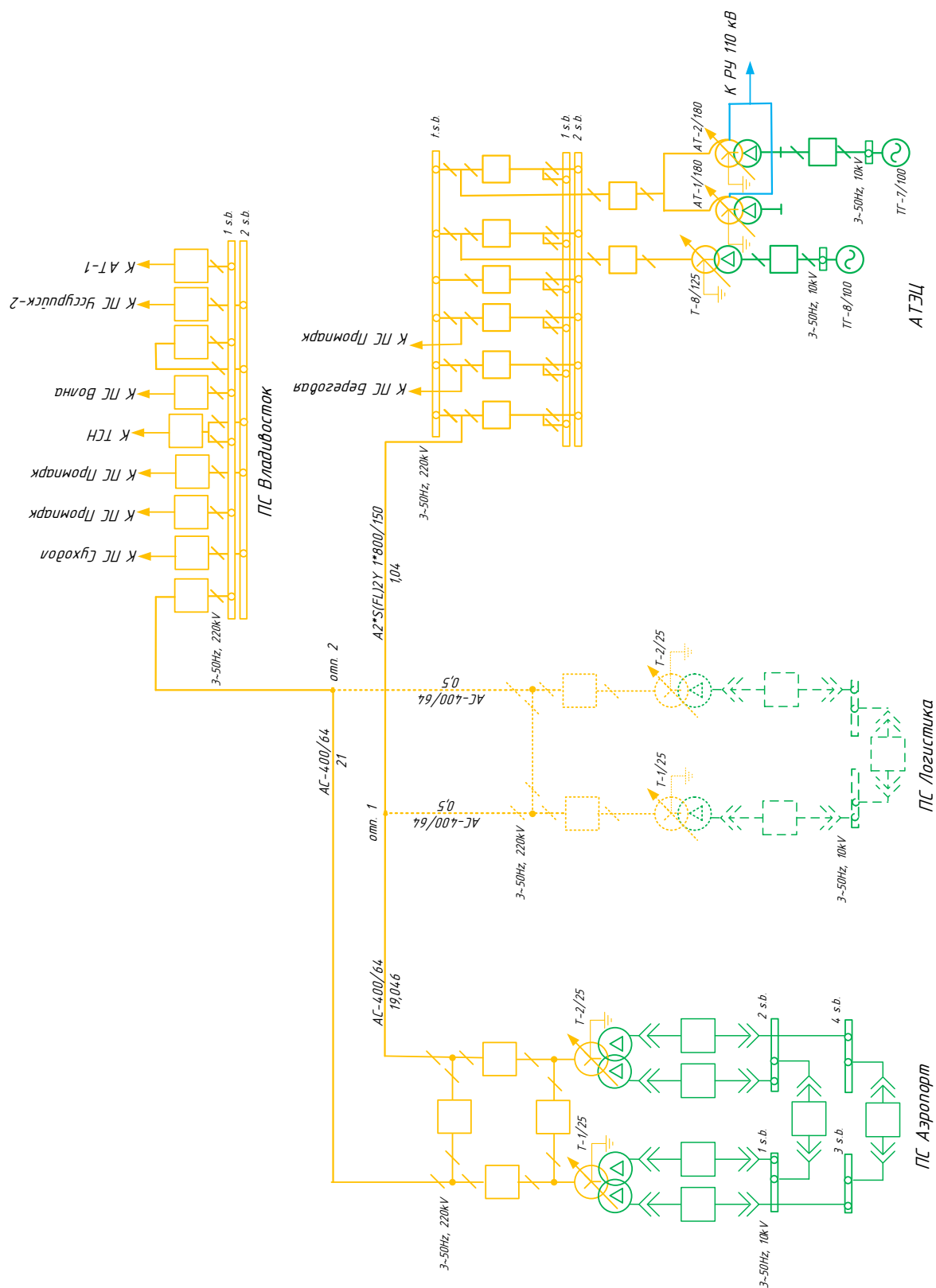


Рисунок А.7 – Упрощенная схема 4 варианта подключения ПС Логистика

## ПРИЛОЖЕНИЕ Б

### Расчёт режимов в ПВК RastrWin3

Таблица Б.1 – Параметры узлов в нормальном режиме

| Тип  | Номер | Название               | U_ном | N... | Район | P_н   | Q_н   | P_г   | Q_г   | V_зд  | Q_min  | Q_max |
|------|-------|------------------------|-------|------|-------|-------|-------|-------|-------|-------|--------|-------|
| База | 1     | ПС Владивосток 500 кВ  | 500   |      | 1     |       |       | 316,8 | -54,9 | 515,0 | -200,0 | 200,0 |
| Нагр | 2     | ПС Владивосток Н1      | 500   |      | 1     |       |       |       |       |       |        |       |
| Нагр | 3     | ПС Владивосток 220 кВ  | 220   |      | 1     | 190,0 | -19,7 |       |       |       |        |       |
| Нагр | 4     | ПС Владивосток 10 кВ   | 11    |      | 1     |       |       |       |       |       |        |       |
| Нагр | 5     | ПС Аэропорт 220 кВ     | 220   |      | 1     | 26,0  | 12,0  |       |       |       |        |       |
| Нагр | 6     | Артемовская ТЭЦ 22...  | 220   |      | 1     |       |       |       |       |       |        |       |
| Нагр | 7     | Артемовская ТЭЦ Н1     | 220   |      | 1     |       |       |       |       |       |        |       |
| Нагр | 8     | Артемовская ТЭЦ Н2     | 220   |      | 1     |       |       |       |       |       |        |       |
| Ген  | 9     | Артемовская ТЭЦ Г8     | 16    |      | 1     | 10,0  | 5,9   | 80,0  | 46,8  | 16,4  | 5,0    | 72,0  |
| Ген+ | 10    | Артемовская ТЭЦ Г7     | 16    |      | 1     | 12,0  | 8,9   | 80,0  | 72,0  | 16,4  | 5,0    | 72,0  |
| Ген  | 11    | Артемовская ТЭЦ Г6     | 16    |      | 1     | 10,4  | 7,3   | 80,0  | 16,8  | 16,4  | 5,0    | 72,0  |
| Ген  | 12    | Артемовская ТЭЦ Г5     | 16    |      | 1     | 10,5  | 7,2   | 80,0  | 16,6  | 16,4  | 5,0    | 72,0  |
| Нагр | 13    | Артемовская ТЭЦ 11...  | 110   |      | 1     | 42,0  | 18,0  |       |       |       |        |       |
| Нагр | 14    | ПС Суходол             | 220   |      | 1     | 34,0  | 13,6  |       |       |       |        |       |
| Ген+ | 15    | ВТЭЦ 2 220 кВ          | 220   |      | 1     | 9,8   | 6,0   | 78,0  | 200,0 | 232,0 | -200,0 | 200,0 |
| Нагр | 16    | ВТЭЦ 2 Н1              | 220   |      | 1     |       |       |       |       |       |        |       |
| Нагр | 17    | ВТЭЦ 2 Н2              | 220   |      | 1     |       |       |       |       |       |        |       |
| Ген  | 18    | ВТЭЦ 2 110 кВ          | 110   |      | 1     | 38,2  | 8,1   | 172,0 | -26,1 | 115,0 | -100,0 | 100,0 |
