

**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

« \_\_\_\_ » \_\_\_\_\_ 202\_\_ г.

**БАКАЛАВРСКАЯ РАБОТА**

на тему: Реконструкция электрических сетей напряжением 110-35 кВ филиала АО «ДРСК» «Амурские электрические сети» в связи с подключением сухого порта в районе села Березовка

Исполнитель

студент группы 842об2

\_\_\_\_\_

подпись, дата

Д.Д. Юшкова

Руководитель

профессор, докт. тех. наук

\_\_\_\_\_

подпись, дата

Н.В. Савина

Консультант по безопасности

и экологичности, доцент,

канд.тех.наук

\_\_\_\_\_

подпись, дата

А.Б. Булгаков

Нормоконтроль

доцент, канд. тех. наук

\_\_\_\_\_

подпись, дата

А.Н. Козлов

Благовещенск 2022

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

Факультет Энергетический  
Кафедра Энергетики

УТВЕРЖДАЮ

Зав. кафедрой

\_\_\_\_\_ Н.В. Савина  
« \_\_\_\_ » \_\_\_\_\_ 2022 г.

**З А Д А Н И Е**

К выпускной квалификационной работе студента Юшковой Дарьи Дмитриевны

1. Тема выпускной квалификационной работы: Реконструкция электрических сетей напряжением 110-35 кВ филиала АО «ДРСК» «Амурские электрические сети» в связи с подключением сухого порта в районе села Березовка

(утверждено приказом от 15.03.22 № 506-Уч)

2. Срок сдачи студентом законченной работы 29.06.2022

3. Исходные данные к выпускной квалификационной работе: однолинейная схема ПС, перечень потребителей, данные контрольных замеров, нормативно-справочная литература: ПУЭ, ГОСТы

4. Содержание выпускной квалификационной работы (перечень подлежащих разработке вопросов): 1. Анализ существующей схемы электрической сети. 2. Расчет и анализ электрических нагрузок. 3 Разработка вариантов реконструкции электрической сети. 4. Выбор оптимального варианта реконструкции электрической сети. 5. Расчет токов короткого замыкания. 6. Выбор и проверка оборудования на подстанции Транспортная. 7. Релейная защита трансформатора на ПС 35 кВ транспортная. 8 Молниезащита и заземление ПС 35 кВ Транспортная. 9 Безопасность и экологичность

5. Перечень материалов приложения: (наличие чертежей, таблиц, графиков, схем, программных продуктов, иллюстративного материала и т.п.) 7 листов формата А1

6. Консультанты по выпускной квалификационной работе (с указанием относящихся к ним разделов) консультант по безопасности и экологичности доцент, канд. тех. наук А.Б.Булгаков

7. Дата выдачи задания 16.03.2022

Руководитель выпускной квалификационной работы: Н. В. Савина, профессор докт. тех. наук

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

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

(подпись студента)

## РЕФЕРАТ

Работа 127 страниц, 15 рисунков, 34 таблицы, 84 формулы.

ВОЗДУШНАЯ ЛИНИЯ ЭЛЕКТРОПЕРЕДАЧИ, ПОНИЖАЮЩАЯ ПОДСТАНЦИЯ, СИЛОВОЙ ТРАНСФОРМАТОР, ВЫКЛЮЧАТЕЛЬ, РАЗЪЕДИНИТЕЛЬ, РАСПРЕДЕЛИТЕЛЬНОЕ УСТРОЙСТВО, КОМПЕНСИРУЮЩЕЕ УСТРОЙСТВО, КОМПЛЕКТНОЕ РАСПРЕДЕЛИТЕЛЬНОЕ УСТРОЙСТВО, ДИФФЕРЕНЦИАЛЬНАЯ ЗАЩИТА ТРАНСФОРМАТОРА

В данной выпускной квалификационной работе произведена реконструкция электрических сетей напряжением 110-35 кВ филиала АО «ДРСК» - «Амурские электрические сети» в связи с подключением сухого порта в районе села Березовка.

Цель работы – подключение нового объекта к существующей сети, строительство новой подстанции 35 кВ обеспечивающая питание сухого порта.

В данной работе разработан проект реконструкции участка сети 35 кВ ПС Среднебелая - Березовка. Выполнено её обоснование. Произведен расчет рабочих токов и токов КЗ. Произведен выбор основного электрического оборудования на ПС 35 Транспортная. Выбрана релейная защита трансформатора. Произведен расчет режимов. Рассчитано заземляющее устройство ПС 35 кВ Транспортная. Выбрана схема расстановки молниеотводов для защиты ОРУ 35 кВ от прямых ударов молнии, рассчитаны зоны защиты молниеотводов.

## СОДЕРЖАНИЕ

Введение	7
1 Основная часть	9
1.1 Анализ существующей схемы электрической сети	9
1.2 Характеристика потребителей	11
1.3 Характеристика климатических и географических условий	12
1.4 Анализ существующих режимов	13
2 Расчет и анализ электрических нагрузок	26
2.1 Анализ существующих режимов	41
3 Разработка вариантов реконструкции электрической сети при подключении пс 35 кВ транспортная	48
3.1 Разработка возможных вариантов конфигураций электрической сети и отбор конкурентоспособных	48
3.2 Разработка, сравнение и отбор вариантов конфигураций сети	50
3.3 Анализ конкурентно способных вариантов	55
3.4 Выбор номинального напряжения	55
3.5 Компенсация реактивной мощности	56
3.6 Выбор числа и мощности трансформаторов	59
3.7 Выбор сечения проводников воздушных линий	61
3.7.1 Выбор сечения проводников по экономическим токовым интервалам	62
3.7.2 Условия проверки проводов по допустимой токовой нагрузке по нагреву	63
3.7.3 Пример выбора сечения проводников ВЛ	63
3.8 Разработка однолинейной схемы подстанций	65
4 Выбор оптимального варианта реконструкции электрической сети	67
4.1 Алгоритм расчёта приведённых затрат	67
4.2 Сравнение конкурентоспособных вариантов	70

5	Расчет токов короткого замыкания	71
5.1	Составление расчетной схемы замещения и определение ее параметров	72
5.2	Расчёт токов КЗ	74
6	Выбор и проверка оборудования на подстанции Транспортная	76
6.1	Выбор выключателей	76
6.2	Выбор разъединителей	78
6.3	Выбор трансформаторов тока	79
6.4	Выбор трансформаторов напряжения	81
6.5	Выбор шинных конструкций	82
6.6	Выбор ОПН	83
6.7	Выбор трансформаторов собственных нужд	86
7	Релейная защита трансформатора на ПС 35 кВ транспортная	88
7.1.	Дифференциальная отсечка (ДЗТ-1)	90
7.2	Отстройка от броска намагничивающего тока.	90
7.3	Отстройка от тока небаланса при внешнем КЗ.	91
7.4	Дифференциальная защита (ДЗТ-2)	91
7.5	Сигнализация небаланса в плечах дифференциальной защиты (ДЗТ-3)	94
7.6	Максимальная токовая защита трансформатора	95
8	Молниезащита и заземление ПС 35 кВ Транспортная	97
8.1	Общая характеристика перенапряжений и средств защиты от них	97
8.2	Молниезащита ПС 35 кВ Транспортная	100
8.3	Заземление ПС 35 кВ Транспортная	102
9	Безопасность и экологичность	106
9.1	Безопасность	106
9.2	Экологичность	114
9.3	Чрезвычайные ситуации	117
	Заключение	122
	Библиографический список	123

## ТЕРМИНЫ, ОПРЕДЕЛЕНИЯ, ОБОЗНАЧЕНИЯ И СОКРАЩЕНИЯ

- ВЛ – воздушная линия;
- ВН – высокое напряжение;
- ДЗ – дуговая защита;
- ДЗТ – дифференциальная защита трансформатора;
- КЗ – короткое замыкание;
- КРУ – комплектное распределительное устройство;
- ЛЭП – линия электропередач;
- МТЗ – максимальная токовая защита;
- НН – низшее напряжение;
- ОПН – ограничитель перенапряжения нелинейный;
- ОРУ – открытое распределительное устройство;
- ПВК – программно-вычислительный комплекс;
- ПС – подстанция;
- РПН – устройство регулирования напряжения трансформатора под нагрузкой;
- РЗА – релейная защита и автоматика;
- РУ – распределительное устройство;
- ТН – трансформатор напряжения;
- ТТ – трансформатор тока;
- УКРМ – устройство компенсации реактивной мощности.

## ВВЕДЕНИЕ

Электроэнергетика является основой экономики всех индустриальных стран мира, играет огромную роль для обеспечения потребителей, которыми являются промышленные предприятия, электрифицированный транспорт, объекты строительства, бытовые потребители, сфера обслуживания городов и поселков, а также потребители собственных нужд – механизмы, обслуживающие технологический процесс производства электроэнергии.

Электрическая энергия является наиболее удобным и дешевым видом энергии. Широкое распространение электрической энергии обусловлено относительной легкостью ее получения, преобразования и возможностью ее передачи на большие расстояния. Огромную роль в системах электроснабжения играют электрические подстанции – электроустановки, предназначенные для преобразования и распределения электроэнергии. Они являются важным звеном в системе электроснабжения. Поэтому рассмотрение работы электрических подстанций является важным этапом в подготовке грамотного специалиста.

Основным потребителем электроэнергии являются различные отрасли промышленности, транспорт, сельское хозяйство, коммунальное хозяйство городов и посёлков. При этом более 70% потребления приходится на промышленные объекты. Все сельскохозяйственные предприятия пользуются электроэнергией, все жилые дома в населённых пунктах имеют электрический ввод.

Одним из важнейших показателей электроснабжения в настоящее время является надежность подачи электроэнергии. Всякое отключение электроэнергии – плановое (для ревизии и ремонта) и, особенно - неожиданное, аварийное приносит огромный ущерб потребителю и самой энергетической системе.

Для обеспечения подачи электроэнергии, в необходимом количестве и соответствующего качества, от энергосистем к промышленным объектам, установкам служат питающие, распределительные сети напряжением до и выше 1000 В и трансформаторные, преобразовательные и распределительные подстанции.

Опыт развития электрификации показал, что надёжное, высококачественное и дешёвое электроснабжение можно получить только от крупных районных электростанций, объединённых между собой в мощные энергетические системы, они создают благоприятные условия для электрификации всех отраслей народного хозяйства.

При проектировании подстанции стараются использовать типовые решения, схемы и элементы, что приводит к унификации оборудования подстанции и как следствие к удешевлению обслуживания и проектной стоимости. Но на практике, при проектировании подстанции приходится учитывать особенности месторасположения и другие исходные условия.

Данная выпускная квалификационная работа рассматривает вопросы, связанные с реконструкцией участка сети 35 кВ ПС Среднебелая - Березовка.

Целью данной работы является комплексная проверка схемы электроснабжения и оборудования подстанций требованиям современного этапа, и оценка надёжности ее функционирования. Для этого решаются следующие задачи: проектирование новой подстанции 35 кВ для электроснабжения подключаемого объекта, реконструкция существующей сети 110 – 35 кВ.



# 1 ОСНОВНАЯ ЧАСТЬ

## 1.1 Анализ существующей схемы электрической сети

В выпускной квалификационной работе рассматривается электрическая сеть с двухсторонним питанием - от ПС Благовещенская с одной стороны и от ПС Белогорская с другой стороны. Основным представителем организации эксплуатирующей ЛЭП и оборудование рассматриваемого района является – Филиал АО «ДРСК» Амурские ЭС. Рассматриваемую электрическую сеть укажем на рисунке 1.

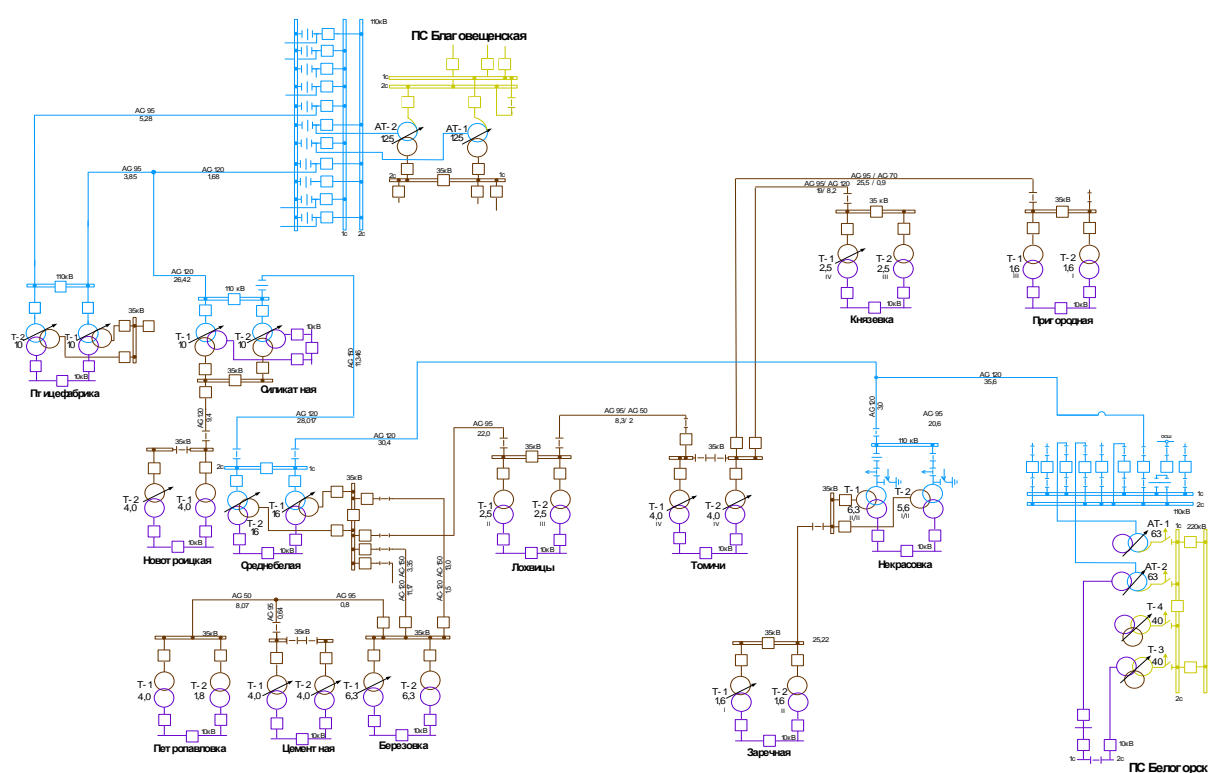


Рисунок 1 – Рассматриваемая электрическая сеть

ПС Благовещенская имеет три уровня напряжения: 220/110/35. РУ 220 кВ выполнено по схеме две секционированные системы шин без обходной. На данный момент к РУ 220 кВ подключено 6 присоединений. РУ 110 кВ выполнено по схеме две секционированные системы шин с обходной. К РУ 110 кВ - 9 присоединений. РУ 35 кВ выполнено по схеме одна секционированная система шин с обходной, в данный момент к РУ 35 кВ осуществлено 2 присоединения. Схему ПС 220 кВ Благовещенская укажем на рисунке 2.

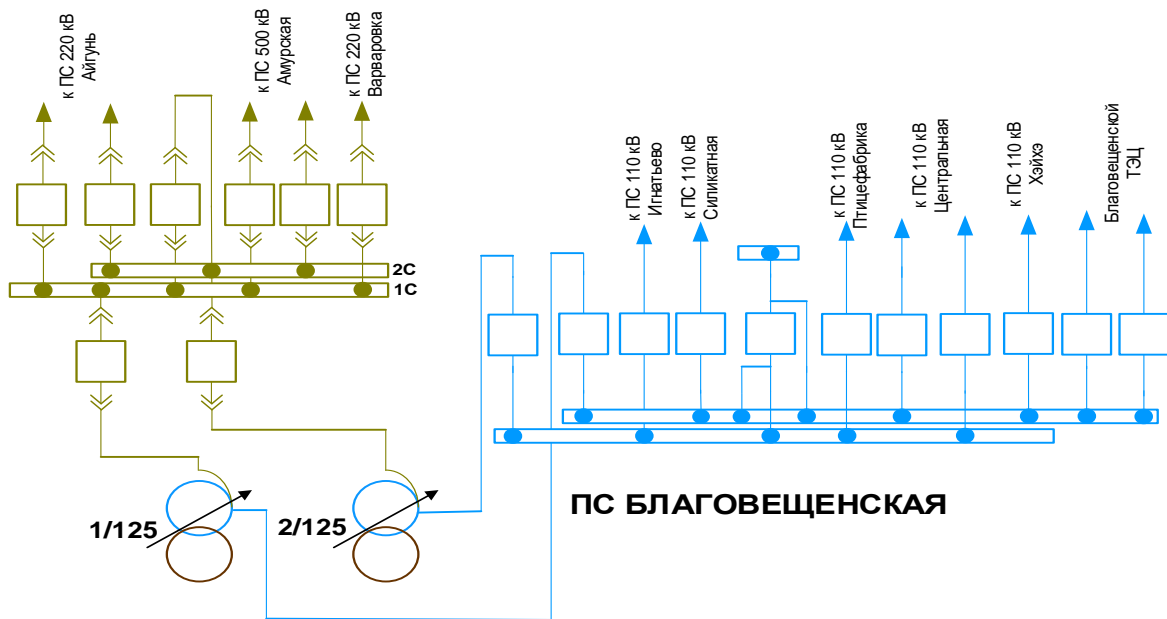


Рисунок 2 – Схема ПС 220 кВ Благовещенская

ПС Силикатная находится в сети Благовещенского РЭС, имеет три уровня напряжения 110/35/10 кВ и питается от ПС Благовещенская. РУ 110 кВ ПС Силикатная выполнено по схеме блок линия-трансформатор с выключателями. К РУ 110 кВ подключено 2 присоединения. РУ 35 кВ выполнено по схеме блок линия-трансформатор с выключателями.

ПС Белогорская имеет четыре уровня напряжения 220/110/35/10 кВ. Выдача электроэнергии промышленным и сельскохозяйственным потребителям производится на напряжениях 110, 35 и 10 кВ.

Распределительные устройства 220, 110, 35 кВ выполнены открытыми (ОРУ). ОРУ 220 кВ ПС Белогорская выполнено по схеме - одна секционированная система сборных шин с выключателями типа У-220 (линейные и секционный) и выключателями в цепях трансформаторов.

ОРУ 110 кВ выполнено по схеме одна секционированная система сборных шин с обходной системой шин с выключателями, от ОРУ отходят три ВЛ 110 кВ. Схему ПС 220 кВ Белогорск укажем на рисунке 3.

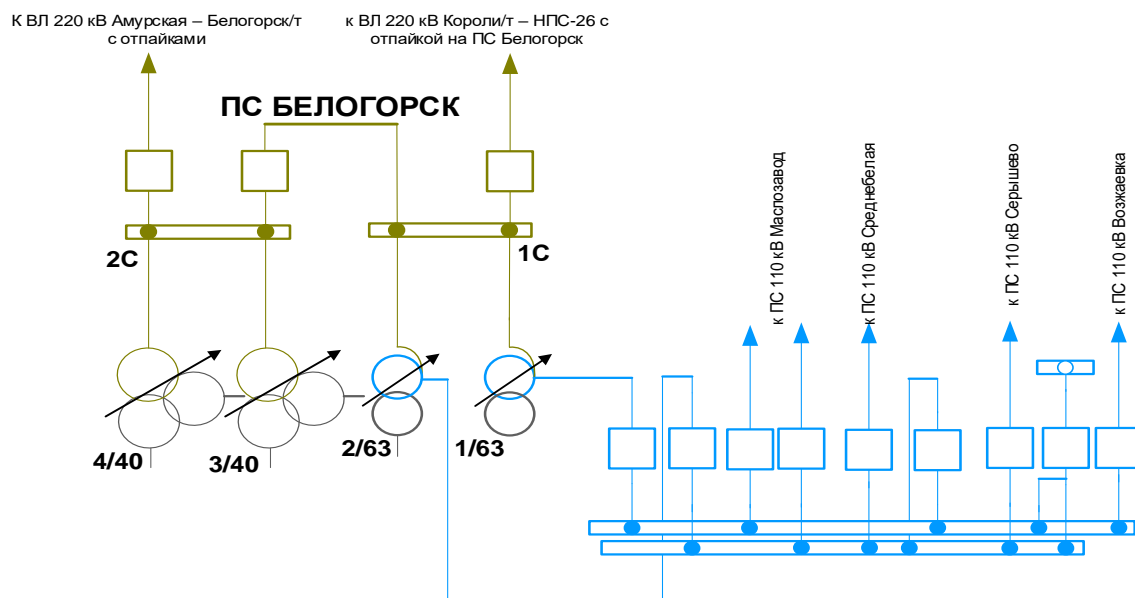


Рисунок 3 – Схема ПС 220 кВ Белогорск

ОРУ 35 кВ выполнено по схеме одна секционированная система сборных шин, от ОРУ отходят десять ВЛ 35 кВ, питающих потребителей.

Комплектное распределительное устройство 10 кВ выполнено по схеме одна секционированная разъединителем система сборных шин. От КРУ 10 кВ отходит 12 линий.

ПС Среднебелая имеет три уровня напряжения 110/35/10 кВ, питается от ПС Белогорская. РУ 110 кВ выполнено по схеме сдвоенный блок линия-трансформатор.

Данный участок энергосистемы выполнен тремя радиальными линиями: ВЛ 110 кВ Благовещенская – Силикатная с отпайкой на ПС Птицефабрика, ВЛ 110 кВ Силикатная – Среднебелая (нормально отключена со стороны ПС Силикатная), ВЛ 110 кВ Белогорская – Среднебелая с отпайкой на ПС Некрасовка.

## 1.2 Характеристика потребителей

В зависимости от выполняемых функций, возможностей обеспечения схемы внешнего энергоснабжения, величины и режимов потребления электроэнергии и мощности, тарифов и систем расчетов за электроэнергию, особенностей правил пользования электроэнергией потребителей электроэнергии принято делить на следующие основные группы:

производственные сельскохозяйственные потребители;  
оптовые потребители-перепродавцы;  
бытовые потребители;  
общественно-коммунальные потребители.

К промышленным потребителям приравнены строительные предприятия, предприятия всех видов транспорта.

Основными потребителями электроэнергии рассматриваемого района являются общественно-коммунальные потребители, а также производственные сельскохозяйственные потребители. Режим потребления электроэнергии определяется характером нагрузки, временем суток и года и может быть представлен графиком нагрузки –зависимостью активной, реактивной и полной мощности от времени. В данном проекте все подстанции, кроме ПС 35 кВ Петропавловка и ПС 110 кВ Некрасовка питают три группы потребителей. Указанные подстанции имеет только третью группу потребителей.

Географическую и принципиальную электрическую схему существующей сети покажем на листе графической части №1.

### **1.3 Характеристика климатических и географических условий**

Выбор электрических аппаратов и проводников, проектирование конструкций распределительных устройств ПС и линий электропередачи ведется с учетом климатических условий.

Число грозových часов в году необходимо для оценки грозových перенапряжений. Продолжительность зимних и летних дней в году учитывается при расчетах электрических нагрузок.

Рассмотрим климатические условия района расположения реконструируемых объектов. Географически данные объекты расположены в Амурской области, низинах Зейско-Буреинской равнины.

Амурская область лежит в умеренном климатическом поясе. Ее климат резкоконтинентальный с муссонными чертами. Господствует умеренный

континентальный воздух, зимой вторгается арктический. Преобладает западный перенос воздушных масс, развита циклоническая деятельность.

