

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

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

ДОПУСТИТЬ К ЗАЩИТЕ

Зав. кафедрой

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

**БАКАЛАВРСКАЯ РАБОТА**

на тему: Реконструкция электрических сетей напряжением 110 кВ филиала АО «ДРСК» «Электрические сети ЕАО» в связи с подключением подстанции Шалом

Исполнитель

студент группы 142-об2

\_\_\_\_\_ подпись, дата

Б.М. Цыпылов

Руководитель

профессор, канд. техн. наук

\_\_\_\_\_ подпись, дата

Н.В. Савина

Консультант по

безопасности и

экологичности

доцент, канд. техн. наук

\_\_\_\_\_ подпись, дата

А.Б. Булгаков

Нормоконтроль

старший преподаватель

\_\_\_\_\_ подпись, дата

Л.А. Мясоедова

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 Цыпылова Богдана Михайловича

1. Тема выпускной квалификационной работы: *Реконструкция электрических сетей напряжением 110 кВ филиала АО «ДРСК» «Электрические сети ЕАО» в связи с подключением подстанции Шалом* (утверждено приказом от 10.04.2025 № 950-уч)

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

3. Исходные данные к выпускной квалификационной работе: *Материалы производственной и преддипломной практики*

4. Содержание выпускной квалификационной работы (перечень подлежащих разработке вопросов): *1. Характеристика района проектирования. 2. Основные технические решения 3. Расчёт токов короткого замыкания 4. Выбор оборудования. 5. Релейная защита и автоматика 10. Молниезащита и заземление. 7. Безопасность и экологичность*

5. Перечень материалов приложения: (наличие чертежей, таблиц, графиков, схем, программных продуктов, иллюстративного материала и т.п.) *1. Однолинейная схема существующей сети. 2. Варианты реконструкции сети. 3. Анализ расчета электроэнергетического режима. 4. План и разрез подстанции 110/10 кВ Шалом. 5. Терминал Сириус ТЗ.*

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

7. Дата выдачи задания \_\_\_\_\_

Руководитель выпускной квалификационной работы: *Н.В. Савина, профессор, д. т. н.*

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

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

(подпись студента)

## РЕФЕРАТ

Работа содержит 102 с., 96 формул, 21 рисунка, 32 таблиц, 3 приложения, 32 источника.

ЭЛЕКТРИЧЕСКАЯ СЕТЬ, УСТАНОВИВШЕЙСЯ РЕЖИМ, КОЭФФИЦИЕНТ РЕАКТИВНОЙ МОЩНОСТИ, ПОТОКИ МОЩНОСТИ, СОСТАВЛЯЮЩАЯ ТОКА КОРОТКОГО ЗАМЫКАНИЯ, РЕЛЕЙНАЯ ЗАЩИТА И АВТОМАТИКА, БЕЗОПАСНОСТЬ И ЭКОЛОГИЧНОСТЬ.

Актуальность данной работы обусловлена стремительным ростом нагрузок в Еврейской автономной области, что создает необходимость в реконструкции её сети.

В выпускной квалификационной работе подготовлены варианты реконструкции электрических сетей филиала АО «ДРСК» «Электрические сети ЕАО» в связи с подключением подстанции Шалом. После сравнения таких экономических показателей, как капитальные вложения и дисконтированные затраты, было выбрано самое оптимальное решение.

Целью работы является – разработка решений по развитию электрических сетей филиала АО «ДРСК» «Электрические сети ЕАО», связанных с подключением подстанции Шалом, учитывая соблюдение всех требований надёжности и качества, технико-экономической эффективности, безопасности в эксплуатации и экологичности.

В процессе выполнения работы произведено прогнозирование роста нагрузок с перспективой на 5-лет. Выполнено технико-экономическое сопоставление вариантов.

## СОДЕРЖАНИЕ

ОПРЕДЕЛЕНИЯ, ОБОЗНАЧЕНИЯ, СОКРАЩЕНИЯ	7
ВВЕДЕНИЕ	8
1. ХАРАКТЕРИСТИКА РАЙОНА РЕКОНСТРУКЦИИ В ЕВРЕЙСКОЙ АВТОНОМНОЙ ОБЛАСТИ	10
1.1. Климатическая характеристика и территориальные особенности рассматриваемого района	10
1.2. Характеристика электрических сетей и источников питания района реконструкции	11
1.2.1. Техническое описание оборудования подстанций 110 кВ	12
2. РАСЧЁТ И АНАЛИЗ ЭЛЕКТРИЧЕСКИХ НАГРУЗОК	14
2.1. Вероятностные характеристики нагрузок	14
2.2. Прогнозирование электрических нагрузок для существующих ПС	17
3. АНАЛИЗ СУЩЕСТВУЮЩИХ РЕЖИМОВ	21
3.1. Параметры для расчёта режимов	21
3.2. Анализ результата расчёта режимов	22
4. РАЗРАБОТКА ВАРИАНТОВ КОНФИГУРАЦИИ ЭЛЕКТРИЧЕСКОЙ СЕТИ	27
4.1. Анализ и описание вариантов конфигурации электрической сети	27
4.2. Проверка номинального напряжения	28
4.3. Компенсация реактивной мощности	30
4.4. Выбор числа и мощности силовых трансформаторов	31
4.5. Выбор сечения	33
5. ВЫБОР ОПТИМАЛЬНОГО ВАРИАНТА ЭЛЕКТРИЧЕСКОЙ СЕТИ	35
5.1. Расчет капиталовложений	35

5.2. Расчет эксплуатационных издержек	36
5.3. Расчет среднегодовых затрат	37
6. АНАЛИЗ ВЫБРАННОГО ВАРИАНТА	39
6.1. Расчет нормального режима	39
6.2. Послеаварийный режим	41
7 РАСЧЕТ ТОКОВ КОРОТКОГО ЗАМЫКАНИЯ	44
8. ВЫБОР И ПРОВЕРКА ЭЛЕКТРООБОРУДОВАНИЯ НА ПРОЕКТИРУЕМОЙ ПОДСТАНЦИИ ШАЛОМ	49
8.1. Выбор РУ	49
8.2. Выбор выключателей	49
8.3. Выбор разъединителей	50
8.4. Выбор трансформаторов тока	51
8.5. Выбор трансформаторов напряжения	54
8.6. Выбор ОПН	55
8.7. Выбор и проверка ошиновки РУ ВН	57
8.8. Выбор и проверка ячеек КРУ 10 кВ.	58
9. РАЗРАБОТКА МОЛНИЕЗАЩИТЫ И ЗАЗЕМЛЕНИЯ	64
9.1 Расчет заземления	64
9.2 Защита от прямых ударов молнии	67
10. РЕЛЕЙНАЯ ЗАЩИТА И АВТОМАТИКА	70
10.1. Расстановка релейной защиты и автоматики	70
10.2. Защита трансформатора	70
10.3. Расчет уставок дифференциальной защиты трансформатора	72
10.4. Выбор уставок дифференциальной отсечки ДЗТ-1	74
10.5. Выбор уставок дифференциальной защиты ДЗТ-2	75

10.6. Выбор уставок максимальной токовой защиты	79
10.7. Автоматика	79
10.8. Описание оперативного тока	83
11. БЕЗОПАСНОСТЬ И ЭКОЛОГИЧНОСТЬ	85
11.1. Безопасность	85
11.1.1. Безопасность при осмотрах и оперативном обслуживании подстанции	85
11.1.2. Организационные мероприятия по обеспечению безопасного проведения работ в электроустановках	86
11.1.4. Безопасность при выполнении работ на силовых трансформаторах	89
11.2. Экологичность	90
11.3. ЧС	95
БИБЛИОГРАФИЧЕСКИЙ СПИСОК	99
Приложение А	103
Приложение Б	107
Приложение В	111

## ОПРЕДЕЛЕНИЯ, ОБОЗНАЧЕНИЯ, СОКРАЩЕНИЯ

ВЗ – высокочастотный заградитель;

ВЛ – воздушная линия;

ВН – высшее напряжение;

КЗ – короткое замыкание;

КРУ – комплектное распределительное устройство;

ОПН – ограничитель перенапряжения нелинейный;

ОРУ – открытое распределительное устройство;

ПВК – программно-вычислительный комплекс;

ПС – подстанция;

РЗА – релейная защита и автоматика;

ТН – трансформатор напряжения;

ТСН – трансформатор собственных нужд;

ТТ – трансформатор тока;

## ВВЕДЕНИЕ

Исследование работы распределительных сетей напряжением 110 кВ в Еврейской автономной области становится крайне актуальным благодаря тому, что в последние годы на территории активно развивается добывающая промышленность, сельское хозяйство, а также растут нагрузки коммунально-бытового сектора. Данной выпускной квалификационной работой предусмотрен анализ работы сети 110 кВ энергоузла Еврейской автономной области с рассмотрением возможных вариантов ее развития с целью подключения к сети ПС «Шалом», оценка необходимых мероприятий по реконструкции существующей сети 110 кВ.

Инженерно-технический подход и глубокий анализ параметров работы каждого из разработанных вариантов схем, позволит не только принять правильное решение по присоединению новой подстанции к сети, но и позволит улучшить надежность электроснабжения в аварийных или ремонтных режимах. Выбор наиболее оптимального варианта также позволит исключить необходимость дополнительных материальных затрат и повысить эффективность вложенных средств.

Необходимо опытным путем изучить работу электрической сети с включением в нее ПС «Шалом» при различных вариантах подключения, оценить режимные параметры работы оборудования, как в нормальном режиме работы сети, так и в аварийных режимах.

Первичными критериями при разработке схемы развития электрической сети Еврейской автономной области в данной работе являются:

- обеспечение нового потребителя качественным и надежным электроснабжением, без нанесения ущерба для уже имеющихся потребителей;
- бесперебойная работа всех центров питания, после включения в схему ПС «Шалом», с допустимыми параметрами режима, не только при нормальной схеме работы, но при аварийных отключениях или производстве плановых

(аварийно - восстановительных) работ, не допуская ввода графика аварийного ограничения;

- применение современных научно-технических разработок в схеме, позволяющих улучшить режимные параметры сети.

Практическая ценность работы заключается в разработке схемных и технических решений по осуществлению надежной и эффективной передачи электрической энергии в ЕАО.

Новейшие разработки в области электроэнергетики, не только в области электрических систем и сетей, станций и подстанций, но и в области программного-вычислительного обеспечения и информационных технологий, позволяют на сегодняшний день существенно улучшить режимные и эксплуатационные характеристики сети, а также проанализировать смоделированные варианты и оценить возможность применения их на практике.

В данной работе использованы программно-вычислительные комплексы RastrWin3, Microsoft Office Word 2021, Microsoft Office Excel 2021, Microsoft Office Visio 2021, MathCad 15.

## 1 ХАРАКТЕРИСТИКА РАЙОНА РЕКОНСТРУКЦИИ В ЕВРЕЙСКОЙ АВТОНОМНОЙ ОБЛАСТИ

В данном разделе выполнен анализ территориальных и климатических особенностей, источников питания, электрических сетей и существующих режимов рассматриваемого участка сети.

### **1.1. Климатическая характеристика и территориальные особенности рассматриваемого района**

По размерам Еврейская автономная область, общая площадь которой составляет 36,3 тысячи квадратных километров, находится на третьем месте среди автономных образований России. Столицей является город Биробиджан. Область поделена на шесть муниципальных районов: Биробиджанский район, Октябрьский район, Облученский район, Ленинский район и Сидовичский район.

Еврейская автономная область, конституционный объект РФ, на западе граничащая с Амурской областью, на севере и востоке с Верхне-Буреинским и Хабаровским районами Хабаровского края, на юге граница области совпадает с государственной границей России с Китаем.

В ЕАО самым теплым месяцем является июль, самым холодным – январь. Средняя температура июля + 20 градусов, абсолютный максимум температуры + 40 градусов. Средняя температура января на юге - 24 градуса. Абсолютный минимум достигает - 49°. Продолжительность зимы составляет от 152 до 165 дней. Первые осенние заморозки начинаются 20 сентября - 7 октября, а устойчивый снежный покров обычно образуется в третьей декаде октября.

В области присутствует достаточное увлажнение. На теплый период года приходится 85% осадков, помесечное распределение которых неравномерно. В начале лета дождей бывает немного, за чем следует дефицит влаги, однако в конце июля - начале августа наблюдается резкое увеличение количества осадков, превышающих в два раза их норму первой половины лета. Среднегодовое

количество осадков распределяется в разных районах области также неравномерно (от 644 до 758 мм).

Поверхность территории области представлена двумя типами рельефа: горным и равнинным. Горные области составляет южная часть обширной Хингано-Буреинской горной системы. Остальная часть территории, пролегающая на юге и востоке области, представляет западную окраину Среднеамурской (Амуру-Сунгарийской) равнины. Область обладает богатыми природными ресурсами, достаточно высоким уровнем развития производства и транспорта, имеются свободные площади для создания новых предприятий. Территория ЕАО известна месторождениями и рудопроявлениями многих полезных ископаемых [28].

Таблица 1 – Климатические условия

Наименование	Значение
Сейсмичность площадки, баллы по шкале MSK-64	8
Число грозных часов в году, час	40-60
Степень загрязненности атмосферы (1.9.28-1.9.43 ПУЭ)	II
Толщина стенки гололеда, мм	20
Скорость ветра при наличии гололеда, м/с	15
Скорость ветра при отсутствии гололеда, м/с	29
Район по ветровому давлению	III
Высота площадки над уровнем моря, м	До 1000 м

## **1.2. Характеристика электрических сетей и источников питания района реконструкции**

Электроснабжение области осуществляется предприятием АО “ДРСК” - “Электрические сети ЕАО”. Во владении филиала находятся 9 ПС 110/35/10(6) кВ, 41 ПС 35/10(6) кВ и 1369 ТП 10(6)/0,4 кВ [27].

Сеть 110 кВ имеет конфигурацию кольца с двумя радиальными линиями на ПС Благословенное и ПС АРЗ.

### 1.2.1. Техническое описание оборудования подстанций 110 кВ

Центром питания всей сети 110 кВ является ПС 220/110/35/6 кВ Биробиджан, на которой установлено три автотрансформатора мощностью 63, 63 и 60 МВА соответственно.

Подстанция 110/35/10 кВ КРС осуществляет электроснабжение Биробиджанского района ЕАО. Год ввода в эксплуатацию 1976. Открытое распределительное устройство 110 кВ выполнено двумя системами шин с секционированием и ремонтной перемычкой в цепях линий. На подстанции установлено два трансформатора 10 и 6,3 МВА соответственно, марки ТДТН (устройства РПН в исправном состоянии).

Подстанция 110/6 АРЗ расположена в непосредственной близости с центром питания ПС Биробиджан, открытое распределительное устройство выполнено ремонтной перемычкой, в дополнение к этому установлены короткозамкватели на высокой стороне каждого трансформатора.

Подстанция 110/35/10/6 кВ БВС обладает открытым распределительным устройством на высокой стороне в исполнении двух рабочих и одной обходной систем шин. На подстанции установлено два трансформатора 110/35/10 кВ 10 и 16 МВА соответственно и один трансформатор 35/6 кВ, получающий питание от ОРУ 35 кВ.

Подстанция 110/35/6 кВ СК оборудована двумя трансформаторами мощностью 25 МВА каждый. Имеет исполнение по типовой схеме мостика с выключателями в цепях линий и ремонтной перемычкой со стороны линий.

Подстанция 35/6 ТЭЦ является отпаечной, получает питание от ПС Биробиджан, выполнена двумя системами шин с секционированием.

На ПС 110/35/10 кВ Благословенное питание приходит по одноцепной линии 110 кВ, на подстанции установлен один трансформатор 110/35/10 кВ мощностью 10 МВА, второй трансформатор 35/10 кВ мощностью 6,3 МВА. Схема соединения – одна рабочая секционированная выключателем и обходная системы шин.

Основной подстанцией, питающей Ленинский район ЕАО, является ПС 110/35/10 кВ Ленинск. Схема соединения – мостик с секционированием и ремонтной перемычкой со стороны линий. Подстанция введена в эксплуатацию в 1976 году. В 2014 году на подстанции была проведена реконструкция, в результате которой была произведена замена трансформаторов 6,3 МВА на мощность 25 МВА и выключателей на вакуумные. Устройства РПН на обоих трансформаторах в исправном состоянии, также они оснащены блоком автоматического регулирования (БАР), что даёт возможность без помощи персонала поддерживать уровень напряжения в нужном диапазоне.

ПС 110/35/10 кВ Дежнево выполнена по схеме соединения – мостик с секционированием и ремонтной перемычкой со стороны линий. Оба трансформатора оснащены устройством РПН. В цепях трансформаторов по стороне 110 кВ используются короткозамыкатели, за исключением второго трансформатора на ПС Биджан.

ПС 110/35/10 кВ Унгун выполнена по не типовой схеме, с одним трехобмоточным и одним двухобмоточным трансформатором. В цепях линий 110 кВ имеется ремонтная перемычка, трансформатор ТМТ 6300/110/35/10 кВ по высокой стороне защищается короткозамыкателем. Второй трансформатор ТМН 4000/35/10 кВ защищен выключателями. Подстанция введена в работу в 1977 г., характер нагрузки – сельские потребители.

Подстанция 110/35/10 кВ Биджан оборудована двумя трансформаторами 10 и 6,3 МВА. Оба трансформатора оснащены устройством РПН. Схема соединения – мостик с секционированием и ремонтной перемычкой со стороны линий.

## 2 РАСЧЁТ И АНАЛИЗ ЭЛЕКТРИЧЕСКИХ НАГРУЗОК

### 2.1. Вероятностные характеристики нагрузок

Существует несколько подходов для расчёта электрических нагрузок:

- по установленной мощности и коэффициенту спроса;
- по средней мощности и отклонению расчетной нагрузки от средней (статический метод);
- по средней мощности и коэффициенту формы графика нагрузки;
- по средней мощности и коэффициенту максимума (метод упорядоченных диаграмм).

В данной работе применяется вероятностно-статистический метод, так как в качестве исходных данных приведены контрольные замеры.

Необходимо рассчитать следующие вероятностные характеристики потребителей:

- среднюю мощность, которая необходима для выбора силовых трансформаторов;
- эффективную мощность;
- максимальную мощность;
- минимальную мощность, необходимую для расчета минимального режима.

Вероятностные характеристики графика электрических нагрузок определяются по следующим формулам:

Максимальная активная и реактивная мощность нагрузки:

$$P_{max} = P_{cp} \cdot (1 + t_{\beta} \cdot \sqrt{k_{\phi}^2 - 1}) \quad (1)$$

$$Q_{max} = Q_{cp} \cdot (1 + t_{\beta} \cdot \sqrt{k_{\phi}^2 - 1}) \quad (2)$$

где  $P_{cp}$ ,  $Q_{cp}$  – средняя активная, реактивная мощность;

$t_\beta$  – коэффициент Стьюдента, равный 1,85;

$k_\phi$  – коэффициент формы, определяемый по формуле:

$$K_\phi = \sqrt{\frac{1+2 \cdot K_3}{3 \cdot K_3}} \quad (3)$$

где  $K_3$  – коэффициент заполнения

В том случае, если данных для расчета коэффициента заполнения нет, его допускается принимать равным 0,5.

Средняя активная и реактивная мощность нагрузки:

$$P_{cp} = \frac{1}{T} \cdot \sum_{i=1}^n P_i \cdot t_i \quad (4)$$

$$Q_{cp} = \frac{1}{T} \cdot \sum_{i=1}^n Q_i \cdot t_i \quad (5)$$

где  $T$  – период замеров (10 часов для осенне-зимних и 19 часов для весенне-летних)

Минимальная активная и реактивная мощность:

$$P_{min} = P_{cp} \cdot (1 - t_\beta \cdot \sqrt{k_\phi^2 - 1}) \quad (6)$$

$$Q_{min} = Q_{cp} \cdot (1 - t_\beta \cdot \sqrt{k_\phi^2 - 1}) \quad (7)$$

Эффективная активная и реактивная мощность:

$$P_{эф} = \sqrt{\frac{1}{T} \cdot \sum_{i=1}^n P_i^2 \cdot t_i} \quad (8)$$

$$Q_{\text{эф}} = \sqrt{\frac{1}{T} \cdot \sum_{i=1}^n Q_i^2 \cdot t_i} \quad (9)$$

Таблица 2 – Вероятностные нагрузки для каждой ПС

Наименование подстанции	Период	Pmax	Qmax	Pmin	Qmin	Pcp	Qcp	Pэф	Qэф
ПС 110 кВ АРЗ	Осенне-зимний	0.32	0.09	0.22	0.06	0.3	0.1	0.3	0.07
	Весенне-летний	0.27	0.08	0.18	0.05	0.2	0.1	0.2	0.06
ПС 110 кВ БВС	Осенне-зимний	13.23	2.64	8.93	1.78	11	2.2	10	2.02
	Весенне-летний	11.25	2.24	7.59	1.51	9.4	1.9	8.6	1.72
ПС 110 кВ СК	Осенне-зимний	8.28	1.66	5.59	1.12	6.9	1.4	6.4	1.27
	Весенне-летний	7.04	1.41	4.75	0.95	5.9	1.2	5.4	1.08
ПС 110 кВ Унгун	Осенне-зимний	1.46	0.38	0.99	0.26	1.2	0.3	1.1	0.29
	Весенне-летний	1.24	0.32	0.84	0.22	1	0.3	1	0.25
ПС 110 кВ Биджан	Осенне-зимний	1.37	0.25	0.92	0.17	1.1	0.2	1.1	0.19
	Весенне-летний	1.16	0.21	0.79	0.14	1	0.2	0.9	0.16
ПС 110 кВ Благославенное	Осенне-зимний	6.84	1.56	4.62	1.05	5.7	1.3	5.2	1.2
	Весенне-летний	5.81	1.33	3.92	0.9	4.9	1.1	4.5	1.02
ПС 110 кВ КРС	Осенне-зимний	4.6	0.9	3.11	0.61	3.8	0.8	3.5	0.69
	Весенне-летний	3.91	0.77	2.64	0.52	3.3	0.6	3	0.59

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
ПС 110 кВ Дежнёво	Осенне- зимний	0.8	0.1	0.6	0.1	0.7	0.1	0.6	0.1
	Весенне- летний	0.7	0.1	0.5	0.1	0.6	0.1	0.6	0.1
ПС 110 кВ Ленинск	Осенне- зимний	6.8	1.4	4.6	0.9	5.6	1.2	5.2	1.1
	Весенне- летний	5.8	1.2	3.9	0.8	4.8	1	4.4	0.9
ПС 35 кВ ТЭЦ	Осенне- зимний	4.3	3.1	2.9	2.1	3.6	2.6	3.3	2.4
	Весенне- летний	3.7	2.6	2.5	1.8	3.1	2.2	2.8	2

## 2.2. Прогнозирование электрических нагрузок для существующих ПС

Определяем прогнозируемую нагрузку по формуле сложных процентов на примере максимальной спрогнозированной мощности, МВт:

$$P_{\text{прог}}^{\text{max}} = P_{\text{max}} \cdot (1 + \varepsilon)^{t_{\text{прог}} - t} \quad (10)$$

где  $P_{\text{max}}$  – максимальная мощность

$\varepsilon$  – относительный прирост нагрузки, соответствующий базовому варианту СиПР ЕЭС Еврейского автономного округа, характеризуется среднегодовым темпом 1,19 процента в 2025-2030 [6];

$t_{\text{прог}}$  – год для которого определяется электрическая нагрузка;

$t$  – год в который снимался первый замер.

При проектировании сетей принимаем  $t_{\text{прог}} - t$  равным 5.

Таблица 3 – Электрические нагрузки с прогнозом на 5 лет

Наименование подстанции	Период	$P_{max}$	$Q_{max}$	$P_{min}$	$Q_{min}$	$P_{cp}$	$Q_{cp}$	$P_{эф}$	$Q_{эф}$
ПС 110 кВ АРЗ	Осенне-зимний	0.38	0.11	0.26	0.07	0.32	0.09	0.29	0.08
	Весенне-летний	0.32	0.09	0.22	0.06	0.27	0.08	0.25	0.07
ПС 110 кВ БВС	Осенне-зимний	15.74	3.14	10.63	2.12	13.12	2.62	12.07	2.41
	Весенне-летний	13.38	2.67	9.03	1.8	11.15	2.23	10.26	2.05
ПС 110 кВ СК	Осенне-зимний	9.85	1.98	6.65	1.33	8.21	1.65	7.55	1.51
	Весенне-летний	8.38	1.68	5.65	1.13	6.98	1.4	6.42	1.29
ПС 110 кВ Унгун	Осенне-зимний	1.74	0.45	1.17	0.31	1.45	0.38	1.33	0.35
	Весенне-летний	1.48	0.38	1	0.26	1.23	0.32	1.13	0.29
ПС 110 кВ Биджан	Осенне-зимний	1.63	0.3	1.1	0.2	1.36	0.25	1.25	0.23
	Весенне-летний	1.39	0.25	0.94	0.17	1.15	0.21	1.06	0.19
ПС 110 кВ Благославленно е	Осенне-зимний	8.14	1.86	5.49	1.25	6.78	1.55	6.24	1.42
	Весенне-летний	6.92	1.58	4.67	1.07	5.77	1.31	5.3	1.21

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
ПС 110 кВ Дежнёво	Осенне-зимний	1	0.13	0.67	0.09	0.83	0.11	0.77	0.1
	Весенне-летний	0.85	0.11	0.57	0.08	0.71	0.09	0.65	0.09
ПС 110 кВ Ленинск	Осенне-зимний	8.04	1.64	5.43	1.11	6.7	1.37	6.17	1.26
	Весенне-летний	6.84	1.4	4.62	0.94	5.7	1.16	5.24	1.07
ПС 35 кВ ТЭЦ	Осенне-зимний	5.14	3.64	3.47	2.46	4.28	3.03	3.94	2.8
	Весенне-летний	4.37	3.09	2.95	2.09	3.64	2.58	3.34	2.37

Ввиду отсутствия контрольных замеров для проектируемой подстанции Шалом, расчёт был произведён исходя из типового графика нагрузки для подстанции 110/10 кВ.