| Ген  | 19    | ВТЭЦ 2 10 кВ           | 11    |      | 1     | 14,0  | 7,9   | 49,0  | 49,1  | 11,5  | -100,0 | 100,0 |
| Нагр | 20    | ПС Волна 220 кВ        | 220   |      | 1     |       |       |       |       |       |        |       |
| Нагр | 21    | ПС Волна Н1            | 220   |      | 1     |       |       |       |       |       |        |       |
| Нагр | 22    | ПС Волна Н2            | 220   |      | 1     |       |       |       |       |       |        |       |
| Нагр | 23    | ПС Волна 110 кВ        | 110   |      | 1     | 58,7  | 26,4  |       |       |       |        |       |
| Нагр | 24    | ПС Волна 6 кВ          | 6     |      | 1     | 20,4  | 7,5   |       |       |       |        |       |
| Нагр | 25    | ПС Зеленый угол 220... | 220   |      | 1     |       |       |       |       |       |        |       |
| Нагр | 26    | ПС Зеленый угол Н1     | 220   |      | 1     |       |       |       |       |       |        |       |
| Нагр | 27    | ПС Зеленый угол Н2     | 220   |      | 1     |       |       |       |       |       |        |       |
| Нагр | 28    | ПС Зеленый угол 110... | 110   |      | 1     | 5,8   | 0,4   |       |       |       |        |       |
| Нагр | 29    | ПС Зеленый угол 10 кВ  | 11    |      | 1     | 20,0  | 3,4   |       |       |       |        |       |
| Нагр | 30    | ПС Муравейка 110 кВ    | 110   |      | 1     | 11,4  | 3,4   |       |       |       |        |       |
| Нагр | 31    | ПС Шахта 7 110 кВ      | 110   |      | 1     | 23,0  | 9,2   |       |       |       |        |       |
| Нагр | 32    | ПС Промузел 110 кВ     | 110   |      | 1     | 25,0  | 10,1  |       |       |       |        |       |
| Ген  | 33    | ПС Западная 110 кВ     | 110   |      | 1     | 145,8 | 48,1  |       | -0,5  | 110,0 | -100,0 | 100,0 |
| Нагр | 34    | оп 128                 | 110   |      | 1     |       |       |       |       |       |        |       |
| Нагр | 35    | оп 129                 | 110   |      | 1     |       |       |       |       |       |        |       |
| Нагр | 36    | ПС Кролевцы 110 кВ     | 110   |      | 1     | 54,4  | 15,3  |       |       |       |        |       |
| Нагр | 37    | оп 162                 | 110   |      | 1     |       |       |       |       |       |        |       |
| Нагр | 38    | оп 163                 | 110   |      | 1     |       |       |       |       |       |        |       |
| Нагр | 39    | ПС Штыково 110 кВ      | 110   |      | 1     | 14,6  | 4,4   |       |       |       |        |       |
| Нагр | 40    | ПС Океан               | 110   |      | 1     | 32,7  | 13,1  |       |       |       |        |       |