Средняя годовая температура воздуха 0 °С. Средняя температура воздуха в июле - от 17 °С на севере до 21 °С на юге. Безморозный период – от 57 дней на севере до 144 дней на юге. Вегетационный период со средними температурами воздуха выше 10 °С - от 86 дней на севере до 134 дней на юге.. Средние температуры воздуха в январе от минус 26 °С на юге до минус 32 °С на севере.

Годовое количество осадков – от 430 мм на западе до 800 мм на востоке. Они выпадают преимущественно в теплый период (90 – 92 % год.). Дожди ливневые и обложные, бывает град. Облачность в июле 6.5 балла, в январе – 3 балла (Благовещенск). По кол-ву часов солнечного сияния зимой Амурская область занимает одно из первых мест в России.

В южной части зимой образуется слой сезонной мерзлоты до 2.5-3 м, максимально более 3.2 м, полностью оттаивающий к началу июля. В средней и северной частях – островная многолетняя мерзлота максимальной мощностью 70-80 м.

Четко выражены времена года. Лето преимущественно жаркое, на севере теплое, дождливое, но со значительным количеством солнечного сияния. Зима холодная, сухая, с маломощным снежным покровом, с большим количеством солнечного сияния.

#### **1.4 Анализ существующих режимов**

Для проведения расчетов в программе RastrWin 3 необходимо подготовить исходные данные по электросетевому оборудованию, нагрузкам и генераторам электрической сети. Для этого необходимо:

- пронумеровать все узлы электрической сети, включая все промежуточные узлы;
- выполнить граф сети с указанием узлов и ветвей;

- для каждого узла определить его номинальное напряжение, активную, реактивную мощности нагрузки;
- определить проводимости УКРМ;
- для генераторных узлов определить активную мощность генерации, пределы регулирования реактивной мощности и заданный модуль напряжения;
- для линий электропередачи определить продольное сопротивление и проводимость на землю
- для трансформаторов определить сопротивления и проводимости:

$$Z_l = L \cdot (r + j \cdot x_0), \quad (1)$$

где  $L$  – длина линии, км;

$r_0$  – активное сопротивление линии, Ом/км;

$x_0$  – реактивное сопротивление линии, Ом/км.

$$B_l = b_0 \cdot L \quad (2)$$

где  $b_0$  – емкостная проводимость.

Погонные параметры проводом, применяемых в рассматриваемом районе приведены в таблице 1

Таблица 1 – Удельные параметры проводов

Марка провода	$r_0$ , Ом/км	$x_0$ , Ом/км	$b_0$ , <u>мкСм/км</u>
<u>35 кВ</u>			
АС-70/11	0,422	0,432	-
АС-95/16	0,301	0,421	-
<u>110 кВ</u>			
АС-70/11	0,422	0,444	2,547
АС-95/16	0,301	0,434	2,611
АС-120/19	0,22	0,427	2,658
АС-150/24	0,204	0,42	2,707

Для примера рассмотрим ВЛ 110 кВ Белогорская – Среднебелая с отпайкой на ПС Некрасовка, ЛЭП выполнена проводом АС-120/24.

$$R = r_0 \cdot L = 0,422 \cdot 66 = 27,852 \text{ Ом},$$

$$X = x_0 \cdot L = 0,444 \cdot 66 = 29,304 \text{ Ом},$$

$$B = b_0 \cdot L = 2,574 \cdot 66 = 169,88 \text{ мкСм}.$$

Рассчитанные параметры остальных линий приведены в таблице 2.

Таблица 2 – Параметры ЛЭП

Наименование ЛЭП	Марка и сечение провода	Длина ЛЭП, км	R, Ом	X, Ом	B, мкСм
1	2	3	4	5	6
Благовещенская - отпайка на ПТФ	АС-120/19	1,68	0,348	0,610	-3,80
отпайка на ПТФ - Птицефабрика	АС-95/16	3,85	1,178	1,621	-10,05
Благовещенская - Птицефабрика	АС-95/16	5,28	1,616	2,223	-13,78
отпайка на ПТФ - Силикатная	АС-120/19	24,62	6,507	11,388	-70,89
Силикатная - Среднебелая	АС-120/19	28,017	9,151	16,729	-105,18
	АС-150/24	11,346			
Среднебелая - отпайка Некрасовка	АС-120/19	30,4	7,418	12,981	-80,80
отпайка Некрасовка - Некрасовка	АС-120/19	3,0	0,732	1,281	-7,97
отпайка Некрасовка - Белогорск	АС-120/19	35,6	8,686	15,201	-94,62
Среднебелая – Березовка №1	АС-120/19	3,35	3,409	6,177	0
	АС-150/24	11,17			
Среднебелая – Березовка №2	АС-120/19	13,0	3,018	6,101	0
	АС-150/24	1,5			
Березовка - отпайка Цементная	АС-95/16	0,8	0,245	0,337	0

1	2	3	4	5	6
отпайка Цементная - Цементная	АС-95/16	0,64	0,196	0,269	0
отпайка Цементная - Петропавловка	АС-50/8	8,07	4,866	2,889	0
Среднебелая - Лохвицы	АС-95/16	22,0	6,732	9,262	0
Лохвицы - Томичи	АС-95/16	8,3	3,746	4,21	0
	АС-50/8	2,0			
Томичи - Князевка	АС-95/16	19,0	7,815	11,5	0
	АС-120/19	8,2			
Томичи - Пригородная	АС-95/16	25,5	8,183	11,135	0
	АС-70/11	0,9			

Расчета сопротивлений трёхобмоточного силового трансформатора (автотрансформатора) производится исходя из потерь КЗ и напряжения КЗ.

Для определения параметров потери КЗ для каждой стороны трехобмоточного трансформатора используются следующие формулы:

$$\Delta P_{к.В} = \frac{1}{2} \cdot (\Delta P_{к.В-С} + \Delta P_{к.В-Н} - \Delta P_{к.С-Н}) \quad (3)$$

$$\Delta P_{к.С} = \frac{1}{2} \cdot (\Delta P_{к.В-С} + \Delta P_{к.С-Н} - \Delta P_{к.В-Н}) \quad (4)$$

$$\Delta P_{к.Н} = \frac{1}{2} \cdot (\Delta P_{к.В-Н} + \Delta P_{к.С-Н} - \Delta P_{к.В-С}) \quad (5)$$

где  $\Delta P_{к.В-С}$  – потери мощности на КЗ при закороченных обмотках ВН и СН;

$\Delta P_{к.В-Н}$  – потери мощности на КЗ при закороченных обмотках ВН и НН;

$\Delta P_{к.С-Н}$  – потери мощности на КЗ при закороченных обмотках НН и СН.

Аналогично рассчитываются напряжения КЗ:



$$\Delta u_{\kappa.B} = \frac{1}{2} \cdot (\Delta u_{\kappa.B-C} + \Delta u_{\kappa.B-H} - \Delta u_{\kappa.C-H}) \quad (6)$$

$$\Delta u_{\kappa.C} = \frac{1}{2} \cdot (\Delta u_{\kappa.B-C} + \Delta u_{\kappa.C-H} - \Delta u_{\kappa.B-H}) \quad (7)$$

$$\Delta u_{\kappa.H} = \frac{1}{2} \cdot (\Delta u_{\kappa.B-H} + \Delta u_{\kappa.C-H} - \Delta u_{\kappa.B-C}) \quad (8)$$

где  $\Delta u_{\kappa.B-C}$  – напряжение КЗ при закороченных обмотках ВН и СН, %;

$\Delta u_{\kappa.B-H}$  – напряжение КЗ при закороченных обмотках ВН и НН, %;

$\Delta u_{\kappa.C-H}$  – напряжение КЗ при закороченных обмотках НН и СН, %.

Таким образом, сопротивления определяются по формулам:

$$R_m = \frac{\Delta P_{\kappa} \cdot U_{\text{т.ном}}^2}{S_{\text{т.ном}}^2} \quad (9)$$

$$X_m = \frac{\Delta u_{\kappa\%}}{100} \cdot \frac{U_{\text{т.ном}}^2}{S_{\text{т.ном}}} \quad (10)$$

Для расчета реактивной проводимости используется формула:

$$B_m = \frac{\Delta Q_x}{U_{\text{ВН}}^2} \quad (11)$$

где  $\Delta Q_x$  - потери реактивной мощности на холостой ход.

Коэффициенты трансформации определяются как отношение НН к ВН

Коэффициент трансформации определяется по формуле:

$$K_m = \frac{U_{\text{НН}}}{U_{\text{ВН}}} \quad (12)$$

Расчетные параметры трансформаторов приведены в таблице 3.

Таблица 3 – Расчетные параметры силовых трансформаторов

Марка	$\Delta P_k$ , кВт	$\Delta u_k$ , %	$\Delta Q_x$ , вар
АТДЦТН-125000/220/110	200/130/140	11/35/22	625
ТДТН-16000/110		17/10,5/6	160
ТДТН-10000/110		17/10,5/6	110
ТМТН-6300/110		17/10,5/6	75,6
ТМН-6300/35	46,5	7,5	56,7
ТМН-4000/35	33,5	7,5	40
ТМ-2500/35	23,5	6,5	27,5
ТМ-1800/35	23,5	6,5	19,5
ТМ-1600/35	23,5	6,5	17,6

Для примера найдем параметры силового трансформатора на ПС 35 кВ Березовка. На объекте установлено два трансформатора марки ТМН-6300/35

$$R_m = \frac{\Delta P_k \cdot U_{т.ном}^2}{S_{т.ном}^2} = \frac{46,5 \cdot 10^{-3} \cdot 35^2}{6,3^2} = 1,435 \text{ Ом}$$

$$X_m = \frac{\Delta u_{к\%}}{100} \cdot \frac{U_{т.ном}^2}{S_{т.ном}} = \frac{7,5}{100} \cdot \frac{35^2}{6,3} = 14,58 \text{ Ом}$$

$$B_m = \frac{\Delta Q_x}{U_{ВН}^2} = \frac{56,7}{35^2} = 1,429 \text{ мкСм}$$

$$K_m = \frac{U_{НН}}{U_{ВН}} = \frac{11}{35} = 0,314$$

Таблица 4 – Параметры трансформаторов

Марка	R, Ом	X, Ом	B, мкСм	K <sub>T</sub>
1	2	3	4	5
АТДЦТН-125000/220	0,61	44,03	9,0	1
	0,42	-2,09		0,5
	2,52	79,96		0,167

## Продолжение таблицы 4

1	2	3	4	5
ТДТН-16000/110	2,6	88,9	12	1
	2,6	0		0,335
	2,6	52		0,096
ТДТН-10000/110	5	142,2	8,32	1
	5	0		0,335
	5	82,7		0,096
ТМТН-6300/110	9,7	225,7	5,7	1
	9,7	0		0,335
	9,7	131,2		0,096
ТМН-6300/35	1,4	14,6	30,7	0,096
ТМН-4000/35	2,6	23	32,6	0,096
ТМН-2500/35	4,6	31,9	22,4	0,096
ТМН-1600/35	11,2	49,2	14,4	0,096

В качестве активной и реактивной мощности нагрузочных узлов примем результаты контрольного замера 15.12.2021. Сведем параметры нагрузок в таблицу 5.

Таблица 5 – Нагрузка в узлах

Объект	Активная нагрузка, МВт	Реактивная нагрузка, Мвар
1	2	3
Птицефабрика СН	2,2	1,4
Птицефабрика Т-1 НН	1,7	1,2
Птицефабрика Т-2 НН	1,9	0,5
Силикатная Т-1 СН	2,5	0,6
Силикатная Т-2 СН	0	0
Силикатная Т-1 НН	3,1	1,7
Силикатная Т-2 НН	2,6	0,6
Среднебелая Т-2 СН	3,6	1
Некрасовка СН	0,3	0,2
Некрасовка Т-1 НН	0,2	0,1
Некрасовка Т-2 НН	0,1	0,1
Березовка Т-1 НН	2,9	0,8
Березовка Т-2 НН	0,4	0,1
Цементная Т-1 НН	0	0
Цементная Т-2 НН	0	0
Петропавловка Т-1 НН	0,5	0,2
Петропавловка Т-2 НН	0	0
Лохвицы Т-1 НН	0,3	0,2
Лохвицы Т-2 НН	0	0
Томичи Т-1 НН	2,3	0,5
Томичи Т-2 НН	0	0
Князевка Т-1 НН	0,8	0,1

## Продолжение таблицы 5

1	2	3
Князевка Т-2 НН	0	0
Пригородная Т-1 НН	0	0
Пригородная Т-2 НН	0,8	0,1

Произведем расчет установившегося режима в ПВК RastrWin 3. Результаты расчета нормального режима представим в таблицах 6, 7, 8.

Рассчитывая напряжения в сети 35-110 кВ, следует отметить, что расчетное значение напряжения не должно отклоняться от номинального напряжения, расчетное значение напряжения в сети 6-10 кВ не должно отклоняться от номинального напряжения более чем на 5%.

Выполняя расчет токовой загрузки ЛЭП необходимо оценить плотность тока ВЛ, а также выполнить проверку длительной допустимой токовой нагрузки.

Таблица 6 – Напряжения в узлах

Ном ер	Название	Номинальное напряжение, кВ	Расчетное напряжение, кВ	Отклонение напряжения, %
1	2	3	4	5
1	Благовещенская	220	230,00	4,55
2	средняя точка АТ-1 Благовещенская	220	229,26	4,21
4	СН АТ-1 Благовещенская	110	120,62	9,65
5	СН АТ-2 Благовещенская	110	120,61	9,65
8	отпайка на ПТФ	110	120,57	9,60
9	Птицефабрика Т-1 ВН	110	120,53	9,57
10	Птицефабрика Т-2 ВН	110	120,52	9,56
11	Птицефабрика Т-1 средняя точка	110	117,26	6,60
12	Птицефабрика Т-2 средняя точка	110	118,61	7,83
13	Птицефабрика СН	35	10,02	0,17
14	Птицефабрика Т-1 НН	10	10,15	1,53
15	Птицефабрика Т-2 НН	10	35,44	1,25
16	Силикатная Т-1 ВН	110	119,80	8,91
17	Силикатная Т-2 ВН	110	119,80	8,91
18	Силикатная Т-1 средняя точка	110	115,76	5,24

Продолжение таблицы 6

1	2	3	4	5
19	Силикатная Т-2 средняя точка	110	118,69	7,90
20	Силикатная Т-1 СН	35	35,55	1,56
21	Силикатная Т-2 СН	35	36,49	4,25
22	Силикатная Т-1 НН	10	10,02	0,23
23	Силикатная Т-2 НН	10	10,37	3,68
24	Среднебелая Т-1 ВН	110	111,04	0,94
25	Среднебелая Т-2 ВН	110	111,04	0,94
26	Среднебелая Т-1 средняя точка	110	109,69	-0,28
27	Среднебелая Т-2 средняя точка	110	108,45	-1,41
28	Среднебелая Т-1 СН	10	10,31	3,08
29	Среднебелая Т-2 СН	10	10,14	1,37
30	Среднебелая Т-1 НН	35	35,65	1,86
31	Среднебелая Т-2 НН	35	36,05	3,01
32	Березовка	35	35,01	0,04
33	Цементная	35	35,01	0,02
34	Петропавловка	35	34,92	-0,24
35	Лохвицы Т-1	35	34,88	-0,34
36	Лохвицы Т-2	35	34,88	-0,34
37	Томичи	35	34,33	-1,91
38	Князевка	35	34,10	-2,58
39	Пригородная	35	34,09	-2,60
40	отпайка Некрасовка	110	112,21	2,01
41	Белогорск	110	113,50	3,18
42	Некрасовка ВН	110	112,21	2,01
43	Некрасовка Т-1 средняя точка	110	0,00	0,00
44	Некрасовка Т-2 средняя точка	110	111,69	1,54
45	Некрасовка СН	10	0,00	0,00
46	Некрасовка Т-1 НН	10	9,80	-2,03
47	Некрасовка Т-2 НН	35	34,33	-1,90
51	отпайка Цементная	35	35,01	0,02
321	Березовка Т-1 НН	10	10,51	5,14
322	Березовка Т-2 НН	10	10,65	6,50
331	Цементная Т-1 НН	10	10,50	5,02
332	Цементная Т-2 НН	10	10,50	5,02
341	Петропавловка Т-1 НН	10	10,42	4,24
342	Петропавловка Т-2 НН	10	0,00	0,00
351	Лохвицы Т-1 НН	10	10,40	3,98
361	Лохвицы Т-2 НН	10	0,00	0,00
371	Томичи Т-1 НН	10	10,14	1,36

## Продолжение таблицы 6

1	2	3	4	5
381	Князевка Т-1 НН	10	10,17	1,66
382	Князевка Т-2 НН	10	0,00	0,00
391	Пригородная Т-1 НН	10	0,00	0,00
392	Пригородная Т-2 НН	10	10,12	1,16

Таблица 7 – Токовая нагрузка ЛЭП

№ начала	№ конца	Название	Токовая нагрузка, А	Сечение провода	Плотность тока
5	8	ВЛ 110 кВ Благовещенская - Силикатная с отпайкой на ПС Птицефабрика	51,69	120	0,43
10	4	ВЛ 110 кВ Благовещенская - Птицефабрика	22,67	95	0,24
17	24	ВЛ 110 кВ Силикатная - Среднебелая	0,00	120	0,06
40	41	ВЛ 110 кВ Белогорская - Среднебелая	65,52	120	0,55
30	32	ВЛ 35 кВ Среднебелая - Березовка №1	67,84	120	0,57
31	32	ВЛ 35 кВ Среднебелая - Березовка №2	0,00	120	0,00
32	51	ВЛ 35 кВ Березовка - Петропавловка с отпайкой на ПС Цементная	10,13	95	0,11
31	35	ВЛ 35 кВ Среднебелая - Лохвицы	74,12	95	0,78
36	37	ВЛ 35 кВ Лохвицы - Томичи	68,24	70	0,72
37	38	ВЛ 35 кВ Томичи - Князевка	13,89	95	0,15
37	39	ВЛ 35 кВ Томичи - Пригородная	13,92	70	0,20

Таблица 8 – Токовая нагрузка трансформаторов

Название	Токовая нагрузка, А	Номинальный ток, А	Загрузка, %	Токовая нагрузка при отключении Т-1 (Т-2)
1	2	3	4	5
Птицефабрика Т-1	10,57	45,41	23,28	73,19
Птицефабрика Т-2	22,67	45,41	49,91	73,19
Силикатная Т-1	30,70	46,16	66,52	95,25
Силикатная Т-2	13,26	46,16	28,73	95,25
Среднебелая Т -1	24,74	79,02	31,30	85,29
Среднебелая Т -2	42,66	79,02	53,99	85,29
Березовка Т-1	7,21	100,88	7,15	57,45
Березовка Т-2	50,74	100,88	50,30	57,45
Цементная Т-1	0,66	66,06	1,00	2,00
Цементная Т-2	0,66	66,06	1,00	2,00

## Продолжение таблицы 8

1	2	3	4	5
Петропавловка Т-1	0,00	29,73	0,00	14,09
Петропавловка Т-2	9,31	66,06	14,09	14,09
Лохвицы Т-1	6,33	41,29	15,34	15,34
Лохвицы Т-2	0,00	41,29	0,00	15,34
Томичи Т-1	0,00	66,06	0,00	61,29
Томичи Т-2	40,49	66,06	61,29	61,29
Князевка Т-1	0,00	41,29	0,00	33,63
Князевка Т-2	13,89	41,29	33,63	33,63
Пригородная Т-1	0,00	26,42	0,00	52,69
Пригородная Т-2	13,92	26,42	52,69	52,69
Некрасовка Т-1	0,00	29,08	0,00	7,21
Некрасовка Т-2	2,10	29,08	7,21	7,21

Для того чтобы подтвердить действительность эквивалента сети, необходимо произвести сравнительный анализ напряжения и токовой загрузки, взятых с контрольных замеров и с расчета максимального и минимального режимов и рассчитать погрешность данных расчетов.

Таблица 9 – Сравнительный анализ напряжения в узлах при максимальном режиме

Название	Расчетное напряжение, кВ	Напряжение по данным КЗ, кВ	Погрешность, %
1	2	3	4
Благовещенская	230	230,69	0,30
СН АТ-1 Благовещенская	120,62	121,16	0,45
СН АТ-2 Благовещенская	120,61	121,15	0,45
отпайка на ПТФ	120,57	121,03	0,38
Птицефабрика Т-1 ВН	120,53	121,19	0,55
Птицефабрика Т-2 ВН	120,52	121,18	0,55
Птицефабрика СН	10,02	10,14	1,22
Птицефабрика Т-1 НН	10,15	10,26	1,12
Птицефабрика Т-2 НН	35,44	36,66	3,44
Силикатная Т-1 ВН	119,8	119,93	0,11
Силикатная Т-2 ВН	119,8	119,93	0,11
Силикатная Т-1 СН	35,55	36,81	3,55
Силикатная Т-2 СН	36,49	38,16	4,59
Силикатная Т-1 НН	10,02	10,23	2,07
Силикатная Т-2 НН	10,37	10,43	0,62
Среднебелая Т-1 ВН	111,04	112,83	1,61
Среднебелая Т-2 ВН	111,04	112,83	1,61
Среднебелая Т-1 СН	10,31	10,54	2,19

Продолжение таблицы 9

1	2	3	4
Среднебелая Т-2 СН	10,14	10,39	2,51
Среднебелая Т-1 НН	35,65	36,60	2,67
Среднебелая Т-2 НН	36,05	37,14	3,03
Березовка	35,01	36,63	4,62
Цементная	35,01	36,18	3,33
Петропавловка	34,92	35,86	2,68
Лохвицы Т-1	34,88	35,92	2,98
Лохвицы Т-2	34,88	35,39	1,45
Томичи	34,33	34,73	1,16
Князевка	34,1	35,43	3,89
Пригородная	34,09	34,14	0,16
отпайка Некрасовка	112,21	116,19	3,55
Белогорск	113,5	116,12	2,31
Некрасовка ВН	112,21	114,42	1,97
Некрасовка Т-1 НН	9,8	9,91	1,14
Некрасовка Т-2 НН	34,33	35,01	1,98
отпайка Цементная	35,01	35,65	1,82
Березовка Т-1 НН	10,51	10,61	0,91
Березовка Т-2 НН	10,65	10,89	2,22
Цементная Т-1 НН	10,5	10,67	1,59
Цементная Т-2 НН	10,5	10,87	3,54
Петропавловка Т-1 НН	10,42	10,43	0,07
Лохвицы Т-1 НН	10,4	10,65	2,45
Томичи Т-1 НН	10,14	10,60	4,55
Князевка Т-1 НН	10,17	10,65	4,68
Пригородная Т-2 НН	10,12	10,22	0,98

Таблица 10 – Сравнительный анализ токовой нагрузки на линиях при максимальном режиме

Название ВЛ	Токовая нагрузка, А	Токовая нагрузка по данным КЗ, А	Погрешность, %
1	2	3	4
ВЛ 110 кВ Благовещенская - Силикатная с отпайкой на Птицефабрику	51,69	54	4,06
ВЛ 110 кВ Благовещенская - Птицефабрика	22,67	23	-0,32
ВЛ 110 кВ Силикатная - Среднебелая	0	0	0
ВЛ 110 кВ Белогорская - Среднебелая	65,52	68	3,17
ВЛ 35 кВ Среднебелая - Березовка №1	67,84	72	6,14
ВЛ 35 кВ Среднебелая - Березовка №2	0	0	0



## Продолжение таблицы 10

1	2	3	4
ВЛ 35 кВ Брезовка - Петропавловка с отпайкой на ПС Цементная	10,13	11	9,02
ВЛ 35 кВ Среднебелая - Лохвицы	74,12	72	-2,31
ВЛ 35 кВ Лохвицы - Томичи	68,24	74	9,15
ВЛ 35 кВ Томичи - Князевка	13,89	14	-1,21
ВЛ 35 кВ Томичи - Пригородная	13,92	14	-1,46

## 2 РАСЧЕТ И АНАЛИЗ ЭЛЕКТРИЧЕСКИХ НАГРУЗОК

Прогнозирование электрических нагрузок – важнейший этап долгосрочного планирования электрического режима. В определенном смысле, величина прогноза нагрузки является опорным показателем для последующего планирования балансов мощности и расчетов электрических режимов. Прогнозирование нагрузки является важным фактором при проектировании объектов энергетики. От правильности прогноза зависят показатели экономичности, надежность энергоснабжения, правильность выбора оборудования и т.д.