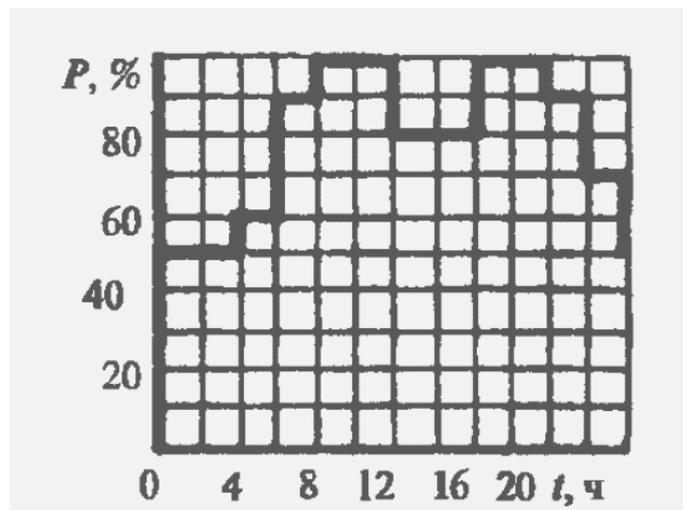


Рисунок 1 – типовой ГЭН для ПС 110/10 кВ, расположенной в городе  
Расчёт выполняется аналогично как для существующих ПС:

$$P_{cp} = \frac{1}{T} \cdot \sum_{i=1}^n P_i \cdot t_i = 31.67$$

$$Q_{cp} = \frac{1}{T} \cdot \sum_{i=1}^n Q_i \cdot t_i = 12.67$$

$$P_{max} = P_{cp} \cdot \left(1 + t_{\beta} \cdot \sqrt{k_{\phi}^2 - 1}\right) = 38$$

$$Q_{max} = Q_{cp} \cdot \left(1 + t_{\beta} \cdot \sqrt{k_{\phi}^2 - 1}\right) = 15.2$$

$$P_{\text{э}\phi} = \sqrt{\frac{1}{T} \cdot \sum_{i=1}^n P_i^2 \cdot t_i} = 29.14$$

$$Q_{\text{э}\phi} = \sqrt{\frac{1}{T} \cdot \sum_{i=1}^n Q_i^2 \cdot t_i} = 11.66$$

$$P_{min} = P_{cp} \cdot \left(1 - t_{\beta} \cdot \sqrt{k_{\phi}^2 - 1}\right) = 25.65$$

$$Q_{min} = Q_{cp} \cdot \left(1 - t_{\beta} \cdot \sqrt{k_{\phi}^2 - 1}\right) = 10.26$$

### 3 АНАЛИЗ СУЩЕСТВУЮЩИХ РЕЖИМОВ

В качестве эквивалента для анализа режима возьмем следующие подстанции:

ПС 220/110/35/6 Биробиджан, ПС 35/6 ТЭЦ, ПС 110/35/6 СК, ПС 110/35/10 БВС, ПС 110/35/10 Унгун, ПС 110/35/10 КРС, ПС 110/35/10 Биджан, ПС 110/35/10 Ленинск, ПС 110/35/10 Дежнево, ПС 110/35/10 Благословенное.

Источником питания является ПС 220/110/35/6 Биробиджан.

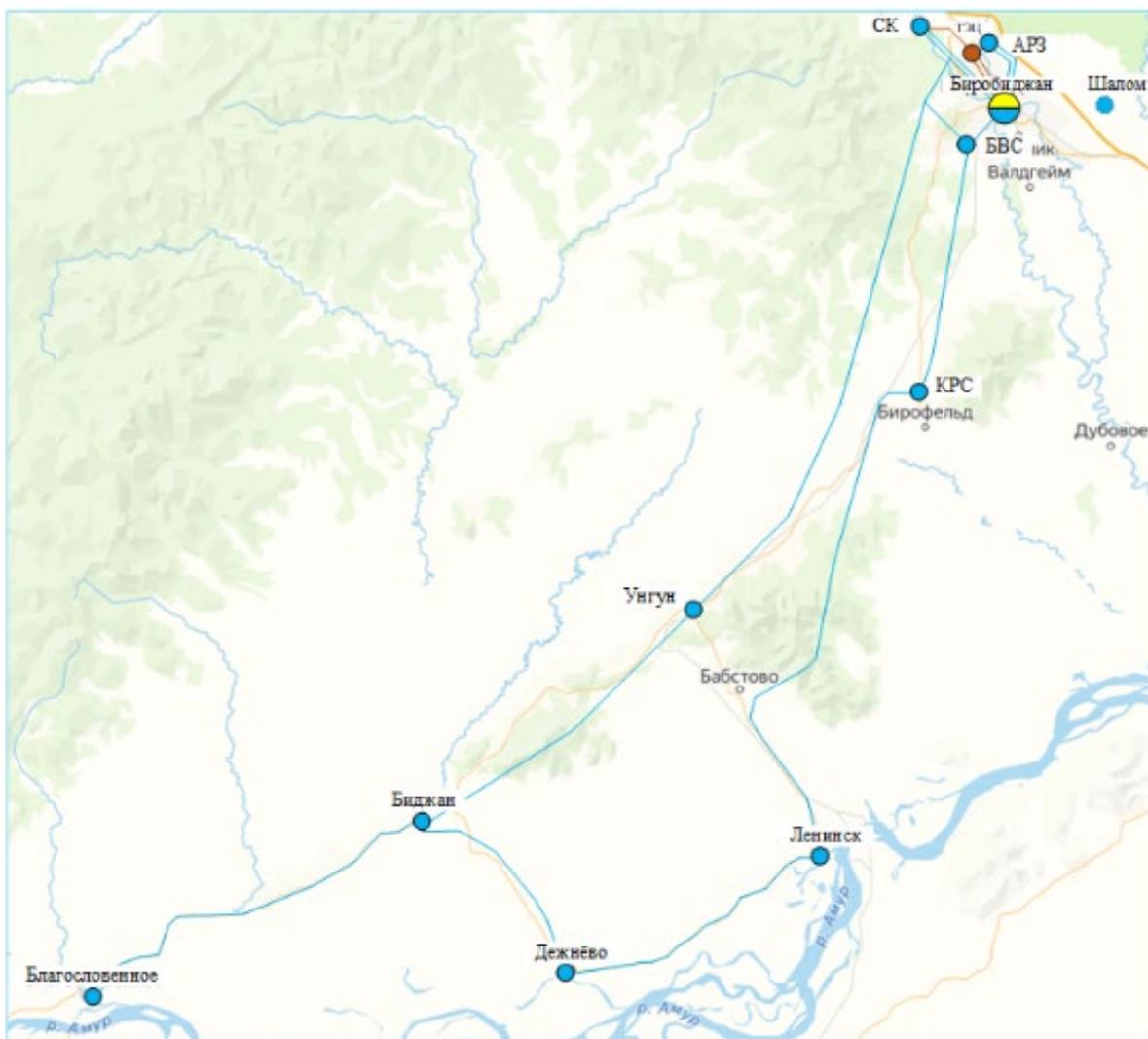


Рисунок 2 - Карта-схема рассматриваемого участка сети

#### 3.1. Параметры для расчёта режимов

Состояние системы в любой момент времени или на некотором интервале времени называется режимом системы [31]. Основные виды режимов ЭЭС:

- нормальный установившейся режим;

- послеаварийный установившийся режим;
- переходный режим.

При проектировании электросетей расчеты режимов выполняются с целью оценки:

- допустимости параметров режима для элементов сети;
- допустимости величин отклонений напряжений в узлах и элементах сети от номинальных значений;
- экономичности режима по величинам потерь мощности и электроэнергии в электрической сети;
- токов короткого замыкания;
- пропускной способности сети по условиям устойчивости.

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

Основными из этих параметров являются сопротивления, проводимости и коэффициенты трансформации.

Результаты рассчитанных параметров в режиме максимальных нагрузок приведены в приложении А.

### 3.2. Анализ результата расчёта режимов

Согласно ГОСТ 32144 - 2013 положительные и отрицательные отклонения напряжения в точке передачи электрической энергии не должны превышать 10 % номинального или согласованного [21].

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

Таблица 4 - Токовая загрузка линий в режиме максимальных нагрузок

Наименование ЛЭП	Токовая загрузка ЛЭП, А	Допустимый ток, А
АС-70		
оп.67-оп.253	40	265

1	2	3
АС-95		
оп.256-ПС Биджан	41	330
АС-120		
ВЛ 110 кВ Биробиджан-СК (С-51)	49	390
ПС Биробиджан-ПС АРЗ (I цепь)	2	390
ПС Биробиджан-ПС АРЗ (II цепь)	2	390
ПС Унгун-оп.67	41	390
оп.253-оп.256	41	390
ВЛ 110 кВ Биджан-Благословенное (С-62)	38	390
ВЛ 110 кВ КРС-Ленинск (С-58)	43	390
ВЛ 110 кВ Ленинск-Дежнево (С-59)	11	390
ВЛ 35 кВ Биробиджан-МК с отпайками (Т-136)	6	390
ВЛ 35 кВ СК-МК с отпайками (Т-135)	6	390
АС-150		
оп.42-ПС Унгун	52	450
АС-185		
ВЛ 110 кВ Биробиджан-Унгун с отпайками (С-57)	85	510
ПС СК-(С-57)	17	510
оп.15-оп.42	99	510
ВЛ 110 кВ Биробиджан-БВС (С-53)	84	510
оп.1Б-оп.42	50	510
ВЛ 110 кВ БВС-КРС (С-54)	66	510

Токовая нагрузка линий также находится в допустимых пределах.

Схема потокораспределения в нормальном и послеаварийном режимах максимальных нагрузок приведена в приложении Б.

Напряжения в узлах в нормальном режиме максимальных нагрузок приведены в таблице 5.

Таблица 5 - Напряжения в узлах в нормальном режиме максимальных нагрузок

Название	Напряжение КДЗ, кВ	Расчетное напряжение, кВ	Отклонение напряжения, %
ТЭЦ ВН Т1	34.1	34.6	1.44

## Продолжение таблицы 5

1	2	3	4
ТЭЦ ВН Т2	34.1	34.6	1.44
ПС АРЗ	110	110	0
ПС СК СН Т1	5.95	5.5	8.3
ПС СК НН Т1	34.97	34.08	2.63
ПС СК СН Т2	5.95	5.5	8.3
ПС СК НН Т2	34.97	34.08	2.63
ПС КРС	109.99	109.43	0.52
ПС УНГУН	109.99	109.53	0.43
ПС ЛЕНИНСК	109.97	108.6	1.27
ПС ДЕЖНЕВО	109.98	108.63	1.25
ПС БИДЖАН	109.97	108.54	1.32
ПС БВС СН Т1	9.65	9.61	0.5
ПС БВС НН Т1	33.37	33.1	5.43
ПС БВС СН Т2	9.8	9.77	0.3
ПС БВС НН Т2	33.37	33.1	0.81
ПС БВС НН Т3	5.59	5.55	0.72
ПС БЛАГОСЛОВЕННОЕ	109.93	107.54	2.23

Для анализа послеаварийного режима выбран режим N-1 отключение линии оп.15-оп.42.

Таблица 6 - Токовая загрузка линий в послеаварийном режиме

Наименование ЛЭП	Токовая нагрузка ЛЭП, А	Допустимый ток, А
АС-70		
оп.67-оп.253	39	265
АС-95		
оп.256-ПС Биджан	40	330
АС-120		
ВЛ 110 кВ Биробиджан-СК (С-51)	23	390
ПС Биробиджан-ПС АРЗ (I цепь)	2	390

Продолжение таблицы 6

1	2	3
ПС Биробиджан-ПС АРЗ (II цепь)	2	390
ПС Унгуноп.67	40	390
оп.253-оп.256	40	390
ВЛ 110 кВ Биджан-Благословенное (С-62)	37	390
ВЛ 110 кВ КРС-Ленинск (С-58)	44	390
ВЛ 110 кВ Ленинск-Дежнево (С-59)	11	390
ВЛ 35 кВ Биробиджан-МК с отпайками (Т-136)	8	390
ВЛ 35 кВ СК-МК с отпайками (Т-135)	8	390
АС-150		
оп.42-ПС Унгуно	51	450
АС-185		
ВЛ 110 кВ Биробиджан-Унгуно с отпайками (С-57)	18	510
ПС СК-(С-57)	18	510
оп.15-оп.42	0	510
ВЛ 110 кВ Биробиджан-БВС (С-53)	182	510
оп.1Б-оп.42	51	510
ВЛ 110 кВ БВС-КРС (С-54)	67	510

Таблица 7 - Напряжения в узлах в послеаварийном режиме максимальных нагрузок

Название	Напряжение КДЗ, кВ	Расчетное напряжение, кВ	Отклонение напряжения, %
ТЭЦ ВН Т1	34.1	34	0.29
ТЭЦ ВН Т2	34.1	34	0.29
ПС АРЗ	110	110	0
ПС СК СН Т1	5.95	5.5	7.56
ПС СК НН Т1	34.97	34.09	2.51

Продолжение таблицы 7

1	2	3	4
ПС СК СН Т2	5.95	5.5	7.56
ПС СК НН Т2	34.97	34.09	2.51
ПС КРС	109.99	109.28	0.64
ПС УНГУН	109.99	109.34	0.59
ПС ЛЕНИНСК	109.97	108.44	1.39
ПС ДЕЖНЕВО	109.98	108.46	1.38
ПС БИДЖАН	109.97	108.36	1.46
ПС БВС СН Т1	9.65	9.59	0.62
ПС БВС НН Т1	33.37	33.06	0.93
ПС БВС СН Т2	9.8	9.75	0.51
ПС БВС НН Т2	33.37	33.06	0.93
ПС БВС НН Т3	5.59	5.54	0.89
ПС БЛАГОСЛОВЕННОЕ	109.93	107.37	2.33

Опираясь на результаты расчёта послеаварийного режима можно заключить, что напряжения в узлах находятся в допустимых пределах, как и токовые загрузки линий.

## 4 РАЗРАБОТКА ВАРИАНТОВ КОНФИГУРАЦИИ ЭЛЕКТРИЧЕСКОЙ СЕТИ

### 4.1. Анализ и описание вариантов конфигурации электрической сети

При разработке вариантов конфигурации электрической сети необходимо учитывать надёжность и качество энергоснабжения электроприёмников, а также дальнейшее развитие сети с минимальными затратами при подключении новых потребителей.

Для выбора оптимальной конфигурации электрической сети разработаны 5 варианта подключения проектируемой подстанции и на основе технико-экономического сравнения будет выбран оптимальный. Данный подход называется вариационным.

Длина линий, количество цепей и выключателей для разработанных вариантов приведены в таблице 8.

Таблица 8 - Длина линий, количество цепей и выключателей для разработанных вариантов

№ Варианта	Линия	Длина, км	Количество выкл.
1	ПС Шалом – ПС БВС	34	6
2	ПС Шалом – ПС Биробиджан 220 кВ	28	4
3	ПС Шалом в рассечку между ПС Биробиджан и ПС БВС	30	6
4	ПС Шалом в рассечку между ПС Биробиджан и ПС СК	36	4
5	ПС Шалом – ПС Биробиджан 110 кВ	28	4

Карты-схемы и однолинейные схемы для каждого варианта приведены в приложении В.

Вариант 1:

В данном варианте проектируемая подстанция Шалом подключается напрямую к шинам 110 кВ подстанции БВС. ПС Шалом в такой схеме является тупиковой. Преимущество данной схемы заключается малой длине линий и малом количестве выключателей.

Вариант 2:

В данном варианте проектируемая подстанция Шалом подключается напрямую к шинам 220 кВ подстанции Биробиджан. ПС Шалом в такой схеме является тупиковой. Преимущество данной схемы заключается малой длине линий и малом количестве выключателей, однако недостатком является

Вариант 3:

В данном варианте подстанция Шалом подключается в расщелку между двумя подстанциями - Биробиджан и БВС. ПС Шалом в такой схеме является отпаечной.

Вариант 4:

В данном варианте проектируемая подстанция Шалом подключается в расщелку между подстанциями Биробиджан и СК. ПС Шалом в такой схеме является отпаечной.

Вариант 5:

В данном варианте подстанция Шалом подключается по двухцепной линии напрямую к подстанции Биробиджан. В такой схеме ПС Шалом является тупиковой. Преимущество данной схемы заключается в относительно малой длине линий и малом количестве выключателей, также обеспечивается частичное резервирование тупиковой подстанции в случае отключения одной из линий.

#### **4.2. Проверка номинального напряжения**

Номинальное напряжение зависит от длины линии и активной мощности, протекающей по линии. При высоком напряжении уменьшаются сечения проводов, потери мощности, но растут затраты на сооружение линии.

При определении рационального напряжения выбранных схем воспользуемся формулой Илларионова, которая применяется для классов напряжения 35 кВ и выше.

$$U_{\text{рац}} = \frac{1000}{\sqrt{L_{ij} + \frac{2500}{P_{ij}}}} \quad (11)$$

где L – длина линии электропередач, км;

P – мощность протекающая по линии, МВт;

Проверка варианта 1 – 110 кВ.

$$U_{\text{рац}} = \frac{1000}{\sqrt{\frac{500}{14} + \frac{2500}{19}}} = 77,32 \text{ кВ}$$

Напряжение 110 кВ является приемлемым.

Проверка варианта 2 – 220 кВ.

$$U_{\text{рац}} = \frac{1000}{\sqrt{\frac{500}{28} + \frac{2500}{19}}} = 81,8 \text{ кВ}$$

Напряжение 220 кВ не подходит.

Проверка варианта 3 – 110 кВ.

$$U_{\text{рац}} = \frac{1000}{\sqrt{\frac{500}{30} + \frac{2500}{19}}} = 82,13 \text{ кВ}$$

Напряжение 110 кВ является приемлемым.

Проверка варианта 4 – 110 кВ.

$$U_{\text{рац}} = \frac{1000}{\sqrt{\frac{500}{12} + \frac{2500}{19}}} = 75,97 \text{ кВ}$$

Напряжение 110 кВ является приемлемым.

Проверка варианта 5 – 110 кВ.

$$U_{\text{рац}} = \frac{1000}{\sqrt{\frac{500}{28} + \frac{2500}{19}}} = 81,8 \text{ кВ}$$

Напряжение 110 кВ полностью подходит для данного варианта.

Таблица 9 – Сравнение вариантов по рациональному напряжению

№ Варианта	Номинальное напряжение, кВ	Рациональное напряжение, кВ
1	110	77,32
2	220	81,8
3	110	82,13
4	110	75,97
5	110	81,8

Сравнив длину линий, количество выключателей и рациональное напряжение, выбираем для дальнейшего рассмотрения варианты 3 и 5.

### 4.3. Компенсация реактивной мощности

Компенсация реактивной мощности необходима для поддержания напряжений в узлах, увеличения пропускной способности линий и снижения потерь в них.

1) Рассчитываем экономически целесообразную реактивную мощность, которую требуется передать:

$$Q_{\text{э}} = P_{\text{max}} \cdot \operatorname{tg} \varphi \quad (12)$$

где  $P_{\text{max}}$  – суммарная установленная мощность одной подстанции, МВт  
 $\operatorname{tg} \varphi$  – коэффициент мощности, равный 0,4

2) Определяем требуемую мощность компенсирующего устройства на подстанции:

$$Q_{\text{КУ}} = Q_{\text{max}} - Q_{\text{э}} \quad (13)$$

3) Определяем реактивную мощность, которая подлежит компенсации на 1 секции шин на подстанции:

$$Q_{\text{КУ1ш}} = \frac{Q_{\text{КУ}}}{n} \cdot 1,1 \quad (14)$$

4) Определяем фактическую мощность компенсирующих устройств:

$$Q_{\text{КУф}} = 2 \cdot Q_{\text{КУз}} \quad (15)$$

5) Далее находится некомпенсированная реактивная мощность:

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

Проведем расчёт для проектируемой подстанции Шалом:

$$1) Q_{\Sigma} = 38 \cdot 0,4 = 15,2 \text{ МВАр}$$

$$2) Q_{КУ} = 15,2 - 13,68 = 1,52 \text{ МВАр}$$

$$3) Q_{КУ1ш} = \frac{1,52}{2} \cdot 1,1 = 0,836 \text{ МВАр}$$

4) Выбираем КУ УКРП 57-10-450 (2 шт)

$$Q_{КУ\phi} = 2 \cdot 450 = 900 \text{ МВАр}$$

$$5) Q_{неск} = 15,2 - 0,9 = 14,3 \text{ МВАр}$$

#### 4.4. Выбор числа и мощности силовых трансформаторов

Выбор количества силовых трансформаторов (СТ) или автотрансформаторов (АТ) зависит от требований к надежности электроснабжения питающихся от ПС потребителей. В практике проектирования на ПС рекомендуется, как правило, установка двух трансформаторов.

Если в составе нагрузки ПС имеются потребители 1-й категории или максимальная мощность нагрузки  $P_{\max} \geq 10$  МВт, то число устанавливаемых трансформаторов всегда должно быть не менее двух.

На выбор силовых трансформаторов влияют следующие факторы:

- категория электроснабжения потребителей;
- перегрузочная способность;
- суточный график распределения нагрузок;
- экономичный режим работы трансформатора.

При работе двух трансформаторов, то есть в нормальном режиме, коэффициент загрузки трансформатора должен составлять 0,5 - 0,75, в данном случае примем значение 0,7.

При отключении одного из трансформаторов, то есть в послеаварийном режиме, коэффициент загрузки второго трансформатора должен быть не больше 1,5, в данном случае примем значение 1,4.

Выбор мощности трансформатора производится по формуле:

$$S_p = \frac{\sqrt{P_{\text{ср}}^2 + Q_{\text{неск}}^2}}{n \times K_3} \quad (16)$$

где  $n$  – количество трансформаторов

$K_3$  – коэффициент загрузки

$P_{\text{ср}}$  – средняя активная мощность нагрузки

$Q_{\text{неск}}$  – некомпенсированная реактивная мощность

Трансформатор выбирается исходя из условия:

$$S_T \geq S_p$$

После выбора мощности силового трансформатора осуществляется его проверка в нормальном и послеаварийном режимах.

$$K_3^{\text{норм}} = \frac{\sqrt{P_{\text{ср}}^2 + Q_{\text{неск}}^2}}{n \times S_T} \quad (17)$$

$$K_3^{\text{послеав}} = \frac{\sqrt{P_{\text{ср}}^2 + Q_{\text{неск}}^2}}{(n-1) \times S_T} \quad (18)$$

Мощность трансформатора на проектируемой подстанции Шалом:

$$S_p = \frac{\sqrt{P_{\text{ср}}^2 + Q_{\text{неск}}^2}}{n \times K_3} = \frac{\sqrt{31,67^2 + 14,3^2}}{n \times 0,7} = 26 \text{ МВА}$$

Для схемы ПС Шалом выбираем трансформатор ТДН-32000/110 с номинальной мощностью  $S_{\text{тном}} = 32 \text{ МВА}$ . Данный трансформатор выбран с учетом дальнейшего развития района подстанции.

После выбора трансформатора следует его проверка по коэффициентам загрузки в нормальном и послеаварийном режиме.

$$K_3^{\text{норм}} = \frac{\sqrt{P_{\text{ср}}^2 + Q_{\text{неск}}^2}}{n \times S_T} = 0,58$$

$$K_3^{\text{послеав}} = \frac{\sqrt{P_{\text{ср}}^2 + Q_{\text{неск}}^2}}{(n-1) \times S_T} = 1,16$$

Коэффициенты загрузки в нормальном и послеаварийном режиме входят в допустимые пределы и являются экономически рациональными, поэтому трансформатор выбран верно.

По результатам расчетов для схемы ПС Шалом оставляем трансформатор с номинальной мощностью 32 МВА.

#### **4.5. Выбор сечения**

Основным принципом выбора при проектировании сечений проводов и кабелей линий электропередачи является принцип экономической целесообразности варианта электрической сети, для сооружения которой эти линии предназначаются. Количественной характеристикой этого условия служит минимальное значение используемого экономического функционала на сооружение и эксплуатацию линии сети, выполненной выбранными проводами и кабелями.