## Продолжение ПРИЛОЖЕНИЯ Б

### Расчёт режимов в ПВК RastrWin3

Таблица Б.1 – Параметры узлов в нормальном режиме

|      |    |                    |     |  |   |      |      |  |  |  |  |  |
|------|----|--------------------|-----|--|---|------|------|--|--|--|--|--|
| Нагр | 41 | ПС Лазурная        | 110 |  | 1 | 3,2  | 1,3  |  |  |  |  |  |
| Нагр | 42 | ПС Горноста́й      | 110 |  | 1 | 9,0  | 3,6  |  |  |  |  |  |
| Нагр | 43 | ПС Спутник         | 110 |  | 1 | 75,4 | 27,9 |  |  |  |  |  |
| Нагр | 44 | ПС Чайка           | 110 |  | 1 | 27,9 | 11,2 |  |  |  |  |  |
| Нагр | 45 | ПС Западная 220 кВ | 220 |  | 1 |      |      |  |  |  |  |  |



## Продолжение ПРИЛОЖЕНИЯ Б

### Расчёт режимов в ПВК RastrWin3

Таблица Б.2 – Параметры ветвей в нормальном режиме

| Тип  | N_нач | N_кон | N_п | ID... | Название                    | R    | X      | G   | B      | Кт/г  |
|------|-------|-------|-----|-------|-----------------------------|------|--------|-----|--------|-------|
| Тр-р | 1     | 2     |     |       | ПС Владивосток 500 кВ - ... | 0,58 | 61,00  | 1,5 | 24,1   | 1,000 |
| Тр-р | 2     | 3     |     |       | ПС Владивосток Н1 - ПС ...  | 0,39 |        |     |        | 0,422 |
| Тр-р | 2     | 4     |     |       | ПС Владивосток Н1 - ПС ...  | 2,90 | 113,00 |     |        | 0,021 |
| ЛЭП  | 3     | 14    |     |       | ПС Владивосток 220 кВ - ... | 2,70 | 13,40  |     | -78,0  |       |
| ЛЭП  | 3     | 5     |     |       | ПС Владивосток 220 кВ - ... | 1,42 | 7,98   |     | -51,3  |       |
| ЛЭП  | 5     | 6     |     |       | ПС Аэропорт 220 кВ - Арт... | 1,42 | 7,98   |     | -51,3  |       |
| Тр-р | 6     | 7     |     |       | Артемовская ТЭЦ 220 кВ ...  | 0,30 | 59,00  | 2,4 | 19,0   | 1,000 |
| Тр-р | 6     | 8     |     |       | Артемовская ТЭЦ 220 кВ ...  | 0,30 | 59,00  | 2,4 | 19,0   | 1,000 |
| Тр-р | 7     | 13    |     |       | Артемовская ТЭЦ Н1 - Ар...  | 0,30 |        |     |        | 0,540 |
| Тр-р | 8     | 13    |     |       | Артемовская ТЭЦ Н2 - Ар...  | 0,30 |        |     |        | 0,540 |
| Тр-р | 7     | 10    |     |       | Артемовская ТЭЦ Н1 - Ар...  | 0,60 | 131,00 |     |        | 0,071 |
| Тр-р | 8     | 10    |     |       | Артемовская ТЭЦ Н2 - Ар...  | 0,60 | 131,00 |     |        | 0,071 |
| Тр-р | 6     | 9     |     |       | Артемовская ТЭЦ 220 кВ ...  | 1,40 | 51,50  | 2,3 | 10,6   | 0,071 |
| Тр-р | 13    | 11    |     |       | Артемовская ТЭЦ 110 кВ ...  | 1,40 | 51,50  | 2,3 | 10,6   | 0,143 |
| Тр-р | 13    | 12    |     |       | Артемовская ТЭЦ 110 кВ ...  | 1,40 | 51,50  | 2,3 | 10,6   | 0,143 |