Для расчета и прогнозирования электрических нагрузок воспользуемся исходными данными, полученных в ходе преддипломной практики. Имеются контрольные замеры на зимний максимум и летний минимум. Данные нагрузки и примем в качестве максимальных и минимальных.

Что касается вновь вводимого объекта, данные по прогнозируемому потреблению отсутствуют. Имеется лишь информация о максимальной мощности потребления – 15 МВт. Значение максимальной реактивной мощности, таким образом, найдем, зная  $\operatorname{tg}\varphi=0,4$ .  $Q_{\max}=6$  Мвар. Эти данные примем в качестве исходных максимальных активной и реактивной мощностей.

Итак, максимальные мощности, потребляемые подстанциями Центрального энергорайона, приняты по данным контрольного замера от 15.12.2021 года в утренний пик максимума. Максимальная мощность – это средняя мощность в период получасового максимума нагрузки энергосистемы. Она определяется для выбора всего оборудования, кроме силовых трансформаторов и сечений проводов линий.

Средняя мощность – это математическое ожидание возможных значений нагрузки в течение анализируемого периода времени. Этот вид нагрузки служит для выбора мощности силовых трансформаторов и для расчета электропотребления:

Средняя активная и реактивная мощности:

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

(13)

где  $P_{cp}$  – коэффициент максимума.

$T$  – период, в течении которого производились измерения, равен 24 часам;

$P_i$  – мощность, соответствующая времени  $t_i$  на графике нагрузок.

Среднеквадратичные (эффективные) мощности используются для расчета потерь электроэнергии.

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

(15)

где  $P_{эф}$  – среднеквадратичная (эффективная) мощность.

Рассчитываем коэффициент формы, по которому будет определяться эффективная мощность:

$$K_{\phi} = \frac{P_{эф}}{P_{cp}}$$

Рассчитываем коэффициент максимума, по которому будет определяться эффективная мощность:

$$K_{max} = \frac{P_{max}}{P_{cp}}$$

Максимальная мощность — это некая средняя мощность в период получасового максимума нагрузки энергосистемы. Максимальная мощность необходима для выбора основного оборудования, исключая выбор силовых трансформаторов.

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

где  $P_{cp}$  — средняя мощность;

$t_{\beta}$ - коэффициент Стьюдента, равный 1,96.

В качестве примера показан подробный расчет вероятностных характеристик на примере узла ПС Птицефабрика СН:

$$P_{cp} = \frac{1}{24} \cdot \left( \begin{array}{l} 1,5 + 1,5 + 1,5 + 1,5 + 1,7 + 1,7 + 1,7 + \\ + 1,7 + 2,2 + 2,2 + 2,2 + 2,2 + 2,2 + 2,0 + \\ + 2,0 + 2,0 + 2,0 + 1,8 + 1,8 + 1,8 + 1,8 + \\ 1,7 + 1,7 + 1,7 + 1,7 \end{array} \right) = 1,82 \text{ МВт}$$

$$P_{cp} = \sqrt{\frac{1}{24} \cdot \left( \begin{array}{l} 1,5 + 1,5 + 1,5 + 1,5 + 1,7 + 1,7 + 1,7 + \\ + 1,7 + 2,2 + 2,2 + 2,2 + 2,2 + 2,2 + 2,0 + \\ + 2,0 + 2,0 + 2,0 + 1,8 + 1,8 + 1,8 + 1,8 + \\ 1,7 + 1,7 + 1,7 + 1,7 \end{array} \right)} = 1,83 \text{ МВт}$$

$$K_{\phi} = \frac{1,83}{1,82} = 1,0078$$

$$P_{max} = 1,82 \cdot \left(1 + 1,96 \cdot \sqrt{1,0078^2 - 1}\right) = 2,26 \text{ МВт}$$

Величины активной и реактивной мощности на каждый час контрольного замера приведены в таблицах 9-12 на основании этих данных произведем расчет вероятностных характеристик для каждого узла нагрузки и приведем эти значения в таблице 13

Таблица 11 – Почасовые значения активной мощности в день контрольного замера 15.12.2021 г

Объект	0:00	1:00	2:00	3:00	4:00	5:00	6:00	7:00	8:00	9:00	10:00	11:00	12:00	13:00	14:00	15:00	16:00	17:00	18:00	19:00	20:00	21:00	22:00	23:00
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20	21	22	23	24	25
Птицефабрика СН	1,5	1,5	1,5	1,5	1,7	1,7	1,7	1,7	2,2	2,2	2,2	2,2	2,0	2,0	2,0	2,0	1,8	1,8	1,8	1,8	1,7	1,7	1,7	1,7
Птицефабрика Т-1 НН	1,2	1,2	1,2	1,2	1,3	1,3	1,3	1,3	1,7	1,7	1,7	1,7	1,5	1,5	1,5	1,5	1,4	1,4	1,4	1,4	1,3	1,3	1,3	1,3
Птицефабрика Т-2 НН	1,3	1,3	1,3	1,3	1,5	1,5	1,5	1,5	1,9	1,9	1,9	1,9	1,7	1,7	1,7	1,7	1,6	1,6	1,6	1,6	1,5	1,5	1,5	1,5
Силикатная Т-1 СН	1,1	1,1	1,1	1,1	1,5	1,5	1,5	1,5	1,9	1,9	1,9	1,9	1,7	1,7	1,7	1,7	1,7	1,7	1,7	1,7	1,3	1,3	1,3	1,3
Силикатная Т-2 СН	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
Силикатная Т-1 НН	2,1	2,1	2,1	2,1	2,4	2,4	2,4	2,4	3,1	3,1	3,1	3,1	2,8	2,8	2,8	2,8	2,5	2,5	2,5	2,5	2,4	2,4	2,4	2,4
Силикатная Т-2 НН	1,8	1,8	1,8	1,8	2,0	2,0	2,0	2,0	2,6	2,6	2,6	2,6	2,4	2,4	2,4	2,4	2,1	2,1	2,1	2,1	2,0	2,0	2,0	2,0
Среднебелая Т-2 СН	2,5	2,5	2,5	2,5	2,8	2,8	2,8	2,8	3,6	3,6	3,6	3,6	3,3	3,3	3,3	3,3	2,9	2,9	2,9	2,9	2,8	2,8	2,8	2,8
Некрасовка СН	0,2	0,2	0,2	0,2	0,2	0,2	0,2	0,2	0,3	0,3	0,3	0,3	0,3	0,3	0,3	0,3	0,2	0,2	0,2	0,2	0,2	0,2	0,2	0,2
Некрасовка Т-1 НН	0,1	0,1	0,1	0,1	0,2	0,2	0,2	0,2	0,2	0,2	0,2	0,2	0,2	0,2	0,2	0,2	0,2	0,2	0,2	0,2	0,2	0,2	0,2	0,2
Некрасовка Т-2 НН	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1
Березовка Т-1 НН	2,0	2,0	2,0	2,0	2,2	2,2	2,2	2,2	2,9	2,9	2,9	2,9	2,6	2,6	2,6	2,6	2,4	2,4	2,4	2,4	2,2	2,2	2,2	2,2
Березовка Т-2 НН	0,3	0,3	0,3	0,3	0,3	0,3	0,3	0,3	0,4	0,4	0,4	0,4	0,4	0,4	0,4	0,4	0,3	0,3	0,3	0,3	0,3	0,3	0,3	0,3
Цементная Т-1 НН	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
Цементная Т-2 НН	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
Петропавловка Т-1 НН	0,3	0,3	0,3	0,3	0,4	0,4	0,4	0,4	0,5	0,5	0,5	0,5	0,5	0,5	0,5	0,5	0,4	0,4	0,4	0,4	0,4	0,4	0,4	0,4
Петропавловка Т-2 НН	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
Лохвицы Т-1 НН	0,2	0,2	0,2	0,2	0,2	0,2	0,2	0,2	0,3	0,3	0,3	0,3	0,3	0,3	0,3	0,3	0,2	0,2	0,2	0,2	0,2	0,2	0,2	0,2
Лохвицы Т-2 НН	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
Томичи Т-1 НН	1,6	1,6	1,6	1,6	1,8	1,8	1,8	1,8	2,3	2,3	2,3	2,3	2,1	2,1	2,1	2,1	1,9	1,9	1,9	1,9	1,8	1,8	1,8	1,8

Продолжение таблицы 11

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20	21	22	23	24	25
Томичи Т-2 НН	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
Князевка Т-1 НН	0,5	0,5	0,5	0,5	0,6	0,6	0,6	0,6	0,8	0,8	0,8	0,8	0,7	0,7	0,7	0,7	0,7	0,7	0,7	0,7	0,6	0,6	0,6	0,6
Князевка Т-2 НН	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
Пригородная Т-1 НН	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
Пригородная Т-2 НН	0,5	0,5	0,5	0,5	0,6	0,6	0,6	0,6	0,8	0,8	0,8	0,8	0,7	0,7	0,7	0,7	0,7	0,7	0,7	0,7	0,6	0,6	0,6	0,6

Таблица 12 – Почасовые значения реактивной мощности в день контрольного замера 15.12.2021 г

Объект	0:00	1:00	2:00	3:00	4:00	5:00	6:00	7:00	8:00	9:00	10:00	11:00	12:00	13:00	14:00	15:00	16:00	17:00	18:00	19:00	20:00	21:00	22:00	23:00
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20	21	22	23	24	25
Птицефабрика СН	0,6	0,6	0,6	0,6	0,7	0,7	0,7	0,7	0,9	0,9	0,9	0,9	0,8	0,8	0,8	0,8	0,7	0,7	0,7	0,7	0,7	0,7	0,7	0,7
Птицефабрика Т-1 НН	0,5	0,5	0,5	0,5	0,5	0,5	0,5	0,5	0,7	0,7	0,7	0,7	0,6	0,6	0,6	0,6	0,6	0,6	0,6	0,6	0,5	0,5	0,5	0,5
Птицефабрика Т-2 НН	0,3	0,3	0,3	0,3	0,4	0,4	0,4	0,4	0,5	0,5	0,5	0,5	0,5	0,5	0,5	0,5	0,4	0,4	0,4	0,4	0,4	0,4	0,4	0,4
Силикатная Т-1 СН	0,3	0,3	0,3	0,3	0,4	0,4	0,4	0,4	0,5	0,5	0,5	0,5	0,4	0,4	0,4	0,4	0,4	0,4	0,4	0,4	0,4	0,4	0,4	0,4
Силикатная Т-2 СН	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
Силикатная Т-1 НН	0,9	0,9	0,9	0,9	1,0	1,0	1,0	1,0	1,3	1,3	1,3	1,3	1,2	1,2	1,2	1,2	1,0	1,0	1,0	1,0	1,0	1,0	1,0	1,0
Силикатная Т-2 НН	0,4	0,4	0,4	0,4	0,5	0,5	0,5	0,5	0,6	0,6	0,6	0,6	0,5	0,5	0,5	0,5	0,5	0,5	0,5	0,5	0,5	0,5	0,5	0,5
Среднебелая Т-2 СН	0,7	0,7	0,7	0,7	0,8	0,8	0,8	0,8	1,0	1,0	1,0	1,0	0,9	0,9	0,9	0,9	0,8	0,8	0,8	0,8	0,8	0,8	0,8	0,8
Некрасовка СН	0,1	0,1	0,1	0,1	0,2	0,2	0,2	0,2	0,2	0,2	0,2	0,2	0,2	0,2	0,2	0,2	0,2	0,2	0,2	0,2	0,2	0,2	0,2	0,2
Некрасовка Т-1 НН	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1
Некрасовка Т-2 НН	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
Березовка Т-1 НН	0,5	0,5	0,5	0,5	0,6	0,6	0,6	0,6	0,8	0,8	0,8	0,8	0,7	0,7	0,7	0,7	0,7	0,7	0,7	0,7	0,6	0,6	0,6	0,6

Продолжение таблицы 12

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20	21	22	23	24	25
Березовка Т-2 НН	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1
Цементная Т-1 НН	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
Цементная Т-2 НН	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
Петропавловка Т-1 НН	0,1	0,1	0,1	0,1	0,2	0,2	0,2	0,2	0,2	0,2	0,2	0,2	0,2	0,2	0,2	0,2	0,2	0,2	0,2	0,2	0,2	0,2	0,2	0,2
Петропавловка Т-2 НН	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
Лохвицы Т-1 НН	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1
Лохвицы Т-2 НН	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
Томичи Т-1 НН	0,3	0,3	0,3	0,3	0,4	0,4	0,4	0,4	0,5	0,5	0,5	0,5	0,5	0,5	0,5	0,5	0,4	0,4	0,4	0,4	0,4	0,4	0,4	0,4
Томичи Т-2 НН	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
Князевка Т-1 НН	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1
Князевка Т-2 НН	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
Пригородная Т-1 НН	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
Пригородная Т-2 НН	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1

Таблица 13 – Почасовые значения активной мощности в день контрольного замера 16.06.2021 г

Объект	0:00	1:00	2:00	3:00	4:00	5:00	6:00	7:00	8:00	9:00	10:00	11:00	12:00	13:00	14:00	15:00	16:00	17:00	18:00	19:00	20:00	21:00	22:00	23:00
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20	21	22	23	24	25
Птицефабрика СН	1,1	1,1	1,1	1,1	1,3	1,3	1,3	1,3	1,7	1,7	1,7	1,7	1,5	1,5	1,5	1,5	1,4	1,4	1,4	1,4	1,3	1,3	1,3	1,3
Птицефабрика Т-1 НН	0,9	0,9	0,9	0,9	1,0	1,0	1,0	1,0	1,3	1,3	1,3	1,3	1,2	1,2	1,2	1,2	1,0	1,0	1,0	1,0	1,0	1,0	1,0	1,0
Птицефабрика Т-2 НН	1,0	1,0	1,0	1,0	1,1	1,1	1,1	1,1	1,4	1,4	1,4	1,4	1,3	1,3	1,3	1,3	1,2	1,2	1,2	1,2	1,1	1,1	1,1	1,1
Силикатная Т-1 СН	0,8	0,8	0,8	0,8	1,1	1,1	1,1	1,1	1,4	1,4	1,4	1,4	1,3	1,3	1,3	1,3	1,3	1,3	1,3	1,3	1,3	1,0	1,0	1,0

Продолжение таблицы 13

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20	21	22	23	24	25
Силикатная Т-2 СН	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
Силикатная Т-1 НН	1,6	1,6	1,6	1,6	1,8	1,8	1,8	1,8	2,3	2,3	2,3	2,3	2,1	2,1	2,1	2,1	1,9	1,9	1,9	1,9	1,8	1,8	1,8	1,8
Силикатная Т-2 НН	1,3	1,3	1,3	1,3	1,5	1,5	1,5	1,5	2,0	2,0	2,0	2,0	1,8	1,8	1,8	1,8	1,6	1,6	1,6	1,6	1,5	1,5	1,5	1,5
Среднебелая Т-2 СН	1,8	1,8	1,8	1,8	2,1	2,1	2,1	2,1	2,7	2,7	2,7	2,7	2,5	2,5	2,5	2,5	2,2	2,2	2,2	2,2	2,1	2,1	2,1	2,1
Некрасовка СН	0,2	0,2	0,2	0,2	0,2	0,2	0,2	0,2	0,2	0,2	0,2	0,2	0,2	0,2	0,2	0,2	0,2	0,2	0,2	0,2	0,2	0,2	0,2	0,2
Некрасовка Т-1 НН	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1	0,2	0,2	0,2	0,2	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1
Некрасовка Т-2 НН	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1
Березовка Т-1 НН	1,5	1,5	1,5	1,5	1,7	1,7	1,7	1,7	2,2	2,2	2,2	2,2	2,0	2,0	2,0	2,0	1,8	1,8	1,8	1,8	1,7	1,7	1,7	1,7
Березовка Т-2 НН	0,2	0,2	0,2	0,2	0,2	0,2	0,2	0,2	0,3	0,3	0,3	0,3	0,3	0,3	0,3	0,3	0,2	0,2	0,2	0,2	0,2	0,2	0,2	0,2
Цементная Т-1 НН	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
Цементная Т-2 НН	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
Петропавловка Т-1 НН	0,3	0,3	0,3	0,3	0,3	0,3	0,3	0,3	0,4	0,4	0,4	0,4	0,3	0,3	0,3	0,3	0,3	0,3	0,3	0,3	0,3	0,3	0,3	0,3
Петропавловка Т-2 НН	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
Лохвицы Т-1 НН	0,2	0,2	0,2	0,2	0,2	0,2	0,2	0,2	0,2	0,2	0,2	0,2	0,2	0,2	0,2	0,2	0,2	0,2	0,2	0,2	0,2	0,2	0,2	0,2
Лохвицы Т-2 НН	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
Томичи Т-1 НН	1,2	1,2	1,2	1,2	1,3	1,3	1,3	1,3	1,7	1,7	1,7	1,7	1,6	1,6	1,6	1,6	1,4	1,4	1,4	1,4	1,3	1,3	1,3	1,3
Томичи Т-2 НН	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
Князевка Т-1 НН	0,4	0,4	0,4	0,4	0,5	0,5	0,5	0,5	0,6	0,6	0,6	0,6	0,5	0,5	0,5	0,5	0,5	0,5	0,5	0,5	0,5	0,5	0,5	0,5



Продолжение таблицы 13

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20	21	22	23	24	25
Князевка Т-2 НН	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
Пригородная Т-1 НН	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
Пригородная Т-2 НН	0,4	0,4	0,4	0,4	0,5	0,5	0,5	0,5	0,6	0,6	0,6	0,6	0,5	0,5	0,5	0,5	0,5	0,5	0,5	0,5	0,5	0,5	0,5	0,5

Таблица 14 – Почасовые значения реактивной мощности в день контрольного замера 16.06.2021 г

Объект	0:00	1:00	2:00	3:00	4:00	5:00	6:00	7:00	8:00	9:00	10:00	11:00	12:00	13:00	14:00	15:00	16:00	17:00	18:00	19:00	20:00	21:00	22:00	23:00
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20	21	22	23	24	25
Птицефабрика СН	0,5	0,5	0,5	0,5	0,5	0,5	0,5	0,5	0,5	0,7	0,7	0,7	0,7	0,6	0,6	0,6	0,6	0,6	0,6	0,6	0,5	0,5	0,5	0,5
Птицефабрика Т-1 НН	0,4	0,4	0,4	0,4	0,4	0,4	0,4	0,4	0,4	0,5	0,5	0,5	0,5	0,5	0,5	0,5	0,4	0,4	0,4	0,4	0,4	0,4	0,4	0,4
Птицефабрика Т-2 НН	0,3	0,3	0,3	0,3	0,3	0,3	0,3	0,3	0,3	0,4	0,4	0,4	0,4	0,3	0,3	0,3	0,3	0,3	0,3	0,3	0,3	0,3	0,3	0,3
Силикатная Т-1 СН	0,2	0,2	0,2	0,2	0,3	0,3	0,3	0,3	0,4	0,4	0,4	0,4	0,3	0,3	0,3	0,3	0,3	0,3	0,3	0,3	0,3	0,3	0,3	0,3
Силикатная Т-2 СН	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
Силикатная Т-1 НН	0,7	0,7	0,7	0,7	0,7	0,7	0,7	0,7	1,0	1,0	1,0	1,0	0,9	0,9	0,9	0,9	0,8	0,8	0,8	0,8	0,7	0,7	0,7	0,7
Силикатная Т-2 НН	0,3	0,3	0,3	0,3	0,3	0,3	0,3	0,3	0,5	0,5	0,5	0,5	0,4	0,4	0,4	0,4	0,4	0,4	0,4	0,4	0,3	0,3	0,3	0,3
Среднебелая Т- 2 СН	0,5	0,5	0,5	0,5	0,6	0,6	0,6	0,6	0,8	0,8	0,8	0,8	0,7	0,7	0,7	0,7	0,6	0,6	0,6	0,6	0,6	0,6	0,6	0,6
Некрасовка СН	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1	0,2	0,2	0,2	0,2	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1
Некрасовка Т-1 НН	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
Некрасовка Т-2 НН	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
Березовка Т-1 НН	0,4	0,4	0,4	0,4	0,5	0,5	0,5	0,5	0,6	0,6	0,6	0,6	0,5	0,5	0,5	0,5	0,5	0,5	0,5	0,5	0,5	0,5	0,5	0,5
Березовка Т-2 НН	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1

Продолжение таблицы 14

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20	21	22	23	24	25
Цементная Т-1 НН	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
Цементная Т-2 НН	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
Петропавловка Т-1 НН	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1	0,2	0,2	0,2	0,2	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1
Петропавловка Т-2 НН	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
Лохвицы Т-1 НН	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1
Лохвицы Т-2 НН	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
Томичи Т-1 НН	0,3	0,3	0,3	0,3	0,3	0,3	0,3	0,3	0,4	0,4	0,4	0,4	0,3	0,3	0,3	0,3	0,3	0,3	0,3	0,3	0,3	0,3	0,3	0,3
Томичи Т-2 НН	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
Князевка Т-1 НН	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1
Князевка Т-2 НН	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
Пригородная Т-1 НН	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
Пригородная Т-2 НН	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1

Таблица 15 – Значения вероятностных характеристик для узлов нагрузки

Объект	Активная мощность зима			Реактивная мощность зима			Активная мощность лето			Реактивная мощность лето		
	Средняя мощность	Эффективная мощность	Максимальная мощность	Средняя мощность	Эффективная мощность	Максимальная мощность	Средняя мощность	Эффективная мощность	Максимальная мощность	Средняя мощность	Эффективная мощность	Максимальная мощность
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13
Птицефабрика СН	1,82	1,83	2,26	0,58	0,58	0,72	1,36	1,37	1,70	0,56	0,57	0,70
Птицефабрика Т-1 НН	1,40	1,41	1,75	0,58	0,59	0,72	1,05	1,06	1,31	0,43	0,44	0,54
Птицефабрика Т-2 НН	1,57	1,58	1,95	0,41	0,42	0,51	1,18	1,19	1,46	0,31	0,31	0,39
Силикатная Т-1 СН	1,53	1,55	2,03	0,40	0,41	0,53	1,15	1,16	1,52	0,30	0,31	0,40
Силикатная Т-2 СН	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
Силикатная Т-1 НН	2,56	2,58	3,19	1,06	1,07	1,32	1,92	1,93	2,39	0,79	0,80	0,99
Силикатная Т-2 НН	2,15	2,16	2,67	0,50	0,50	0,62	1,61	1,62	2,00	0,37	0,37	0,46
Среднебелая Т-2 СН	2,97	3,00	3,70	0,83	0,83	1,03	2,23	2,25	2,77	0,62	0,62	0,77
Некрасовка СН	0,25	0,25	0,31	0,17	0,17	0,21	0,19	0,19	0,23	0,12	0,12	0,15

Продолжение таблицы 15

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13
Некрасовка Т-1 НН	0,17	0,17	0,21	0,07	0,07	0,08	0,12	0,12	0,15	0,05	0,05	0,06
Некрасовка Т-2 НН	0,08	0,08	0,10	0,03	0,03	0,04	0,06	0,06	0,08	0,02	0,02	0,03
Березовка Т-1 НН	2,39	2,41	2,98	0,66	0,67	0,82	1,80	1,81	2,24	0,50	0,50	0,62
Березовка Т-2 НН	0,33	0,33	0,41	0,08	0,08	0,10	0,25	0,25	0,31	0,06	0,06	0,08
Цементная Т-1 НН	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
Цементная Т-2 НН	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
Петропавловка Т-1 НН	0,41	0,42	0,51	0,17	0,17	0,21	0,31	0,31	0,39	0,12	0,12	0,15
Петропавловка Т-2 НН	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
Лохвицы Т-1 НН	0,25	0,25	0,31	0,10	0,10	0,12	0,19	0,19	0,23	0,07	0,07	0,09
Лохвицы Т-2 НН	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
Томичи Т-1 НН	1,90	1,91	2,36	0,41	0,42	0,51	1,42	1,44	1,77	0,31	0,31	0,39
Томичи Т-2 НН	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00

Продолжение таблицы 15

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13
Князевка Т-1 НН	0,66	0,67	0,82	0,08	0,08	0,10	0,50	0,50	0,62	0,06	0,06	0,08
Князевка Т-2 НН	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
Пригородная Т-1 НН	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
Пригородная Т-2 НН	0,66	0,67	0,82	0,08	0,08	0,10	0,50	0,50	0,62	0,06	0,06	0,08

Данные о перспективе развития нагрузок в рассматриваемом районе за последующие годы отсутствует, поэтому воспользуемся данными контрольного замера за декабрь 2021 года. Определим прогнозируемую нагрузку по формуле сложных процентов:

$$P_{\max}^{прог} = P_{\max}^{баз} \cdot (1 + \varepsilon)^{t_{прог} - t_{баз}}, \quad (20)$$

где  $P_{\max}^{баз}$  – базовая заданная максимальная мощность;

$\varepsilon$  – относительный прирост электрической нагрузки для выбранного района принимаем данный коэффициент равный 0,019 [10];

$t_{прог}$  – год на который определяется электрическая нагрузка – 2024 г.;

$t_{баз}$  – год в который снимался первый замер – 2021 г.