В данной работе применено воздушное исполнение линии и выбор её сечения производится по методу экономических токовых интервалов по значениям расчетной токовой нагрузки.

Максимальный ток, протекающий по линии:

$$I_{max} = \frac{\sqrt{P_{max}^2 + Q_{неск}^2}}{\sqrt{3} \times U_{ном} \times n_{ц}} \quad (19)$$

где  $U$  - номинальное напряжение линии;

$n_{ц}$  - количество цепей.

Расчётное значение тока:

$$I_p = I_{max} \times a_i \times a_T \quad (20)$$

где  $a_i$  - коэффициент, учитывающий изменение нагрузки по годам эксплуатации линии, равный 1,05 для линии 110 кВ;

$a_T$  - коэффициент, учитывающий число часов использования максимальной нагрузки линии, равный 1.

Выбор сечения провода для разработанных вариантов:

Вариант 3:

$$I_{max} = \frac{\sqrt{38^2 + 14,3^2}}{\sqrt{3} \cdot 110 \cdot 2} = 107 \text{ A}$$

$$I_p = 107 \cdot 1,05 \cdot 1 = 113 \text{ A}$$

С учётом номинального напряжения участка, количеством цепей, температуры окружающей среды, района по гололёду и других климатических факторов к установке принимаем провод марки АС-185 с длительно допустимым током 510 А.

Вариант 5:

$$I_{max} = \frac{\sqrt{38^2 + 14,3^2}}{\sqrt{3} \cdot 110 \cdot 2} = 107 \text{ A}$$

$$I_p = 107 \cdot 1,05 \cdot 1 = 113 \text{ A}$$

С учётом номинального напряжения участка, количеством цепей, температуры окружающей среды, района по гололёду и других климатических факторов к установке принимаем провод марки АС-150 с длительно допустимым током 450 А.

## 5 ВЫБОР ОПТИМАЛЬНОГО ВАРИАНТА ЭЛЕКТРИЧЕСКОЙ СЕТИ

При технико-экономическом сравнении сопоставляются только допустимые по техническим требованиям варианты, в которых потребитель получает нужную электроэнергию заданного качества при соблюдении требуемой степени надежности.

Ранее были выбраны варианты схем №3 и №5. На данном этапе из них необходимо выбрать оптимальный по технико-экономическим показателям. Экономическим критерием, по которому определяют самый выгодный вариант, является минимум приведенных затрат, вычисляемый по формуле:

$$Z = I_{\Sigma} + E_H \cdot K \quad (21)$$

где  $I_{\Sigma}$  – суммарные издержки производства, тыс.руб;

$E_H$  – нормативный коэффициент экономической эффективности;

$K$  – капиталовложение в сооружение электросетевого комплекса, тыс.руб.

Нормативный коэффициент определяется по следующей формуле:

$$E_H = \frac{1}{T_H} \quad (22)$$

где  $T_H$  – срок окупаемости проекта.

### 5.1. Расчет капиталовложений

Применительно к электрическим сетям капитальные вложения состоят из капитальных вложений на сооружение подстанций ( $K_{ПС}$ ) и капитальных вложений на сооружение линий ( $K_L$ ):

$$K = K_{ПС} + K_L \quad (23)$$

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

Капитальные вложения на сооружение подстанций, тыс.руб.:

$$K_{\text{ПС}} = (K_{\text{от.з}} + K_{\text{пост}} + K_{\text{ру}} + K_{\text{тр}} + K_{\text{ку}}) \cdot K_{\text{п}} \cdot K_{\text{з}} \quad (24)$$

где  $K_{\text{от.з}}$  – стоимость отвода земли для строительства ПС;

$K_{\text{пост}}$  – постоянная часть затрат,

$K_{\text{ру}}$  – стоимость распределительных устройств,

$K_{\text{тр}}$  – затраты на установку трансформатора;

$K_{\text{ку}}$  – стоимость компенсирующих устройств, т.к. КУ устанавливается на стороне НН (10 кВ), то примем  $K_{\text{ку}} = 3500$  тыс. руб;

Стоимость отвода земли для строительства ПС определяется по формуле:

$$K_{\text{от.з}} = S_{\text{от.з}} \cdot Ц_{\text{от.з}} \quad (25)$$

где  $S_{\text{от.з}}$  – площадь отвода земли для строительства ПС 110 кВ по схеме «мостик» принимаем 12500 м<sup>2</sup>, а по схеме «два блока» 10000 м<sup>2</sup>

$Ц_{\text{от.з}}$  – стоимость отвода земли, принимаем 7 тыс.руб.

Капиталовложения рассчитаны с учётом коэффициента инфляции и зонального коэффициента.

## 5.2. Расчет эксплуатационных издержек

Ежегодные издержки на эксплуатацию сети включают в себя: издержки на эксплуатацию и ремонт, издержки на амортизацию, стоимость потерь электроэнергии.

Издержки на эксплуатацию и ремонт определяются по формуле:

$$I_{Э.Р} = \alpha_{тэоВЛ} \cdot K_{ВЛ} + \alpha_{тэоПС} \cdot K_{ПС} \quad (26)$$

где  $\alpha_{тэоВЛ}$  – нормы ежегодных отчислений на ремонт и эксплуатацию ВЛ;

$\alpha_{тэоПС}$  – нормы ежегодных отчислений на ремонт и эксплуатацию ПС.

Издержки на амортизацию за рассматриваемый период службы:

$$I_{АМ} = \frac{K}{T_{СЛ}} \quad (27)$$

Срок службы оборудования составляет 20 лет.

Издержки стоимости потерь электроэнергии состоят из величины потерь и стоимости потерь электрической энергии:

$$I_{\Delta W} = \Delta W \cdot C_{\Delta W} \quad (28)$$

### 5.3. Расчет среднегодовых затрат

Проведем расчет для двух выбранных вариантов.

Вариант 3

$$K_{ВЛ} = K_0 \cdot l_{ij} \cdot K_{инф} = 1687 \cdot 30 \cdot 7,6 = 384636$$

$$K_{ПС} = (K_{ТР} + K_{КУ} + K_{ОРУ} + K_{ПОСТ}) \cdot K_{инф} = (2 \cdot 8084 + 6 \cdot 6580 + 2 \cdot$$

$$9870 + 11891) \cdot 7,6 = 663320,4$$

$$K = K_{ВЛ} + K_{ПС} = 384636 + 663320,4 = 1047956,4$$

$$I_{Э.Р} = \alpha_{тэоВЛ} \cdot K_{ВЛ} + \alpha_{тэоПС} \cdot K_{ПС} = 0,067 \cdot 384636 + 0,059 \cdot 663320,4 = 64906,51$$

$$I_{АМ} = \frac{K}{T_{СЛ}} = \frac{1047956,4}{20} = 52397,82$$

$$I_{\Delta W} = \Delta W \cdot C_{\Delta W} = 0,955 \cdot 803 = 767$$

$$З = E \cdot K + И = 0,1 \cdot 1047956,4 + 118071,33 = 222867,33$$

Вариант 5

$$K_{ВЛ} = K_0 \cdot l_{ij} \cdot K_{инф} = 1495 \cdot 28 \cdot 7,6 = 318136$$

$$K_{\text{ПС}} = (K_{\text{ТР}} + K_{\text{КУ}} + K_{\text{ОРУ}} + K_{\text{ПОСТ}}) \cdot K_{\text{инф}} = (2 \cdot 8084 + 4 \cdot 6580 + 2 \cdot 9870 + 11891) \cdot 7,6 = 563304,4$$

$$K = K_{\text{ВЛ}} + K_{\text{ПС}} = 318136 + 563304,4 = 881440,4$$

$$I_{\text{Э.Р}} = \alpha_{\text{ТЭОВЛ}} \cdot K_{\text{ВЛ}} + \alpha_{\text{ТЭОПС}} \cdot K_{\text{ПС}} = 0,067 \cdot 318136 + 0,059 \cdot 563304,4 = 54550$$

$$I_{\text{АМ}} = \frac{K}{T_{\text{СЛ}}} = \frac{881440,4}{20} = 44072$$

$$I_{\Delta W} = \Delta W \cdot C_{\Delta W} = 1,013 \cdot 803 = 813$$

$$З = E \cdot K + I = 0,1 \cdot 881440,4 + 99435 = 187579,04$$

Полученные результаты сведем в таблицу 10.

Таблица 10 - Сравнение вариантов, тыс. руб.

Вариант	К, тыс. руб.	И, тыс. руб.	З, тыс. руб.
3	1047956,4	118071,33	222867,33
5	881440,4	99435	187579,04

Сравним:

$$\delta = \frac{З_{\text{сх3}} - З_{\text{сх5}}}{З_{\text{сх3}}} \cdot 100\% = 18\% \quad (29)$$

Если приведенные затраты отличаются больше, чем на 5%, то выбираем вариант, где среднегодовых затрат меньше. Если нет, то выбираем вариант, где меньше издержек на стоимость суммарных потерь. Для дальнейшего расчета выбираем схему № 5, так как она имеет меньшие среднегодовые затраты и меньшие издержки.

## 6 АНАЛИЗ ВЫБРАННОГО ВАРИАНТА

По результатам расчета технико-экономических показателей был выбран вариант 5, включающий в себя подключение подстанции Шалом по двухцепной линии к подстанции Биробиджан. Внесем изменения в узлы и ветви, добавив подстанцию Шалом и двухцепную линию.

Схемы потокораспределения для выбранного варианта приведены в приложении Б.

### 6.1. Расчет нормального режима

Таблица 11 - Токовая загрузка

Наименование ЛЭП	Марка провода	Токовая нагрузка ЛЭП, А	Допустимый ток, А
ВЛ 110 кВ Биробиджан-СК (С-51)	АС-120	49	390
ВЛ 110 кВ Биробиджан-Унгун с отпайками (С-57)	АС-185	85	510
ПС СК-(С-57)	АС-185	17	510
оп.15-оп.42	АС-185	99	510
оп.42-ПС Унгун	АС-150	52	450
ПС Биробиджан-ПС АРЗ (I цепь)	АС-120	2	390
ПС Биробиджан-ПС АРЗ (II цепь)	АС-120	2	390
ВЛ 110 кВ Биробиджан-БВС (С-53)	АС-185	84	510
оп.1Б-оп.42	АС-185	50	510
ВЛ 110 кВ БВС-КРС (С-54)	АС-185	66	510
ПС Унгун-оп.67	АС-120	41	390
оп.67-оп.253	АС-70	40	265
оп.253-оп.256	АС-120	41	390
оп.256-ПС Биджан	АС-95	41	330
ВЛ 110 кВ Биджан-Благословенное (С-62)	АС-120	38	390
ВЛ 110 кВ КРС-Ленинск (С-58)	АС-120	43	390
ВЛ 110 кВ Ленинск-Дежнево (С-59)	АС-120	11	390

## Продолжение таблицы 11

1	2	3	4
ВЛ 110 кВ Биджан-Дежнево (С-60)	АС-95	5	330
ВЛ 35 кВ Биробиджан-МК с отпайками (Т-136)	АС-120	6	390
ВЛ 35 кВ СК-МК с отпайками (Т-135)	АС-120	6	390
ПС Биробиджан – ПС Шалом (I цепь)	АС-150	181	450
ПС Биробиджан – ПС Шалом (II цепь)	АС-150	181	450

Таблица 12 - Отклонения напряжений

Название	Номинальное напряжение, кВ	Расчетное напряжение, кВ	Отклонение напряжения, %
ПС Биробиджан НН Т1	6	5.94	-1
ПС Биробиджан НН Т2	6	5.94	-1
ПС Биробиджан СН Т1	110	110	0
ПС Биробиджан СН Т2	110	110	0
ПС Биробиджан СН Т3	110	110	0
ПС Биробиджан СН Т4	35	34.1	-2.57
ПС Биробиджан НН Т4	6	5.5	-8.3
ПС Биробиджан СН Т5	35	34.1	-2.57
ПС Биробиджан НН Т5	6	5.5	-8.3
ТЭЦ НН Т1	6	5.8	-3.3
ТЭЦ НН Т2	6	5.8	-3.3
ПС АРЗ	110	110	0
ПС СК СН Т1	6	5.5	-8.3
ПС СК НН Т1	35	34.08	-2.63
ПС СК СН Т2	6	5.5	-8.3
ПС СК НН Т2	35	34.08	-2.63
ПС КРС	110	109.43	-0.52
ПС УНГУН	110	109.53	-0.43
ПС ЛЕНИНСК	110	108.6	-1.27
ПС ДЕЖНЕВО	110	108.63	-1.25
ПС БИДЖАН	110	108.54	-1.32
ПС БВС	110	109.83	-0.15
ПС БЛАГОСЛОВЕННОЕ	110	107.54	-2.23

## Продолжение таблицы 12

1	2	3	4
ПС Шалом НН Т1	10	9.77	-2.3
ПС Шалом НН Т2	10	9.77	-2.3

**6.2. Послеаварийный режим**

Таблица 13 - Токовая нагрузка

Наименование ЛЭП	Марка провода	Токовая нагрузка ЛЭП, А	Допустимый ток, А
ВЛ 110 кВ Биробиджан-СК (С-51)	АС-120	23	390
ВЛ 110 кВ Биробиджан-Унгун с отпайками (С-57)	АС-185	18	510
ПС СК-(С-57)	АС-185	18	510
оп.15-оп.42	АС-185	-	510
оп.42-ПС Унгун	АС-150	51	450
ПС Биробиджан-ПС АРЗ (I цепь)	АС-120	2	390
ПС Биробиджан-ПС АРЗ (II цепь)	АС-120	2	390
ВЛ 110 кВ Биробиджан-БВС (С-53)	АС-185	182	510
оп.1Б-оп.42	АС-185	51	510
ВЛ 110 кВ БВС-КРС (С-54)	АС-185	67	510
ПС Унгун-оп.67	АС-120	40	390
оп.67-оп.253	АС-70	39	265
оп.253-оп.256	АС-120	40	390
оп.256-ПС Биджан	АС-95	40	330
ВЛ 110 кВ Биджан-Благословенное (С-62)	АС-120	37	390
ВЛ 110 кВ КРС-Ленинск (С-58)	АС-120	44	390
ВЛ 110 кВ Ленинск-Дежнево (С-59)	АС-120	11	390

1	2	3	4
ВЛ 110 кВ Биджан-Дежнево (С-60)	АС-95	5	330
ВЛ 35 кВ Биробиджан-МК с отпайками (Т-136)	АС-120	8	390
ВЛ 35 кВ СК-МК с отпайками (Т-135)	АС-120	8	390
ПС Шалом (I цепь)	АС-150	181	450
ПС Шалом (II цепь)	АС-150	181	450

Таблица 14 - Отклонение напряжений

Название	Номинальное напряжение, кВ	Расчетное напряжение, кВ	Отклонение напряжения, %
ПС Биробиджан НН Т1	6	5.94	-1
ПС Биробиджан НН Т2	6	5.94	-1
ПС Биробиджан СН Т1	110	110	0
ПС Биробиджан СН Т2	110	110	0
ПС Биробиджан СН Т3	110	110	0
ПС Биробиджан СН Т4	35	34.1	-2.57
ПС Биробиджан НН Т4	6	5.5	-8.3
ПС Биробиджан СН Т5	35	34.1	-2.57
ПС Биробиджан НН Т5	6	5.5	-8.3
ТЭЦ НН Т1	6	5.8	-3.3
ТЭЦ НН Т2	6	5.8	-3.3
ПС АРЗ	110	110	0
ПС СК СН Т1	6	5.5	-8.3
ПС СК НН Т1	35	34.09	-2.6
ПС СК СН Т2	6	5.5	-8.3
ПС СК НН Т2	35	34.09	-2.6
ПС КРС	110	109.28	-0.65
ПС УНГУН	110	109.35	-0.59
ПС ЛЕНИНСК	110	108.45	-1.41
ПС ДЕЖНЕВО	110	108.47	-1.39
ПС БИДЖАН	110	108.37	-1.48

Продолжение таблицы 14

1	2	3	4
ПС БВС	110	109.69	-0.28
ПС БЛАГОСЛОВЕННОЕ	110	107.38	-2.38
ПС Шалом НН Т1	10	9.77	-2.3
ПС Шалом НН Т2	10	9.77	-2.3

Проведя анализ токовой загрузки и отклонений напряжения, можно заключить, что выбранный вариант подключения подстанции Шалом полностью подходит по всем условиям надежности.

## 7 РАСЧЕТ ТОКОВ КОРОТКОГО ЗАМЫКАНИЯ

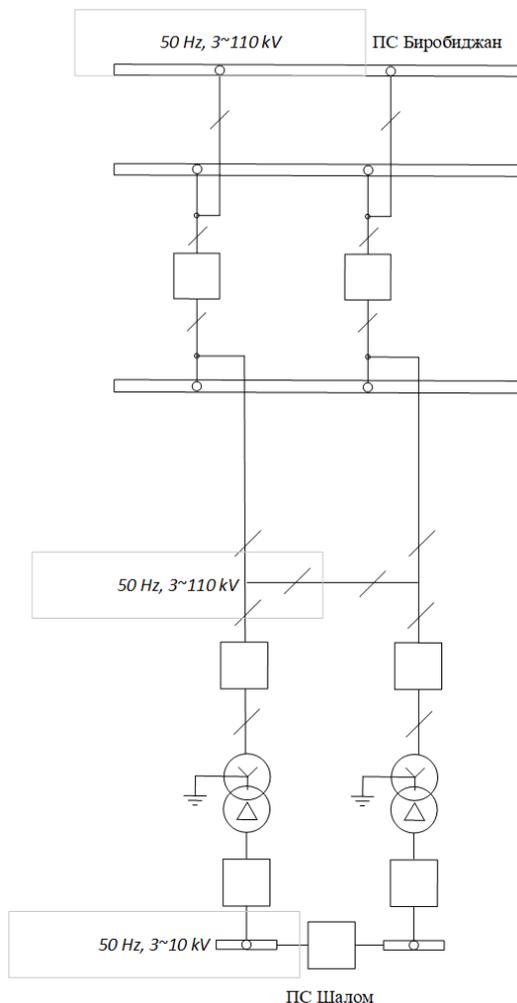


Рисунок 3 - Однолинейная схема эквивалента для расчета токов короткого замыкания

Расчет токов КЗ для ПС Шалом будет производиться в относительных единицах:

$$S_6=1000 \text{ МВА}; U_{61}=115 \text{ кВ}; U_{62}=10,5 \text{ кВ}$$

Сопротивление энергосистемы определяется по формуле:

$$X_c = \frac{S_6}{\sqrt{3} \cdot I_{КЗ} \cdot U_{cp}} \quad (30)$$

где  $U_{cp}$  – среднее номинальное напряжение сети

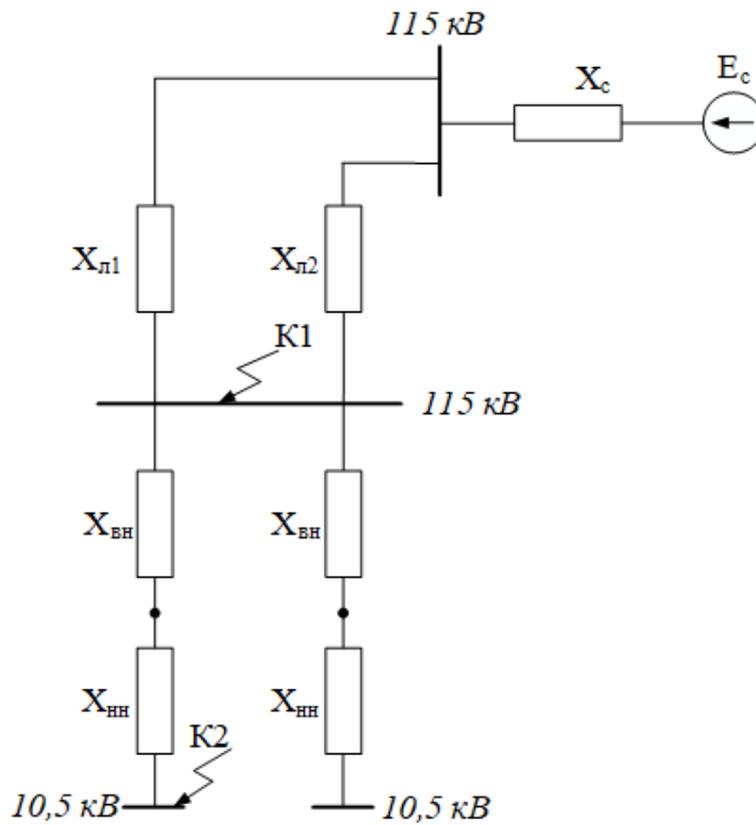


Рисунок 4 – схема замещения для токов короткого замыкания  
 Сопротивление энергосистемы определяется по формуле:

$$X_c = \frac{S_6}{\sqrt{3} \cdot I_{кз} \cdot U_{cp}} \quad (31)$$

где  $U_{cp}$  – среднее номинальное напряжение сети

$$X_c = \frac{1000}{\sqrt{3} \cdot 13,4 \cdot 115} = 0,037 \text{ о.е.}$$

Сопротивление воздушных линий:

$$X_{л} = x_0 \cdot L \cdot \frac{S_6}{U_{cp}^2} \quad (32)$$

где  $x_0$  – удельное сопротивление линии, Ом/км;

где  $L$  – длина линии, км.

$$X_{л.ВЛ1} = 0,249 \cdot 14 \cdot \frac{1000}{115^2} = 0,264 \text{ о.е.};$$

$$X_{л.ВЛ2} = 0,249 \cdot 14 \cdot \frac{1000}{115^2} = 0,264 \text{ о.е.}$$

Сопротивление трансформатора:

$$X_T = \frac{u_{к\%}}{100} \cdot \frac{S_6}{S_{ном}} \quad (33)$$

где  $u_{к\%}$  - напряжение короткого замыкания трансформатора, %;

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

Сопротивление трансформаторов:

$$X_T = \frac{10,5}{100} \cdot \frac{1000}{32} = 3,28 \text{ о.е.};$$

Суммарное сопротивление до точки К1:

$$X_{К1} = 0,037 + 0,132 = 0,169 \text{ о.е.} \quad (34)$$

Суммарное сопротивление до точки К2:

$$X_{К2} = 0,037 + 0,132 + 3,28 = 3,449 \text{ о.е.} \quad (35)$$

Находим базисные токи:

$$I_6 = \frac{S_6}{\sqrt{3} \cdot U_6} \quad (36)$$

$$I_{61} = \frac{1000}{\sqrt{3} \cdot 115} = 5,02 \text{ кА};$$

$$I_{\delta 2} = \frac{1000}{\sqrt{3} \cdot 10,5} = 54,9 \text{ кА};$$

Ток трехфазного КЗ в точке К1:

$$I_{\text{Пок1}}^{(3)} = \frac{E}{X_{\text{К1}}} \cdot I_{\delta 1} \quad (37)$$

где  $E$  – ЭДС системы.

$$I_{\text{Пок1}}^{(3)} = \frac{1}{0,169} \cdot 5,02 = 29,7 \text{ кА}$$

Ток трехфазного КЗ в точке К2:

$$I_{\text{Пок2}}^{(3)} = \frac{1}{3,449} \cdot 54,9 = 15,92 \text{ кА}$$

Ударный ток определяем по формуле:

$$i_{\text{уд}} = \sqrt{2} \cdot K_{\text{уд}} \cdot I_{\text{Пок}} \quad (38)$$

где  $K_{\text{уд}}$  – ударный коэффициент, выбирается исходя из удаленности расчетной точки и класса напряжения.

$$i_{\text{уд1}} = \sqrt{2} \cdot 1,8 \cdot 29,7 = 75,6 \text{ кА};$$

$$i_{\text{уд2}} = \sqrt{2} \cdot 1,8 \cdot 15,92 = 40,52 \text{ кА};$$

Ток двухфазного КЗ, рассчитаем по формуле:

$$I_{\text{ПокЗ}}^{(2)} = \frac{\sqrt{3}}{2} \cdot I_{\text{По}} \quad (39)$$

$$I_{\text{ПокЗ1}}^{(2)} = \frac{\sqrt{3}}{2} \cdot 29,7 = 25,72 \text{ кА};$$

$$I_{\text{ПокЗ2}}^{(2)} = \frac{\sqrt{3}}{2} \cdot 15,92 = 13,79 \text{ кА};$$

Таблица 15 – Значения токов двухфазного и трехфазного КЗ

Точка КЗ	$I_{\text{ПокЗ}}^{(3)}$	$I_{\text{ПокЗ}}^{(2)}$	$i_{\text{уд}}$
К1	29,7	25,72	75,6
К2	15,92	13,79	40,52

Полученные токи КЗ используются в расчетах для выбора оборудования.

## 8 ВЫБОР И ПРОВЕРКА ЭЛЕКТРООБОРУДОВАНИЯ НА ПРОЕКТИРУЕМОЙ ПОДСТАНЦИИ ШАЛОМ

В данном разделе проводится выбор распределительного устройства и оборудования, устанавливаемого на подстанции Шалом: выключатель, разъединитель, трансформатор напряжения, трансформатор тока, сборные шины, аккумуляторы, опорные изоляторы.