| Тр-р | 15    | 16    |     |       | ВТЭЦ 2 220 кВ - ВТЭЦ 2 Н1   | 0,55 | 59,20  | 1,2 | 11,8   | 1,000 |
| Тр-р | 16    | 18    |     |       | ВТЭЦ 2 Н1 - ВТЭЦ 2 110 кВ   | 0,48 |        |     |        | 0,500 |
| Тр-р | 16    | 19    |     |       | ВТЭЦ 2 Н1 - ВТЭЦ 2 10 кВ    | 3,20 | 131,00 |     |        | 0,048 |
| Тр-р | 15    | 17    |     |       | ВТЭЦ 2 220 кВ - ВТЭЦ 2 Н2   | 0,55 | 59,20  | 1,2 | 11,8   | 1,000 |
| Тр-р | 17    | 18    |     |       | ВТЭЦ 2 Н2 - ВТЭЦ 2 110 кВ   | 0,48 |        |     |        | 0,500 |
| Тр-р | 17    | 19    |     |       | ВТЭЦ 2 Н2 - ВТЭЦ 2 10 кВ    | 3,20 | 131,00 |     |        | 0,048 |
| Тр-р | 20    | 21    |     |       | ПС Волна 220 кВ - ПС Вол... | 0,55 | 59,20  | 1,2 | 11,8   | 1,000 |
| Тр-р | 20    | 22    |     |       | ПС Волна 220 кВ - ПС Вол... | 0,55 | 59,20  | 1,2 | 11,8   | 1,000 |
| Тр-р | 21    | 23    |     |       | ПС Волна Н1 - ПС Волна ...  | 0,48 |        |     |        | 0,540 |
| Тр-р | 22    | 23    |     |       | ПС Волна Н2 - ПС Волна ...  | 0,48 |        |     |        | 0,540 |
| Тр-р | 21    | 24    |     |       | ПС Волна Н1 - ПС Волна ...  | 3,20 | 131,00 |     |        | 0,029 |
| Тр-р | 22    | 24    |     |       | ПС Волна Н2 - ПС Волна ...  | 3,20 | 131,00 |     |        | 0,029 |
| Тр-р | 25    | 26    |     |       | ПС Зеленый угол 220 кВ -... | 1,40 | 104,00 | 0,9 | 6,0    | 1,000 |
| Тр-р | 25    | 27    |     |       | ПС Зеленый угол 220 кВ -... | 1,40 | 104,00 | 0,9 | 6,0    | 1,000 |
| Тр-р | 26    | 28    |     |       | ПС Зеленый угол Н1 - ПС ... | 1,40 |        |     |        | 0,500 |
| Тр-р | 27    | 28    |     |       | ПС Зеленый угол Н2 - ПС ... | 1,40 |        |     |        | 0,500 |
| Тр-р | 26    | 29    |     |       | ПС Зеленый угол Н1 - ПС ... | 2,80 | 195,60 |     |        | 0,048 |
| Тр-р | 27    | 29    |     |       | ПС Зеленый угол Н2 - ПС ... | 2,80 | 195,60 |     |        | 0,048 |
| ЛЭП  | 25    | 20    |     |       | ПС Зеленый угол 220 кВ -... | 1,16 | 4,99   | 0,6 | -30,6  |       |
| ЛЭП  | 3     | 20    |     |       | ПС Владивосток 220 кВ - ... | 5,21 | 22,40  | 2,6 | -137,5 |       |
| ЛЭП  | 15    | 25    |     |       | ВТЭЦ 2 220 кВ - ПС Зеле...  | 2,30 | 9,89   | 1,2 | -60,7  |       |
| ЛЭП  | 6     | 15    |     |       | Артемовская ТЭЦ 220 кВ ...  | 4,74 | 20,38  | 2,4 | -125,1 |       |
| ЛЭП  | 25    | 14    |     |       | ПС Зеленый угол 220 кВ -... | 7,00 | 30,10  | 3,5 | -184,8 |       |
| ЛЭП  | 13    | 32    |     |       | Артемовская ТЭЦ 110 кВ ...  |      | 6,60   |     |        |       |
| ЛЭП  | 13    | 31    |     |       | Артемовская ТЭЦ 110 кВ ...  | 1,68 | 5,74   |     | -39,3  |       |