При проектировании сетей принимаем  $t_{прог} - t_{баз}$  равным 3, так как данные контрольных замеров известны на период 2021 года, а год ввода объекта в эксплуатацию 2024

Произведем расчет максимальной активной мощности для ПС 35 кВ Березовка на период максимальных нагрузок на 2024 год.

$$P_{\max.Бер}^{прог} = P_{\max}^{баз} \cdot (1 + \varepsilon)^{t_{прог} - t_{баз}} = 3,399 \cdot (1 + 0,015)^{2024 - 2021} = 3,55 \text{ МВт},$$

$$Q_{\max.Бер}^{прог} = Q_{\max}^{баз} \cdot (1 + \varepsilon)^{t_{прог} - t_{баз}} = 0,927 \cdot (1 + 0,015)^{2024 - 2021} = 0,969 \text{ Мвар}$$

Остальные прогнозируемые нагрузки приведены в таблице 16

Таблица 16 – Прогнозные величины потребления на 2024 г.

Объект	P <sub>max</sub> , МВт	Q <sub>max</sub> , Мвар	P <sub>ср</sub> , МВт	Q <sub>ср</sub> , Мвар	P <sub>эф</sub> , МВт	Q <sub>эф</sub> , Мвар
1	2	3	4	5	6	7
Птицефабрика СН	2,30	0,95	1,92	0,79	2,21	0,91
Птицефабрика Т-1 НН	1,78	0,73	1,48	0,61	1,70	0,70
Птицефабрика Т-2 НН	1,99	0,52	1,66	0,44	1,90	0,50

Продолжение таблицы 16

1	2	3	4	5	6	7
Силикатная Т-1 СН	2,62	0,63	2,18	0,52	2,51	0,60
Силикатная Т-2 СН	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
Силикатная Т-1 НН	3,24	1,34	2,70	1,12	3,11	1,28
Силикатная Т-2 НН	2,72	0,63	2,27	0,52	2,61	0,60
Среднебелая Т-2 СН	3,77	1,05	3,14	0,87	3,61	1,00
Некрасовка СН	0,31	0,21	0,26	0,17	0,30	0,20
Некрасовка Т-1 НН	0,21	0,08	0,17	0,07	0,20	0,08
Некрасовка Т-2 НН	0,10	0,04	0,09	0,03	0,10	0,04
Березовка Т-1 НН	3,03	0,84	2,53	0,70	2,91	0,80
Березовка Т-2 НН	0,42	0,10	0,35	0,09	0,40	0,10
Цементная Т-1 НН	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
Цементная Т-2 НН	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
Петропавловка Т-1 НН	0,52	0,21	0,44	0,17	0,50	0,20
Петропавловка Т-2 НН	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
Лохвицы Т-1 НН	0,31	0,13	0,26	0,10	0,30	0,12
Лохвицы Т-2 НН	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
Томичи Т-1 НН	2,41	0,52	2,00	0,44	2,31	0,50
Томичи Т-2 НН	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
Князевка Т-1 НН	0,84	0,10	0,70	0,09	0,80	0,10
Князевка Т-2 НН	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
Пригородная Т-1 НН	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
Пригородная Т-2 НН	0,84	0,10	0,70	0,09	0,80	0,10
Транспортная Т-1 НН	7,50	3,00	6,25	2,50	7,19	2,88
Транспортная Т-2 НН	7,50	3,00	6,25	2,50	7,19	2,88

Систематизируя полученные данные, отметим:

- величины напряжений не отклоняются от допустимых значений, что свидетельствует о сохранении нормируемых параметров качества электроэнергии и правильности составления расчетной модели;
- токовые загрузки не превышают длительно-допустимых значений;
- отмечена низкая токовая загрузка электросетевых элементов рассматриваемой сети.

Делаем вывод о том, что ЛЭП рассматриваемого района эксплуатируются экономически нецелесообразно. Таким образом, подключение нового

потребителя к существующей сети положительно повлияет на дальнейшую картину развития Ивановского района



## 2.1 Анализ существующих режимов

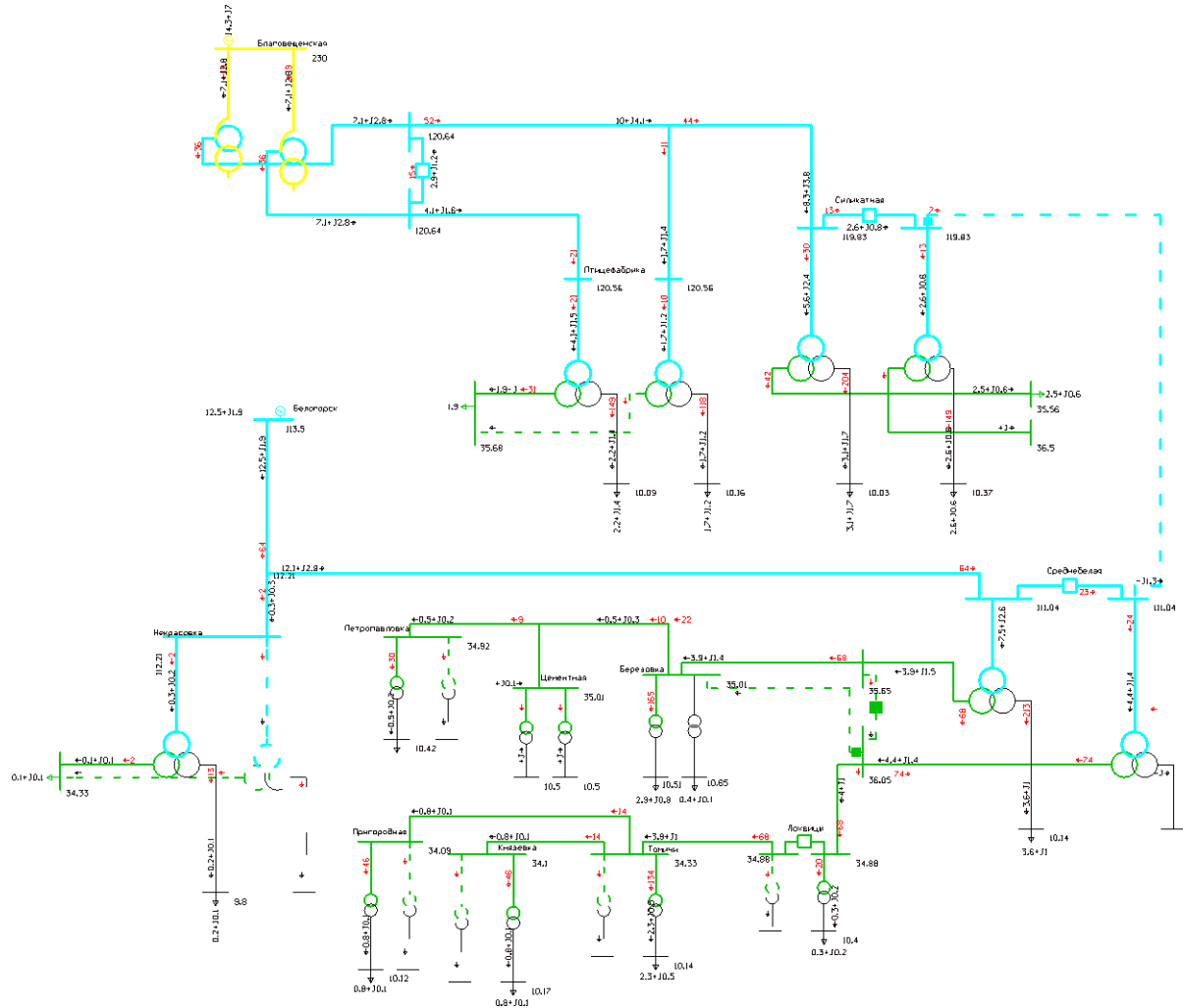


Рисунок 4 – Схема потокораспределения существующей сети на зимний контрольный замер 2021

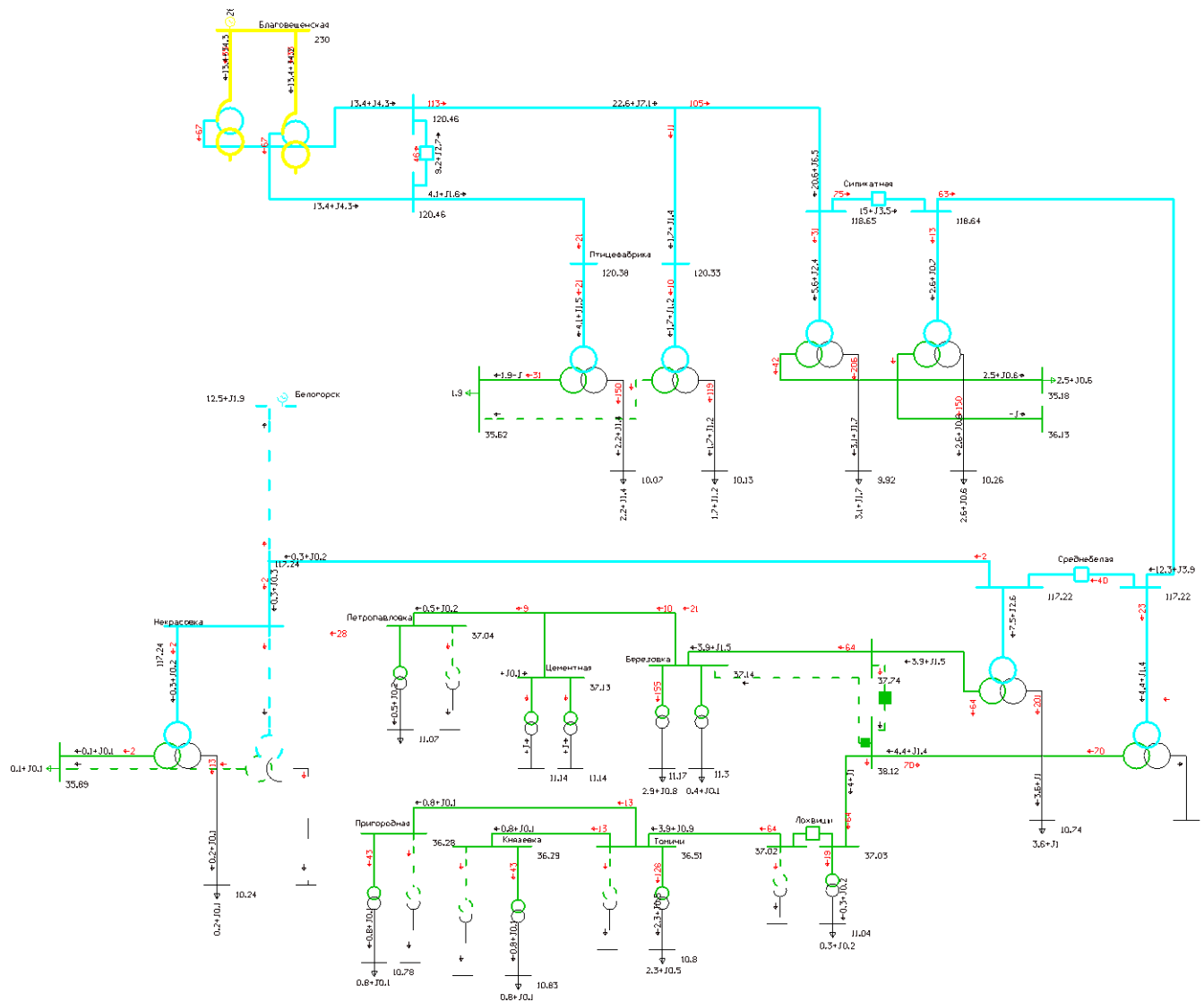


Рисунок 5 – Схема потокораспределения отключение ВЛ 110 кВ Белогорская – Среднебелая с отпайкой на ПС Некрасовка

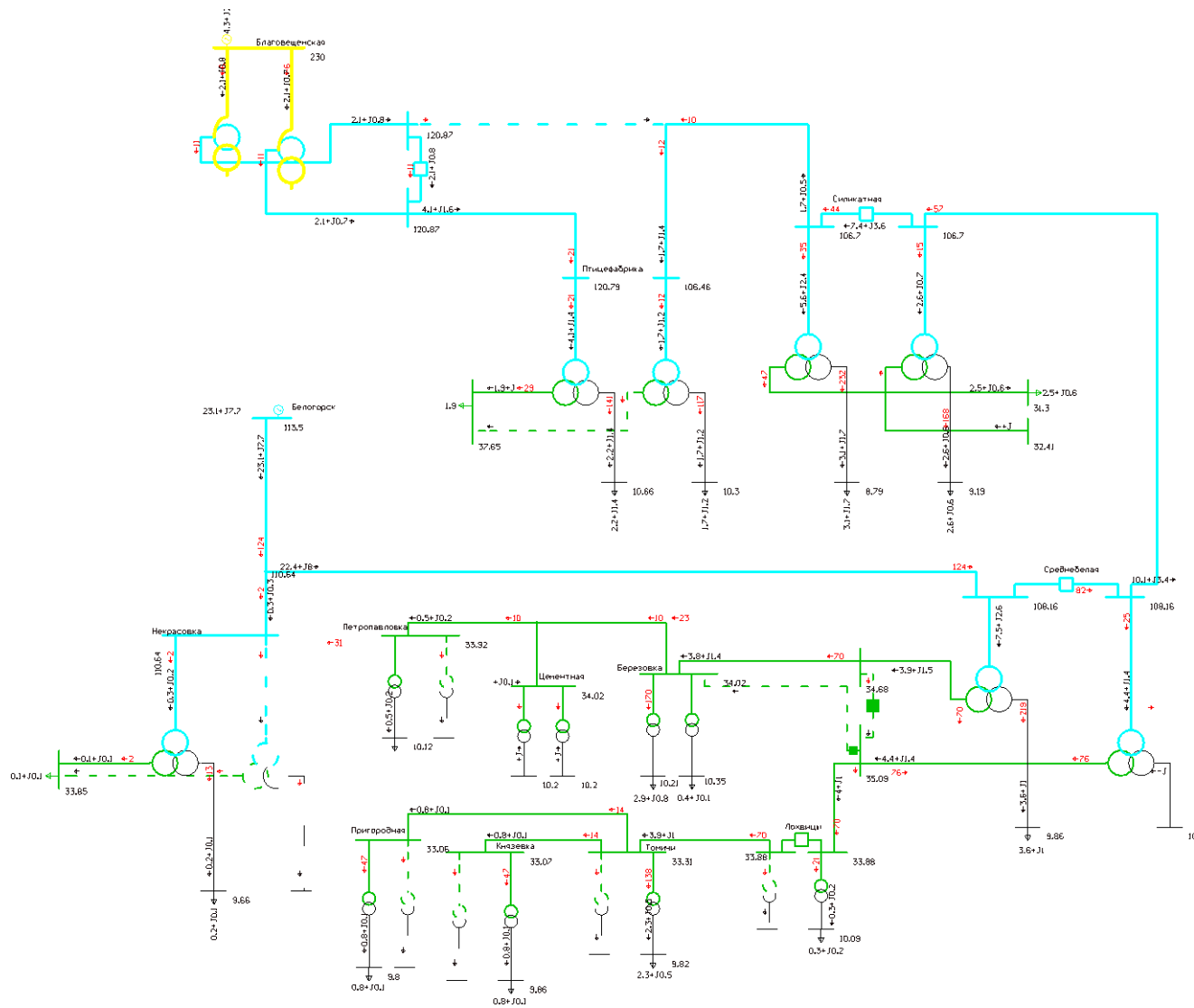


Рисунок 6 – Схема потокораспределения отключение ВЛ 110 кВ Благоевская – Силикатная с отпайкой на ПС Птицефабрика

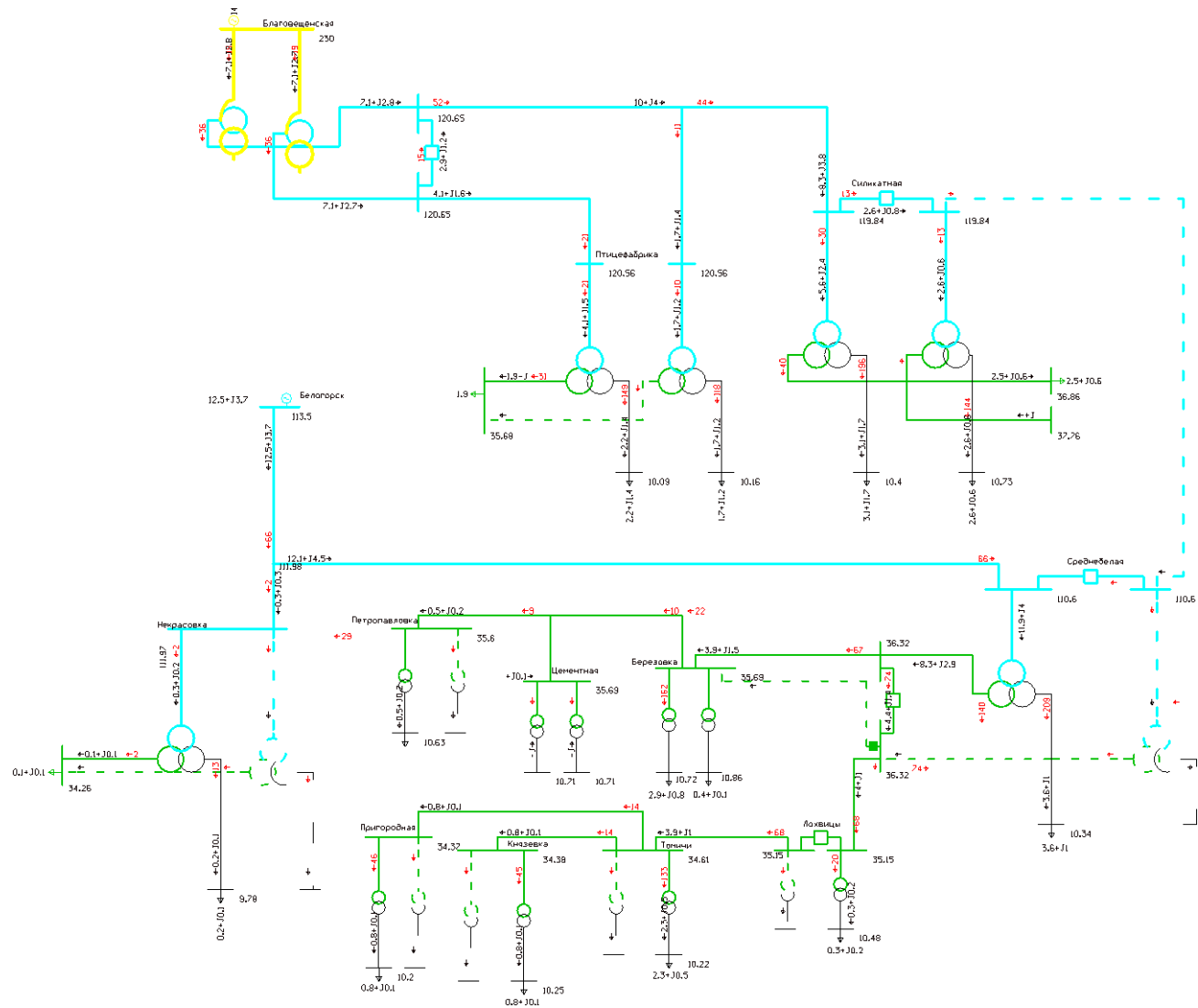


Рисунок 7 – Схема потокораспределения отключение трансформатора Т-1 на ПС 110 кВ Среднебелая