### 8.1. Выбор РУ

В качестве РУ ВН выбрано ОРУ – открытое распределительное устройство.

Схема ОРУ – 4Н – два блока с выключателями и неавтоматической перемычкой со стороны линий.

В качестве РУ НН выбрано КРУ - 10 кВ, серии КРУ-СЭЩ-63, предназначенное для приема и распределения электрической энергии промышленной частоты 50 и 60 Гц напряжением 10 кВ на токи 630 - 2 000 А.

### 8.2. Выбор выключателей

Выключатели выбирают по нормальному режиму и проверяют на отключающую способность и на стойкость токам КЗ.

По максимальным рабочим токам и установившимся напряжениям выбираем элегазовые выключатели наружной установки ОРУ 110 кВ:

Предварительно выбранный выключатель проверяют на отключающую способность, а также на динамическую и термическую стойкость токам КЗ.

Проведем проверку по термической устойчивости выключателя:

$$B_{к1} = I_{кз}^2 \cdot (t_{откл} + T_a); \quad (40)$$

$$B_k = 8,8^2 \cdot (3,085 + 0,03) = 241,2 \text{ MA}^2\text{c};$$

Выбор выключателей наружной установки ОРУ 110 кВ

Таблица 16 – Выключатель ВГТ – 110 – 40/2500У1

Паспортные данные	Расчётные данные	Проверка
$U_{НОМ} = 110 \text{ кВ}$	$U_{уст} = 110 \text{ кВ}$	$U_{уст} = U_{НОМ}$
$I_{НОМ} = 2500 \text{ А}$	$I_{max1} = 181 \text{ А}$	$I_{max} \leq I_{НОМ}$
$I_{отклном} = 40 \text{ кА}$	$I_{п0} = 8,8 \text{ кА}$	$I_{п0} \leq I_{отклном}$
$i_{вкл.} = 102 \text{ кА}$	$i_y = 75,6 \text{ кА}$	$i_y \leq i_{вкл.}$
$I_{пр.скв} = 40 \text{ кА}$	$I_{п0} = 8,8 \text{ кА}$	$I_{п0} \leq I_{пр.скв}$
$i_{пр.скв.} = 102 \text{ кА}$	$i_y = 75,6 \text{ кА}$	$i_y \leq i_{пр.скв.}$
$I_{вклном} = 40 \text{ кА}$	$I_{п0} = 8,8 \text{ кА}$	$I_{п0} \leq I_{вклном}$
$i_{аНОМ} = 22,627 \text{ кА}$	$i_{at} = 12,5 \text{ кА}$	$i_{at} \leq i_{аНОМ}$
$B_{кНОМ} = 4800 \text{ кА}^2\text{с}$	$B_k = 241,2 \text{ кА}^2\text{с}$	$B_k \leq B_{кНОМ}$

### 8.3. Выбор разъединителей

Разъединитель представляет собой коммутационный аппарат для напряжения свыше 1кВ, основное назначение которого – создавать видимый разрыв и изолировать части системы, электроустановки, отдельные аппараты от смежных частей, находящихся под напряжением, для безопасного ремонта.

На стороне 110 кВ выберем разъединители марки:

РГ–1–1–110/1000 УХЛ1 – с одним заземляющим ножом:

РГ–2–1–110/1000 УХЛ1– с двумя заземляющими ножами:

Таблица 17 – Разъединитель РГ2 – 110/1000 УХЛ1

Паспортные данные	Расчётные данные	Проверка
$U_{НОМ} = 110 \text{ кВ}$	$U_{уст} = 110 \text{ кВ}$	$U_{уст} = U_{НОМ}$
$I_{НОМ} = 1000 \text{ А}$	$I_{max1} = 181 \text{ А}$	$I_{max} \geq I_{НОМ}$

1	2	3
$I_{\text{пр.СКВ}} = 80 \text{ кА}$	$i_y = 75,6 \text{ кА}$	$i_y \leq i_{\text{пр.СКВ}}$
Главные ножи		
$B_{\text{КНОМ}} = 31,5^2 \cdot 2$ $= 1984 \text{ МА}^2\text{с}$	$B_k = 241,2 \text{ МА}^2\text{с}$	$B_k \leq B_{\text{КНОМ}}$
Заземляющие ножи		
$B_{\text{КНОМ}} = 31,5^2 \cdot 1$ $= 992 \text{ МА}^2\text{с}$	$B_k = 241,2 \text{ МА}^2\text{с}$	$B_k \leq B_{\text{КНОМ}}$

#### 8.4. Выбор трансформаторов тока

Трансформатор тока – это электрическое устройство, предназначенное для уменьшения первичного тока до значений, которые были бы наиболее удобны для измерительных приборов и релейной защиты, а также для отделения цепей измерения и защиты от первичных цепей высокого напряжения.

Трансформаторы тока (ТТ) могут подключаться в одну, две и три фазы в зависимости от напряжения и назначения цепи:

Устанавливают ТТ во всех цепях, где есть выключатели (по одному комплекту), и обязательно в цепи генератора даже без генераторного выключателя. Количество комплектов ТТ в генераторной цепи зависит от мощности генератора.

Таблица 18 - Зависимость длины соединительных проводов напряжения

$U_H, \text{кВ}$	$l, \text{м}$
110	60-75
10	10

Принимаем кабель АКРНГ с жилами сечением 4 мм<sup>2</sup>, тогда сопротивление провода будет равно:

$$r_{\text{пр}} = \frac{\rho \cdot l_{\text{расч}}}{q}; \quad (41)$$

$$Z_{2\text{н}} = r_{\text{приб}} + r_{\text{пр}} + r_{\text{к}}; \quad (42)$$

где  $r_{\text{приб}}$  – суммарное сопротивление последовательно включенных обмоток;

$r_{\text{пр}}$  – сопротивление проводов, соединяющих ТТ с приборами;

$r_{\text{к}}$  – переходное сопротивление контактов (принимаем равным 0,1 Ом).

$$r_{\text{приб}} = \frac{S_{\text{приб}}}{I_{2\text{н}}^2}; \quad (43)$$

ОРУ 110 кВ:

$$r_{\text{пр}} = \frac{0,0283 \cdot 75}{4} = 0,53 \text{ Ом};$$

$$r_{\text{приб}} = \frac{0,7}{5^2} = 0,028 \text{ Ом};$$

$$Z_{2\text{н}} = 0,028 + 0,53 + 0,1 = 0,66 \text{ Ом};$$

Таблица 19 – Измерительные приборы и приборы учета в ячейках РУ 110 кВ

Прибор	Количество	Тип	Нагрузка по фазам, В·А		
			А	В	С
Трансформаторы					
Амперметр	2	ЦП 8501/10	1,5	1,5	1,5

1	2	3	4	5	6
Ваттметр	2	ЦП 8506/120	0,3	0,3	0,3
Варметр	2	ЦП 8506/120	0,3	0,3	0,3
Счетчик комплексный	2	СЕ303-R33	1,5	1,5	1,5
Линии 110					
Амперметр	7	ЦП 8501/10	7,5	7,5	7,5
Ваттметр	7	ЦП 8506/120	1,5	1,5	1,5
Варметр	7	ЦП 8506/120	1,5	1,5	1,5
Счетчик комплексный	7	СЕ303-R33	7,5	7,5	7,5

Таблица 20 – Каталожные и расчетные данные трансформатора тока

Каталожные данные	Расчетные данные	Условия выбора
$U_{ном} = 110$ кВ	$U_{уст} = 110$ кВ	$U_{уст} \leq U_n$
$I_{ном} = 500$ А	$I_{раб.мах} = 267,2$ А	$I_{раб.мах} \leq I_n$
$Z_{2н} = 0,8$ Ом (для класса точности 0,2S)	$Z_2 = 0.66$ Ом	$Z_2 \leq Z_{2н}$
$i_{пр.скв} = 79$ кА	$I_{уд} = 20$ кА	$I_{уд} \leq i_{пр.скв}$
$B_{Кном} = 31,5^2 \cdot 3 = 2977$ кА <sup>2</sup> ·с	$B_k = 241,2$ кА <sup>2</sup> ·с	$B_{Кном} > B_k$

Из расчетных данных видно, что трансформатор тока ТОГФ 110 удовлетворяет всем условиям.

## 8.5. Выбор 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.

Определим нагрузку от приборов, присоединённых к трансформаторам напряжения, которые установлены на каждой секции шин РУ 110 кВ.

Таблица 21 – Вторичная нагрузка ТН на ВН

Прибор	Тип	S одной обмотки	Число обмоток	Число прибор.	S приборов
Вольтметр	Э335	2	1	2	4
Вольтметр регистрирующий	Н-394	10	1	2	20
Счётчик активной энергии	DAN 14 04	8	2	2	32
Счётчик реактивной энергии	DRN 14 04	8	2	2	32
Итого					84

Суммарная мощность приборов:

$$248 \text{ ВА} \leq 300 \text{ ВА}$$

Таблица 22 – Сопоставление каталожных и расчетных данных для ТН

Каталожные данные	Расчетные данные	Условия выбора
$U_{ном} = 110 \text{ кВ}$	$U_{уст} = 110 \text{ кВ}$	$U_{уст} \leq U_{ном}$

1	2	3
$S_{НОМ} = 100 \text{ ВА}$ (для класса точности 0,2S)	$S_{\Sigma} = 84 \text{ ВА}$	$S_{\Sigma} \leq S_{НОМ}$

### 8.6. Выбор ОПН

Выбираем ОПН первоначально по номинальному напряжению сети из условия:

$$U_{НОМ} \geq U_{РАБ} \quad (44)$$

Принимаем первоначально ОПН–П1–110/105/10 У1 по номинальному напряжению 110 кВ.

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

Проводим проверку по наибольшему рабочему напряжению ОПН:

$$U_{НОМ.МАХ} \geq U_{РАБ.МАХ} \quad (45)$$

$$U_{РАБ.МАХ} = \frac{1,15 \cdot U_{РАБ}}{\sqrt{3}} \quad (46)$$

$$U_{РАБ.МАХ} = \frac{1,15 \cdot 110}{\sqrt{3}} = 89,44 \text{ кВ} \quad (47)$$

$$105_{\text{кВ}} \geq 89,44_{\text{кВ}}$$

Энергия, пропускаемая ОПН во время грозового импульса в сетях 110-750 кВ определяется как:

$$\mathcal{E} = \left( \frac{U - U_{\text{ост}}}{Z_B} \right) \cdot U_{\text{ост}} \cdot 2T \cdot n, \quad (48)$$

где  $U$  – величина неограниченных перенапряжений;

$U_{\text{ост}}$  – остающееся напряжение на ограничителе (596 кВ);

$Z_B$  – волновое сопротивление линии с учетом импульсной короны, составляет 740 Ом;

$T$  – время распространения волны;

$n$  – количество последовательных токовых импульсов, равное 1.

Величина неограниченных перенапряжений:

$$U = \frac{U_0}{1+k \cdot l \cdot U_0}, \quad (49)$$

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, определяется из ПУЭ и принимается 2,5 км.

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

Время распространения волны:

$$T = \frac{l}{\beta \cdot c}, \quad (50)$$

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

$c$  – скорость распространения волны, составляет 300000 км/с.

$$T = \frac{3 \cdot 10^6}{0,91 \cdot 3000000} = 10,99 \text{ мкс}$$

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

Далее определяется удельная энергоемкость ОПН:

$$\mathcal{E}' = \frac{\mathcal{E}}{U_{\text{НОМ}}} \quad (51)$$

$$\mathcal{E}' = \frac{849,74}{110} = 3,86 \frac{\text{кДж}}{\text{кВт}}$$

Используется ОПН третьего класса энергоемкости, так как удельная энергия поглощения находится в пределах  $3,2 \frac{\text{кДж}}{\text{кВт}} \leq 3,86 \frac{\text{кДж}}{\text{кВт}} \leq 4,5 \frac{\text{кДж}}{\text{кВт}}$

Таблица 23 – Параметры ОПН–П1–110/105/10 УХЛ1

Тип ОПН	ОПН–П1–110/105/10 УХЛ1
Класс напряжения сети, кВ	110
Наибольшее длительно допустимое рабочее напряжение, кВ	105
Номинальный разрядный ток, кА	10
Остающееся напряжение, кВ	596
Длина пути утечки, см	630
Удельная энергоемкость одного импульса тока, кДж/кВ	4,5

### 8.7. Выбор и проверка ошиновки РУ ВН

Принимаем гибкую ошиновку, АС 150/24.

$$I_{\text{доп}} = 925 \text{ А};$$

Выбор сечения шин производится по допустимому току:

$$I_{maxBH} \leq I_{ДОП}; \quad (52)$$

181 ≤ 925 – условие выполняется.

Минимальное сечение по условию термической стойкости:

$$q_{min} = \frac{\sqrt{B_k}}{c} \quad (53)$$

$$q_{min} = \frac{\sqrt{88,6 \cdot 10^6}}{91} = 103,4 \text{ мм}^2$$

$q_{min}$  – условие выполняется.

Таблица 24 - Сопоставление данных для жестких шин на ОРУ 110 кВ

Каталожные данные	Расчетные данные	Условия выбора
$I_{ном} = 1000 \text{ А}$	$I_{раб.мах} = 181 \text{ А}$	$I_{раб.мах} \leq I_{ном}$
$B_{к.ном} = 11907 \text{ кА}^2\text{с}$	$B_k = 88,6 \text{ кА}^2\text{с}$	$B_k \leq B_{к.ном}$
$q = 632 \text{ мм}^2$	$q_{min} = 103,4 \text{ мм}^2$	$q_{min}$

### 8.8. Выбор и проверка ячеек КРУ 10 кВ.

Таблица 25 – Параметры КРУ-СЭЩ-63-10

Параметры	Значения
Номинальное напряжение, кВ	10
Номинальный ток сборных шин шкафов, А	630
Номинальный ток отключения вакуумных выключателей, кА	20

1	2
Электродинамическая стойкость, кА	51
Термическая стойкость, кА/с	20
Тип выключателя	Вакуумный
Тип привода к выключателю	Встроенный электромагнитный

Выбор ячеек КРУ производится аналогично выбору выключателей.

1 По напряжению установки:

$$10_{\text{кВ}} \geq 10_{\text{кВ}}.$$

2 По току продолжительного режима:

$$1600_{\text{А}} \geq 181_{\text{А}}.$$

Проверка ячеек КРУ.

1) По отключающей способности: на отключение периодической составляющей тока КЗ и на отключение полного расчётного тока КЗ КРУ проверяется при выборе встроенных в него выключателей

Номинальное допускаемое значение аperiodической составляющей в отключаемом токе для времени  $t$  рассчитывается для встроенного выключателя.

2) По термической стойкости выключателя

Тепловой импульс:

$$W_K = I_{п.0.к2}^2 \cdot (t_{отк} + T_{а.к2}), \quad (54)$$

$$W_K = 13,79^2 \cdot (0,051 + 0,01) = 119,81_{\text{кА}^2\text{с}}$$

$$2460_{\text{кА}} \geq 119,81_{\text{кА}}.$$

3) По электродинамической стойкости:

$$i_{\text{пр.скв}} \geq i_{\text{уд.к2}}, \quad (54)$$

$$81 \text{ кА} \geq 40,52 \text{ кА}$$

Сопоставление приведено в таблице 5.

Таблица 26 – Условия выбора и проверки ячеек КРУ

Каталожные данные	Расчетные данные	Условия выбора и проверки
$U_{\text{НОМ}} = 10 \text{ кВ}$	$U_{\text{уст}} = 10 \text{ кВ}$	$U_{\text{уст}} \leq U_{\text{НОМ}}$
$I_{\text{НОМ}} = 1600 \text{ А}$	$I_{\text{раб.мах}}$	$I_{\text{раб.мах}} \leq I_{\text{НОМ}}$
$i_{\text{дин}} = 81 \text{ кА}$	$i_{\text{уд}} = 40,52 \text{ кА}$	$i_{\text{уд}} \leq i_{\text{дин}}$
$B_{\text{к.НОМ}} = 2460 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$	$B_{\text{к}} = 119,81 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$	$B_{\text{к}} \leq B_{\text{к,НОМ}}$

КРУ марки СЭЩ-63-10 удовлетворяет условиям проверки и может быть принято к эксплуатации.

В качестве силовых выключателей в КРУ применяются ВВУ-СЭЩ-10.

Вакуумный выключатель, оснащенный электромагнитным и пружинно-моторным приводом, рассчитанный под напряжение 10 кВ, удовлетворяет всем требованиям и условиям проверки.

Таблица 27 – Сопоставление каталожных и расчетных данных при выборе вводного выключателя 10 Кв

Каталожные данные	Расчетные данные	Условия выбора и проверки
$U_{\text{НОМ}} = 10 \text{ кВ}$	$U_{\text{уст}} = 10 \text{ кВ}$	$U_{\text{уст}} \leq U_{\text{НОМ}}$
$I_{\text{НОМ}} = 1250 \text{ А}$	$I_{\text{раб.мах}}$	$I_{\text{раб.мах}} \leq I_{\text{НОМ}}$
$I_{\text{НОМ.откл}} = 40 \text{ кА}$	$I_{\text{н.о}} = 15,92 \text{ кА}$	$I_{\text{н.о}} \leq I_{\text{НОМ.откл}}$

1	2	3
$i_{\text{ВКЛ}} = 81 \text{ кА}$	$i_{\text{уд}} = 40,52 \text{ кА}$	$i_{\text{уд}} \leq i_{\text{ВКЛ}}$
$I_{\text{ВКЛ}} = 40 \text{ кА}$	$I_{\text{н.о}}^3 = 16 \text{ кА}$	$I_{\text{н.о}}^3 \leq I_{\text{ВКЛ}}$
$B_{\text{к.НОМ}} = 2460 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$	$B_{\text{к}} = 119,81 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$	$B_{\text{к}} \leq B_{\text{к.НОМ}}$

Выбранные выключатели на стороне 10 кВ полностью удовлетворяют условиям проверки.

### 8.9. Выбор ОПН

Выбираем ОПН первоначально по номинальному напряжению сети из условия:

$$U_{\text{НОМ}} \geq U_{\text{РАБ}} \quad (55)$$

Принимаем первоначально ОПН-П1-10/8,5/10 ХЛ1 по номинальному напряжению 10 кВ.

$$10 \text{ кВ} \geq 10 \text{ кВ.}$$

Проводим проверку по наибольшему рабочему напряжению ОПН:

$$U_{\text{НОМ.МАХ}} \geq U_{\text{РАБ.МАХ}} \quad (56)$$

$$U_{\text{РАБ.МАХ}} = \frac{1,15 \cdot 10}{\sqrt{3}} = 8,9 \text{ кВ};$$

$$10 \text{ кВ} \geq 8,9 \text{ кВ.}$$

Энергия пропускаемая ОПН во время грозового импульса для сетей

10 кВ определяется:

$$\mathcal{E} = 0,5 \cdot C \cdot [(K_{II} \cdot 0,82 \cdot U_{НР})^2 - (1,77 \cdot U_{НД})^2] \quad (57)$$

где  $C$  – емкость кабельной линий;

$K_{II}$  – кратность резонансных перенапряжений, равная 2,5;

$U_{НР}$  – наибольшее рабочее напряжение сети;

$U_{НД}$  – наибольшее допустимое напряжение ОПН.

Ёмкость кабельной линий определяется как:

$$C = l \cdot C_0 \quad (58)$$

где  $C_0 = 0,25$  мкФ/км;

$l = 4,35$  км – длина самой длинной линии в сети 10 кВ.

$$C = 4,35 \cdot 0,25 = 1,1 \text{ мкФ};$$

$$\mathcal{E} = 0,5 \cdot 1,1 \cdot [(2,5 \cdot 0,82 \cdot 10)^2 - (1,77 \cdot 10,5)^2] = 41,17 \text{ кДж}.$$

Удельная энергоёмкость ОПН составит:

$$\mathcal{E}' = \frac{41,17}{10} = 4,12 \text{ кДж/кВ}$$

Используется ОПН третьего класса энергоёмкости, так как удельная энергия поглощения находится в пределах  $3,2 \leq 4,12 \leq 4,5 \frac{\text{кДж}}{\text{кВт}}$ .

Выбранный ОПН удовлетворяет условиям проверки.

Таблица 28 - Параметры ОПН-П1-10/8,5/10 ХЛ1

Тип ОПН	ОПН-П1-10/8,5/10 ХЛ1
Класс напряжения сети, кВ	10
Наибольшее длительно допустимое рабочее напряжение, кВ	8,5
Номинальный разрядный ток, кА	10
Остающееся напряжение, кВ	13
Длина пути утечки, см	88
Удельная энергоемкость одного импульса тока, кДж/кВ	4,5

## 9 РАЗРАБОТКА МОЛНИЕЗАЩИТЫ И ЗАЗЕМЛЕНИЯ

Данный раздел предусматривает расчет контура заземления, зон молниезащиты и подбор ОПН для проектируемой подстанции

### 9.1 Расчет заземления

Защитное заземление обеспечивает безопасность персонала, предотвращая поражение электрическим током при касании металлических частей электроустановки [14]. Оно применяется ко всем нетоковедущим металлическим элементам (корпусам оборудования, конструкциям щитов, кабельным муфтам и т.д.), которые могут оказаться под напряжением при повреждении изоляции.

Рабочее заземление обеспечивает нормальное функционирование электроустановок, включая заземление нейтралей трансформаторов и дугогасящих катушек. Молниезащитное заземление служит для безопасного отвода грозовых разрядов в грунт.

Расчет заземления ПС представляет собой расчет стационарного и импульсного сопротивления заземлителя, расчет геометрических параметров сетки заземлителя и проверка электродов на термическую и коррозионную стойкость [14].

Контур сетки заземления располагается на расстоянии не менее 1-1,5 м от оборудования.

Рассчитываем площадь, используемую под заземление подстанции.

$$S = (A + 2 \cdot 1,5) \cdot (B + 2 \cdot 1,5) \quad (59)$$

где  $A=80$  – ширина территории, занимаемая заземлителем

где  $B=50$  – длина территории, занимаемая заземлителем.

$$S = (80 + 2 \cdot 1,5) \cdot (50 + 2 \cdot 1,5) = 4399 \text{ м}^2$$

Принимаем диаметр проводников сетки, выполненных в виде прутков, 10 мм. Определяем механическую прочность:

$$F_{\text{м.п.}} = \pi \cdot r^2 \quad (60)$$

$$F_{\text{м.п.}} = 3,14 \cdot 5^2 = 78,5 \text{ мм}^2$$

Проверяем термическую стойкость:

$$F_{\text{т.с.}} = \sqrt{\frac{I_{\text{кз}}^{(1)2} \cdot t}{400 \cdot \beta}} \quad (61)$$

где  $t$  – время протекания тока КЗ, с;

где  $\beta$  - коэффициент, для стали равный 21;

где  $I_{\text{кз}}^{(1)}$  - ток однофазного КЗ.

$$F_{\text{т.с.}} = \sqrt{\frac{2,02 \cdot 0,1}{400 \cdot 21}} = 6,9 \text{ мм}^2$$

Выбранное сечение проверяем на коррозионную стойкость:

$$F_{\text{кор}} = \pi \cdot S_{\text{ср}} \cdot (D_{\text{пр}} + S_{\text{ср}}) \quad (62)$$

где  $D_{\text{пр}}$  – диаметр прутков;

где  $S_{\text{ср}}$  – площадь прутка.

$$S_{\text{ср}} = a_K \cdot \ln \cdot T^3 + b_K \cdot \ln \cdot T^2 + c_K \cdot \ln \cdot T + \alpha_K \quad (63)$$

где  $T$  – расчетный срок службы заземлителя, 240 месяцев;

где  $a_K, b_K, c_K, \alpha_K$  - коэффициенты, зависящие от грунтовых условий.

$$S_{\text{ср}} = 0,0026 \cdot \ln 240^3 + 0,00915 \cdot \ln 240^2 + 0,0104 \cdot \ln 240 + 0,0224 =$$

0,78 мм

$$F_{\text{кор}} = 3,14 \cdot 0,78 \cdot (10 + 0,78) = 26,4 \text{ мм}^2$$

Проверяем сечение по условию:

$$F_{\text{м.п}} \geq F_{\text{кор}} + F_{\text{т.с}} \quad (64)$$

$$78,5 \geq 26,4 + 6,9$$

Для третьей климатической зоны толщина сезонных изменений грунта равна 2 м. Принимаем глубину заложений вертикального прутка 0,8 м, длиной 5 м и диаметров 10 мм. Расстояние между полосами сетки 6 метров.