## Продолжение ПРИЛОЖЕНИЯ Б

### Расчёт режимов в ПВК RastrWin3

Таблица Б.2 – Параметры ветвей в нормальном режиме

| Тип  | N_нач | N_кон | N_п | ID... | Название                    | R    | X     | G   | B        | Кт/г  |
|------|-------|-------|-----|-------|-----------------------------|------|-------|-----|----------|-------|
| ЛЭП  | 30    | 40    |     |       | ПС Муравейка 110 кВ - П...  | 2,06 | 1,23  |     | -2 304,0 |       |
| ЛЭП  | 40    | 41    |     |       | ПС Океан - ПС Лазурная      | 1,94 | 1,16  |     | -2 160,0 |       |
| ЛЭП  | 41    | 42    |     |       | ПС Лазурная - ПС Горнос...  | 1,92 | 6,56  |     | -45,0    |       |
| ЛЭП  | 28    | 42    |     |       | ПС Зеленый угол 110 кВ -... | 0,72 | 2,46  |     | -16,9    |       |
| ЛЭП  | 31    | 33    |     |       | ПС Шахта 7 110 кВ - ПС 3... | 3,01 | 3,08  |     | -17,9    |       |
| ЛЭП  | 32    | 43    |     |       | ПС Промузел 110 кВ - ПС ... |      | 2,31  |     |          |       |
| ЛЭП  | 43    | 44    |     |       | ПС Спутник - ПС Чайка       |      | 2,31  |     |          |       |
| ЛЭП  | 44    | 23    |     |       | ПС Чайка - ПС Волна 110 ... | 1,80 | 3,78  |     | -24,3    |       |
| ЛЭП  | 33    | 34    |     |       | ПС Западная 110 кВ - оп ... | 5,42 | 11,50 |     | -74,0    |       |
| ЛЭП  | 33    | 35    |     |       | ПС Западная 110 кВ - оп ... | 5,42 | 11,50 |     | -74,0    |       |
| ЛЭП  | 34    | 36    |     |       | оп 128 - ПС Кролевцы 11...  | 0,40 | 0,80  |     | -5,4     |       |
| ЛЭП  | 35    | 36    |     |       | оп 129 - ПС Кролевцы 11...  | 0,40 | 0,80  |     | -5,4     |       |
| ЛЭП  | 34    | 37    |     |       | оп 128 - оп 162             | 1,46 | 0,31  |     | -20,0    |       |
| ЛЭП  | 35    | 38    |     |       | оп 129 - оп 163             | 1,46 | 0,31  |     | -20,0    |       |
| ЛЭП  | 37    | 13    |     |       | оп 162 - Артемовская ТЭ...  | 0,45 | 0,90  |     | -6,2     |       |
| ЛЭП  | 38    | 13    |     |       | оп 163 - Артемовская ТЭ...  | 0,45 | 0,90  |     | -6,2     |       |
| ЛЭП  | 37    | 39    |     |       | оп 162 - ПС Штыково 110...  | 0,45 | 0,90  |     | -6,2     |       |
| ЛЭП  | 38    | 39    |     |       | оп 163 - ПС Штыково 110...  | 0,45 | 0,90  |     | -6,2     |       |
| ЛЭП  | 20    | 45    |     |       | ПС Волна 220 кВ - ПС Зап... | 2,40 | 16,40 |     | -170,5   |       |
| ЛЭП  | 3     | 45    |     |       | ПС Владивосток 220 кВ - ... | 2,40 | 16,40 |     | -170,5   |       |
| Тр-р | 45    | 33    |     |       | ПС Западная 220 кВ - ПС ... | 0,58 | 61,00 | 1,5 | 24,1     | 0,500 |