Таблица 17 – Анализ уровней напряжения в послеаварийных режимах

Название	U <sub>н</sub> ом	Отключение ВЛ 110 кВ Благовещенская - Силикатная		Отключение ВЛ 110 кВ Белогорская - Среднебелая		Отключение Т- 2 ПС 110 кВ Среднебелая	
		U	ΔU	U	ΔU	U	ΔU
1	2	5	6	7	8	9	10
Благовещенская	220	230,00	4,55	230,00	4,55	230,00	4,55
средняя точка АТ-1 Благовещенская	220	228,90	4,05	229,70	4,41	229,26	4,21
средняя точка АТ-2 Благовещенская	220	228,69	3,95	229,65	4,39	229,12	4,15
СН АТ-1 Благовещенская	110	120,43	9,48	120,84	9,86	120,62	9,65
СН АТ-2 Благовещенская	110	120,43	9,48	120,84	9,86	120,62	9,65
отпайка на ПТФ	110	120,33	9,39	108,25	-1,59	120,57	9,61
Птицефабрика Т-1 ВН	110	120,29	9,36	108,21	-1,63	120,53	9,58
Птицефабрика Т-2 ВН	110	120,33	9,39	120,75	9,77	120,52	9,56
Птицефабрика Т-1 средняя точка	110	117,07	6,42	117,49	6,81	117,26	6,60
Птицефабрика Т-2 средняя точка	110	118,37	7,61	106,04	-3,60	118,61	7,83
Птицефабрика СН	35	10,00	0,00	10,04	0,38	10,02	0,17
Птицефабрика Т-1 НН	10	10,13	1,32	9,05	-9,46	10,15	1,53
Птицефабрика Т-2 НН	10	35,38	1,08	35,51	1,46	35,44	1,25
Силикатная ВН	110	118,60	7,82	108,43	-1,42	119,81	8,92
Силикатная Т-1 средняя точка	110	114,50	4,10	104,95	-4,59	116,06	5,51
Силикатная Т-2 средняя точка	110	117,48	6,80	107,40	-2,36	118,70	7,91
Силикатная Т-1 СН	35	35,16	0,46	36,39	3,99	36,85	5,28
Силикатная Т-2 СН	35	36,11	3,19	35,96	2,73	0,00	0,00
Силикатная Т-1 НН	10	9,91	-0,89	10,27	2,68	10,40	3,99
Силикатная Т-2 НН	10	10,26	2,61	10,22	2,15	10,37	3,69
Среднебелая Т-1 ВН	110	117,16	6,51	109,83	-0,15	110,92	0,84
Среднебелая Т-2 ВН	110	117,16	6,51	109,84	-0,15	110,92	0,84
Среднебелая Т-1 средняя точка	110	115,75	5,22	108,46	-1,40	0,00	0,00
Среднебелая Т-2 средняя точка	110	114,34	3,95	107,11	-2,63	106,84	-2,87
Среднебелая Т-1 СН	10	10,34	3,35	10,19	1,93	0,00	0,00
Среднебелая Т-2 СН	10	9,99	-0,12	9,84	-1,64	10,17	1,65
Среднебелая Т-1 НН	35	35,13	0,37	34,60	-1,14	35,72	2,06
Среднебелая Т-2 НН	35	36,15	3,28	35,65	1,86	35,72	2,06
Березовка	35	34,49	-1,47	33,95	-3,00	35,09	0,25

Продолжение таблицы 17

1	2	3	4	5	6	7	8
Цементная	35	34,48	-1,49	33,94	-3,03	35,08	0,23
Петропавловка	35	34,39	-1,75	33,85	-3,29	34,99	-0,03
Лохвицы Т-1	35	34,98	-0,05	34,46	-1,54	34,54	-1,33
Лохвицы Т-2	35	34,98	-0,06	34,46	-1,54	34,54	-1,33
Томичи	35	34,43	-1,62	33,91	-3,13	33,98	-2,91
Князевка	35	34,20	-2,29	33,67	-3,81	33,74	-3,59
Пригородная	35	34,19	-2,31	33,66	-3,83	33,73	-3,62
отпайка Некрасовка	110	117,19	6,53	112,24	2,04	112,15	1,95
Белогорск	110	0,00	0,00	115,00	4,55	113,50	3,18
Некрасовка ВН	110	117,18	6,53	112,23	2,03	112,15	1,95
Некрасовка Т-1 средняя точка	110	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
Некрасовка Т-2 средняя точка	110	116,69	6,08	111,72	1,57	111,63	1,48
Некрасовка СН	10	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
Некрасовка Т-1 НН	10	10,24	2,36	9,80	-2,01	9,79	-2,09
Некрасовка Т-2 НН	35	35,87	2,49	34,34	-1,88	34,31	-1,96
отпайка Цементная	35	34,48	-1,49	33,94	-3,02	35,08	0,23
Березовка Т-1 НН	10	10,35	3,50	10,18	1,84	10,54	5,37
Березовка Т-2 НН	10	10,49	4,89	10,32	3,25	10,67	6,73
Цементная Т-1 НН	10	10,34	3,43	10,18	1,82	10,52	5,24
Цементная Т-2 НН	10	10,34	3,43	10,18	1,82	10,52	5,24
Петропавловка Т-1 НН	10	10,26	2,64	10,10	1,02	10,45	4,46
Петропавловка Т-2 НН	10	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
Лохвицы Т-1 НН	10	10,43	4,28	10,27	2,71	10,29	2,93
Лохвицы Т-2 НН	10	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
Томичи Т-1 НН	10	10,17	1,67	10,01	0,05	10,03	0,28
Томичи Т-2 НН	10	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
Князевка Т-1 НН	10	10,20	1,97	10,04	0,37	10,06	0,59
Князевка Т-2 НН	10	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
Пригородная Т-1 НН	10	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
Пригородная Т-2 НН	10	10,15	1,47	9,99	-0,15	10,01	0,08

Как видно из приведенной таблицы во всех режимах отклонение напряжения в узлах 110-35 кВ не превышает 10 %, а в узлах 10 кВ не превышает 5%, за исключением режима при отключении Т-2 на ПС 110 кВ Среднебелая. В данном режиме для поддержания напряжения на шинах 10 кВ на ПС 35 кВ Пригородная, ПС 35 кВ Лохвицы и ПС 35 кВ Томичи завышено напряжение на шинах 10 кВ на ПС 35 кВ Березовка, ПС 35 кВ Цементная, ПС

35 кВ Петропавловка в результате регулирования напряжения РПН на ПС 110 кВСреднебелая.

## 3 РАЗРАБОТКА ВАРИАНТОВ РЕКОНСТРУКЦИИ ЭЛЕКТРИЧЕСКОЙ СЕТИ ПРИ ПОДКЛЮЧЕНИИ ПС 35 КВ ТРАНСПОРТНАЯ

### 3.1 Разработка возможных вариантов конфигураций электрической сети и отбор конкурентоспособных

Схемы электрических сетей должны с наименьшими затратами обеспечить необходимую надёжность электроснабжения, требуемое качество энергии у приёмников, удобство и безопасность эксплуатации сети, возможность её дальнейшего развития и подключения новых потребителей, Электрическая сеть должна обладать также необходимой экономичностью и гибкостью.

В проектной практике для построения рациональной конфигурации сети применяют повариантный метод, согласно которому для заданного расположения потребителей намечается несколько вариантов, и из них на основе технико-экономического сравнения выбирается лучший, Намечаемые варианты не должны быть случайными – каждый основывается на ведущем принципе построения сети (радиальная сеть, кольцевая и т.д.).

При разработке конфигурации вариантов сети используют следующие принципы:

1 Нагрузки I категории должны обеспечиваться электроэнергией от двух независимых источников питания, по не менее двум независимым линиям и перерыв в их электроснабжении допускается лишь на период автоматического включения резервного питания,

2 Для потребителей II категории в большинстве случаев также предусматривают питание по двум отдельным линиям либо по двухцепной линии

3 Для электроприемника III категории достаточно питания по одной линии,

4 Исключение обратных потоков мощности в разомкнутых сетях



5 Разветвление электрической сети целесообразно осуществлять в узле нагрузки

6 В кольцевых сетях должен быть один уровень номинального напряжения,

7 Применение простых электрических схем распределительных устройств с минимальным количеством трансформации,

8 Вариант сети должен предусматривать обеспечение требуемого уровня надёжности электроснабжения

9 Магистральные сети имеют по сравнению с кольцевыми имеют большую протяжённость ВЛ в одноцепном исполнении, менее сложные схемы РУ меньшую стоимость потерь электроэнергии; кольцевые сети более надёжны и удобны при оперативном использовании

10 Необходимо предусмотреть развитие электрических нагрузок в пунктах потребления

11 Вариант электрической сети должен быть технически осуществим, т. е, должны существовать трансформаторы, выполненные на рассматриваемую нагрузку и сечения линий на рассматриваемое напряжение.

Кроме того, при проектировании (реконструкции) сетей учитываются методические рекомендации по проектированию развития энергосистем.

При развитии сетей 35-110 кВ рекомендуется:

- использовать в качестве источников питания сети 110 кВ подстанции 220-330/110 кВ, имеющие независимые питающие линии;

- обеспечивать двухстороннее питание подстанций, присоединенных к одноцепной ВЛ 110 кВ. Длина такой ВЛ, как правило, не должна быть больше 120 км, а количество присоединяемых промежуточных подстанций больше трех. Присоединение к такой ВЛ двухтрансформаторных ПС рекомендуется по схеме «мостик». Допускается присоединение ПС к одноцепной тупиковой ВЛ 110 кВ только на первом этапе развития сети. При этом резервирование

ответственных потребителей должно быть обеспечено по сети вторичного напряжения;

- осуществлять применение двухцепных ВЛ с двухсторонним питанием в системах электроснабжения крупных и крупнейших городов, а также в схемах внешнего электроснабжения потребителей транспортных систем (электрифицированные участки железных дорог, продуктопроводов и т.п.), К таким ВЛ рекомендуется присоединение не более пяти промежуточных ПС, осуществляя чередование ПС по схеме «мостик» и блочной схеме;

- применять двухцепные тупиковые ВЛ в схемах электроснабжения крупных городов, промузлов, промышленных предприятий и т.п, с присоединением к такой ВЛ до двух ПС 110 кВ. При этом потребители первой категории этих ПС должны резервироваться по сети вторичного напряжения. К двум одноцепным тупиковым ВЛ могут быть присоединены до трех подстанций;

- принимать к установке на ПС 110 кВ трансформаторы единичной мощностью не выше 63 МВА. Применение на ПС 110 кВ трансформаторов мощностью 80 МВА должно быть обосновано.

### **3.2 Разработка, сравнение и отбор вариантов конфигураций сети**

Первый вариант заключается в строительстве новых ВЛ 35 кВ и подключения мощности объектов комплекса промышленных зданий сухого порта «Благовещенск» к существующей подстанции 110 кВ Среднебелая Для осуществления данного варианта необходимо строительство новой подстанции Транспортная с установленной трансформаторной мощностью 16000 кВА, в так же двухцепной ВЛ 35 кВ протяженностью 15 км.

Второй вариант предусматривает строительство новой подстанции 35 кВ Транспортная, с установленной трансформаторной мощностью 2×16000 кВА, а также строительство новых ВЛ 35 кВ от ПС 35 кВ Березовка длиной 0,8 км, а также от ПС 35 кВ Цементная длиной 1,5 км. Дополнительно необходимо расширение ОРУ указанных

Третий вариант предусматривает строительство новой подстанции 35 кВ Транспортная с установленной трансформаторной мощностью  $2 \times 16000$  кВА, а также строительство новой двухцепной ВЛ 35 кВ протяженностью 0,8 км и расширение ОРУ 35 кВ ПС 35 кВ Березовка на две ячейки

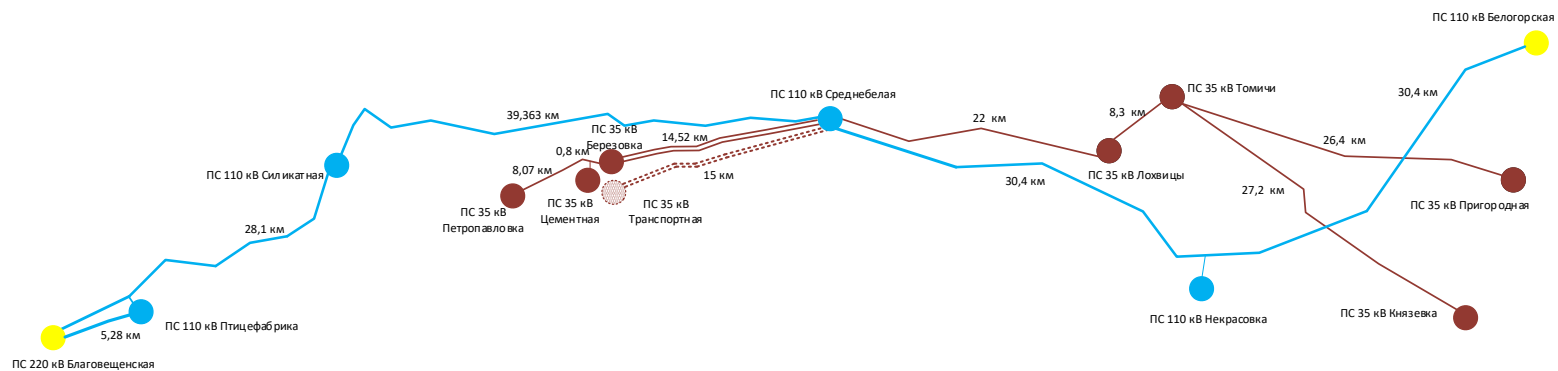


Рисунок 8 – Вариант развития сети № 1

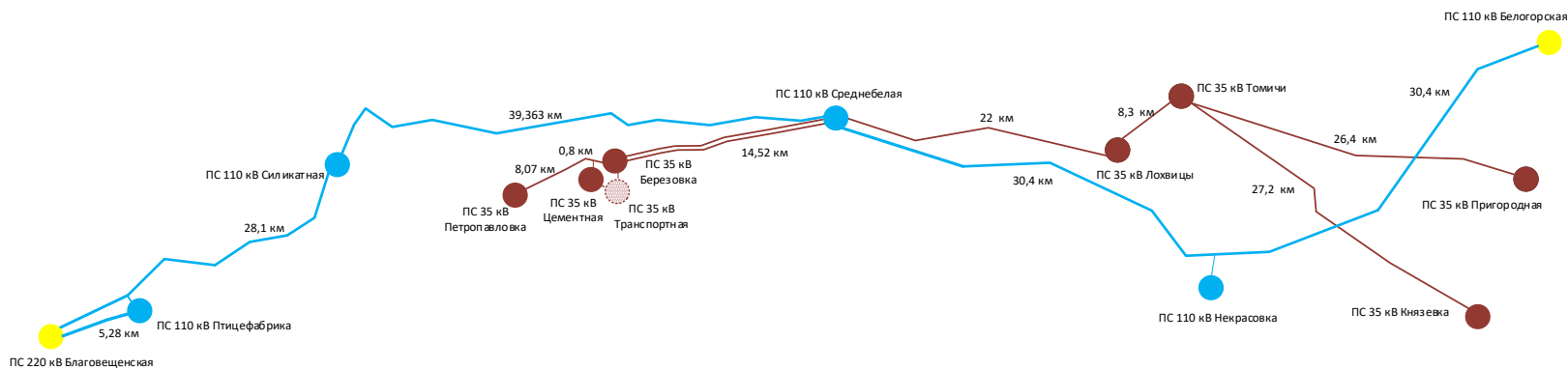


Рисунок 9 – Вариант развития сети № 2

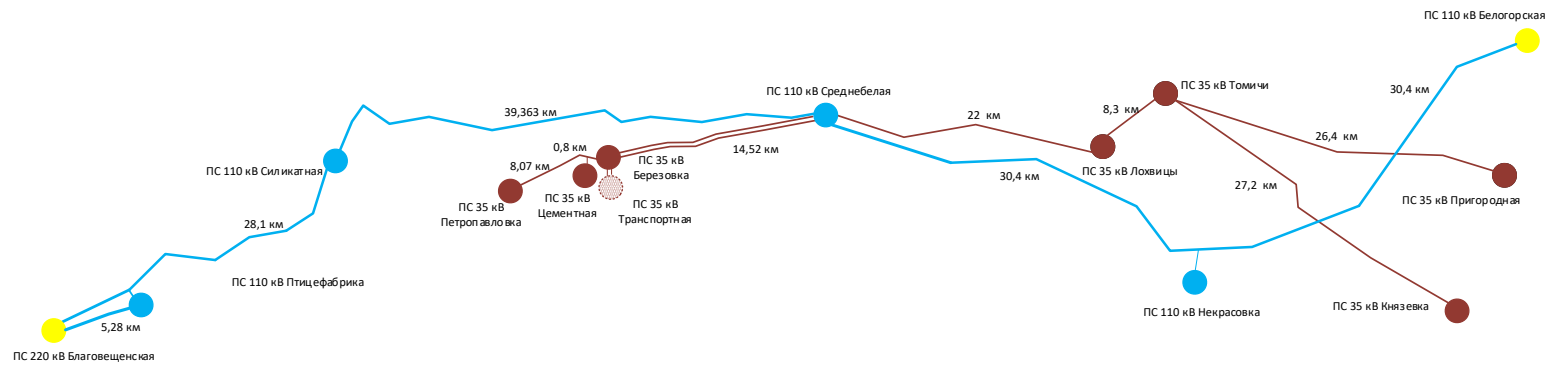


Рисунок 10 – Вариант развития сети №3

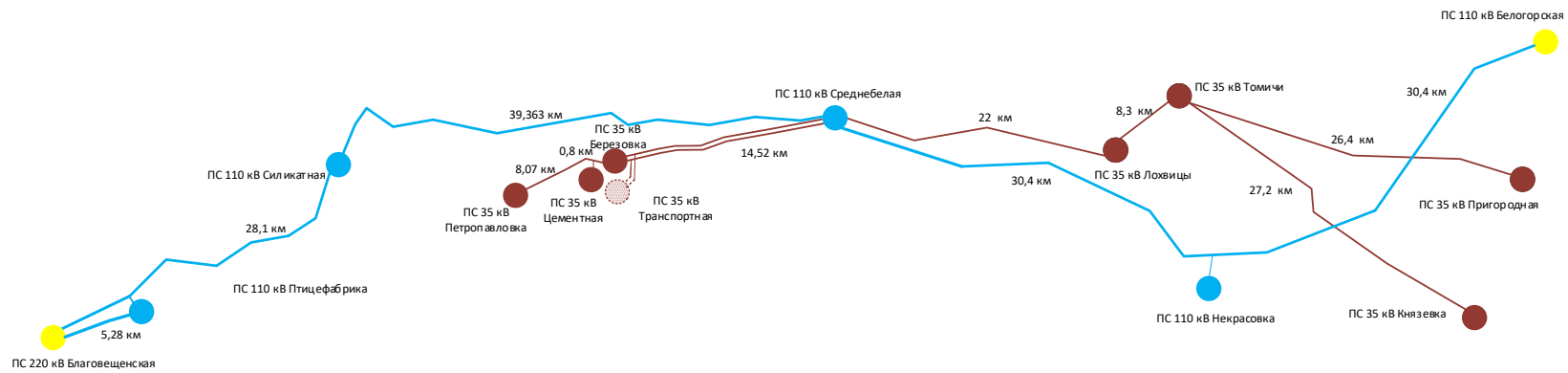


Рисунок 11 – Вариант развития сети №4

Четвертый вариант предусматривает строительство новой подстанции 35 кВ Транспортная с установленной трансформаторной мощностью  $2 \times 16000$  кВА, а также строительство новой двухцепной ВЛ 35 кВ протяженностью 1,2 км от существующих ВЛ 35 кВ Среднебелая – Березовка №1, №2.

Таблица 18 – Сравнение вариантов

Номер варианта	Суммарная длинна ВЛ, км	Суммарное количество выключателей
1	15	4
2	2,3	6
3	0,8	5
4	1,2	2

Проведем технический анализ вариантов реконструкции. Сравним попарно варианты №1 и №2, №3 и №4.

Вариант №1 – предполагает строительство двухцепной ВЛ от ПС 110 кВ Среднебелая из всех представленных вариантов является наиболее надежным, однако в тоже время наиболее дорогим вариантом. Поскольку у подключаемой нагрузки отсутствуют потребители первой категории надежности то данный вариант в дальнейшем рассматривать не будем из-за его дороговизны.

Вариант №2 – предполагает расширение распределительных устройств подстанции Цементная и Березовка на одну линейную ячейку, а также требуется дополнительно ячейки секционных выключателей что в свою очередь ведет к удорожанию проекта.

Вариант № 3 – из всех представленных вариантов с наименьшей длинной ВЛ однако существует необходимость расширения распределительного устройства 35 кВ на подстанции Березовка для установки секционного и линейных выключателей

Вариант № 4 – из всех представленных вариантов с наименьшим количеством выключателей так как подключение новых потребителей осуществляется отпайками от существующих ВЛ 35 кВ Среднебелая –

Березовка №1 и ВЛ 35 кВ Среднебелая – Березовка №2. Для дальнейшего рассмотрения оставляем варианты №3 и №4

Первоначальный отбор вариантов покажем на листе графической части 2. Расчет покажем в Приложении Б.

### **3.3 Анализ конкурентно способных вариантов**

Для детального анализа отобранных вариантов необходимо осуществить:

1) Определение уровней номинального напряжения каждого из участков линий

2) Определение пропускной способности линий на головных участках

3) Определить число и мощность трансформаторов

4) Выбор оптимальных схем РУ для нагрузочных ПС

5) Сравнение суммарного количества выключателей на каждом уровне напряжения и суммарной длины линий в одноцепном исполнении

### **3.4 Выбор номинального напряжения**

В настоящее время существуют несколько эмпирических формул для нахождения рационального напряжения передачи электрической энергии:

а) Формула Стилла:

$$U_{\text{рац}} = 4,34\sqrt{L + 16P} \quad (9)$$

применяется при  $L \leq 250\text{ км}$ ,  $P \leq 60\text{ МВт}$

б) Формула А.М. Залесского:

$$U_{\text{рац}} = \sqrt{P(100 + 15\sqrt{L})} . \quad (10)$$

применяется при  $L \leq 1000\text{ км}$ ,  $P \geq 60\text{ МВт}$

в) Формула Г,А Илларионова:

$$U_{рац} = \frac{1000}{\sqrt{\frac{500}{L} + \frac{2500}{P}}}, \quad (11)$$

где  $L$  – длина участка сети;

$P$  - поток максимальной активной мощности на участке сети.

Покажем выбор номинального напряжения на примере участка Благовещенская - Силикатная для варианта сети №1.

Для расчета воспользуемся формулой Илларионова как более универсальной, применение которой не зависит от передаваемой мощности на участке и длины самого участка. Анализируя данную формулу, приходим к выводу, что для нахождения рационального напряжения передачи электроэнергии необходимо предварительно определить поток активной мощности, передаваемый по данному участку сети.

$$P_{Благ-Сил} = P_{\max}^{ЛТФнн1} + P_{\max}^{Сил.сн1} + P_{\max}^{Сил.сн2} + P_{\max}^{Сил.нн1} + P_{\max}^{Сил.нн2}, \quad (12)$$

$$P_{Благ-Сил} = 1,99 + 2,62 + 0 + 3,24 + 2,72 = 10,56 \text{ МВт}$$

Найденную мощность перетока по этой линии подставим в формулу Илларионова:

$$U_{Благ-Сил} = \frac{1000}{\sqrt{\frac{500}{L_{Благ-Сил}} + \frac{2500}{P_{Благ-Сил}}}} = \frac{1000}{\sqrt{\frac{500}{5,53} + \frac{2500}{10,56}}} = 55,287 \text{ кВ}.$$

Подобным образом получим и остальные рациональные напряжения передачи электроэнергии. Данный расчет показан в Приложении Б.