Общая длина горизонтальных полос в сетке:

$$L_r = (A + 2 \cdot 1,5) \cdot \frac{B+2 \cdot 1,5}{5} + (B + 2 \cdot 1,5) \cdot \frac{A+2 \cdot 1,5}{5} \quad (65)$$

$$L_r = (80 + 2 \cdot 1,5) \cdot \frac{50+2 \cdot 1,5}{5} + (50 + 2 \cdot 1,5) \cdot \frac{80+2 \cdot 1,5}{5} = 1769,6$$

Определяем количество вертикальных электродов:

$$n_B = \frac{4 \cdot \sqrt{S}}{a} \quad (66)$$

где  $a$  – расстояние между вертикальными электродами, примем 12 м.

$$n_B = \frac{4 \cdot \sqrt{4399}}{12} = 22,1$$

Принимаем количество вертикальных электродов равное 23.

Стационарное сопротивление заземлителя:

$$R_c = \rho \cdot \left( \frac{A}{\sqrt{S}} + \frac{1}{L_r + 19 + L_B} \right) \quad (67)$$

где  $\rho$  - удельное сопротивление грунта [18].

где  $A$  – коэффициент, зависящий от соотношения длины вертикальных электродов и площади ПС;

где  $L_B=5$  – длина вертикальных электродов.

$$R_c = 600 \cdot \left( \frac{0,4}{\sqrt{4399}} + \frac{1}{1769,6+23+5} \right) = 3,95 \text{ Ом}$$

Рассчитаем импульсное сопротивление грунта:

$$R_{И} = R_c \cdot \alpha_{И} \quad (68)$$

$$\alpha_{И} = \sqrt{\frac{1500 \cdot \sqrt{S}}{(\rho + 320) \cdot (I_M + 45)}} \quad (69)$$

где  $I_M$  – ток молнии, принимается равным 60 кА.

$$\alpha_{И} = \sqrt{\frac{1500 \cdot \sqrt{4399}}{(600 + 320) \cdot (60000 + 45)}} = 0,042$$

$$R_{И} = 0,166 \leq 0,5$$

Полученное сопротивление заземлителя менее 0,5 Ом удовлетворяет требованиям ПУЭ.

## 9.2 Защита от прямых ударов молнии

Оптимальное размещение и количество молниеотводов на подстанции определяется на основе анализа их защитных зон. Под защитной зоной

понимается пространственный объем вокруг молниеотвода, где вероятность прямого удара молнии в оборудование не превышает 0,05 или 0,005 по сравнению с незащищенной территорией. Высоту для всех молниеотводов принимаем равной 30 м. Самый высокий защищаемый объект – линейный портал высотой 11 метров.

$$h_{эф} = 0,85 \cdot h \quad (70)$$

где  $h$  – высота молниеотвода, м;

где  $h_{эф}$  – эффективная высота молниеотвода, м.

$$h_{эф} = 0,85 \cdot 30 = 25,5 \text{ м}$$

$$r_0 = (1,1 - 0,002 \cdot h) \cdot h \quad (71)$$

где  $r_0$  – радиус основания.

$$r_0 = (1,1 - 0,002 \cdot 30) \cdot 30 = 31,2 \text{ м}$$

Границы внутренней области зоны защиты:

$$r_{ci} = \frac{h_{cx} - h}{h_{cx}} \cdot r_{c0} \quad (72)$$

где  $h_{cx}$  – высота внутренней зоны защиты;

где  $r_c$  – половина ширины внутренней зоны защиты.

Расчет внутренней зоны защиты:

$$h_{12} = h_{эф} - (0,17 + 3 \cdot 10^{-4} \cdot h) \cdot (L - h) \quad (73)$$

$$h_{12} = 25,5 - (0,17 + 3 \cdot 10^{-4} \cdot 30) \cdot (67,7 - 30) = 18,8 \text{ м}$$

Радиус зоны защиты молниеотвода:

$$r_{c0} = r_0 \cdot \left(1 - \frac{0,2 \cdot (L - 2 \cdot h)}{h}\right) \quad (74)$$

$$r_{c0} = 31,2 \cdot \left(1 - \frac{0,2 \cdot (67,7 - 2 \cdot 30)}{30}\right) = 29,6 \text{ м}$$

Границы внутренней области зоны защиты:

$$r_{c12} = r_{c0} \cdot \frac{h_{cx12} - h_x}{h_{cx12}} \quad (75)$$

$$r_{c12} = 31,2 \cdot \frac{18,8 - 11}{18,8} = 12,9 \text{ м}$$

Рассчитаем радиус зоны защиты на уровне линейного портала:

$$r_x = r_0 \cdot \left(1 - \frac{h_{\pi}}{h_{\text{эф}}}\right) \quad (76)$$

$$r_x = 31,2 \cdot \left(1 - \frac{11}{25,5}\right) = 17,7 \text{ м}$$

По приведенным результатам проектируем зоны защиты молниеотводов.

## 10 РЕЛЕЙНАЯ ЗАЩИТА И АВТОМАТИКА

### 10.1. Расстановка релейной защиты и автоматики

В качестве основных устройств релейной защиты на линии применяются:

- Многоступенчатая дистанционная защита (ДЗ) – выполняет функции основной и резервной защиты при междуфазных КЗ, обеспечивая селективное отключение поврежденного участка по зонам действия.
- Токовая защита нулей последовательности (ТЗНП) – служит для обнаружения и отключения однофазных замыканий на землю, реагируя на токи нулевой последовательности.
- Токовая отсечка – используется в качестве дополнительного (резервного) средства защиты, обеспечивающего быстрое отключение при близких коротких замыканиях с большими токами повреждения.

Современные микропроцессорные защиты обеспечивают комплексную дистанционную защиту, функционирующую при любых видах повреждений, включая междуфазные короткие замыкания и замыкания на землю. В схеме защиты используются реле сопротивления, которые подключаются через трансформаторы напряжения и трансформаторы тока к первичным цепям в начале защищаемой линии электропередачи [32].

### 10.2. Защита трансформатора

Дифференциальная токовая защита призвана для основной и наиболее важной защиты силовых трансформаторов на подстанциях, для обеспечения их надежной и безопасной работы. Принцип ее действия основан на непрерывном сравнении токов, протекающих через первичные обмотки трансформатора с разных сторон напряжения, используя трансформаторы тока, установленные на всех сторонах защищаемого трансформатора, которые передают пропорционально преобразованные токи на реле дифференциальной защиты [18].

При нормальном режиме работы трансформатора сумма токов, приведенных к одной стороне равна нулю, однако при возникновении внутреннего повреждения появляется приращение тока, величина которого

превышает установленное значение срабатывания защиты. В этом случае защита мгновенно выдаёт команду на оперативное отключение всех сторон трансформатора, полностью устраняя с него напряжение, благодаря чему предотвращается развитие аварии. Такая защита обладает селективностью – свойство системы защиты реагировать только на повреждения в зоне трансформатора, не затрагивая смежные участки сети.

Газовая защита трансформатора представляет собой уникальную систему безопасности, работающую по принципу раннего предупреждения о внутренних неисправностях оборудования. В отличие от других видов защит, реагирующих на электрические параметры, она отслеживает физико-химическое состояние трансформаторного масла, что делает ее незаменимой для выявления скрытых дефектов. Принцип её действия основан на естественных процессах, происходящих при повреждениях внутри трансформатора. Когда возникают такие неисправности, как межвитковые замыкания, пробой изоляции или локальные перегревы, в зоне повреждения происходит резкое повышение температуры, которое вызывает термическое разложение масла и изоляционных материалов. Данный процесс сопровождается выделением характерной газовой смеси, состоящей преимущественно из водорода, метана и малого количества ацетилена. Образовавшиеся газы начинают подниматься вверх по маслопроводу и попадают в специальную камеру газового реле - основного чувствительного элемента защиты. Современные газовые реле имеют сложную двухступенчатую систему реагирования. При медленном газовыделении, характерном для начинающих дефектов, срабатывает предупредительная ступень, подающая сигнал тревоги. Это позволяет персоналу заранее узнать о проблеме. В случае быстрого газообразования, свидетельствующего о серьезном повреждении, активируется аварийная ступень, которая немедленно отключает трансформатор от сети.

Особую ценность газовая защита представляет благодаря своей способности обнаруживать:

- начальные стадии межвитковых замыканий

- локальные перегревы магнитопровода
- постепенное старение изоляции
- механические повреждения в изоляционных конструкциях
- нарушения контактов в переключателях ответвлений

В современных энергосистемах газовая защита выполняет несколько критически важных функций. Во-первых, она служит последней стадией защиты, перехватывая те повреждения, которые не смогли обнаружить другие системы. Во-вторых, она обеспечивает раннюю диагностику дефектов, позволяя планировать ремонты до возникновения серьезной аварии. В-третьих, благодаря анализу состава и скорости газовыделения она помогает точно определять характер повреждения.

Эффективность газовой защиты во многом зависит от правильного монтажа и обслуживания. Критически важными являются:

- соблюдение угла наклона маслопровода
- регулярная проверка герметичности системы
- контроль состояния контактов реле
- анализ состава накопленных газов
- своевременная замена уплотнительных элементов

Таким образом, газовая защита остается уникальным и незаменимым элементом системы безопасности трансформаторов с простой конструкцией.

### **10.3. Расчет уставок дифференциальной защиты трансформатора**

Дифференциальная защита трансформатора реализована на базе микропроцессорного терминала «Сириус-ТЗ» [32].

Рассчитаем номинальные токи для трансформатора:

$$I_{\text{ном.}} = \frac{S_{\text{ном}}}{\sqrt{3} \cdot U_{\text{ном}}} \quad (77)$$

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

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

$$I_{\text{ном.ВН}} = \frac{32000}{\sqrt{3} \cdot 115} = 160,65 \text{ А};$$

$$I_{\text{ном.НН}} = \frac{32000}{\sqrt{3} \cdot 11} = 1679,56 \text{ А}.$$

Коэффициенты трансформации:

$$K_{\text{тр.ВН}} = \frac{200}{5} = 40;$$

$$K_{\text{тр.НН}} = \frac{1500}{5} = 300.$$

Рассчитываем вторичные токи:

$$I_{\text{ном.В}} = \frac{I}{K} \tag{78}$$

$$I_{\text{ном.В.ВН}} = \frac{160,65}{40} = 4,02 \text{ А};$$

$$I_{\text{ном.В.НН}} = \frac{1679,56}{300} = 5,59 \text{ А}.$$

Рассчитываем ток срабатывания дифференциальной защиты:

$$I_{\text{с.з.}} = K_{\text{зап}} \cdot I_{\text{ном}} \tag{79}$$

где  $K_{\text{зап}}$  – коэффициент запаса, принимаем 1,5.

$$I_{\text{с.з.ВН}} = 1,5 \cdot 160,65 = 240,98 \text{ А};$$

$$I_{с.з.НН} = 1,5 \cdot 1679,56 = 2519,34 \text{ А.}$$

Находим токи срабатывания реле по формуле:

$$I_{с.р.} = \frac{I_{с.з.} \cdot K_{сх}}{K_{тр}} \quad (80)$$

где  $K_{сх}$  – коэффициент схемы, который показывает, во сколько раз ток в реле больше, чем ток трансформатора.

$$I_{с.р.ВН} = \frac{240,98 \cdot 1}{40} = 6,02 \text{ А;}$$

$$I_{с.р.НН} = \frac{2519,34 \cdot 1}{300} = 8,39 \text{ А.}$$

Рассчитаем токи во вторичных цепях ТТ:

$$I_{НОМ.} = \frac{I_{НОМ.} \cdot K_{сх}}{K_{тр}} \quad (81)$$

$$I_{НОМ.ВН} = \frac{160,65 \cdot 1}{40} = 4,02 \text{ А;}$$

$$I_{НОМ.НН.} = \frac{1679,56 \cdot 1}{300} = 5,59 \text{ А.}$$

#### 10.4. Выбор уставок дифференциальной отсечки ДЗТ-1

При проектировании защиты необходимо выполнить расчет отношения тока внешнего расчетного короткого замыкания к номинальному току трансформатора для случая КЗ на стороне низшего напряжения:

$$I_{КЗ.внеш.макс} = \frac{I_{к.макс}^{(3)}}{I_{НОМ.ВН}} \quad (82)$$

$$I_{\text{КЗ.внеш.макс}} = \frac{1011}{160,65} = 6,29$$

Определяем уставку дифференциальной отсечки при КЗ на стороне низшего напряжения по условию:

$$\frac{I_{\text{диф}}}{I_{\text{ном}}} \geq I_{\text{КЗ.внеш.макс}} \cdot K_{\text{отс}} \cdot K_{\text{нб}}$$

где  $K_{\text{нб}}$  – коэффициент небаланса, принимается равным 0,7;

где  $K_{\text{отс}}$  – коэффициент отстройки, принимается равным 1,2.

$$\frac{I_{\text{диф}}}{I_{\text{ном}}} \geq 6,29 \cdot 1,2 \cdot 0,7 = 5,28$$

Диапазон уставки  $\frac{I_{\text{диф.}}}{I_{\text{баз.}}}$ , предусмотренный на терминале «Сириус-Т»: (4,0 ÷ 30,0)  $I_{\text{баз.}}$ . Принимаемое значение уставки округляется до одного знака после запятой.

$$\frac{I_{\text{диф.}}}{I_{\text{ном.}}} = 5$$

### 10.5. Выбор уставок дифференциальной защиты ДЗТ-2

Значение  $I_{\text{д1}} / I_{\text{ном}}$  выбирается по условию отстройки от тока небаланса при протекании номинального (базисного) тока трансформатора:

$$\frac{I_{\text{д1}}}{I_{\text{ном}}} \geq k_{\text{отс}} \cdot k_{\text{нб.расч}} \tag{83}$$

$$I_{\text{нб.расч}} = k'_{\text{пер}} \cdot k_{\text{одн}} \cdot \varepsilon + \Delta U_{\text{РПН}} + \Delta f_{\text{добав.}} \tag{84}$$

В итоге пределы базовой уставки:

$$\frac{I_{д1}}{I_{ном}} = k_{отс} \cdot (k'_{пер} \cdot k_{одн} \cdot \varepsilon + \Delta U_{РПН} + \Delta f_{добав.}) \quad (85)$$

где  $K_{отс}=1,2$  – коэффициент отстройки;

где  $K_{пер}=2,0$  – коэффициент, учитывающий переходный режим;

где  $K_{одн}=1,0$  – коэффициент однотипности ТТ;

где  $\varepsilon = 0,1$  – относительное значение полной погрешности ТТ;

где  $\Delta U_{РПН}$  - размах РПН;

где  $\Delta f_{добав.}$  - поправка на неточность задания номинальных токов сторон трансформатора.

$$\frac{I_{д1}}{I_{ном}} = 1,2 \cdot (2,0 \cdot 1,0 \cdot 0,1 + 0,16 + 0,04) = 0,48$$

Диапазон уставки  $\frac{I_{д1}}{I_{баз}}$ , предусмотренный на терминале «Сириус-Т»:  $(0,3 \div 1,0) I_{баз}$ . Для устройств релейной защиты чаще применяются трансформаторы тока класса 10Р, поэтому, учитывая, что рассматриваем неравенство, принимаем:

$$\frac{I_{д1}}{I_{ном}} = 0,5$$

Коэффициент торможения  $k_{торм.}$  должен обеспечить несрабатывание ступени при сквозных токах, соответствующих второму участку тормозной характеристики (примерно от  $1,0$  до  $3,0 I_{ном}$ ). Такие токи возможны при действии устройств АВР трансформаторов, АВР секционных выключателей, АПВ питающих линий.

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

$$I_{нб,расч} = 0,4$$

Выбор уставки срабатывания - должно выполняться условие:

$$\frac{I_{д1}}{I_{баз}} \geq k_{отс} \cdot I_{нб.расч}$$

$$\frac{I_{д1}}{I_{баз}} = \frac{I_{д1}}{I_{ном}} \geq k_{отс} \cdot I_{нб.расч} \quad (86)$$

$$\frac{I_{д1}}{I_{баз}} = \frac{I_{д1}}{I_{ном}} \geq 1,2 \cdot 0,4 = 0,48$$

Подтверждается принятое ранее условие  $I_{д1} / I_{ном} = 0,5$ .

Коэффициент снижения тормозного тока

$$k_{сн.т} = 1 - 0,5 \cdot I_{нб.расч} \quad (87)$$

$$k_{сн.т} = 1 - 0,5 \cdot 0,4 = 0,8$$

Расчетный коэффициент торможения в процентах

$$k_{торм} = \frac{100 \cdot k'_{отс} \cdot I_{нб.расч}}{I_{сн.т}} \quad (88)$$

$$k_{торм} = \frac{100 \cdot 1,3 \cdot 0,4}{0,8} = 65\%$$

Диапазон уставки  $k_{торм. \%}$ , предусмотренный на терминале «Сириус-Т»:  $(10 \div 100) \%$ . Принимаемое значение уставки округляется до целого числа.

Принимаем  $k_{торм. \%} = 65 \%$ .

Первая точка излома тормозной характеристики определяется как пересечение линии  $I_{д1} / I_{ном} = 0,5$  и прямой, проходящей через начало координат под углом  $\varphi = \arctg(k_{торм. \%} / 100) = \arctg(65, \% / 100) = 33,024^\circ$  к оси  $I_{торм.}$

Значение первой точки излома характеристики вычисляется в терминале автоматически по формуле:

$$\frac{I_{T1}}{I_{НОМ}} = \frac{I_{Д1}}{I_{НОМ}} \cdot \frac{100}{k_{ТОРМ}} \quad (89)$$

$$\frac{I_{T1}}{I_{НОМ}} = 0,5 \cdot \frac{100}{65} \approx 0,77$$

Определение координаты второй точки излома характеристики на оси  $k_{ТОРМ}$ :

Рекомендуемый диапазон уставки  $I_{m1} / I_{НОМ}$ , предусмотренный на терминале «Сириус-Т»:  $(1,0 \div 2,0) I_{НОМ}$ . Принятое значение уставки второй точки излома

$$2,0 \cdot I_{НОМ}$$

Диапазон уставки блокировки от второй гармоники  $I_{\delta 2} / I_{\delta 1}$ , предусмотренный на терминале «Сириус-Т»:  $(0,06 \div 0,2)$ .

Принятое значение уставки блокировки по второй гармонике  $I_{\delta 2} / I_{\delta 1} = 0,15$ .

Тормозная характеристика ступени ДЗТ-2, построенная по данным проведенного выше расчета, показана на рисунке .

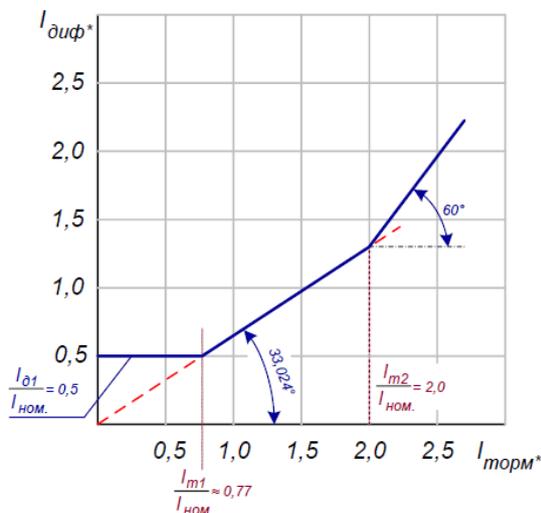


Рисунок 5 - Тормозная характеристика ступени ДЗТ-2.

## 10.6. Выбор уставок максимальной токовой защиты

При настройке МТЗ трансформатора уставку срабатывания выбирают исходя из условия надежного несрабатывания защиты при максимальных рабочих токах в нормальном режиме:

$$I_{с.з} \geq \frac{K_{зап} \cdot K_{отс}}{K_B} \cdot I_{раб.макс} \quad (90)$$

где  $K_B$  – коэффициент возврата, принимаем равным 0,9;

где  $K_{зап}$  – коэффициент, учитывающий увеличение тока в условиях самозапуска двигателей, принимаем равным 1,5;

Ток срабатывания на стороне ВН:

$$I_{с.з} \geq \frac{1,5 \cdot 1,2}{0,9} \cdot 182 = 364 \text{ А}$$

Проверяем коэффициент чувствительности по минимально возможному току:

$$K_{ч} = \frac{I_{кз.мин}}{I_{с.з}} \quad (91)$$

Коэффициент чувствительности для ВН:

$$K_{ч} = \frac{464}{364} = 1,27 > 1,2$$

## 10.7. Автоматика

Применение автоматического повторного включения (АПВ) для кабельных линий электропередачи считаются нецелесообразным по ряду технических причин. В отличие от воздушных линий, где большинство повреждений носит временный характер, повреждения кабельной изоляции практически всегда являются устойчивыми и не способны к

самовосстановлению. Повторная подача напряжения на поврежденный кабель приводит к усугублению дефекта - возникает электрическая дуга, вызывающая дополнительное термическое разрушение изоляции и проводника [32].

Селективное автоматическое повторное включение (САПВ) представляет собой интеллектуальную систему управления повторными включениями, которая разделённо реагирует на характер повреждения в смешанных воздушно-кабельных линиях электропередач. Принцип работы основан на автоматическом анализе типа и места повреждения: при обнаружении аварии на воздушном участке линии система инициирует стандартный цикл АПВ, так как большинство повреждений на воздушных линиях (например, вызванных схлестыванием проводов или грозовыми перенапряжениями) носят временный характер и могут самоустраняться после отключения.

Автоматическая частотная разгрузка (АЧР) представляет собой интеллектуальную систему экстренного реагирования, которая выступает последним защитным барьером энергосистемы при возникновении критического дисбаланса между генерацией и потреблением электроэнергии. Принцип ее работы основан на физической зависимости - любое снижение частоты в сети свидетельствует о возникшем дефиците активной мощности, причем каждые 0,1 Гц отклонения соответствуют примерно 0,5-1% недостающей мощности в системе [32].

Устройства трехфазного АПВ (ТАПВ) должны осуществляться преимущественно с пуском при несоответствии между ранее поданной оперативной командой и отключенным положением выключателя; допускается также пуск устройства АПВ от защиты.

Могут применяться, как правило, устройства ТАПВ однократного или двукратного действия (последнее — если это допустимо по условиям работы выключателя). Устройство ТАПВ двукратного действия рекомендуется принимать для воздушных линий, в особенности для одиночных с односторонним питанием. В сетях 35 кВ и ниже устройства ТАПВ двукратного

действия рекомендуется применять в первую очередь для линий, не имеющих резервирования по сети.

На одиночных линиях с двусторонним питанием (при отсутствии шунтирующих связей) должен предусматриваться один из следующих видов трехфазного АПВ (или их комбинаций):

- а) быстродействующее ТАПВ (БАПВ)
- б) несинхронное ТАПВ (НАПВ);
- в) ТАПВ с улавливанием синхронизма (ТАПВ УС).

Устройство резервирования при отказе выключателя – разновидность автоматики электрических сетей напряжением выше 1 кВ, предназначенная для отключения выключателя последующего участка при отказе выключателя предыдущего участка в аварийных ситуациях.

При коротком замыкании в сети релейная защита поврежденного участка подаёт сигнал на отключение выключателя, питающего данный участок, при этом пусковые органы УРОВ также вводятся в действие на отключение смежных выключателей с выдержкой времени, достаточной для срабатывания резервируемого выключателя; при успешном срабатывании последнего УРОВ возвращается в исходное состояние и блокируется. В случае, если выключатель по каким-либо причинам (неисправность механической части, его цепей управления) не отключился, то по истечении заданной выдержки времени УРОВ произведёт отключение всех смежных выключателей, питающих повреждённую линию и находящихся ближе к источнику питания (по отношению к не отключившемуся выключателю) [32].

Для пуска УРОВ необходимо выполнение двух условий:

1. Срабатывание релейной защиты на отключение выключателя, питающего непосредственно повреждённую линию.
2. Факт наличия аварийных параметров, свидетельствующих о том, что повреждение по каким-либо причинам не устранено.

УРОВ не может резервировать отказ релейной защиты не сработавшего выключателя, поэтому применение УРОВ предусматривает обязательное

использование резервной релейной защиты в дополнение к основной, при этом цепи обеих защит должны быть полностью независимы друг от друга, так, что неисправность в цепи одной защиты не могла вызвать отказ другой (питание оперативных цепей производится от разных предохранителей или автоматических выключателей, каждый пусковой орган обеих защит также выполняется независимым и включаются на собственный независимый комплект трансформаторов тока, сигналы на отключение выключателей осуществляется от разных выходных реле). Обычно резервный комплект релейной защиты имеет пусковые органы по току или напряжению, выполняемые посредством:

- минимального реле напряжения прямой последовательности с блокировкой по напряжениям обратной и нулевой последовательности (при к.з. происходит уменьшение напряжения прямой последовательности и появление напряжений обратной и нулевой последовательностей).
- трёх максимальных токовых реле или одного трёхфазного максимального токового реле.

Вторые пусковые реле должны надёжно действовать при появлении к.з. в пределах защищаемого присоединения.

Основной уставкой УРОВ является время выдержки на отключение смежных выключателей и поскольку защита подаёт сигнал одновременно сразу на отключение основного выключателя и на УРОВ (которое через выдержку времени отключает выключатели, стоящие дальше от к.з.), то для корректного действия выдержка времени УРОВ должна быть больше времени действия основной защиты на величину  $\Delta t$ , таким образом уставка реле времени, входящего в УРОВ должна быть равна сумме:

- времени срабатывания основного выключателя;
- времени возврата защиты, пускающей УРОВ (в случае удачного отключения основного выключателя);
- времени ускорения срабатывания реле времени УРОВ (отклонение срабатывания в меньшую сторону);

- запаса по времени для большей надёжности системы.