## Расчёт режимов в ПВК RastrWin3

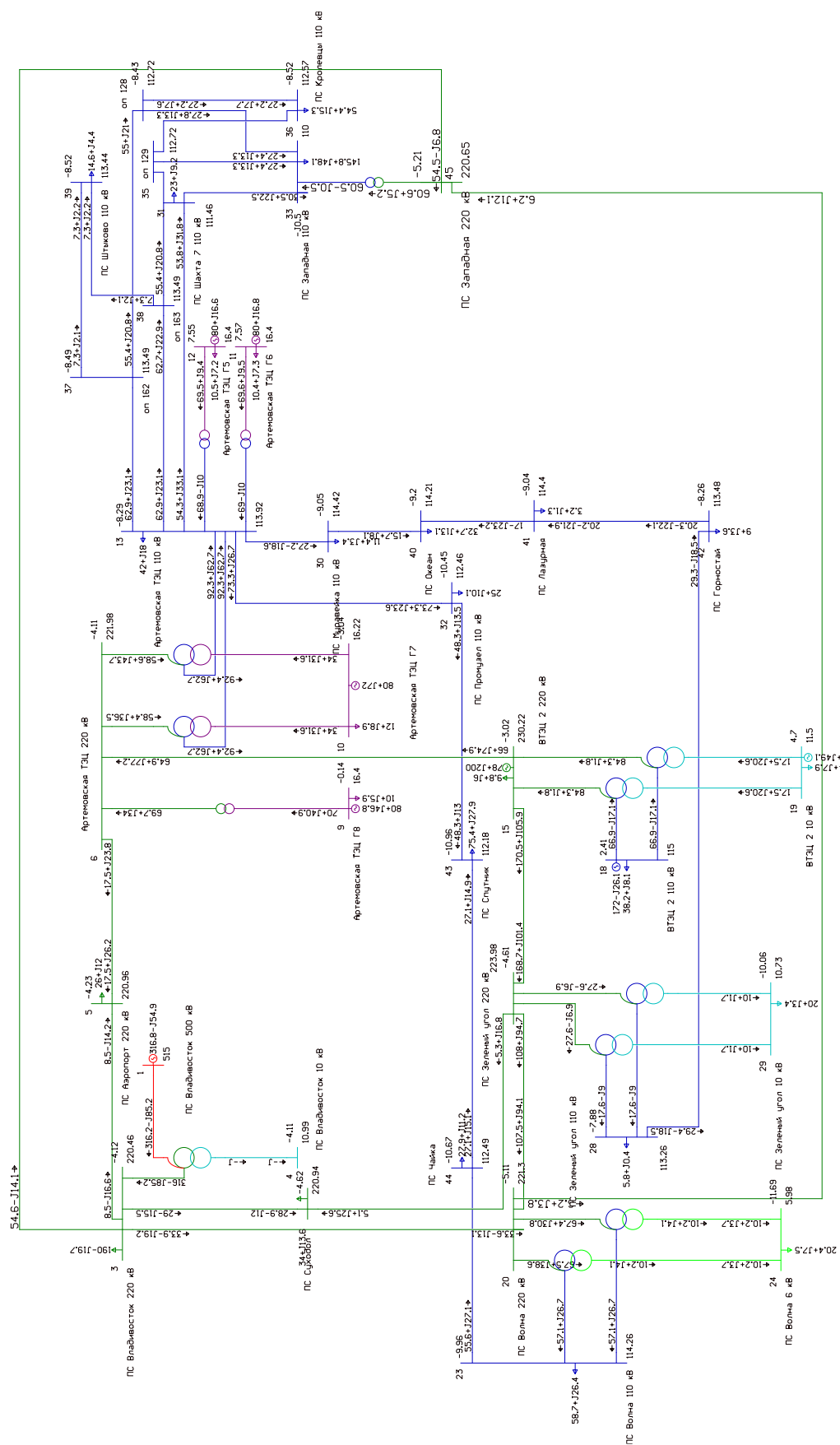


Рисунок Б.1 – Схема потокораспределения в нормальном режиме

## Расчёт режимов в ПВК RastrWin3

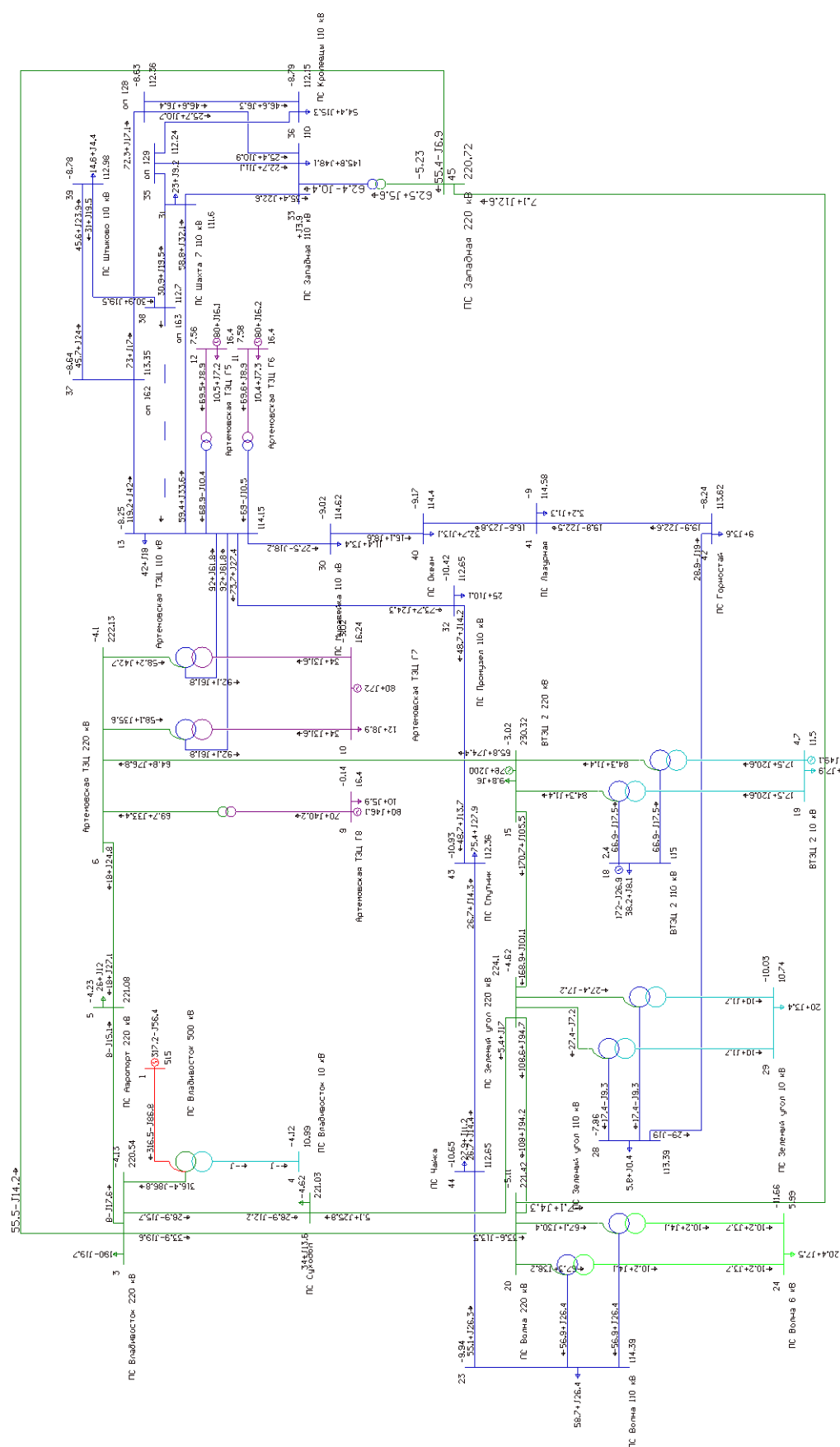