### 3.5 Компенсация реактивной мощности

Для начала определим требуемую компенсацию, то есть мощность, которую нам необходимо скомпенсировать на каждой из ПС, расчет приведем в таблице 19.



$$Q_{\text{ку.треб}} = Q_{\text{max}} - P_{\text{max}} \cdot \text{tg } \varphi. \quad (13)$$

Таблица 19 – Требуемая мощность компенсирующих устройств в узлах нагрузки

Объект	Pmax, МВт	Qmax, Мвар	Q ку треб
1	2	3	4
Птицефабрика СН	2,30	0,90	-0,02
Птицефабрика Т-1 НН	1,78	0,69	-0,02
Птицефабрика Т-2 НН	1,99	0,52	-0,27
Силикатная Т-1 СН	2,62	0,63	-0,42
Силикатная Т-2 СН	0,00	0,00	0,00
Силикатная Т-1 НН	3,24	1,25	-0,05
Силикатная Т-2 НН	2,72	0,63	-0,46
Среднебелая Т-2 СН	3,77	1,05	-0,46
Некрасовка СН	0,31	0,21	0,08
Некрасовка Т-1 НН	0,21	0,08	0,00
Некрасовка Т-2 НН	0,10	0,04	0,00
Березовка Т-1 НН	3,03	0,84	-0,38
Березовка Т-2 НН	0,42	0,10	-0,06
Цементная Т-1 НН	0,00	0,00	0,00
Цементная Т-2 НН	0,00	0,00	0,00
Петропавловка Т-1 НН	0,52	0,21	0,00
Петропавловка Т-2 НН	0,00	0,00	0,00
Лохвицы Т-1 НН	0,31	0,13	0,00
Лохвицы Т-2 НН	0,00	0,00	0,00
Томичи Т-1 НН	2,41	0,52	-0,44
Томичи Т-2 НН	0,00	0,00	0,00
Князевка Т-1 НН	0,84	0,10	-0,23
Князевка Т-2 НН	0,00	0,00	0,00
Пригородная Т-1 НН	0,00	0,00	0,00
Пригородная Т-2 НН	0,84	0,10	-0,23

Как видно из таблицы 19 компенсирующие устройства необходимо выбрать для шин 35 кВ на ПС 110 кВ Некрасовка для остальных узлов не требуется

Затем необходимо найти требуемую мощность компенсации на одну секцию шин.

$$Q_{\text{ку.треб1.1си}} = \frac{Q_{\text{ку.треб1}}}{2}, \quad (14)$$

$$Q_{\text{неск}} = \sum n_i \cdot Q_{\text{КВи}}, \quad (15)$$

где  $n_i$  - количество батарей конденсаторов  $i$ -ой мощности

$Q_{\text{КВи}}$  -  $i$ -ая мощность батарей конденсаторов.

По требуемым мощностям определяем количество и мощность КУ. Не скомпенсированная мощность на ПС находится по следующей формуле

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

Проверка выбранных КУ производится нахождением соотношения

$$1,0 \leq \frac{Q_{\text{ку}}}{Q_{\text{ку.треб}}} \leq 1,1 \quad (17)$$

Кроме того проводится проверка необходимости отключения или оставления в работе КУ для летнего режима. Расчет идентичен зимнему режиму, за исключением того, что в летнем режиме мы не выбираем компенсирующие устройства, а подбираем такое их количество и мощность, чтобы покрыть необходимую мощность компенсации на ПС. Рассчитаем для ПС 110 кВ Некрасовка

$$Q_{\text{треб1}} = Q_{1\text{max}} - P_{1\text{max}} \cdot \text{tg}(\phi) = 0,31 - 0,21 \cdot 0,4 = 0,08 \text{ Мвар}$$

По этой мощности выбираем батареи конденсаторов на прием, на подстанции Некрасовка требуется установка УКЛ-35-100У1.

Найдем нескомпенсированную мощность

$$Q_{\text{неск}} = Q_{\text{max}} - Q_{\text{ку}} = 0,21 - 0,1 = 0,11 \text{ Мвар}$$

### 3.6 Выбор числа и мощности трансформаторов

Выбор трансформаторов производится по средней мощности для каждого из узлов. Поскольку на каждой подстанции, кроме ПС «Петропавловка», мы имеем потребителей электроэнергии, по крайней мере, II категории, то на этих ПС необходима установка 2 трансформаторов. Как видно из результатов расчетов нормального режима таблица 8 загрузка трансформаторов при отключении одного из двух в исходном режиме максимальных нагрузок не превышает 75%, исключения составляют ПС 110 кВ Силикатная, ПС 110 кВ Среднебелая поэтому трансформаторы проверяем только для этих подстанций и выбираем трансформаторы для новой подстанции Транспортная

Расчётная мощность для выбора трансформатора определяется по формуле

$$S_{\text{расч}} = \frac{\sqrt{(P_{\text{ср}}^3)^2 + (Q_{\text{неск}})^2}}{k_{3, \text{опт}} \cdot n_{\text{ТР}}}, \quad (18)$$

где  $P_{\text{ср}}^3$  - средняя зимняя активная мощность;

$n_{\text{ТР}}$  - число трансформаторов на ПС, принимаем равным двум;

$k_{3, \text{опт}}$  - коэффициент загрузки трансформаторов (для двухтрансформаторной ПС  $k_{3, \text{опт}} = 0,7$ ).

Далее мы принимаем трансформаторы номинальной мощностью, наиболее близкой к расчетной.

В дальнейшем определяем загрузку трансформаторов на послеаварийную загрузку.

Суть проверки заключается в отключении одного из трансформаторов при этом вся нагрузка остается на втором. Коэффициент загрузки в послеаварийном режиме должен отвечать следующему условию

$$k_{3.ПА} = \frac{\sqrt{(P_{cp}^3)^2 + (Q_{неск})^2}}{S_{Трном} \cdot 1} \leq 1,4, \quad (19)$$

где  $k_{3.ПА}$  – послеаварийный коэффициент загрузки трансформатора.

При превышении коэффициента загрузки больше, чем 1,4, то допустимо перенос нагрузки на другие центры питания либо отключение части потребителей III категории, но на срок не более 1 суток.

Произведем выбор и проверку трансформатора на ПС Силикатная

$$S_{Трасч} = \frac{\sqrt{(2,62 + 3,24 + 2,72)^2 + (0,62 + 1,25 + 0,63)^2}}{0,7 \cdot 2} = 6,383 \text{ МВА}.$$

Существующие трансформаторы ТДТН-10000/110 удовлетворяют расчетной мощности. Проверяем их на коэффициент загрузки в послеаварийном режиме.

$$k_{3.ПА} = \frac{\sqrt{(2,62 + 3,24 + 2,72)^2 + (0,62 + 1,25 + 0,63)^2}}{10 \cdot 1} = 0,894 \leq 1,4.$$

Аналогично выбираются трансформаторы на все ПС. Так как в обоих рассматриваемых вариантах та же самая мощность и те же самые напряжения на высокой стороне, то в них будут устанавливаться одни и те же

трансформаторы. Результаты выбора трансформаторов приведены в таблице 20. Для остальных аналогично.

Таблица 20 – Трансформаторы, выбранные для установки на подстанциях

ПС	Существующий трансформатор	Требуемый трансформатор	Необходимость замены
Силикатная	ТДТН - 10000/110	ТДТН - 6300/110	Не требуется
Среднебелая	ТДТН - 16000/110	ТДТН - 25000/110	Требуется
Транспортная	-	ТДНС-16000/35	Новый

### 3.7 Выбор сечения проводников воздушных линий

Критерием для выбора сечения проводников воздушных и кабельных линий является минимум приведенных затрат. В практике проектирования линий массового строительства выбор сечения проводников производится не сопоставительным технико-экономическим расчетом в каждом конкретном случае, а по нормируемым обобщенным показателям.

В качестве такого показателя при проектировании как кабельных линий, так и воздушных линий (ВЛ) 35—500 кВ в течение многих лет использовалась экономическая плотность тока.

Более правильно нормировать не экономическую плотность тока, а экономические токовые интервалы каждой марки провода для ВЛ разных напряжений. При этом в зависимости от принципов, закладываемых при унификации опор, зона одних марок проводов расширяется, других — сокращается. Экономические токовые интервалы разрабатываются одновременно с конструкторскими работами по оптимальной унификации линий в увязке с конкретными задачами электросетевого строительства и суммарным расходом проводникового материала.

Сечение проводников, выбранное по нормированным значениям экономических токовых интервалов, далее проверяется на соответствие другим условиям (короне на линии, уровню радиопомех, допустимой длительной токовой нагрузке по нагреву, потерям и отклонениям напряжения, термической стойкости при токах КЗ).

### 3.7.1 Выбор сечения проводников по экономическим токовым интервалам

Суммарное сечение проводников ВЛ принимается по табл. 43.4, 43.5 в зависимости от расчетного тока  $I_p$ , напряжения, материала и цепности опор, района по гололедности и региона страны.

Расчетными для выбора экономического сечения проводов являются:

для линий основной сети – расчетные длительные потоки мощности;

для линий распределительной сети - совмещенный максимум нагрузки подстанций, присоединенных к данной линии, при прохождении максимума энергосистемы.

При определении расчетного тока не следует учитывать увеличения тока при авариях или ремонтах в каких-либо элементах сети.

Значение  $I_p$  определяется по выражению

$$I_p = I_5 \cdot \alpha_i \cdot \alpha_T, \quad (20)$$

где  $I_5$  - ток линии на пятом году ее эксплуатации;

$\alpha_i$  — коэффициент, учитывающий изменение тока по годам эксплуатации.

$\alpha_T$  – коэффициент, учитывающий число часов использования максимальной нагрузки линии  $T_m$  и ее значение в максимуме ЭЭС (определяется коэффициентом  $K_m$ ).

Введение коэффициента  $\alpha_i$  учитывает фактор одновременности затрат в технико-экономических расчетах.

Значение  $K_m$  принимается равным отношению нагрузки линии в час максимума нагрузки энергосистемы к собственному максимуму нагрузки линии. Усредненные значения коэффициента  $\alpha_T$  принимаются по данным табл. 43.6 /ЭС, т.3, с.243/.

При пользовании нормированными значениями экономических токовых интервалов необходимо также руководствоваться следующим. Приведенные значения относятся только к проектируемым линиям и не являются критерием экономической нагрузки существующих.

При расчетном токе одной цепи, превышающем верхнюю границу использования максимального сечения проводников ВЛ, следует рассматривать варианты усиления сети.

Для линий с промежуточными отборами мощности выбор сечения производится по расчетной нагрузке соответствующего участка. При этом для смежных участков допускается принимать одинаковое сечение (по более протяженному участку), если их нагрузки находятся в соседних экономических интервалах.

Сечение проводов ВЛ на ответвлениях длиной до 2 км, сооружаемых одновременно с основной линией, принимается таким же, как на основной.

При выполнении заходов действующих ВЛ на ПС сечение проводника выбирается по экономическим токовым интервалам. Как правило, выбранное сечение должно быть не меньше, чем на основной линии.

3.7.2 Условия проверки проводов по допустимой токовой нагрузке по нагреву

$$I_{p.n.} \leq I_{доп}, \quad (21)$$

где  $I_{p.n.}$  - расчетный ток для проверки проводников и кабелей по нагреву, являющийся средней токовой нагрузкой за 0,5 ч (расчетными режимами могут быть нормальные или аварийные режимы, а также периоды ремонтов других элементов сети, возможных неравномерностей распределения токов между линиями, секциями шин и т.п.);

$I_{доп}$  - допустимый длительный ток нагрузки с учетом поправочных коэффициентов на условия прокладки и температуру окружающей среды.

3.7.3 Пример выбора сечения проводников ВЛ

Из результатов расчета режимов следует что токовая загрузка существующих ВЛ 35 -10 кВ не превышает длительно допустимую, а также плотность тока не превышает 1,1 А/мм<sup>2</sup>, выбор сечения проводников будем

производить только для ВЛ 110 кВ Благовещенская – Силикатная, ВЛ 110 кВ Силикатная – Среднебелая, ВЛ 110 кВ Белогорская – Среднебелая, ВЛ 35 кВ Среднебелая – Березовка №1(2) с отпайкой на ПС Транспортная (вариант 4), ВЛ 35 кВ Березовка – Транспортная (вариант 3)

Для примера покажем выбор проводов для ВЛ 35 кВ Силикатная – Березовка №1 для варианта 3. Для того, чтобы узнать ток, текущий по данному участку сети, нам необходимо предварительно посчитать поток мощности на третьем году эксплуатации.

Рассчитаем потоки активной и реактивной мощности по данной ВЛ:

$$P_{Сил-Бер} = P_{Бер} + P_{Тр} = 3,45 + 15 = 18,45 \text{ МВт}$$

$$Q_{Сил-Бер} = Q_{Бер} + Q_{Тр} = 0,94 + 6 = 6,94 \text{ Мвар}$$

Рассчитаем ток протекающий по данной ВЛ:

$$I_{Сил-Бер} = \frac{\sqrt{P_{Сил-Бер}^2 + Q_{Сил-Бер}^2}}{\sqrt{3} \cdot 35 \cdot 2} = \frac{\sqrt{18,45^2 + 6,94^2}}{\sqrt{3} \cdot 35 \cdot 2} = 163 \text{ А} \quad (22)$$

Поток реактивной некомпенсированной мощности на участке сети находится аналогично потокам активной мощности, за одним исключением: вместо максимальных активных нагрузок подстанций подставляется некомпенсированная мощность.

После нахождения необходимого потока мощности найдем расчетный ток на данной линии. Максимальный ток на линии найдем по формуле (21). Так как у нас получается для линии 35 - 110 кВ коэффициент попадания в максимум энергосистемы примем равным  $1,0 \alpha_T = 1$ . Время использования максимальных нагрузок примерно можем принять 5000 ч. Исходя из этого получим:



$$I_{p\text{Сил-Бер}} = I_{\max \text{Сил-Бер}} \cdot 1,05 = 171 \text{ А}$$

Принимаем проводник марки АС-185/29 и проверяем в послеаварийном режиме по длительно допустимой токовой нагрузке при отключении второй цепи:

$$I_{\text{ПАСил-Бер}} = \frac{\sqrt{P_{\text{Сил-Бер}}^2 + Q_{\text{Сил-Бер}}^2}}{\sqrt{3} \cdot 35} = \frac{\sqrt{18,45^2 + 6,94^2}}{\sqrt{3} \cdot 35} = 325 \text{ А}$$

Искомое значение 325 А меньше ДДТН провода АС-185/29.

Выбор марок проводов и трансформаторов приведен в Приложении В.

Таблица 21 – Выбранные провода для вариантов реконструкции

Линия	Марка существующего провода	Марка выбранного провода
1	2	3
<b>Вариант 3</b>		
ВЛ 110 кВ Благовещенская – Силикатная	АС-120	АС-120
ВЛ 110 кВ Силикатная – Среднебелая	АС-120	АС-120
ВЛ 110 кВ Белогорская – Среднебелая	АС-120	АС-120
ВЛ 35 кВ Березовка – Транспортная	-	АС-185
<b>Вариант 4</b>		
ВЛ 110 кВ Благовещенская – Силикатная	АС-120	АС-120
ВЛ 110 кВ Силикатная – Среднебелая	АС-120	АС-120
ВЛ 110 кВ Белогорская – Среднебелая	АС-120	АС-120
ВЛ 35 кВ Среднебелая – Березовка №1(2) с отпайкой на ПС Транспортная	-	АС-185

### 3.8 Разработка однолинейной схемы подстанций

Распределительные устройства высшего напряжения 220 кВ при трех-четырёх линиях рекомендуется также выполнять по схемам кольцевого типа.

При этом линии и трансформаторы подлежат присоединению к углам треугольника или квадрата через разъединители и отделители. В таких схемах число выключателей получается минимальным. Недостаток их заключается в том, что линия и соответствующий трансформатор в случае повреждения в одной из этих ветвей отключаются вместе. Работа неповрежденной ветви (линии, трансформатора) может быть быстро восстановлена путем отключения соответствующего разъединителя и повторного включения выключателей. Эти операции целесообразно автоматизировать.

Выбор главной схемы РУ ВН сводится к выбору из типовых схем.

Так как реконструируемые подстанции питаются по двум одноцепным линиям и по ним могут получать питание с двух сторон, а также для обеспечения возможного транзита мы должны выбрать схему соединений для транзитной подстанции.

Принимая во внимание всего 4 присоединения к РУ ВН, причем из них два – линии, другие два – это понижающие трансформаторы, сделаем вывод, что наиболее выгодным будет выбор блочной схемы для РУ 35 ПС Транспортная. Выбираем для РУ 35 кВ схему «Два блока линия – трансформатор и неавтоматической ремонтной перемычкой».

## 4 ВЫБОР ОПТИМАЛЬНОГО ВАРИАНТА РЕКОНСТРУКЦИИ ЭЛЕКТРИЧЕСКОЙ СЕТИ

### 4.1 Расчет приведённых затрат

Приведённые затраты определяются по формуле:

$$Z = E \cdot K + I \quad (24)$$

где  $E$  – норматив дисконтирования, зависящий от ставки рефинансирования ЦБ РФ, на данный момент  $E = 10 \% = 0,1$ ;  
 $K$  – капитальные вложения, необходимые для сооружения сети;  
 $I$  – ежегодные издержки на ремонт, эксплуатацию и амортизацию.

Для дальнейшего выбора варианта сети будем рассматривать два варианта это первый и третий варианты.

Для создания новых, а также расширения и реконструкции основных фондов необходимо затрачивать материальные, денежные и трудовые ресурсы. Совокупность этих затрат характеризуется как капитальные вложения, представляющие собой сумму двух составляющих: стоимости капитального строительства и капитального приобретения, то есть оборудования.

Капиталовложения в электрическую сеть для каждого варианта схемы определяются по следующей формуле

$$K = K_{ВЛ} + K_{ПС}, \quad (25)$$

где  $K_{ВЛ}$  – капитальные вложения на сооружение линий;  
 $K_{ПС}$  – капитальные вложения на сооружение подстанций.

Исходя из параметров сравнения, видно, что для данного конкретного случая необходимо будет учитывать капиталовложения в строительство ВЛЭП.

Капитальные вложения при сооружении линий состоят из затрат на изыскательские работы и подготовку трассы, затрат на приобретение опор,

проводов, изоляторов и прочего оборудования, на их транспортировку, монтажные и другие работы и определяются по формуле.

$$K_{ВЛ} = K_{ВЛО} \cdot l, \quad (26)$$

где  $K_{ВЛО}$  – удельная стоимость сооружения одного километра линии.

Капитальные затраты при сооружении подстанций состоят из затрат на подготовку территории, приобретение трансформаторов, выключателей и прочего оборудования, затрат на монтажные работы и т. д.

$$K_{ПС} = K_{ОРУ} + K_{ТР} + K_{пост} + K_{КУ}, \quad (27)$$

где  $K_{ОРУ}$  - капитальные затраты на сооружение ОРУ;

$K_{ТР}$  - капитальные затраты на покупку и монтаж трансформаторов;

$K_{пост}$  - постоянная часть затрат на ПС в зависимости от типа ОРУ и  $U_{ном}$ ;

$K_{КУ}$  - капитальные затраты на покупку и монтаж КУ.

Капитальные вложения определяются по укрупненным показателям стоимости отдельных элементов сети. Суммарные капитальные вложения приводятся к текущему году с помощью коэффициента инфляции с 2000 года  $k_{инф} = 9,5$ .

Другим немаловажным технико-экономическим показателем являются издержки, необходимые для эксплуатации электросетевых элементов и линий электропередач в течение одного года:

$$I_{\Sigma} = I_{э.р} + I_{ам} + I_{\Delta W}, \quad (28)$$

где  $I_{э.р}$  – расходы на текущий ремонт и эксплуатацию, включая профилактические осмотры и испытания, определяются по формуле.

$I_{ам}$  – издержки на амортизацию за рассматриваемый период службы

( $T_{сл} = 20$  лет);

$I_{\Delta W}$  – издержки на технологические затраты на передачу электроэнергии, определяется по формуле.

$$I_{\Delta W} = \alpha_{\Delta W, ВЛ} \cdot K_{ВЛ} + \alpha_{\Delta W, ПС} \cdot K_{ПС}, \quad (29)$$

где  $\alpha_{\Delta W, ВЛ}, \alpha_{\Delta W, ПС}$  – нормы ежегодных отчислений на ремонт и эксплуатацию ВЛ и ПС:

$$\alpha_{\Delta W, ВЛ} = 0,0065; \alpha_{\Delta W, ПС} = 0,037 \text{ для ПС напряжения } \leq 150 \text{ кВ}.$$

Издержки на амортизацию

$$I_{ам} = \frac{K}{T_{сл}}, \quad (30)$$

где  $T_{сл}$  - рассматриваемый срок службы оборудования (20 лет)

Стоимость потерь электроэнергии

$$I_{\Delta W} = \Delta W \cdot C_0, \quad (31)$$

где  $\Delta W$  - затраты на передачу электроэнергии, МВт·ч;

$C_0$  – стоимость затрат на передачу электроэнергии. На данный момент  $C_0 = 1,98 \text{ тыс.руб}/(\text{МВт} \cdot \text{ч})$

Затраты на передачу электроэнергии определяются по потокам эффективных мощностей и включают в себя потери в ВЛЭП, трансформаторах и КУ для зимнего и летнего времени года.

$$\Delta W = \Delta W_{ВЛ} + \Delta W_{ТР} + \Delta W_{КУ} \quad (32)$$

где  $\Delta W_{ВЛ}$  - затраты на передачу электроэнергии в ВЛЭП.

$\Delta W_{ТР}$  - затраты на передачу электроэнергии в трансформаторах;

$\Delta W_{КУ}$  - затраты на передачу электроэнергии в КУ.

Затраты на передачу электроэнергии в ЛЭП определяются по формуле

$$\Delta W_{ВЛ} = \frac{(P_{эф}^з)^2 + (Q_{неск.эф}^з)^2}{U_{ном}^2} \cdot R_{вл} \cdot T_з + \frac{(P_{эф}^л)^2 + (Q_{неск.эф}^л)^2}{U_{ном}^2} \cdot R_{вл} \cdot T_л + \Delta P_{кор} \cdot T_з, \quad (33)$$

где  $P_{эф}^з, P_{эф}^л$  – поток эффективной активной зимней и летней мощности по линии, МВт;

$Q_{неск.эф}^з, Q_{неск.эф}^л$  - поток эффективной реактивной зимней и летней мощности по линии; МВар;

$T_з, T_л$  – соответственно количество зимних – 4800 и летних – 3960 часов;

$$\Delta W_{ТР} = \frac{(P_{эф}^з)^2 + (Q_{неск.эф}^з)^2}{U_{ном}^2} \cdot R_{тр} \cdot T_з + \frac{(P_{эф}^л)^2 + (Q_{неск.эф}^л)^2}{U_{ном}^2} \cdot R_{тр} \cdot T_л + \Delta P_{ХХ} \cdot T_з, \quad (34)$$

## 4.2 Сравнение конкурентоспособных вариантов

Так как устанавливаемые КУ в сравниваемых вариантах идентичны, то сравнивать в стоимости подстанций будем стоимость этих ПС без учета КУ.

На основе расчётов построим таблицу 22, содержащую основные показатели сравнения экономической привлекательности каждого варианта.

Таблица 22 – Экономические показатели сравнения вариантов

№ варианта	$K_{ВЛ}$ , млн.руб	$K_{ПС}$ , млн.руб	$I$ , млн.руб	$I_{ДВ}$ , тыс.руб	$З$ , млн.руб
3	8,132	208,05	18,96	0,45	40,578
4	12,198	151,05	14,23	0,45	30,554

Таким образом, мы получили самый оптимальный вариант реконструкции сети, который удовлетворяет всем предъявленным требованиям и при этом наиболее экономичен. Данный вариант необходим для дальнейших расчетов.

## 5 РАСЧЕТ ТОКОВ КОРОТКОГО ЗАМЫКАНИЯ

Для выбора и проверки электрооборудования по условиям к.з. необходимо предварительно определить /1/:

- начальное действующее значение периодической составляющей тока к.з. и значение этой составляющей в расчетный момент времени (к моменту начала расхождения дугогасительных контактов выключателей и к моменту погасания дуги);
- начальное значение апериодической составляющей тока короткого замыкания и значение этой составляющей в расчетный момент времени;
- ударный ток к.з.

Расчетный ток к.з. определяют в зависимости от назначения расчета: проверку на электродинамическую стойкость производят по току трехфазного к. з.; на термическую стойкость по току трехфазного или двухфазного к. з.; на отключающую способность выключателей - по току трехфазного к.з., а для сетей 110 кВ и выше - дополнительно по току однофазного к.з.