### **10.8. Описание оперативного тока**

Источники оперативного тока предназначены для обеспечения питания в цепях дистанционного управления устройств РЗ, выключателей, автоматики и других средств управления. Питание таких цепей должно отличаться особой надёжностью, так как от них напрямую зависит устойчивость энергосистемы и способность к ликвидации аварийных режимов.

Стоит отметить, что главное требование состоит в том, чтобы обеспечить бесперебойную подачу мощности для безотказного действия устройств РЗ, автоматики, телемеханики и сигнализации, поддерживать достаточное напряжение для совершения всех нужных коммутационных действий. Для питания оперативных цепей применяются источники постоянного и переменного тока

Постоянный оперативный ток. В качестве источника постоянного тока служат аккумуляторные батареи с номинальным напряжением 220-110 В; на небольших подстанциях иногда применяются батареи 48 В. От аккумуляторных батарей осуществляется централизованное питание всех устройств РЗ, автоматики, цепей управления и сигнализации. Для питания оперативных цепей переменным током используется ток или напряжение первичной сети. В качестве источника переменного оперативного тока служат трансформаторы тока, напряжения, а также трансформаторы собственных нужд.

Трансформаторы тока являются надёжным источником питания оперативных цепей РЗ от КЗ. Вторичный ток ТТ при КЗ резко возрастает, соответственно увеличиваются вторичные напряжение и мощность ТТ, что и обеспечивает надёжное питание оперативных цепей при КЗ. Однако при повреждениях и ненормальных режимах, не сопровождающихся увеличением тока на защищаемом присоединении, ток и мощность ТТ оказываются недостаточными для действия логических элементов РЗ и срабатывания выключателей.

Трансформаторы напряжения, собственных нужд, подключенные к сети, питающей защищаемый объект, непригодны для питания оперативных цепей РЗ от КЗ, так как при коротком замыкании напряжение в этой сети резко снижается. При повреждениях и ненормальных режимах, не сопровождающихся понижениями напряжения в сети, ТН и ТСН могут использоваться для питания РЗ от перегрузки и от замыканий на землю.

Недостатком источников оперативного переменного тока является ограниченная мощность, которой в большинстве случаев недостаточно для отключения выключателей в сетях напряжением выше 35 кВ [32].

## 11 БЕЗОПАСНОСТЬ И ЭКОЛОГИЧНОСТЬ

В данном разделе рассматриваются основные требования техники безопасности при осмотре и оперативном обслуживании подстанции 110 кВ Шалом, включая технические и организационные мероприятия по обеспечению безопасности работ в электроустановках. Также проведена оценка воздействия трансформаторов на окружающую среду (шумовое загрязнение) и рассмотрены потенциальные чрезвычайные ситуации на подстанции.

### 11.1. Безопасность

Безопасность - это состояние деятельности, характеризующееся контролируемой вероятностью возникновения опасностей, негативно воздействующих на здоровье человека [1].

11.1.1. Безопасность при осмотрах и оперативном обслуживании подстанции

Оперативный персонал, единолично обслуживающий электроустановки или старший по смене должен иметь группу по электробезопасности не ниже IV, остальные работники в смене - группу не ниже III.

Не допускается приближение людей, транспорта, подъемных сооружений и различных механизмов к находящимся под напряжением неогражденным или неизолированным токоведущим частям на расстояния менее указанных в таблице 1 [2].

Таблица 30 – Допустимые расстояния до токоведущих частей, находящихся под напряжением

Напряжение электроустановок, кВ	Расстояние от работников и применяемых ими инструментов, от временных ограждений, м	Расстояния от механизмов и подъемных сооружений, м
6	0,6	1,0
110	1,0	1,5

Единолично осматривать электроустановки может только работник, имеющий III группу по электробезопасности, осуществляющий оперативное обслуживание данной электроустановки, находящийся на дежурстве, или работник из числа административно-технического персонала, имеющий группу V по электробезопасности.

При осмотре электроустановок разрешается открывать двери щитов, сборок, пультов управления и других устройств, но не допускается выполнение какой-либо работы во время осмотра.

При несчастных случаях для освобождения пострадавшего от действия электрического тока напряжение должно быть снято немедленно без предварительного разрешения оперативного персонала.

Двери помещений подстанции, кроме тех, в которых проводятся работы, должны быть закрыты на замок.

11.1.2. Организационные мероприятия по обеспечению безопасного проведения работ в электроустановках

К организационным мероприятиям, обеспечивающими безопасность работ в электроустановках, относят [2]:

- оформление работ нарядом-допуском, распоряжением или перечнем работ, выполняемых в эксплуатации;
- выдача разрешения на подготовку рабочего места и на допуск к работе;
- допуск к работе;
- надзор во время работы;
- оформление перерыва в работе, перевода на другое место, окончания работы.

Работники, ответственные за безопасное ведение работ в электроустановках:

- выдающий наряд-допуск, отдающий распоряжение, утверждающий перечень работ, выполняемых в эксплуатации;
- выдающий разрешение на подготовку рабочего места и на допуск;
- ответственный руководитель работ;
- допускающий;

- производитель работ;
- наблюдающий;
- члены бригады.

Организационно-распорядительным документом организации оформляется предоставление прав работникам, выдающим наряд-допуск, распоряжение, выдающим разрешение на подготовку рабочего места и допуск допускающему, ответственному руководителю работ, производителю работ, наблюдающему, а также права проведения единоличного осмотра электроустановок.

Работникам, ответственным за безопасное ведение работ, разрешается выполнять одну из дополнительных обязанностей в соответствии с таблицей 2.

Таблица 31 - Дополнительные обязанности работников, ответственных за безопасное ведение работ

Ответственный работник	Дополнительные обязанности
Выдающий наряд-допуск, отдающий распоряжение	Ответственный руководитель работ, производитель работ, допускающий (в электроустановках, не имеющих местного оперативного персонала)
Выдающий разрешение на подготовку рабочего места и на допуск к работе	Выдающий наряд-допуск, отдающий распоряжение, ответственный руководитель работ, допускающий (в электроустановках, не имеющих местного оперативного персонала)
<p>Ответственный руководитель работ</p> <p>Производитель работ из числа оперативного и оперативно-ремонтного персонала</p>	<p>Производитель работ, допускающий (в электроустановках, не имеющих местного оперативного персонала)</p> <p>Производитель работ, допускающий (в электроустановках, не имеющих местного оперативного персонала)</p>
Производитель работ, имеющий группу IV по электробезопасности	Допускающий (если для подготовки рабочего места не требуется выполнения отключений, заземления, установки временных ограждений в части электроустановки напряжением выше 1000 В)

Возможно выполнение работником обязанностей допускающего и выдающего разрешение на подготовку рабочего места и допуск, при наличии у

допускающего прав оперативного управления оборудованием и прав ведения оперативных переговоров с работниками, выполняющими необходимые отключения и заземления оборудования на объектах.

Допускающий из числа оперативного персонала имеет право выполнять обязанности члена бригады.

При выполнении работ под напряжением подготовку рабочего места и допуск бригады выполняет ответственный руководитель работ или производитель работ допущенный к выполнению работ под напряжением.

Численность бригады и ее состав с учетом квалификации членов бригады по электробезопасности должны определяться исходя из условий выполнения работы, а также возможности обеспечения надзора за членами бригады со стороны производителя работ или наблюдающего.

Член бригады, руководимой производителем работ, при выполнении работ должен иметь группу III по электробезопасности.

В состав бригады на каждого члена бригады, имеющего группу по электробезопасности не ниже III, допускается включать одного работника, имеющего группу II по электробезопасности, при этом общее число членов бригады, имеющих группу II по электробезопасности, не должно превышать трех.

Оперативный персонал, находящийся на дежурстве, по разрешению работника из числа вышестоящего оперативного персонала, допускается привлекать к работе в бригаде с записью в оперативном журнале с оформлением распоряжения или наряда-допуска в журнале учета работ по нарядам-допускам и распоряжениям.

11.1.3. Технические мероприятия, обеспечивающие безопасность работ в электроустановках

Для безопасного выполнения работ со снятием напряжения в электроустановках необходимо реализовать комплекс технических мер, включающий последовательное выполнение следующих этапов [2]:

- отключение электроустановки;

- принятие мер, исключающих случайную или ошибочную подачу напряжения на рабочее место;
- вывешивание запрещающих плакатов, информирующих об отключении;
- проверка отсутствия напряжения на токоведущих частях;
- заземление токоведущих частей с вывешиванием указательных плакатов "Заземлено";
- при необходимости, ограждение рабочего места и оставшихся под напряжением элементов;
- размещение предупреждающих и предписывающих плакатов.

При подготовке рабочего места для выполнения работ под напряжением на токоведущих частях электроустановки необходимо выполнить следующие технические мероприятия [2]:

- принять меры, препятствующие повторному включению под напряжение отключившихся действием защит электроустановок, на которых выполняются работы под напряжением, посредством действия автоматического повторного включения или автоматического включения резерва;
- на приводах ручного, на ключах дистанционного управления коммутационными аппаратами должны быть вывешены запрещающие плакаты.

Работы, выполняемые под напряжением на токоведущих частях в электроустановках, должны содержаться в перечне работ, разрешенных к выполнению под напряжением на токоведущих частях в электроустановках, который подписывается техническим руководителем или ответственным за электрохозяйство и утверждается руководителем организации или руководителем обособленного подразделения.

#### 11.1.4. Безопасность при выполнении работ на силовых трансформаторах

Осмотр силовых трансформаторов выполняется с земли или со стационарных лестниц с поручнями с соблюдением расстояний до токоведущих частей [2].

Отбор газа из газового реле выполняется после отключения трансформатора.

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

Работать внутри бака трансформатора имеют право только специально подготовленные рабочие в спецодежде, защищающей тело от перегрева и загрязнения маслом, в защитной каске, перчатках и резиновых сапогах. Перед проникновением внутрь - удалить газы и обеспечить вентиляцию с содержанием кислорода в воздухе не менее 20%.

Работа производится по наряду-допуску тремя работниками, двое из которых - страхующие. Производитель работ при этом должен иметь группу IV по электробезопасности.

Освещение при работе внутри трансформатора обеспечивается переносными светильниками напряжением не более 12 В с защитной сеткой и только заводского исполнения или аккумуляторными фонарями. При этом разделительный трансформатор для переносного светильника должен быть установлен вне бака трансформатора.

Работы с трансформаторным маслом должны выполняться с использованием защитной одежды и обуви.

В процессе слива и залива трансформаторного масла в силовой трансформатор напряжением его вводы должны быть заземлены [2].

## **11.2. Экологичность**

Силовые трансформаторы в городской среде являются источником шумового загрязнения. В частности, работа трансформатора с системой охлаждения М (естественная циркуляция воздуха и масла) сопровождается электромагнитным шумом. Трансформаторы с системой охлаждения Д (принудительная циркуляция воздуха и естественная циркуляция масла) производят электромагнитный и аэродинамический шум. Эксплуатация трансформаторов с системами охлаждения ДЦ и НДЦ (принудительная циркуляция воздуха и масла) приводит к возникновению электромагнитного, аэродинамического и гидродинамического шума. Наконец, трансформаторы с

системами охлаждения Ц, НЦ, МЦ и НМЦ (принудительная циркуляция воды и масла) являются источником электромагнитного и гидродинамического шума.

Шум силовых трансформаторов, особенно большой мощности, как правило, складывается из двух основных составляющих: электромагнитного и аэродинамического шума. В трансформаторах малой мощности, охлаждение которых происходит естественным путем за счет воздушной конвекции, присутствует только электромагнитная составляющая.

Электромагнитный шум появляется из-за нескольких процессов внутри трансформатора [1]:

- магнитострикция сердечника.

Переменное магнитное поле, индуцируемое в сердечнике трансформатора, вызывает периодическое изменение его линейных размеров. В результате возникают изгибные колебания ярма и стержней сердечника. У трансформаторов большой мощности вибрация через масло передаётся по «звуковым мостикам» на стенки бака и излучается в окружающее пространство в виде воздушного шума. У трансформаторов меньшей мощности источником шума является сам вибрирующий сердечник.

- силы, действующие на витки обмотки трансформатора в магнитном поле;
- силы Максвелла, возникающие в стыках и шиповых соединениях сердечника трансформатора.

Доминирующей составляющей в спектре шума трансформаторов является электромагнитная, причем она существенна в диапазоне частот примерно до 800 Гц, т.е. уровни шума в этом диапазоне значительно выше, чем на более высоких частотах. В шуме трансформатора чётко выражены тональные составляющие, частота которых равна удвоенной частоте электрической сети (то есть при частоте 50 Гц частота тональной составляющей равна 100 Гц), и их кратные гармоники, что воспринимается на слух как низкое гудение.

Аэродинамический шум вызван движением потока воздуха, который создается системой механической вентиляции. Спектр аэродинамического шума, вызванный циркуляцией воздуха, непрерывный вследствие случайных

распределений многих завихрений, следующих по поверхности вращения. На этот шум с физиологическим эффектом для уха в виде визга наложены высокие тона, частота которых определяется геометрией путей циркуляции охлаждающего воздуха [1].

Данные для расчёта шумового загрязнения, создаваемого трансформаторами, подключаемой подстанции Шалом приведены в таблице 3. Таблица 32 – Данные для расчёта шумового загрязнения, создаваемого трансформаторами

Количество трансформаторов	Марка трансформаторов	Расположение ПС относительно прилегающих территорий
2	ТДН-32000/110	Территория, прилегающая к зданиям жилых домов

Уровень шума определяется в зависимости от типа территории прилегающей к ПС. В соответствии с таблицей 5.35 колонка № 13 допустимый уровень шума для времени суток с 23.00 часов и до 07.00 часов равен 45 дБА [3].

Корректированные уровни звуковой мощности трансформаторов определяются в зависимости от типовой мощности, класса напряжения и вида системы охлаждения.

Для силовых трансформаторов подстанции Шалом типовой мощностью 32 МВА, классом напряжения 110 кВ с системой охлаждения Д, корректированный уровень звуковой мощности составляет 90 дБА [4]. Далее определяем минимальное расстояние от ПС до зданий жилых домов.

Для силовых трансформаторов можно принять, что источник шума имеет показатель направленности равный 1, а его корректированный уровень звуковой мощности равен  $L_{WA}$ . Таким образом, в любой точке полусферы радиусом R уровень шума, создаваемый данным источником будет равным  $L_A$ , что показано на рисунке .

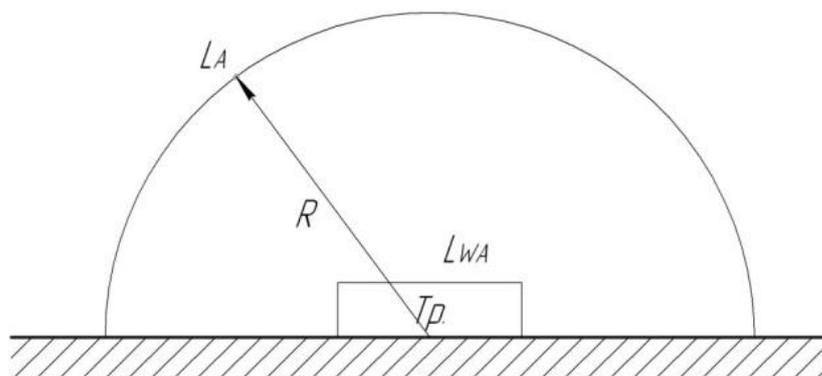


Рисунок 6 – Излучение шума трансформатором

Исходя из ГОСТ 12.2.024-87, для данной ситуации выполняется следующее соотношение [4]:

$$L_{WA} = L_A + 10 \cdot \lg \frac{S}{S_0}, \quad (92)$$

где  $S$  – площадь поверхности полусферы,  $\text{м}^2$ ;

$S_0 = 1 \text{ м}^2$ .

Применяя формулу (1) к оценке шума эксплуатируемого трансформатора, уровень звука на расстоянии  $R > 30$  м можно определить по выражению:

$$L_A(R) = L_{WA} - 10 \cdot \lg \frac{S}{S_0}, \quad (93)$$

где  $S = 2\pi R^2$ .

На ПС Шалом предполагается установка двух силовых трансформаторов. Её расположение относительно рассматриваемой территории соответствует рисунку 2. Расстояния  $R_1$  и  $R_2$  неизвестны, а  $l = 18$ .

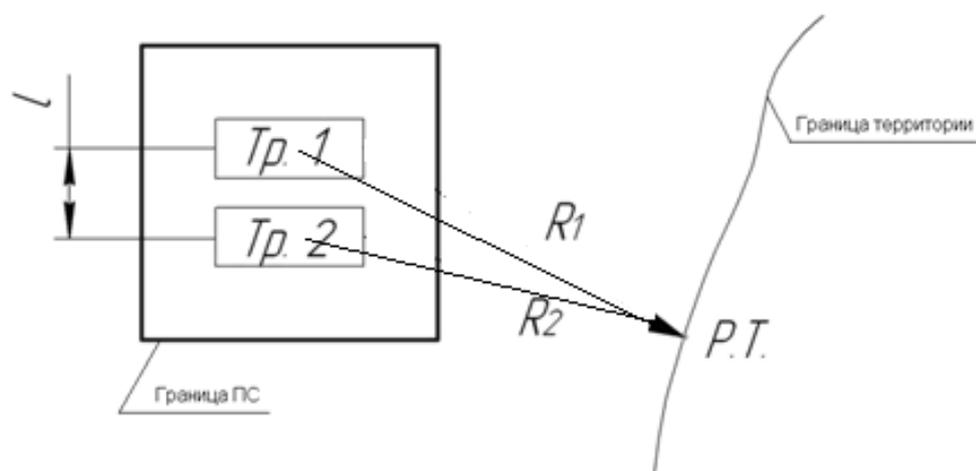


Рисунок 7 – Схема расположения ПС относительно жилых домов

С целью определения минимального расстояния от источников, находящихся на ПС, до границы жилой застройки по формуле (1) необходимо сделать следующие допущения:

- Ввиду малого расстояния  $l$  между трансформаторами и значительной удалённости  $R_1 \gg l$ ,  $R_2 \gg l$ , то несколько источников можно рассматривать как один. В таком случае его скорректированный уровень звуковой мощности будет определяться следующим образом:

$$L_{WA\Sigma} = 10 \cdot \lg \sum_{i=1}^N 10^{0,1L_{WAi}} = 10 \cdot \lg \sum_{i=1}^2 10^{0,1 \cdot 90} = 93,31, \quad (94)$$

где  $N$  – количество источников шума;

$L_{WAi}$  – скорректированный уровень звуковой мощности  $i$ -го источника шума, дБА;

- На границе жилой застройки уровень звука должен равняться допустимому уровню звука  $L_A(R) = ДУ_{LA}$ . Отсюда следует  $R = R_{\min}$ .

На основании сделанных допущений выражение (1) можно представить в следующем виде:

$$ДУ_{LA} = L_{WA\Sigma} - 10 \cdot \lg \frac{2 \cdot \pi \cdot R_{\min}^2}{S_0}, \quad (95)$$

Выразив переменную  $R_{min}$  из формулы (4) и подставив значения, получим минимальное расстояние от источников шума на ПС до границы прилегающей территории:

$$R_{min} = \sqrt{\frac{10^{0,1(L_{WA\Sigma} - D_{VA})}}{2 \cdot \pi}} = \sqrt{\frac{10^{0,1(93,3 - 45)}}{2 \cdot \pi}} = 103,73 . \quad (96)$$

Любое  $R \geq R_{min}$  будет обеспечивать соблюдение санитарных норм по шуму на прилегающей к ПС территории. В данном случае реализуется принцип «защита расстоянием», а  $R_{min} = L_{CЗЗ}$  санитарно-защитная зона (СЗЗ) по шуму [1].

### 11.3. ЧС

Режим функционирования органов управления и сил единой государственной системы предупреждения и ликвидации чрезвычайных ситуаций - это определяемые в зависимости от обстановки, прогнозирования угрозы чрезвычайной ситуации и возникновения чрезвычайной ситуации порядок организации деятельности органов управления и сил единой государственной системы предупреждения и ликвидации чрезвычайных ситуаций и основные мероприятия, проводимые указанными органами и силами в режиме повседневной деятельности, при введении режима повышенной готовности или чрезвычайной ситуации [10].

Информирование населения о чрезвычайных ситуациях - это доведение до населения через средства массовой информации и по иным каналам информации о прогнозируемых и возникших чрезвычайных ситуациях, принимаемых мерах по обеспечению безопасности населения и территорий, приемах и способах защиты, а также проведение пропаганды знаний в области гражданской обороны, защиты населения и территорий от чрезвычайных ситуаций, в том числе обеспечения безопасности людей на водных объектах, и обеспечения пожарной безопасности.

Чрезвычайная ситуация — это критическая обстановка на конкретной территории, являющаяся следствием опасных происшествий (аварии, опасного природного явления, стихийного или иного бедствия), приводящая к человеческим жертвам, ущербу здоровью людей или окружающей среде, крупным материальным убыткам и нарушению нормальной жизнедеятельности [10].

В процессе эксплуатации ПС возникает вероятность развития нештатных ситуаций, обусловленных отказами оборудования и нарушениями технологических процессов.

Комплексная система экстренного оповещения населения об угрозе возникновения или о возникновении чрезвычайных ситуаций - это элемент системы оповещения населения о чрезвычайных ситуациях, представляющий собой комплекс программно-технических средств систем оповещения и мониторинга опасных природных явлений и техногенных процессов, обеспечивающий доведение сигналов оповещения и экстренной информации до органов управления единой государственной системы предупреждения и ликвидации чрезвычайных ситуаций и до населения в автоматическом и (или) автоматизированном режимах.

Комплексная система экстренного оповещения населения об угрозе возникновения или о возникновении чрезвычайных ситуаций - это элемент системы оповещения населения о чрезвычайных ситуациях, представляющий собой комплекс программно-технических средств систем оповещения и мониторинга опасных природных явлений и техногенных процессов, обеспечивающий доведение сигналов оповещения и экстренной информации до органов управления единой государственной системы предупреждения и ликвидации чрезвычайных ситуаций и до населения в автоматическом и (или) автоматизированном режимах.

Зона экстренного оповещения населения - это территория, подверженная риску возникновения быстроразвивающихся опасных природных явлений и

техногенных процессов, представляющих непосредственную угрозу жизни и здоровью находящихся на ней людей [10].

Чрезвычайные ситуации на подстанциях и факторы, способствующие их возникновению:

- Пожары и взрывы. Данный тип ЧС может быть спровоцирован ошибками персонала при огневых работах или эксплуатации оборудования; дефектами монтажа и ремонта, приводящими к перегреву контактов и дуговым разрядам; отказом систем релейной защиты и автоматики; а также воздействием атмосферных и коммутационных перенапряжений при отсутствии или неисправности защитных устройств.

- Экологические аварии с выбросом опасных веществ. Утечки трансформаторного масла, приводящие к загрязнению окружающей среды, могут быть следствием повреждения оборудования персоналом при обслуживании; негерметичных соединений из-за дефектов монтажа или ремонта.

- Отказы оборудования. Внезапные выходы из строя ключевых элементов подстанции могут быть связаны с неправильной установкой или некачественными соединениями при монтаже или ремонте; неэффективной работой систем защиты, допускающей работу оборудования в аварийных режимах; а также воздействием атмосферных и коммутационных перенапряжений, приводящих к пробое изоляции. Неправильная эксплуатация или несвоевременное обслуживание персоналом также способствуют ускоренному износу и отказам оборудования.

- Стихийные бедствия. Эффективность систем молниезащиты при атмосферных перенапряжениях является важным аспектом готовности подстанции к таким событиям. Также для территории Приморья характерны ледяные дожди, способные вызвать интенсивные обледенения проводов и оборудования, приводя к их обрывам и повреждениям. Таким образом, недостатки в подготовке к стихийным бедствиям могут усугубить последствия воздействия на оборудование.

- Террористические акты и противоправные действия.

Способы предупреждения чрезвычайных ситуаций на подстанции:

- Регулярное техническое обслуживание и диагностика оборудования.

Проведение плановых осмотров, ремонтов, испытаний и измерений параметров электрооборудования позволяет своевременно выявлять и устранять потенциальные дефекты.

- Контроль качества монтажных и ремонтных работ. Строгий контроль качества выполняемых работ являются критически важными для предотвращения дефектов, которые могут привести к авариям.

- Установка современных систем защит, регулярные проверки и испытания устройств РЗА гарантируют их надежное срабатывание при возникновении аварийных режимов.

- Создание маслоприёмных устройств и систем маслоотвода для предотвращения распространения масла при утечках.

- Оборудование подстанции системами пожаротушения и пожарной сигнализации.

- Ограждение территории подстанции.

- Заземление и молниезащита оборудования.