Рисунок Б.2 – Схема потокораспределения в послеаварийном режиме № 1

## Расчёт режимов в ПВК RastrWin3





## Расчёт режимов в ПВК RastrWin3

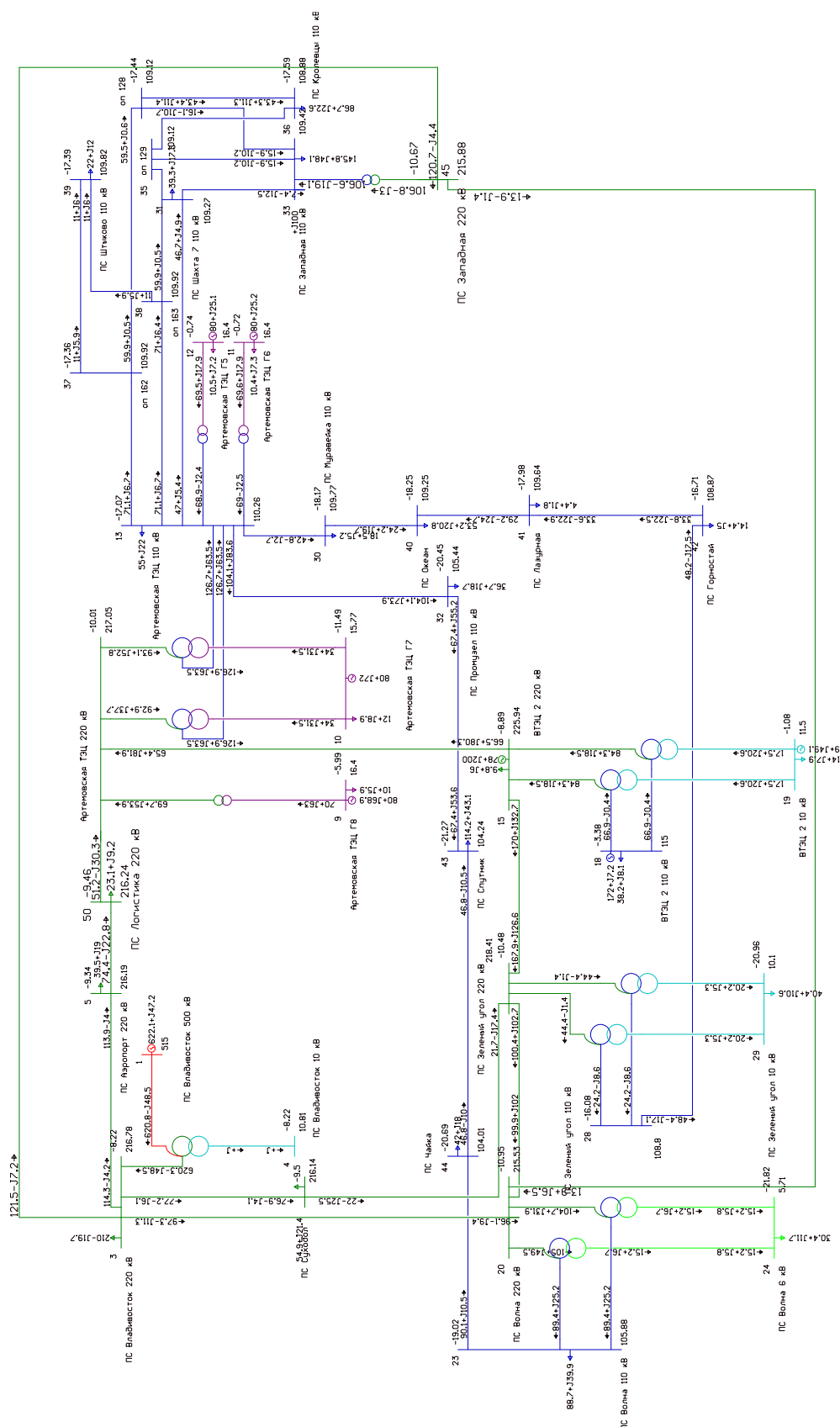


Рисунок Б.5 – Схема потокораспределения в нормальном режиме 2 варианта развития сети