Расчет токов к.з. с учетом действительных характеристик и действительного режима работы всех элементов энергосистемы, состоящей из многих электростанций и ПС, весьма сложен. Вместе с тем можно ввести допущения, упрощающие расчеты и не вносящие существенных погрешностей.

К таким допущениям относятся следующие:

- не учитывают емкостную проводимость линий;
- не учитывается насыщение магнитных систем, что позволяет считать постоянными и не зависящими от тока индуктивные сопротивления всех элементов короткозамкнутой цепи;
- пренебрегают намагничивающими токами силовых трансформаторов;
- считают, что трёхфазная система является симметричной, влияние нагрузок на ток к.з. учитывают приближенно;

- принимается, что фазы ЭДС всех генераторов не изменяются (отсутствие качания генераторов) в течение всего процесса короткого замыкания;

При выборе электрических аппаратов РУ с напряжением 35 кВ и выше можно ввести ряд упрощений:

- проверка оборудования в условиях короткого замыкания проводится по значениям суммарного тока короткого замыкания при повреждении на шинах РУ. Это соответствует расчетным условиям для выключателя (оборудования) тупиковой линии и создает определенный запас при выборе оборудования других присоединений;
- расчет ударного тока и апериодической составляющей тока к.з. можно выполнять по эквивалентным постоянным времени  $T_a$ , не рассматривая составляющих токов по отдельным ветвям;

### 5.1 Составление расчетной схемы замещения и определение ее параметров

Расчет выполняем в относительных величинах приближенным способом при принятой базисной мощности  $S_б = 100$  МВА.

Составим исходную схему электрической сети.

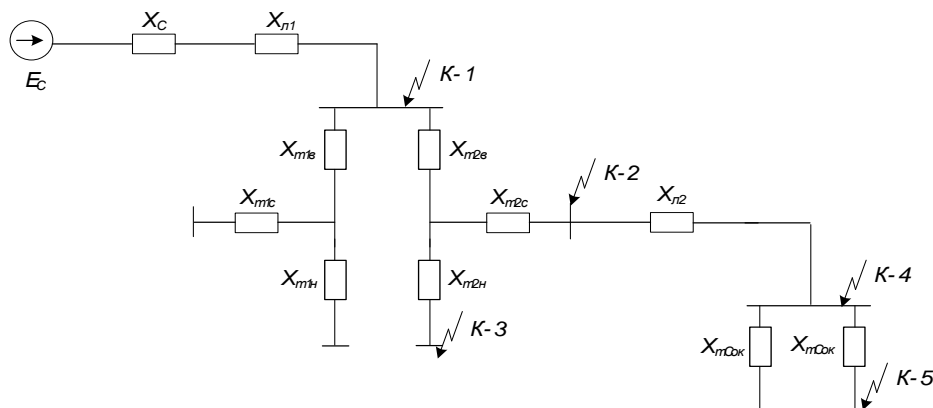


Рисунок 12 – Схема замещения

Произведем расчет параметров схемы замещения.



$$U_{кВ} = 0,5 \cdot (U_{кВС} + U_{кВН} - U_{кСН}) = 0,5 \cdot (19,5 + 12 - 7) = 12,25 \quad (35)$$

Аналогично рассчитываем для средней и низкой стороны. Сопротивления трансформаторов определяются по формулам (соответственно для сторон высшего, среднего и низкого напряжений):

$$X_{Т1В} = \frac{U_{кВ}}{100} \cdot \frac{S_{\sigma}}{S_{Т.НОМ}} = \frac{12,25}{100} \cdot \frac{100}{25} = 1,225 \quad (36)$$

$$E_c = 1 \quad (37)$$

Определим сопротивления линий:

$$X_{л1} = X_{уд} \cdot l \cdot \frac{S_{\sigma}}{U_{cp}^2} = 0,4 \cdot 66 \cdot \frac{100}{115^2} = 0,056 \quad (38)$$

где  $X_{уд}$  – удельное сопротивление линии, Ом/км;

$l$  – длина линии, км;

$U_{cp}$  – напряжение из среднего ряда, кВ.

Дальнейший расчет элементов схемы замещения сведем в таблицу 23

Таблица 23 – Сопротивления и ЭДС схемы замещения

Величина	Значение
1	2
$E_c$	1
$X_c$	0,352

1	2
$X_{T1}$	0,084
$X_{T3}$	0,131
$X_{Л1}$	0,339
$X_{Л2}$	0,901
$X_{T1c}$	-0,025
$X_{T1H}$	0,725
$X_{TГр}$	2,25

## 5.2 Расчёт токов КЗ

Начальное значение периодической составляющей тока трёхфазного короткого замыкания в относительных единицах определяется по формуле:

$$I_{п0} = \frac{E_{\text{ЭКВ}}}{X_{\text{ЭКВ}}}, \quad (39)$$

где  $E_{\text{ЭКВ}}$  – эквивалентная ЭДС ;

$X_{\text{ЭКВ}}$  – эквивалентное сопротивление.

Апериодическую составляющую тока к.з. в произвольный момент времени  $t$  и ударный ток короткого замыкания определим соответственно по формулам, кА:

$$i_{at} = \sqrt{2} \cdot I_{п0} \cdot e^{-t/T_a}, \quad (40)$$

$$i_y = K_y \cdot \sqrt{2} \cdot I_{п0}, \quad (41)$$

где  $K_y$  - ударный коэффициент;

$T_a$  – постоянная времени затухания апериодической составляющей тока КЗ.

Определим ток трёхфазного КЗ в точке К –4 (шины 35 кВ ПС Транспортная):

$$X_{1\Sigma} = X_C + X_{л1} + X_{л2} + X_{m1в} + X_{m1с} = 0,334 + 0,556 + 0,786 + 0,901 + 0,339 = 4,182$$

$$X_{2\Sigma} = X_C + X_{л1} + X_{л2} + X_{m1в} + X_{m1с} + X_{mTp} = 0,334 + 0,556 + 0,786 + 0,901 + 0,339 + 2,25 = 3,;$$

$$E_{\Sigma} = \frac{E_{23} \cdot (X_{21} + X_{m1}) + E_{21} \cdot (X_{23} + X_{m3})}{X_{21} + X_{m1} + X_{23} + X_{m3}} = \frac{1,139 \cdot (0,153 + 0,084) + 1,125 \cdot (0,352 + 0,131)}{0,153 + 0,084 + 0,352 + 0,131} = 1,13;$$

$$X_{\Sigma} = X_{2\Sigma} + X_{1\Sigma} = 4,182 + 0,159 = 4,341;$$

$$I_{п0}^{(3)} = \frac{E_{\Sigma}}{X_{\Sigma}} \cdot \frac{S_{\sigma}}{\sqrt{3} \cdot U_{cp}} = \frac{1,13}{4,341} \cdot \frac{100}{\sqrt{3} \cdot 38,5} = 0,39 \text{ кА.}$$

Дальнейший расчет сведем в таблицу 24

Таблица 24 – Расчет токов КЗ

Ток	Точка КЗ				
	К1	К2	К3	К4	К5
$I_{п0}$ , кА	1,246	1,024	2,74	0,39	0,947
$i_{а0}$ , кА	1,762	1,448	3,785	0,552	1,339
$i_{at1}$ , кА	0,349	0,287	0,767	0,043	0,266
$I_{уд1}$ , кА	1,931	1,587	4,247	0,595	1,604

## 6 ВЫБОР И ПРОВЕРКА ОБОРУДОВАНИЯ НА ПОДСТАНЦИИ ТРАНСПОРТНАЯ

Основными параметрами оборудования, которые должны соответствовать условиям рабочего (длительного) режима, являются номинальные ток и напряжение.

### Определение наибольших рабочих токов

Для определения наибольших рабочих токов электроустановки учтем возможные перегрузки в ремонтном и послеаварийном режимах.

Наибольший рабочий ток, протекающий через трансформатор, принимается с учетом длительно допустимой перегрузки трансформатора.

Ток, протекающий на рассматриваемой стороне трансформатора, определим по формуле:

$$I_{\text{рнб}} = \frac{1,4 \cdot S_{\text{ТР}}}{\sqrt{3} \cdot U_{\text{т.ном}}} \quad (42)$$

где  $S_{\text{НАГР}}$  - мощность нагрузки, МВА;

$U_{\text{Т.НОМ}}$  - номинальное напряжение стороны трансформатора, кВ.

Определим наибольшие рабочие токи на ВН для ПС 35 кВ Транспортная

$$I_{\text{рнб}35} = \frac{1,4 \cdot 16}{\sqrt{3} \cdot 38,5} = 0,336 \text{ кА,}$$

### 6.1 Выбор выключателей

Номинальное напряжение электроустановки:

$$U_{\text{уст}} \leq U_{\text{ном}} \quad (43)$$

Длительно допустимая токовая нагрузка:

$$I_{норм} \leq I_{ном}; \quad (44)$$

$$I_{мах} \leq I_{ном} \quad (45)$$

Номинальный ток отключения:

$$I_{н о} \leq I_{откл ном} \quad (46)$$

Проверку по термической устойчивости выключателя проводят по следующей формуле:

$$B_k = I_{КЗ}^2 (t_{откл} + T_a), \quad (47)$$

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

$T_a$  – постоянная времени затухания апериодической составляющей тока короткого замыкания.

$$B_k = (I_{но}^{(1)})^2 \cdot (t_{откл} + T_a) = 0,39^2 \cdot 1,62 = 0,246 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$$

Для проверки возможности отключения выключателем апериодической составляющей тока КЗ необходимо определить номинальное допускаемое значение апериодической составляющей в отключаемом токе для времени  $\tau$ .

$$i_{\alpha\tau} = \sqrt{2} \cdot \beta_{ном} \cdot I_{ном} \quad (48)$$

где  $\beta_{ном}$  – номинальное значение относительного содержания апериодической составляющей в отключаемом токе,  $\beta_{ном} = 0,32$ .

$$i_{at} = \sqrt{2} \cdot 25 \cdot 0,32 = 11,314 \text{ кА},$$

$$B_{к.сnp} = I_{тер}^2 \cdot t_{тер}, \quad (49)$$

$$B_k = 25^2 \cdot 3 = 1875 \text{ кА}^2\text{с},$$

Выбор выключателей на напряжение 35 кВ приводится в таблице 25

Таблица 25 – Выбор выключателей 35 кВ на ПС Транспортная

Каталожные данные	Расчетные данные	Условия выбора
$U_H = 35 \text{ кВ}$	$U_p = 35 \text{ кВ}$	$U_p \leq U_H$
$I_H = 630 \text{ А}$	$I_{pMAX} = 336 \text{ А}$	$I_p \leq I_H$
$I_{дин} = 64 \text{ кА}$	$I_{уд} = 0,595 \text{ кА}$	$I_{уд} \leq i_{скв}$
$B_{к.сnp} = 1875 \text{ кА}^2\text{с}$	$B_k = 0,246 \text{ кА}^2\text{с}$	$B_{кр} \leq B_{кн}$
$I_{вкл} = 25 \text{ кА}$	$I_{по} = 0,39 \text{ кА}$	$I_{по} \leq I_{вкл}$
$I_{откл} = 25 \text{ кА}$	$I_{по} = 0,39 \text{ кА}$	$I_{пг} \leq I_{отклном}$
$I_{аном} = 11,314 \text{ кА}$	$i_{at} = 0,043 \text{ кА}$	$I_{at} \leq i_{аном}$

В результате проверки выбираются вакуумные выключатели марки ВБС-35Ш-25/630 УХЛ1

## 6.2 Выбор разъединителей

Разъединители выбирают по аналогии с выключателями, то есть по номинальному напряжению, номинальному длительному току, в режиме КЗ проверяют на термическую и электродинамическую стойкость. Результаты расчета параметров и их сравнение с номинальными, приведены в таблице.

На ОРУ 35 кВ принимаются марки выключателей разъединителей РГ-35/1000 УХЛ1.

Таблица 26 – Выбор разъединителей на ОРУ 35 кВ

Каталожные данные	Расчетные данные	Условия выбора
1	2	3
$U_H = 35 \text{ кВ}$	$U_p = 35 \text{ кВ}$	$U_p \leq U_H$

1	2	3
$I_H = 1000 \text{ A}$	$I_P = 336 \text{ A}$	$I_P \leq I_H$
$I^2_T \cdot t_T = 4800 \text{ кА}^2\text{с}$	$B_K = 0,246 \text{ кА}^2\text{с}$	$B_K \leq I^2_T \cdot t_T$
$I_{СКВ} = 40 \text{ кА}$	$I_{уд} = 0,595 \text{ кА}$	$I_{уд} \leq I_{СКВ}$

Принятые разъединители удовлетворяют условие выбора.

### 6.3 Выбор трансформаторов тока

Трансформатор тока предназначен для уменьшения первичного тока до значений, наиболее удобных для измерительных приборов и реле, а также для отделения цепей измерения и защиты от первичных цепей высокого напряжения.

Трансформаторы тока выбираются по классу напряжения и максимальному рабочему току (на расчетный период времени). Номинальный ток должен быть как можно ближе к рабочему, так как недогрузка первичной обмотки приводит к увеличению погрешностей. Также трансформаторы тока выбираются по конструкции и классу точности, а также проверяются по динамической устойчивости, по термической стойкости и по вторичной нагрузке  $Z_{2НОМ}$ .

Выбор трансформаторов тока для 35 кВ

Таблица 27 – Измерительные приборы и приборы учета

Прибор	Тип	Нагрузка фазы, В·А		
		А	В	С
Амперметр	АМ-D721	0,5	0,5	0,5
Ваттметр	Ц42303	0,5	-	0,5
Варметр	Ц42308	0,5	-	0,5
Счетчик АЭ	Меркурий-230	2,5	-	2,5
Счетчик РЭ	Меркурий-230	2,5	-	2,5
ИТОГО	-	6,5	0,5	6,5

Выберем трансформаторы тока марки ТОЛ – 35 – III

Общее сопротивление приборов:

$$r_{\text{приб}} = \frac{S_{\text{приб}}}{I_2^2} = \frac{6,5}{25} = 0,26 \text{ Ом}; \quad (50)$$

где  $S_{\text{приб}}$  – мощность, потребляемая приборами,

$I_2$  – вторичный номинальный ток прибора,  $I_2 = 5 \text{ А}$ .

Допустимое сопротивление проводов:

$$r_{\text{пр}} = Z_2 - r_{\text{приб}} - r_{\text{к}} = 1,2 - 0,26 - 0,1 = 0,84 \text{ Ом};$$

где  $r_{\text{к}}$  – сопротивление контактов ( $r_{\text{к}} = 0,1 \text{ Ом}$  – при большом количестве приборов).

Определим сечение проводов по формуле:

$$S = \frac{\rho \cdot l}{r_{\text{пр}}} = \frac{0,0283 \cdot 50}{0,84} = 1,68 \text{ мм}^2; \quad (51)$$

где  $l$  – длина соединительных проводов;

$\rho$  – удельное сопротивление материала провода, для алюминия:

$$\rho = 0,0283 \text{ Ом/м};$$

Выбираю провод марки АКРВГ с сечением  $4 \text{ мм}^2$ .

Сопротивление проводов будет иметь следующее значение:

$$r_{\text{пр}} = \frac{\rho \cdot l}{S} = \frac{0,0283 \cdot 50}{4} = 0,36 \text{ Ом};$$



Тогда сопротивление нагрузки будет равно, по формуле (52):

$$r_2 = r_{\text{приб}} + r_{\text{пр}} + r_{\text{к}} = 0,26 + 0,36 + 0,1 = 0,72 \text{ Ом}; \quad (52)$$

Таблица 28 - Сопоставление каталожных и расчетных данных

Расчётные данные	Паспортные данные	Проверка
$U_{\text{уст}} = 35 \text{ кВ}$	$U_{\text{ном}} = 35 \text{ кВ}$	$U_{\text{уст}} = U_{\text{ном}}$
$I_{\text{раб}} = 336 \text{ А}$	$I_{\text{ном}} = 100 \text{ А}$	$I_{\text{раб}} < I_{\text{ном}}$
	$I_{2\text{ном}} = 5 \text{ А}$	
$Z_{2\text{р}} = 0,72 \text{ Ом}$	$Z_{2\text{ном}} = 1,2 \text{ Ом}$	$Z_{2\text{р}} < Z_{2\text{ном}}$
$i_{\text{у}} = 0,595 \text{ кА}$	$I_{\text{дин. н.}} = 25 \text{ кА}$	$i_{\text{у}} < I_{\text{дин. н.}}$
$B_{\text{к}} = 0,246 \text{ кА}^2\text{с}$	$I_{\text{тн}}^2 \cdot t_{\text{тн}} = 25^2 \cdot 3 = 1875 \text{ кА}^2\text{с}$	$B_{\text{к}} < I_{\text{тн}}^2 \cdot t_{\text{тн}}$

#### 6.4 Выбор трансформаторов напряжения

Трансформаторы напряжения выбираются по следующим условиям:

- 1 По напряжению установки;
- 2 По конструкции и схеме соединения;
- 3 По классу точности;
- 4 По вторичной нагрузке.

По аналогии с выбором трансформаторов тока, для проверки на соответствие класса точности, необходимо составить схему включения обмоток напряжения измерительных приборов, составить таблицу нагрузок и определить расчетную нагрузку во вторичной цепи  $S_{2\text{расч}}$ .

Измерительные трансформаторы напряжения своей первичной обмоткой включаются параллельно в цепь высокого напряжения. Во вторичную цепь включаются тоже параллельно. Вводы в аппарат и изоляция первичной обмотки выбираются по напряжению первичной цепи. Номинальное напряжение вторичной обмотки обычно 100 В. Сечения проводов первичной и вторичной цепей трансформаторов напряжения невелики, они зависят от мощности трансформатора, но чаще всего выбираются наименьшими допустимыми по механической прочности. Они связываются контрольными кабелями с приборами вторичных устройств, которые размещаются на панелях щитов и пультов.

Измерительные трансформаторы напряжения должны быть малогабаритными, легкими и совершенными аппаратами, надежно работающими в электроустановках. В применяемых схемах и конструкциях должны снижаться до минимума все виды погрешностей для получения высокой точности измерений. Условия выбора трансформаторов напряжения приведены в таблице 29.

Таблица 29 – Выбор трансформаторов напряжения на 35 кВ

Прибор	Тип	S, ВА	Число приборов	S приборов
Ваттметр	Ц42303	1,5	2	3
Варметр	Ц42308	1,5	2	3
Вольтметр	ЩП02М	2	2	4
Счётчик активной энергии	Меркурий-230	9	2	18
Счётчик реактивной энергии	Меркурий-230	9	2	18
Итого				46

Выбираем трансформатор напряжения типа НАМИ-35УХЛ1.

Таблица 30 – Сопоставление каталожных и расчётных данных

Расчётные данные	Паспортные данные	Проверка
$U_{уст} = 35 \text{ кВ}$	$U_{ном} = 35 \text{ кВ}$	$U_{уст} = U_{ном}$
	Класс точности 0,5	
$S_{2p} = 46 \text{ ВА}$	$S_{2н} = 500 \text{ ВА}$	$S_{2p} < S_{2н}$

### 6.5 Выбор шинных конструкций

В РУ 35 кВ применяются гибкие шины, выполненные проводами марки АС.

Сечение гибких шин выбирается по следующим условиям:

- по длительно допустимому току:

$$I_{доп} \geq I_{p.max} \quad (53)$$

- по термическому действию тока КЗ:

$$q_{\min} = \frac{\sqrt{B_K}}{C}, \quad (54)$$

где  $q_{\min}$  - минимальное сечение провода;

$C$  – для алюминиевых шин и кабелей  $C = 0,091$ .

Проверим шины 35 кВ на минимальное сечение.

$$q_{\min} = \frac{\sqrt{0,246}}{0,091} = 5,45,$$

Выбираем провод АС-70/11. Таким образом, выбранное сечение провода проходит проверку и может быть подвешено в РУ 35 кВ.

## 6.6 Выбор ОПН

Выбор ОПН производится в следующем порядке:

- 1) Предварительный выбор определенного типа ОПН;
- 2) Выполнение проверки по некоторым условиям, после которой принимается о решение о пригодности установки выбранного ОПН.

Основным условием обеспечения безотказной работы ОПН является длительное рабочее напряжение электроустановки. Напряжение на ПС (на отправном конце линии) не должно превышать  $1,2 U_{ном}$  для сетей напряжением до 35 кВ,  $1,15 U_{ном}$  для сетей напряжением 35 – 220 кВ.

При выбранной величине напряжения частотой 50 Гц, длительно воздействующей на ОПН, следует учитывать, что в сетях с изолированной нейтралью, при КЗ на землю одной из фаз, на двух неповреждённых фазах вырастает величина линейного напряжения. В сетях с глухозаземлённой нейтралью сопротивления прямой и нулевой последовательности, как правило, отличаются не более, чем в 3 раза, поэтому при замыканиях одной из фаз на землю на неповрежденных фазах напряжение не превышает  $1,4 U_{\phi}$ . Однако в

ряде случаев и в этих сетях из-за "потери нуля" напряжение на ОПН может быть более  $1,4 U$  вплоть до  $1,7 U_{\phi}$ .

Импульсный ток, проходящий через варисторы, является одним из ведущих параметров при выборе ограничителя перенапряжения.

Выбор ограничителей перенапряжения.

Основные критерии, по которым производится выбор ОПН:

- класс номинального напряжения;
- наибольшее длительно допустимое рабочее напряжение;
- пропускная способность по току;
- максимальная амплитуда импульса тока.

Далее производим выбор и проверку ОПН на стороне 35 кВ. Выбираем для установки ОПН марки ОПН – 35/40.5/10/400 УХЛ1.

Для нахождения расчетной величины рабочего напряжения ОПН необходимо знать значение максимально допустимого напряжения  $U_{нр}$  на нем. Определяется данная величина по формуле:

$$U_{н.р.} = \frac{1,2 \cdot U_{ном}}{\sqrt{3}} = \frac{1,2 \cdot 35}{\sqrt{3}} = 24,249 \quad (55)$$

Время действия повреждения (время действия РЗ) равно – 0,5 сек. В связи с этим предусмотрен коэффициент КВ, учитывающий рост значения допустимого напряжения путём уменьшения кратности воздействия на ОПН по условию теплового баланса.

Определяется данный коэффициент по кривым вида равен  $K_B = f(x)$  (см. рисунок). Считаем время повреждения равным 0,5 сек. Отсюда следует, что, исходя из графика принимаем коэффициент КВ равным 1,45.

Расчетная величина длительного допустимого напряжения на ОПН равна:

$$U_{р.н.р.} = \frac{U_{н.р.}}{K_B} = \frac{24,249}{1,45} = 16,723 \text{ кВ} \quad (56)$$

При выборе ОПН учитывается энергия, поглощаемая ограничителем, кДж:

$$\mathcal{E} = \frac{U - U_{ост}}{z} \cdot U_{ост} \cdot 2 \cdot T \cdot n \quad (57)$$

где  $U$  - величина неограниченного перенапряжения;

$U_{ост}$  - остающееся напряжение на ОПН, 96,4 кВ в соответствии с каталожными данными;

$z$  - волновое сопротивление линии, 395 Ом;

$n$  - количество последовательных токовых импульсов;

$T$  - время распространения волны:

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

где  $l$  и  $v$  - длина защищенного подхода и скорость распространения волны соответственно.