- Повышение квалификации и обучение персонала. Регулярное обучение оперативного и ремонтного персонала, проведение противоаварийных тренировок и инструктажей способствуют снижению вероятности ошибок, связанных с человеческим фактором.

Учитывая, что значительное число аварийных ситуаций на подстанциях, будь то короткие замыкания, перегрев оборудования или пробой изоляции, несут в себе высокий риск возникновения пожаров, обеспечение надлежащего уровня пожарной безопасности является неотъемлемой частью комплекса мер по предотвращению чрезвычайных ситуаций и минимизации их последствий.

## БИБЛИОГРАФИЧЕСКИЙ СПИСОК

1. Охрана окружающей среды в электроэнергетике: учебное пособие / А.Б. Булгаков – Благовещенск: Изд-во АмГУ, 2020. – 89 с.
2. Приказ Минтруда России от 15.12.2020 № 903н (ред. от 29.04.2022) «Об утверждении Правил по охране труда при эксплуатации электроустановок». Зарегистрирован в Минюсте России 30 декабря 2020 г. № 61957.
3. СанПиН 1.2.3685-21. Гигиенические нормативы и требования к обеспечению безопасности и (или) безвредности для человека факторов среды обитания.
4. ГОСТ 12.2.024-87. Система стандартов безопасности труда. Шум. Трансформаторы силовые масляные. Нормы и методы контроля
5. СТО 34.01-27.1-001-2014. Правила пожарной безопасности в электросетевом комплексе ОАО «Россети». Разработан: Курганов А.В., Зуйкова О.В.; при участии ООО «Пожэнерго», Кульков А.А., Костюченков Д.К.
6. Схемы и программы развития электроэнергетических систем России на 2025-2030 годы. – Режим доступа: <https://www.so-ups.ru/future-planning/sipr-ees/>
7. Руководящие указания по расчету токов короткого замыкания и выбору электрооборудования. РД 153-34.0-20.527-98
8. Долин, П.А. Основы техники безопасности в электроустановках / П.А. Долин. – М.: Энергия, 1979. -.407 с.
9. Правила устройства электроустановок. Мин. Энерго России. – 7 изд.; Перераб. и доп. – М.: Энергоатомиздат, 2002. – 648 с.
10. Федеральный закон от 21.12.1994 N 68-ФЗ (ред. от 08.08.2024) "О защите населения и территорий от чрезвычайных ситуаций природного и техногенного характера" (с изм. и доп., вступ. в силу с 26.11.2024)

11. Инструкции по применению и испытанию средств защиты, используемых в электроустановках 153-34.03.603-2003
12. ГОСТ 12.1.019-79\* ССБТ «Электробезопасность»
13. Басманов, В.Г. Заземление и молниезащита: учеб. Пособие для вузов в двух частях. Часть 2 Молниезащита / В.Г. Басманов – Киров: ПРИП ФГБОУ ВПО «ВятГАУ», 2012. – 246 с.
14. Савина. Н.В., Проценко. П.П., «Техника высоких напряжений». Благовещенск 2015.- 105 с.
15. Типовые технические требования к ограничителям перенапряжения классов напряжения 6-750 кВ, СТО 56947007- 29.120.50.076-2011, ФСК ЕЭС, 2011 г.
16. ГОСТ 1516.3-96. Издания. Международная стандартная нумерация книг. – Введен впервые; введ. 1999-01-01. – Москва: Государственный комитет Российской Федерации по стандартизации, метрологии и сертификации; М.: Изд-во стандартов, 1999. – 54 с.
17. Рекомендации по применению типовых принципиальных электрических схем распределительных устройств подстанций 35-750 кВ, СТО 56947007-29.240.30.047-2010, ФСК ЕЭС, 2010 г
18. Трансформаторы и автотрансформаторы 35 -220 кВ. Дифференциальная токовая защита. Расчет уставок. Методические указания, СТО ДИВГ-055-2013, НТЦ Мехатроника, 2013 г.
19. Савина Н.В., Мясоедов Ю.В., Дудченко Л.Н. Электрические сети в примерах и расчетах: Учебное пособие. – Благовещенск: Амурский гос.ун-т, 2012. – 238 с.
20. СТО 5694700729.240.124-2012 - Стоимостные показатели линий и подстанций 35-1150кВ. Утверждены приказом ОАО «ФСК ЕЭС» от 13.04.2012 № 136.

21. Савина, Н.В. Надежность электроэнергетических систем / Н.В. Савина. – Благовещенск: Изд-во АмГУ, 2013. – 98 с.
22. Китушин, В.Г. Надежность энергетических систем. Часть 1. Теоритические основы: учебное пособие / В.Г. Китушин. – Новосибирск: Изд-во НГТУ. – 2003. – 256 с. – (Серия «Учебники НГТУ»).
23. 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.
24. Электротехнический справочник: В 4 т. Т. 3. Производство, передача и распределение электрической энергии - Под общ. ред. профессоров МЭИ В.Г. Герасимова и др. (гл. ред. А.И. Попов). – 8-е изд., испр. и доп. – М. : Издательство МЭИ, 2008. – 964 с.
25. Официальный сайт RastrWin [Электронный ресурс]. – Режим доступа: <http://www.rastrwin.ru>
26. Идельчик, В.И. Расчеты и оптимизация режимов электрических сетей и систем. – М. : Энергоатомиздат, 2011. – 288 с. : ил.
27. Официальный сайт АО «ДРСК» [Электронный ресурс]. – Режим доступа: <http://www.drsk.ru/>
28. Еврейская автономная область : энциклопедический словарь \ Отв. ред. В.С. Гуревич, Ф.Н. Рянский – Хабаровск : Изд-во «РИОТИП» краевой типографии, 2005. – 368 с., ил.
29. Справочник по проектированию электрических сетей/ Под ред. Д.Л. Файбисовича и др. - 3-е изд., перераб. и доп.-М. : ЗАО «Издательство НЦ ЭНАС», 2012. – 520 с.
30. Методические указания по устойчивости энергосистем СО153 34.20.576-2003, утверждены приказом Минэнерго России от 30 июня 2003 г. №277. – Режим доступа : <http://www.gostrf.com/normadata/1/4294814/4294814841.pdf>

31. Казакул А.А. Специальный курс электрических сетей: Методические указания по решению практических задач/ сост.: А.А. Казакул. – Благовещенск: Изд-во АмГУ, 2022. - 127 с.

32. Козлов А.Н. Релейная защита и автоматика электроэнергетических систем : учеб. пособие для направления подготовки «Электроэнергетика и электротехника» / сост.: А. Н. Козлов, В. А. Козлов, Ю. В. Мясоедов ; АмГУ, Эн. ф. - 4-е изд., испр. - Благовещенск: Изд-во Амур. гос. ун-та, 2017. – 160с.

## Приложение А

Таблица 33 - Узлы

Номер	Название	U_ном	P_н	Q_н
Базовый				
16	ПС Биробиджан 110 кВ	110		
Нагрузочный				
26	ПС Биробиджан 35 кВ	35	2.2	1.7
35	ПС СК	110		
36	ПС СК	110		
37	ПС СК ВН Т1	110		
38	ПС СК нейтраль Т1	110		
39	ПС СК СН Т1	6		
40	ПС СК НН Т1	35		
41	ПС СК ВН Т2	110		
42	ПС СК нейтраль Т2	110		
43	ПС СК СН Т2	6		
44	ПС СК НН Т2	35		
45	ПС СК секция 1 НН	35	5.88	1.2
46	ПС СК секция 2 НН	35	0.24	0.3
47	ПС СК секция 1 СН	6	0.32	0.1
48	ПС СК секция 2 СН	6	1.65	0.2
49	оп. 4А	35		
50	оп. 15	110		
51	оп. 42	110		
52	ПС УНГУН	110	1.36	0.3
53	оп. 67	110		
54	оп. 253	110		
55	оп. 265	110		
56	ПС БИДЖАН	110	1.26	0.2
57	ПС БЛАГОСЛОВЕННОЕ	110	6.84	1.6
58	ПС ДЕЖНЕВО	110	0.82	0.1
59	ПС ЛЕНИНСК	110	6.49	1.3
60	ПС КРС	110	4.25	0.8
61	ПС БВС	110		
62	ПС АРЗ	110	0.32	0.1

Продолжение таблицы 33

1	2	3	4	5
101	ПС ТЭЦ	35	8.64	5.4
1	ПС БВС ВН Т1	110		
2	ПС БВС нейтраль Т1	110		
3	ПС БВС СН Т1	10	0.7	0.1
4	ПС БВС НН Т1	35	5.6	0.6
5	ПС БВС ВН Т2	110		
6	ПС БВС нейтраль Т2	110		
7	ПС БВС СН Т2	10	2.1	0.2
8	ПС БВС НН Т2	35	2.4	0.8
9	ПС БВС ВН Т3	35		
10	ПС БВС НН Т3	6	2.4	0.8

Приложение А продолжение

Таблица 34 - Ветви

№ нач	№ кон	Название	R	X	B	Кт/г
Трансформатор						
16	26	ПС Биробиджан 110 кВ - ПС Биробиджан 35 кВ				0.31
9	10	ПС БВС ВН Т3 - ПС БВС НН Т3	1.4	14.6		0.17
6	8	ПС БВС нейтраль Т2 - ПС БВС НН Т2				0.31
6	7	ПС БВС нейтраль Т2 - ПС БВС СН Т2	5	82.7		0.09
5	6	ПС БВС ВН Т2 - ПС БВС нейтраль Т2	5	142.2		1
2	4	ПС БВС нейтраль Т1 - ПС БВС НН Т1	5	0		0.31
2	3	ПС БВС нейтраль Т1 - ПС БВС СН Т1	5	82.7		0.09
1	2	ПС БВС ВН Т1 - ПС БВС нейтраль Т1	5	142.2		1
16	26	ПС Биробиджан 110 кВ - ПС Биробиджан 35 кВ				0.31
42	44	ПС СК нейтраль Т2 - ПС СК НН Т2				0.31
42	43	ПС СК нейтраль Т2 - ПС СК СН Т2				0.05
41	42	ПС СК ВН Т2 - ПС СК нейтраль Т2				1
38	40	ПС СК нейтраль Т1 - ПС СК НН Т1				0.31
38	39	ПС СК нейтраль Т1 - ПС СК СН Т1				0.05
37	38	ПС СК ВН Т1 - ПС СК нейтраль Т1				1
ЛЭП						
56	58	ПС БИДЖАН - ПС ДЕЖНЕВО	10.54	14.62	-88.74	
59	58	ПС ЛЕНИНСК - ПС ДЕЖНЕВО	11.5	19.78	-122.36	
60	59	ПС КРС - ПС ЛЕНИНСК	16.25	27.95	-172.9	
61	60	ПС БВС - ПС КРС	6.9328	17.7653	-119.16	
56	57	ПС БИДЖАН - ПС БЛАГОСЛОВЕННОЕ	13	22.36	-138.32	
55	56	- ПС БИДЖАН	0.62	0.86	-5.22	
54	55	-	0.15	0.258	-1.596	
53	54	-	14.19	14.52	-84.15	
52	53	ПС УНГУН -	3	5.16	-31.92	
51	52	- ПС УНГУН	16	33.6	-216	
61	51	ПС БВС -	0.48	1.23	-8.25	
16	61	ПС Биробиджан 110 кВ - ПС БВС	1.5248	3.9073	-26.208	
50	51	-	0.7584	1.9434	-13.035	
50	36	-	0.32	0.82	-5.5	
16	50	ПС Биробиджан 110 кВ -	0.3504	0.8979	-6.0225	

1	2	3	4	5	6	7
16	35	ПС Биробиджан 110 кВ -	0.7425	1.2771	-7.9002	
16	62	ПС Биробиджан 110 кВ - ПС АРЗ	0.2	0.344	-2.128	
49	45	- ПС СК секция 1 НН	0.5575	0.9143		
26	49	ПС Биробиджан 35 кВ -	0.11	0.18		
Выключатель						
61	5	ПС БВС - ПС БВС ВН Т2				
61	1	ПС БВС - ПС БВС ВН Т1				
8	9	ПС БВС НН Т2 - ПС БВС ВН Т3				
26	101	ПС Биробиджан 35 кВ - ПС ТЭЦ				
47	48	ПС СК секция 1 СН - ПС СК секция 2 СН				
43	48	ПС СК СН Т2 - ПС СК секция 2 СН				
39	47	ПС СК СН Т1 - ПС СК секция 1 СН				
45	46	ПС СК секция 1 НН - ПС СК секция 2 НН				
44	46	ПС СК НН Т2 - ПС СК секция 2 НН				
40	45	ПС СК НН Т1 - ПС СК секция 1 НН				
36	41	- ПС СК ВН Т2				
35	37	- ПС СК ВН Т1				
35	36	-				







Приложение Б продолжение

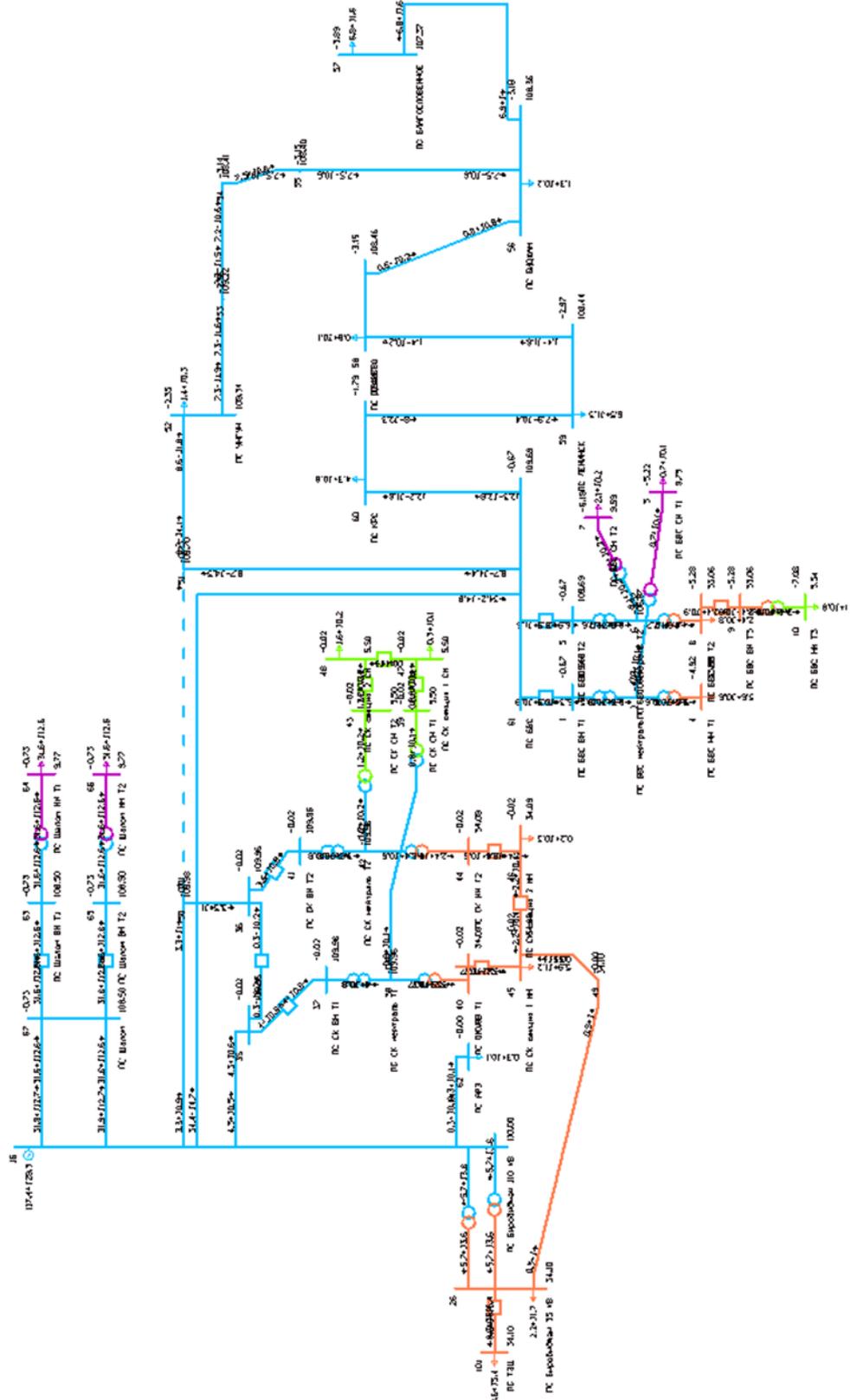


Рисунок 11 - Схема потокораспределения для выбранного варианта в послеаварийном режиме