## Продолжение ПРИЛОЖЕНИЯ Б

### Расчёт режимов в ПВК RastrWin3

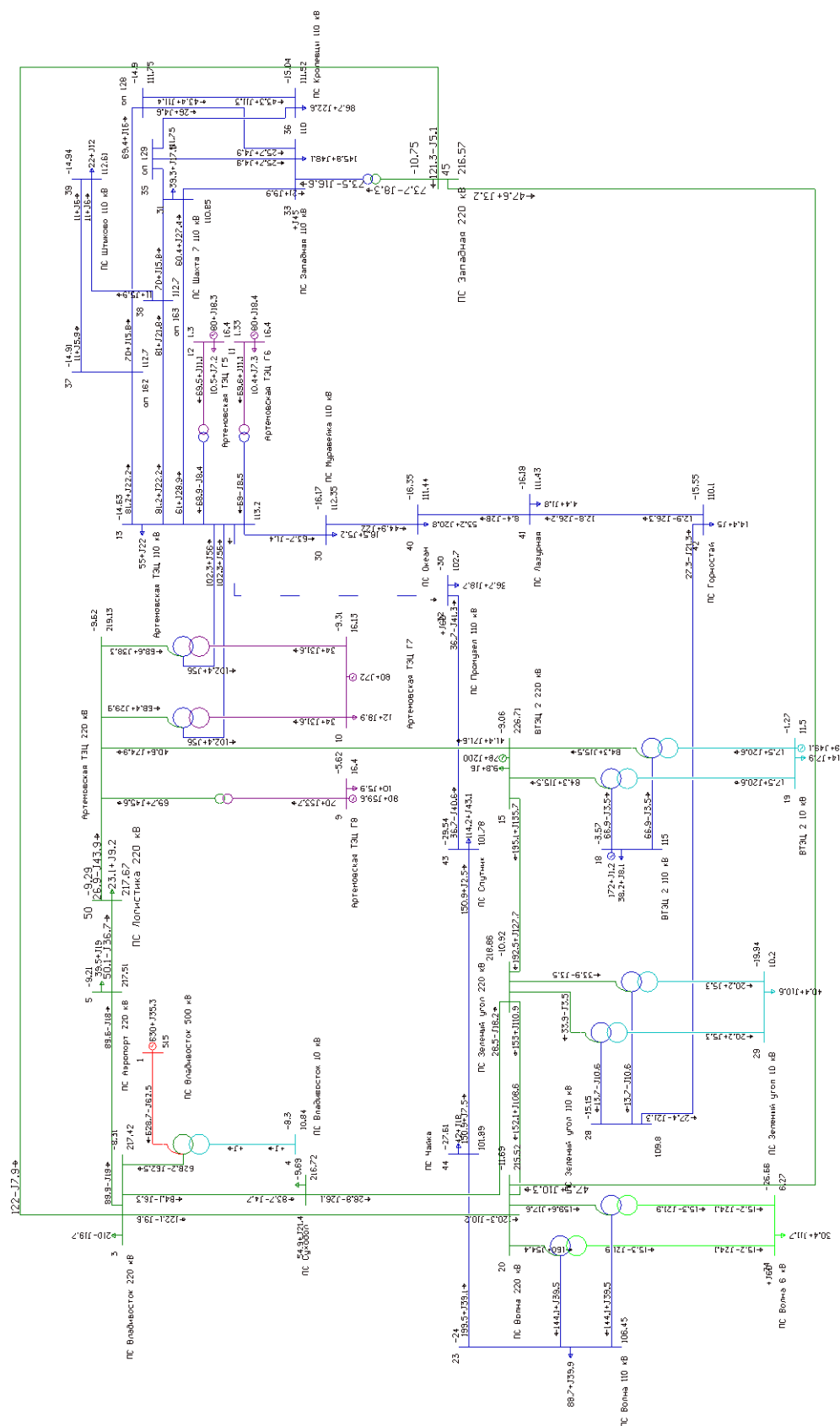


Рисунок Б.6 – Схема потокораспределения в послеаварийном режиме 2 варианта подключения с учетом предложенных мероприятий