## Приложение В

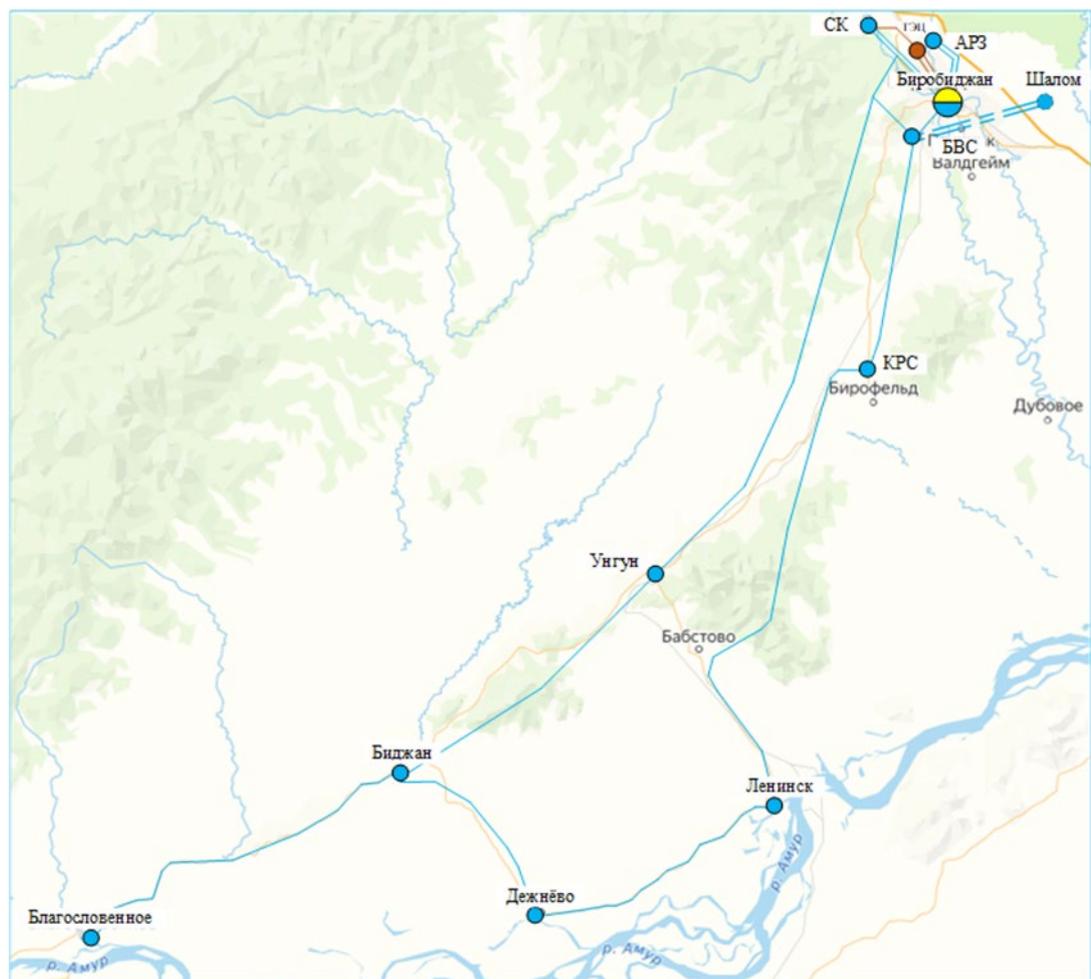


Рисунок 12 - Карта-схема для варианта 1



Приложение В продолжение

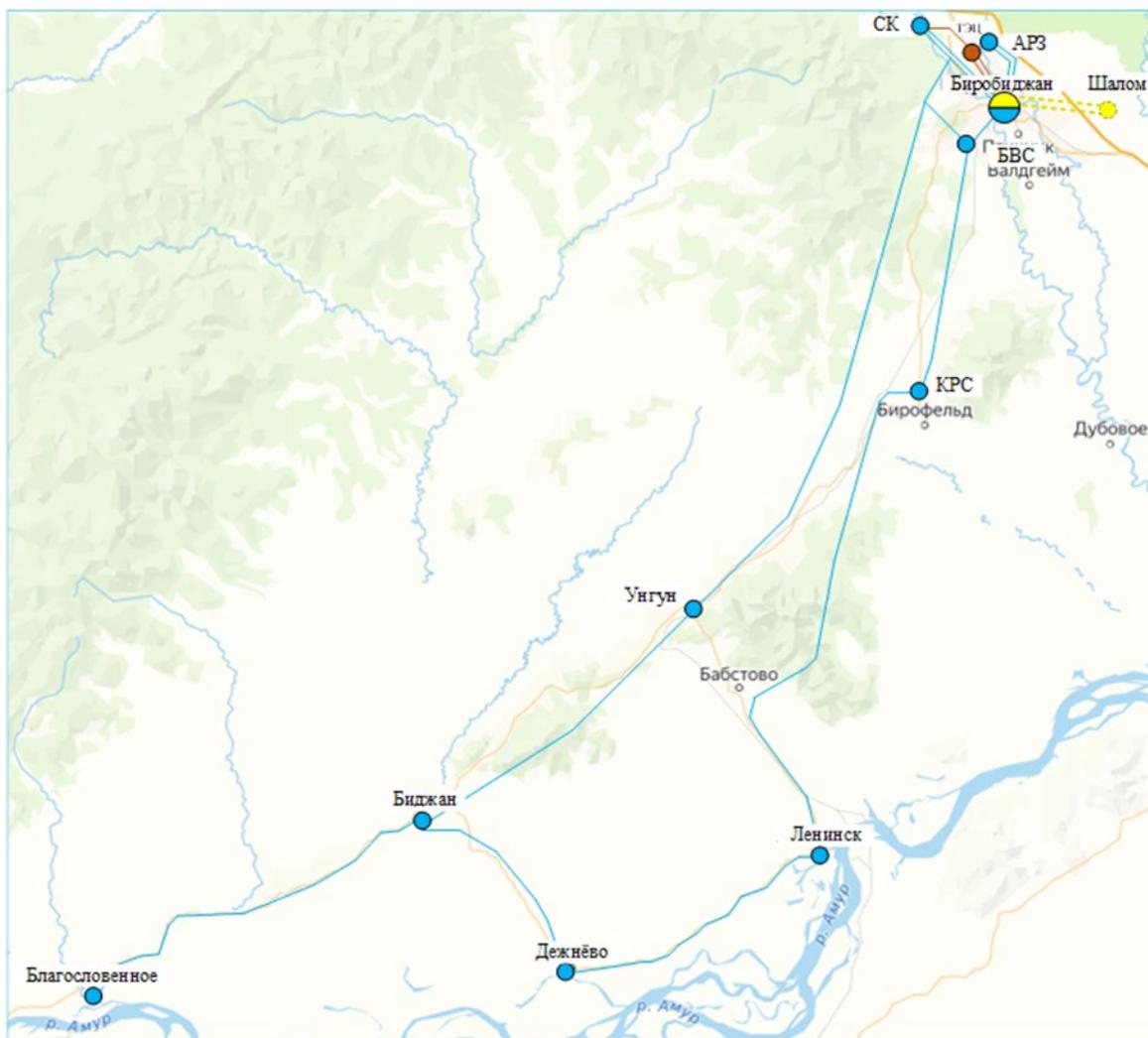


Рисунок 14 - Карта-схема для варианта 2

## Приложение В продолжение

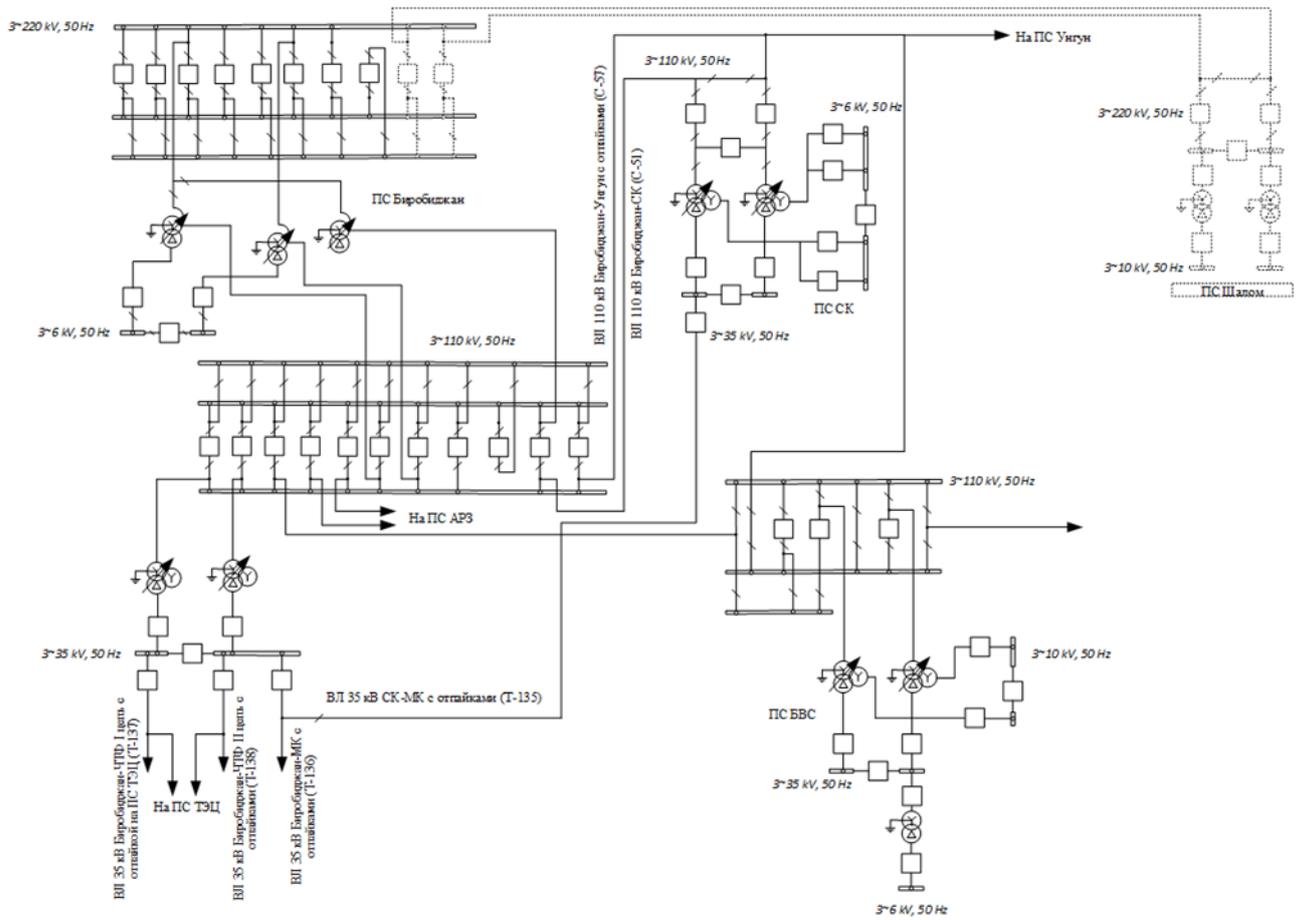


Рисунок 15 - Однолинейная схема для варианта 2

Приложение В продолжение

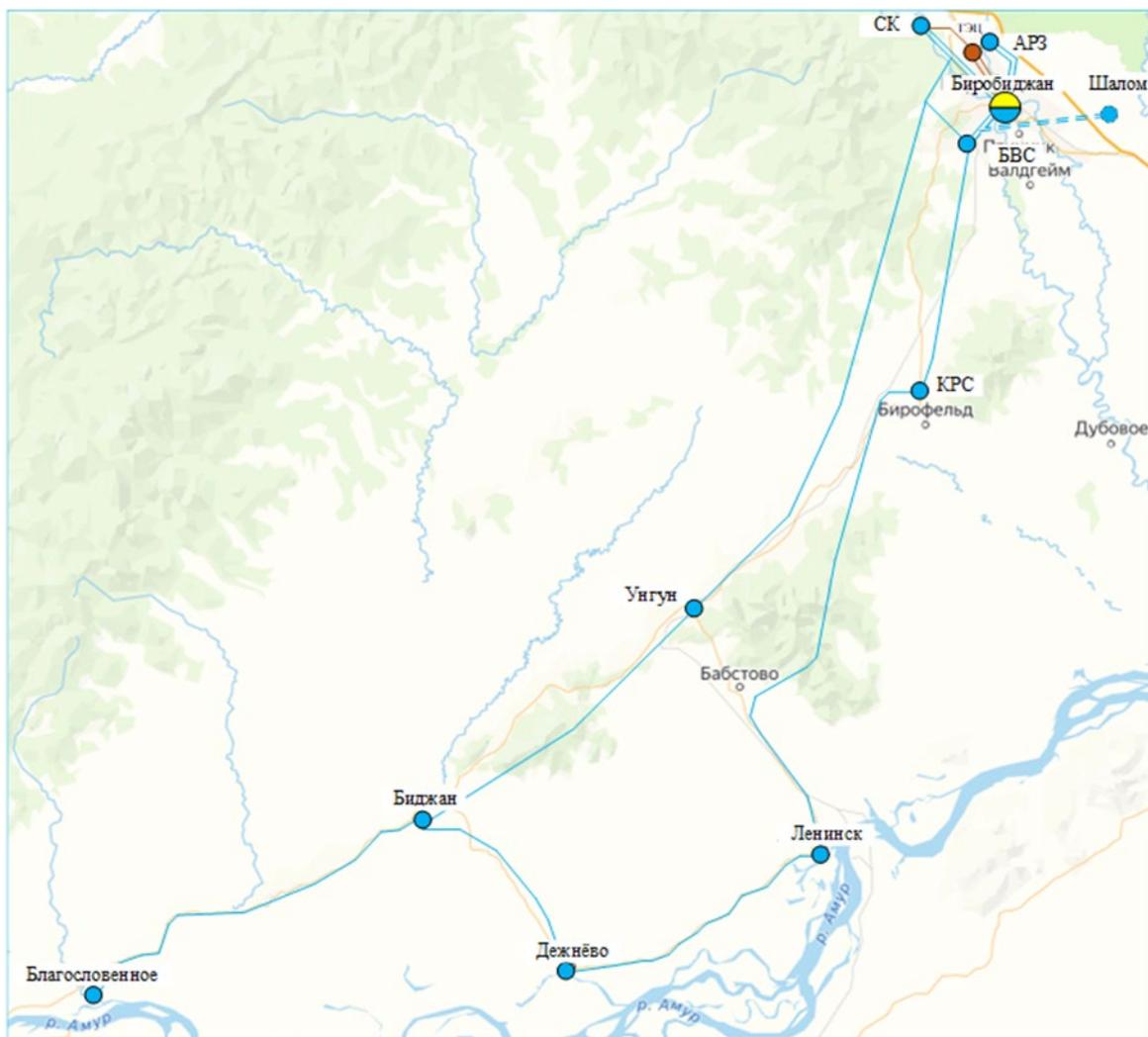


Рисунок 16 - Карта-схема для варианта 3

## Приложение В продолжение

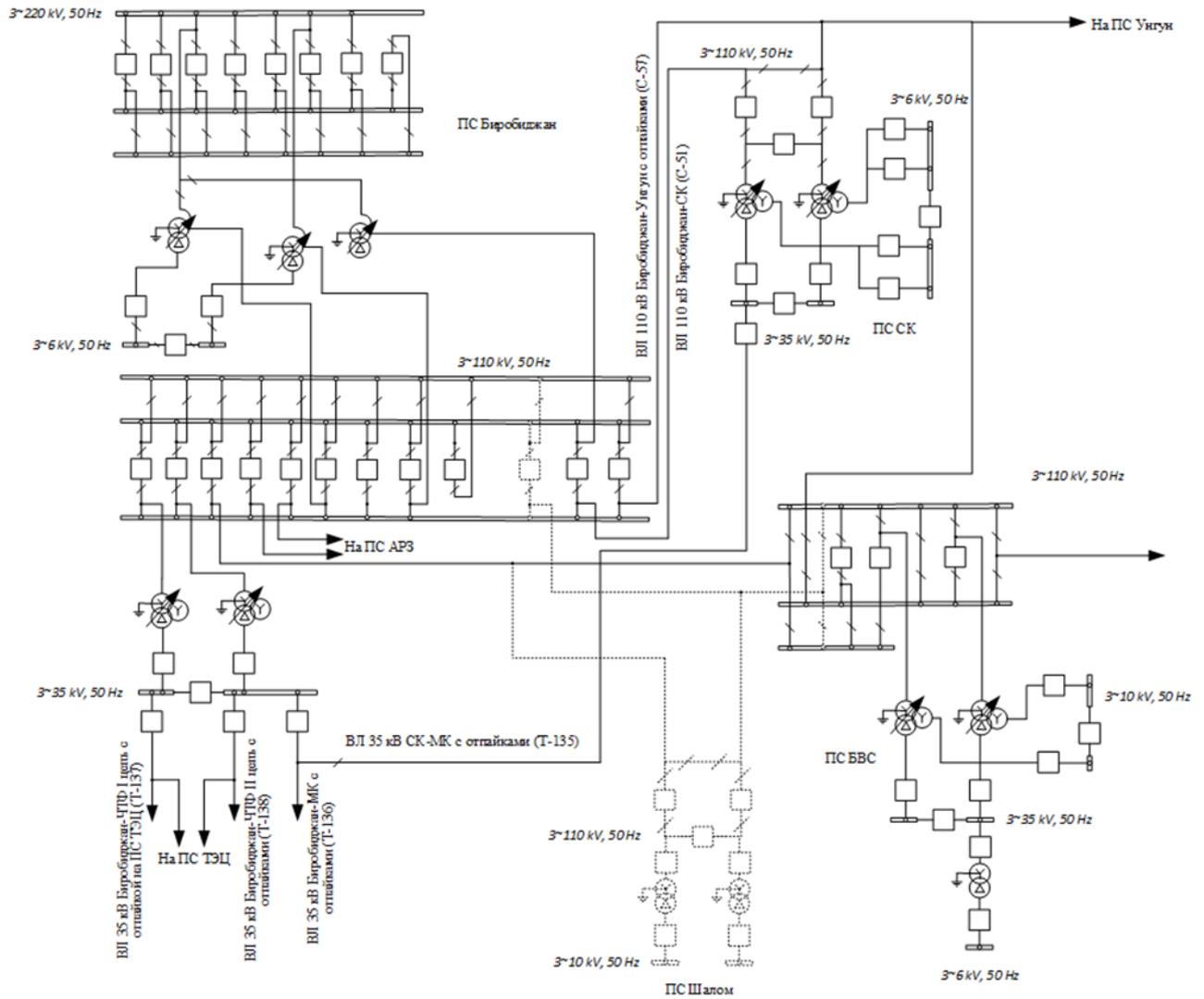


Рисунок 17 - Однолинейная схема для варианта 3

Приложение В продолжение

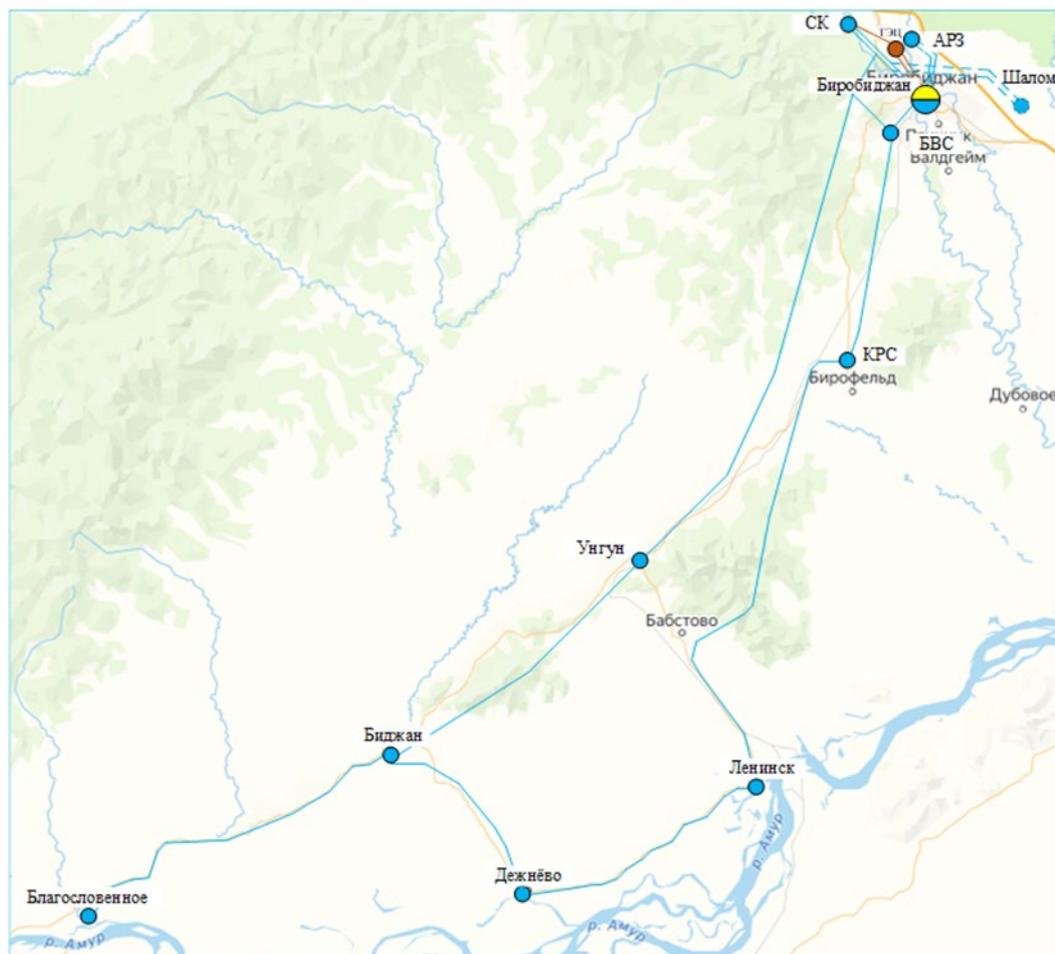


Рисунок 18 - Карта-схема для варианта 4

## Приложение В продолжение

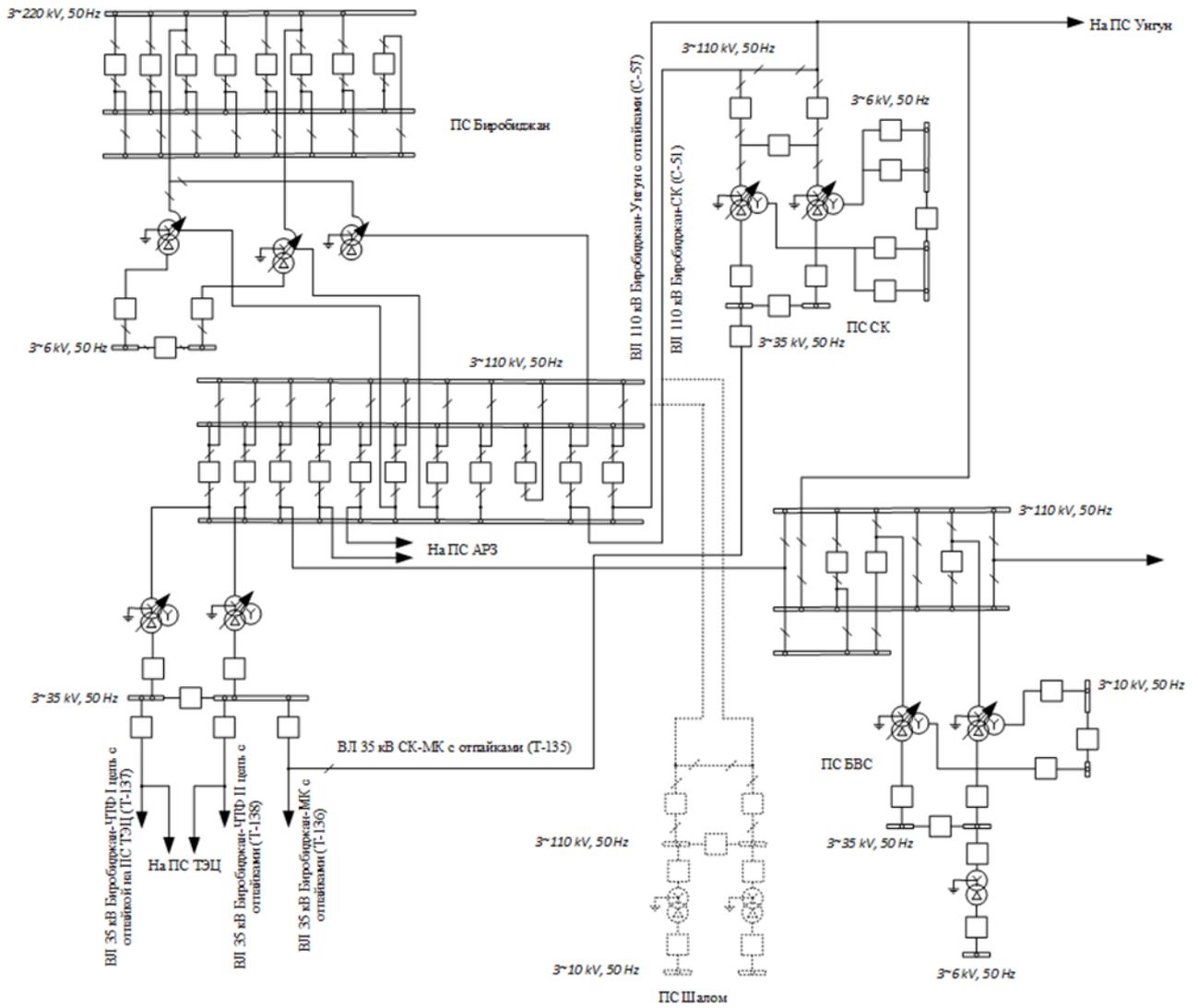


Рисунок 19 - Однолинейная схема для варианта 4

Приложение В продолжение

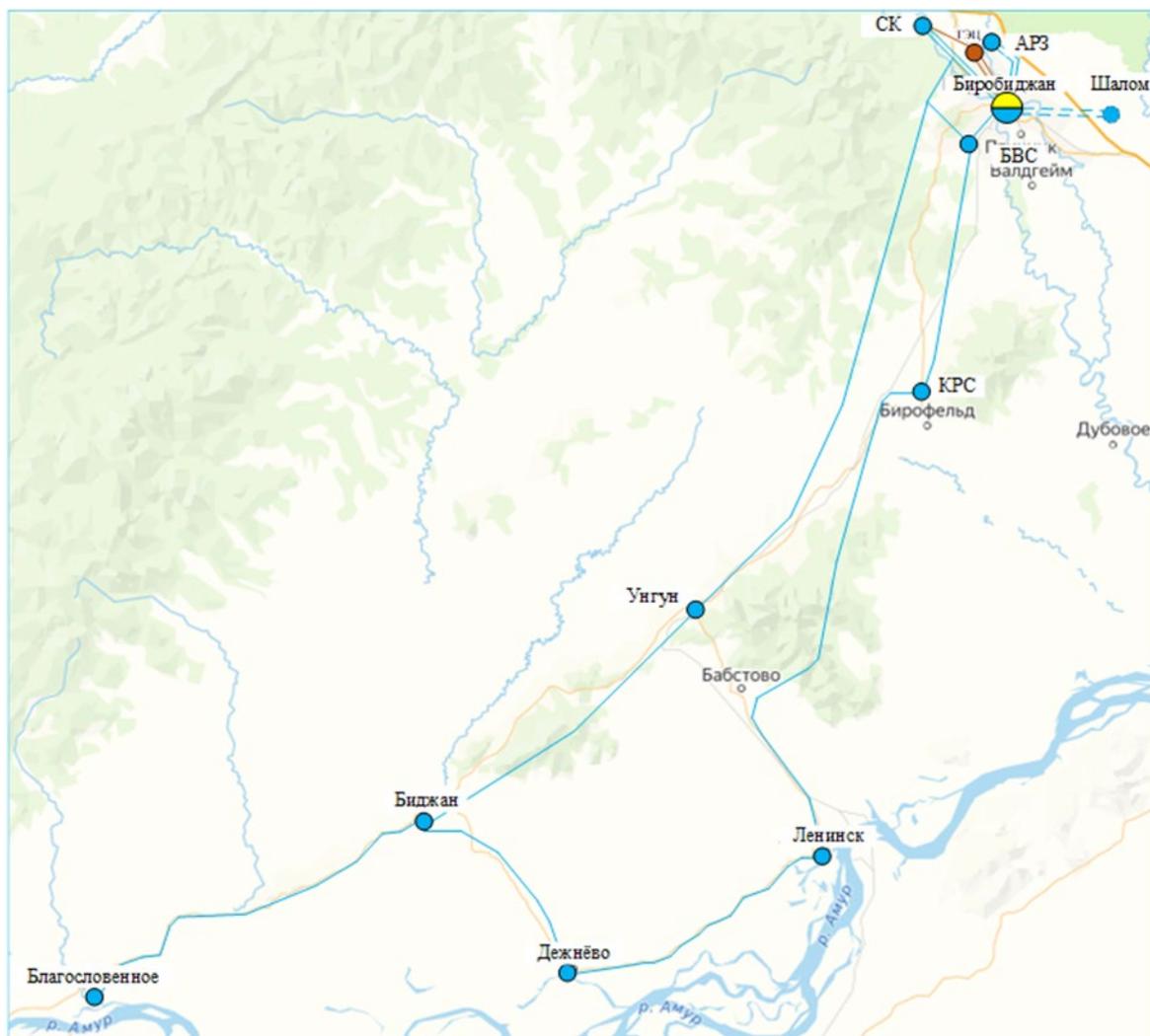


Рисунок 20 - Карта-схема для варианта 5

## Приложение В продолжение

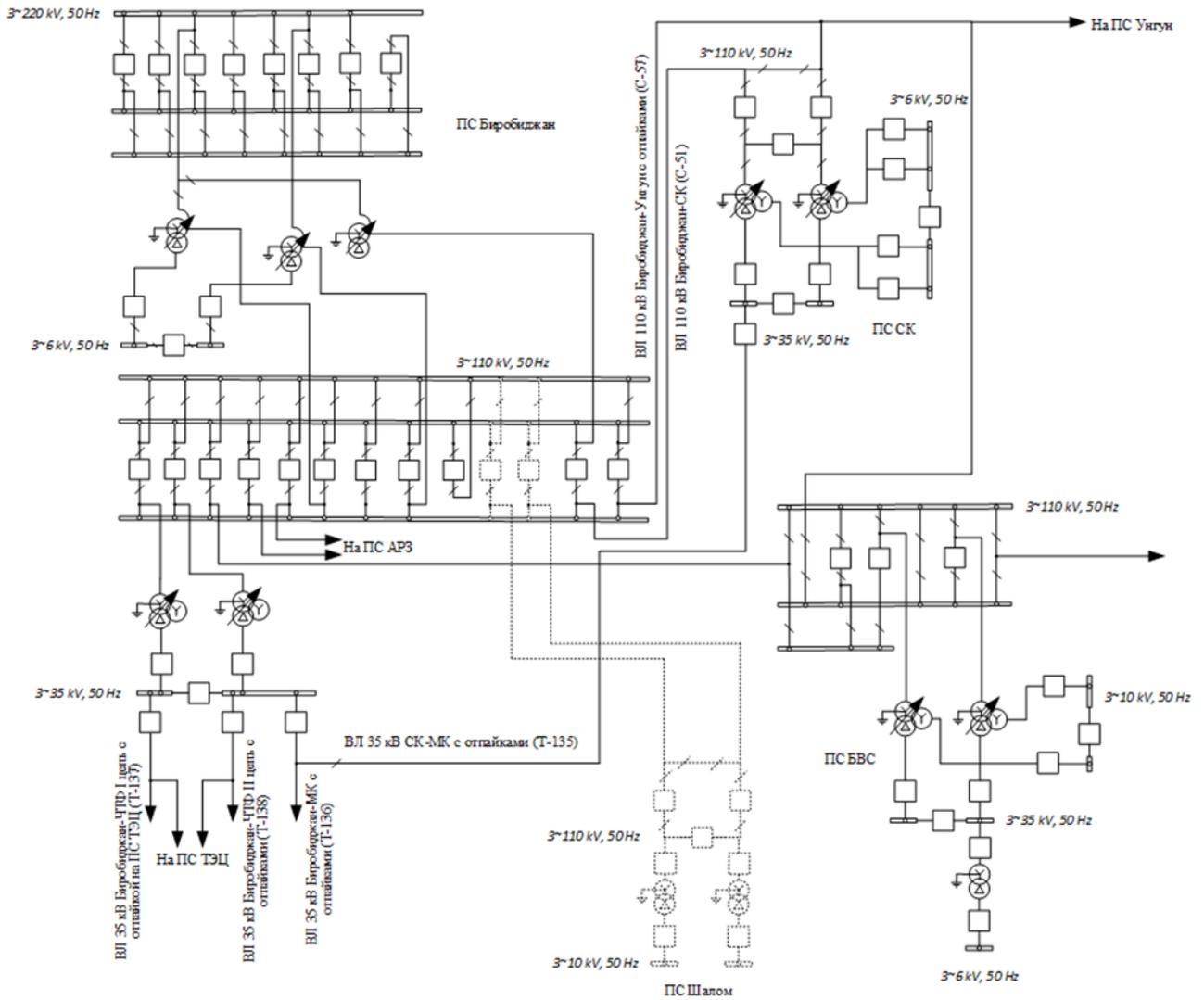


Рисунок 21 - Однолинейная схема для варианта 5