Таким образом, поглощаемая энергия равна:

$$\mathcal{E} = \frac{122,5 - 96,4}{395} \cdot 96,4 \cdot 2 \cdot 7,91 = 101,15 \text{ кДж}$$

Далее определяется удельная энергоёмкость ОПН:

$$\mathcal{E}^* = \frac{\mathcal{E}}{U_{номОПН}} = \frac{101,15}{35} = 2,89 \quad (58)$$

Удельная теплоемкость выбранного ОПН 3,24 кДж/кВ, что больше рассчитанного значения, поэтому, данный ОПН подлежит установке.

В РУВН выбираем ОПН на номинальное напряжение 35 кВ, маркировкой ОПН-35/28-7 УХЛ1. В РУНН выбираем ОПН на номинальное напряжение 10 кВ ОПН-10/7,6-5 УХЛ1.

Таблица 31 – Основные характеристики ОПН

Класс напряжения сети, кВ	Номинальное напряжение ОПН, кВ	Наибольшее длительно допустимое рабочее напряжение, кВ	Номинальный разрядный ток, кА
35	35	28	7
10	10	7,6	5

### 6.7 Выбор трансформаторов собственных нужд

Состав потребителей собственных нужд подстанции зависит от типа подстанции, мощности трансформаторов, типа электрооборудования.

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

Мощность трансформаторов собственных нужд выбирается по нагрузкам собственных нужд, которые приведены в таблице 25.

Таблица 32 – Нагрузка собственных нужд подстанции

Вид потребителя	Установленная мощность		Cos φ	Нагрузка	
	кВт × n	Всего		P <sub>уст</sub> , кВт	Q <sub>уст</sub> , кВт
Охлаждение ТДНС-16000	2,5 × 2	5	0,85	4,25	2,63
ВБС–35	3,4 × 3	10,2	1	10,2	-
Отопление и освещение ОПУ	-	20	1	20	-
Освещение ОРУ	-	7	1	7	-
Отопление КРУ	-	8	1	8	-
Прочие	-	10	1	10	-
Итого				59,45	2,63

Расчетная нагрузка при  $K_c = 0,8$  :

$$S_{расч} = K_C \sqrt{P_{усп}^2 + Q_{усп}^2} = 0,8 \cdot \sqrt{59,45^2 + 2,63^2} = 47,65 \text{ кВА.}$$

$$S_{расчтр} = \frac{S_{расч}}{1,4} = \frac{47,65}{1,4} = 34,03 \text{ кВА}$$

Принимаем два трансформатора ТМ - 40 кВА.

## 7 РЕЛЕЙНАЯ ЗАЩИТА ТРАНСФОРМАТОРА НА ПС 35 КВ ТРАНСПОРТНАЯ

В настоящее время используются релейные защиты на микропроцессорной технике. Рассмотрим подробнее такие виды защит применительно к нашей проектируемой сети. В качестве рабочего примера рассмотрим релейную защиту трансформатора ТДНС-16000/35 на ПС 35 кВ Транспортная

Согласно ПУЭ такой трансформатор должен защищаться несколькими видами защит как то:

- продольная дифференциальная токовая защита;
- газовая защита;
- максимальная токовая защита;

Примем к установке устройство микропроцессорной защиты марки «Сириус-Т», предназначенный для выполнения функции основных защит двухобмоточного трансформатора с высшим напряжением 35-220 кВ.

Функции защиты, выполняемые устройством:

➤ Двухступенчатая дифференциальная токовая защита трансформатора (токовая отсечка и защита с торможением от сквозного тока и отстройкой от бросков тока намагничивания).

➤ Входы отключения от газовой защиты трансформатора и РПН с возможностью перевода действия на сигнал с помощью оперативной кнопки управления на лицевой панели, либо с помощью дискретного входа.

➤ Ненаправленная двухступенчатая МТЗ высшей стороны трансформатора с возможностью комбинированного пуска по напряжению от стороны низшего напряжения (по дискретному входу). Предусмотрен автоматический ввод ускорения при включении выключателя ВН. Имеется возможность блокировки МТЗ ВН по содержанию второй гармоники для отстройки от бросков тока намагничивания.



➤ Одна ступень ненаправленной МТЗ низшей стороны трансформатора с возможностью комбинированного пуска по напряжению от стороны низшего напряжения (по дискретному входу). Действие на отдельное реле и на общие реле отключения с разными временами. Предусмотрен автоматический ввод ускорения при включении выключателя НН. Имеется возможность блокировки МТЗ НН по содержанию второй гармоники для отстройки от бросков тока намагничивания при подаче напряжения со стороны НН.

Расчет защиты проводится в следующем порядке:

1) Определяются первичные токи для всех сторон защищаемого трансформатора соответствующие его номинальной мощности. По этим токам определяются соответствующие вторичные токи в плечах защиты, исходя из коэффициентов трансформации трансформаторов тока  $k_I$  и коэффициентов схемы  $k_{cx}$  (см. таблицу 5).

Таблица 33 – Расчет дифференциальной токовой защиты

Наименование величины	Обозначение и метод определения	Числовое значение для стороны	
		35 кВ	10 кВ
Первичный ток на сторонах защищаемого трансформатора, кА	$I_{ном} = \frac{S_{ном}}{\sqrt{3} \cdot U_{ном}}$	$\frac{2500}{\sqrt{3} \cdot 37} = 39,01$	$\frac{2500}{\sqrt{3} \cdot 10,5} = 137,46$
Коэффициент трансформации трансформаторов тока	$k_I$	50/5	150/5
Вторичный ток в плечах защиты, А	$I_{номВ} = \frac{I_{ном} \cdot k_{cx}}{k_I}$	$\frac{39,01}{10} = 3,9$	$\frac{137,46}{30} = 4,58$
Принятые значения	$I_{номВН}, I_{номНН}$	3,9	4,6
Размах РПН		5	

### 7.1. Дифференциальная отсечка (ДЗТ-1)

Выбору подлежит:  $I_{диф}/I_{ном}$  – относительное значение уставки срабатывания отсечки.

Уставка должна выбираться из двух условий:

- отстройки от броска тока намагничивания силового трансформатора;
- отстройки от максимального первичного тока небаланса при переходном режиме расчетного внешнего КЗ.

### 7.2 Отстройка от броска намагничивающего тока.

При включении силового трансформатора со стороны высшего напряжения отношение амплитуды броска тока намагничивания к амплитуде номинального тока защищаемого трансформатора не превышает 5. Это соответствует отношению амплитуды броска тока намагничивания к действующему значению номинального тока первой гармоники, равному  $5 \cdot \sqrt{2} = 7$ . Отсечка реагирует на мгновенное значение дифференциального тока и на первую гармонику этого же тока. Уставка по мгновенному значению равна  $2,5 \times I_{диф}/I_{ном}$ . Минимально возможная уставка по первой гармонике  $I_{диф}/I_{ном}$  равна 4, что соответствует  $2,5 \cdot 4 = 10$  по отношению амплитуды к действующему значению или  $10/\sqrt{2} = 7$  по отношению амплитуд. Сравнение полученных значений свидетельствует об отстроенности отсечки по мгновенным значениям от возможных бросков тока намагничивания.

Расчеты показывают, что действующее значение первой гармоники броска тока намагничивания не превышает 0,35 от амплитуды броска. Если амплитуда равна 7 действующим значениям номинального тока, то действующее значение первой гармоники равно  $7 \times 0,35 = 2,46$ . Следовательно, даже при минимальной уставке в  $4 \times I_{ном}$  отсечка отстроена от бросков тока намагничивания и при реагировании на первую гармонику дифференциального тока.

### 7.3 Отстройка от тока небаланса при внешнем КЗ.

В [15] даются формулы для такой отстройки, учитывающие все три составляющие тока небаланса. Однако при небольших предельных кратностях отечественных трансформаторов тока амплитуда тока небаланса может достигать амплитуды максимального тока внешнего КЗ. В этих условиях рекомендуется выбирать уставку по условию:

$$I_{\text{диф}} / I_{\text{ном}} \geq K_{\text{отс}} \cdot K_{\text{нб}(1)} \cdot I_{\text{кз.вн.макс}^*} \quad (59)$$

$$I_{\text{диф}} / I_{\text{ном}} \geq 1,2 \cdot 0,7 \cdot 6,306 \geq 5,297$$

где  $K_{\text{нб}(1)}$  - отношение амплитуды первой гармоники тока небаланса к приведенной амплитуде периодической составляющей тока внешнего КЗ. Если и на стороне ВН, и на стороне НН используются ТТ с вторичным номинальным током 5А, можно принимать  $K_{\text{нб}(1)} = 0,7$ . Если на стороне ВН используются ТТ с вторичным номинальным током 1 А, то следует принимать  $K_{\text{нб}(1)} = 1,0$ .

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

$I_{\text{кз.вн.макс}^*}$  - отношение тока внешнего расчетного КЗ к номинальному току трансформатора.

Принимаем уставку 6.

### 7.4 Дифференциальная защита (ДЗТ-2)

Выбору подлежат:

$I_{\text{д1}}/I_{\text{ном}}$  - базовая уставка ступени;

$K_{\text{торм}}$  - коэффициент торможения (наклон тормозной характеристики на втором ее участке);

$I_{\text{т2}}/I_{\text{ном}}$  - вторая точка излома тормозной характеристики;

$I_{\text{д2}}/I_{\text{д21}}$  - уставка блокировки от второй гармоники.

Базовая уставка  $I_{\text{д1}}/I_{\text{ном}}$  определяет чувствительность рассматриваемой ступени защиты. Следует стремиться иметь уставку в пределах (0,3 - 0,5) для

обеспечения чувствительности к полным витковым замыканиям в переплетенных обмотках и к межкатушечным замыканиям в любых обмотках.

Коэффициент торможения 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, порождаемый сквозным током, состоит из трех составляющих:

$$I_{нб.расч.} = (K_{пер} \cdot K_{одн} \cdot \varepsilon + \Delta U_{РПН} + \Delta f_{добав}) \cdot I_{скв} \quad (60)$$

В первом слагаемом (обусловленным погрешностями трансформаторов тока):

$K_{пер}$  – коэффициент, учитывающий переходный режим;

$K_{одн}$  – коэффициент однотипности трансформаторов тока;

$\varepsilon$  - относительное значение полной погрешности трансформаторов тока в установившемся режиме.

Несмотря на относительно небольшие уровни сквозных токов рекомендуется принимать:  $K_{одн} = 1,0$ ;  $\varepsilon = 0,1$ ;  $K_{пер} = 2,5$ , если доля двигательной нагрузки в общей нагрузке трансформатора более 50% или  $K_{пер} = 2,0$ , если доля двигательной нагрузки менее 50%.

Второе слагаемое обусловлено наличием РПН. В устройстве имеется автоматическая подстройка под существующий коэффициент трансформации силового трансформатора. Однако подстройка действует медленно и действует лишь при нагрузке трансформатора свыше 30%. При малых нагрузках подстройка отключена. Поэтому за расчетный следует принимать случай недействия подстройки и считать  $\Delta U_{РПН}$  равным полному размаху РПН

Очевидно, что действие подстройки создаст дополнительный запас по отстроенности от тока небаланса.

Третье слагаемое обусловлено неточностью задания номинальных токов сторон ВН и НН - округлением при установке, а также некоторыми метрологическими погрешностями, вносимыми элементами устройства. По данным фирмы-изготовителя расчетное значение можно принимать  $\Delta f_{\text{добав}} = 0,04$ .

Для надежной отстройки от тока небаланса, сосчитанного по (49), следует его умножить на коэффициент отстройки  $K_{\text{отс}}$ , который следует принимать равным 1,1 - 1,3.

Если по защищаемому трансформатору проходит сквозной ток  $I_{\text{скв}}$ , он может вызвать дифференциальный ток:

$$I_{\text{диф}} = K_{\text{отс}} \cdot (K_{\text{пер}} \cdot K_{\text{одн}} \cdot \varepsilon + \Delta U_{\text{РПН}} + \Delta f_{\text{добав}}) \cdot I_{\text{скв}} =$$

$$1,2 \cdot (2 \cdot 1 \cdot 0,1 + 0,05 + 0,04) \cdot 8,2 = 2,854 \quad (61)$$

Введем понятие коэффициента снижения тормозного тока, рассчитывается по формуле:

$$K_{\text{сн.т.}} = \sqrt{1 - (K_{\text{пер}} \cdot K_{\text{одн}} \cdot \varepsilon + \Delta U_{\text{РПН}} + \Delta f_{\text{добав}})} =$$

$$\sqrt{1 - (2 \cdot 1 \cdot 0,1 + 0,05 + 0,04)} = 0,843 \quad (62)$$

Чтобы реле не сработало, коэффициент торможения в процентах должен определяться по выражению:

$$K_{\text{ТОРМ}} = \frac{100 \cdot K_{\text{отс}} \cdot (K_{\text{пер}} \cdot K_{\text{одн}} \cdot \varepsilon + \Delta U_{\text{РПН}} + \Delta f_{\text{добав}})}{K_{\text{сн.т.}}} =$$

$$\frac{100 \cdot 1,2 \cdot (2 \cdot 1 \cdot 0,1 + 0,05 + 0,04)}{0,843} = 41,3 \quad (63)$$

Принимаем  $K_{\text{ТОРМ}} = 42$

Вторая точка излома тормозной характеристики.  $I_{m2}/I_{\text{НОМ}}$  определяет размер второго участка тормозной характеристики. В нагрузочном и аналогичных режимах тормозной ток равен сквозному. Появление витковых КЗ лишь незначительно изменяет первичные токи, поэтому тормозной ток почти не изменится. Для высокой чувствительности к витковым КЗ следует, чтобы во второй участок попал режим номинальных нагрузок ( $I_{m}/I_{\text{НОМ}} = 1$ ), режим допустимых длительных перегрузок ( $I_{m}/I_{\text{НОМ}} = 1,3$ ). Желательно, чтобы во второй участок попали и режимы возможных кратковременных перегрузок (самозапуск двигателей после АВР, пусковые токи мощных двигателей, если таковые имеются). Поэтому рекомендуется уставка  $I_{m2}/I_{\text{НОМ}} = 1,5-2$ . Принимаем  $I_{m2}/I_{\text{НОМ}} = 1,5$ .

Первая точка излома тормозной характеристики вычисляется в реле автоматически и равна:

$$I_{m1}/I_{\text{НОМ}} = \frac{(I_{\text{д1}}/I_{\text{НОМ}}) \cdot 100}{K_{\text{ТОРМ}}} = \frac{0,3 \cdot 100}{42} = 0,714 \leq 1,5 \quad (64)$$

При больших уставках ( $I_{\text{д1}}/I_{\text{НОМ}}$ ) следует убедиться, что первая точка не заходит за вторую.

Уставка блокировки от второй гармоники  $I_{\text{д2}}/I_{\text{д1}}$  на основании опыта фирм, давно использующих такие защиты, рекомендуется на уровне 12-15%, принимаем значение  $I_{\text{д2}}/I_{\text{д1}} = 0,15$ .

### **7.5 Сигнализация небаланса в плечах дифференциальной защиты (ДЗТ-3)**

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

Рекомендуемые значения уставок:  $I_{\partial}/I_{ном} = 0,1$ ;  $T_r = 10$ .

Для контроля перегрузки двухобмоточного трансформатора достаточно следить за токами в одной из его обмоток. Для удобства пользования можно вводить контроль токов как в обмотке стороны ВН трансформатора, так и в обмотке стороны НН. Уставки задаются во вторичных значениях токов своей стороны напряжения, то есть приведение тока не используется.

Уставка сигнала перегрузки принимается равной:

$$I_{с.з.пер.} = K_{отс} \cdot \frac{I_{ном.}}{K_{в}} \quad (65)$$

$$I_{с.з.пер.ВН} = K_{отс} \cdot \frac{I_{ном.ВН}}{K_{в}} = 1,05 \cdot \frac{39,01}{0,95} = 43,116$$

$$I_{с.з.пер.НН} = K_{отс} \cdot \frac{I_{ном.НН}}{K_{в}} = 1,05 \cdot \frac{137,46}{0,95} = 151,93$$

где  $K_{отс}$  – коэффициент отстройки принимаем равным 1,05;

$K_{в}$  – коэффициент возврата в данном устройстве равен 0,95

Уставка на включение обдувов трансформатора принимается равной:

$$I_{с.з.обд} = 0,98 \cdot I_{ном.} \quad (66)$$

$$I_{с.з.обд.ВН} = 0,98 \cdot I_{ном.ВН} = 0,98 \cdot 39,01 = 38,23$$

$$I_{с.з.обд.НН} = 0,98 \cdot I_{ном.НН} = 0,98 \cdot 137,46 = 134,72$$

## 7.6 Максимальная токовая защита трансформатора

Произведем расчет уставок для МТЗ-1 ВН, МТЗ-2 ВН и МТЗ НН. Первичный ток срабатывания защиты определяется по условию отстройки от номинального тока трансформатора на стороне, где установлена рассматриваемая защита по выражению:

$$I_{\text{сз.ВН-1}} = k_{\text{отс}} \cdot I_{\text{кз.ВН.мах}} = 1,2 \cdot 246 = 295,2 \text{ А}$$

где  $k_{\text{отс}}=1,2$  – коэффициент отстройки;

Ток срабатывания реле:

$$I_{\text{с.р.ВН-1}} = \frac{I_{\text{сз.ВН-1}}}{K_I} = \frac{295,2}{50/5} = 29,52 \text{ А.}$$

Коэффициент чувствительности:

$$K_{\text{ч}} = \frac{0,895 \cdot I_{\text{кз.НН.мин}}}{I_{\text{с.р.ВН-1}}} = \frac{0,895 \cdot 820}{29,52} = 2,403 \geq 1,5.$$

Для МТЗ-2 ВН и МТЗ НН расчет сведем в таблицу

Таблица 34 – Расчет уставок МТЗ-2 ВН и МТЗ НН

Параметр	Обозначение	Значение	
		МТЗ-2 ВН	МТЗ НН
Ток срабатывания защиты	$I_{\text{сз}}$	58,721	206,92
Ток срабатывания реле	$I_{\text{ср}}$	5,872	6,897
Коэффициент чувствительности	$K_{\text{ч}}$	12,079	3,428



### **8.1 Общая характеристика перенапряжений и средств защиты от них**

Всякое превышение мгновенным значением напряжения на изоляции амплитуды наибольшего рабочего напряжения принято называть перенапряжением. В большинстве случаев перенапряжения имеют кратковременный характер, поскольку они возникают при быстро затухающих переходных процессах или в аварийных режимах, время которых ограничивается действием релейной защиты и системной автоматики. Различные виды перенапряжений имеют длительность от единиц микросекунд до нескольких часов. Даже самые кратковременные перенапряжения высокой кратности могут привести к пробоем или перекрытию изоляции с последующим отключением поврежденного элемента сети и перерывом в электроснабжении потребителей или снижением качества электроэнергии.

В зависимости от причин возникновения различают две группы перенапряжений: внешние и внутренние. Внешние перенапряжения возникают при ударах молнии и воздействии других внешних по отношению к рассматриваемой сети источников энергии. Внутренние перенапряжения развиваются за счет энергии подключенных к сети генераторов или реактивных элементов. Они могут возникать вследствие различных резонансных процессов, аварий и коммутаций элементов сети, в том числе и при повторных зажиганиях электрической дуги.

Главным источником внешних перенапряжений в высоковольтных электрических сетях являются грозовые разряды. Наиболее опасные грозовые перенапряжения возникают при прямом ударе молнии в токоведущие элементы электрической сети. Удар молнии в заземленные элементы конструкции приводит к возникновению на них кратковременных перенапряжений, которые могут вызвать обратные перекрытия с заземленных элементов на токоведущие части.

Импульсы грозových перенапряжений могут так же воздействовать на изоляцию электроустановок, расположенных на значительном удалении от места удара молнии, так как волны перенапряжения распространяются по линии электропередачи на значительные расстояния с малым затуханием. Набегающие волны могут представлять опасность для электрооборудования станций и подстанций, которое имеет меньшие запасы электрической прочности по сравнению с линейной изоляцией.

Общее назначение мер защиты от перенапряжений состоит в том, чтобы при минимальных дополнительных затратах получить максимальный экономический эффект от снижения ущерба, вызванного перенапряжениями и от повышения надежности работы энергосистем.

Средства защиты от перенапряжений, как правило, содержат в себе коммутирующие элементы, например, искровые промежутки. Они срабатывают, когда перенапряжение в точке их установки превысит некоторую критическую величину. К коммутационным средствам защиты относятся вентильные разрядники и нелинейные ограничители перенапряжений (а в старых сетях – трубчатые разрядники и защитные искровые промежутки), а также шунтирующие реакторы с искровым присоединением. В ОПН отсутствуют искровые промежутки, и высоконелинейные резисторы подключены к сети постоянно. Однако при повышении напряжения на ОПН сверх наибольшего рабочего резко уменьшается их сопротивление, что эффективно снижает воздействующие перенапряжения.

Защита изоляции подстанций от волн, набегающих по линиям электропередачи, осуществляется с помощью вентильных и трубчатых разрядников или ОПН. Надежность защиты энергосистем от перенапряжений в значительной степени определяется состоянием заземления опор воздушных линий электропередачи и металлических корпусов оборудования подстанций. Грозозащитные заземления предназначены для защиты от внешних перенапряжений. Заземление разрядников, молниеотводов и тросов на опорах

способствует уменьшению вероятности перекрытия изоляции при грозовых разрядах.

В сети 35 кВ, согласно ПУЭ, не требуются установка специальных устройств для защиты от внутренних перенапряжений, за исключением особо неблагоприятных схем. Для грозозащиты применяют: тросы и заземления опор на линиях, молниеотводы, разрядники и ОПН на подстанциях и усиленную защиту подходов ВЛ к подстанциям. Отдельные точки линии (пересечения, опоры с ослабленной изоляцией и т.п.) защищают разрядниками или ОПН.

Значительное улучшение защитных характеристик разрядников может быть достигнуто при отказе от использования искровых промежутков. Это оказывается возможным при переходе к резисторам с резко нелинейной вольт – амперной характеристикой и достаточной пропускной способностью. Таким требованиям отвечают резисторы из полупроводникового материала на базе оксида цинка.

Высоконелинейные оксидно–цинковые резисторы выпускаются в виде дисков диаметром от 28 до 85 мм. ОПН обладают лучшими защитными характеристиками по сравнению с вентильными разрядниками, но, так же как и вентильные разрядники они не в состоянии обеспечить ограничение перенапряжений ниже некоторого минимального уровня. Это связано с особенностью нелинейных сопротивлений, изготовленных на основе оксида цинка. Их характеристики могут необратимо изменяться под действием длительно приложенного рабочего напряжения, если при этом ток через нелинейное сопротивление превосходит величину порядка нескольких десятых долей миллиампера, поэтому вольт-амперную характеристику ОПН приходится поднимать вверх по оси напряжения до тех пор, пока ток нормального режима не понизится до значения 0,1 мА. Технически это достигается путем увеличения числа последовательно соединенных элементов нелинейных сопротивлений.

С увеличением амплитуды напряжений в течение одной наносекунды сопротивление ОПН падает на несколько порядков, преобладает активная составляющая тока. В итоге энергия волны в защищаемой сети с помощью ОПН отводится в землю, что резко и глубоко ограничивает амплитуду переходных процессов и тем самым обеспечивает защиту изоляции.

Главную опасность для линии представляет прямой удар молнии в фазные провода с последующим перекрытием изоляции от возникающих при этом перенапряжений. Вероятность грозового отключения линии зависит от многих причин: интенсивности грозовой деятельности в районах, расположенных вдоль трассы линии, номинального напряжения сети, ее конструкции, материала опор и т.д.

## 8.2 Молниезащита ПС 35 кВ Транспортная

Молниезащита это комплекс специальных устройств, которые должны обеспечивать безопасность людей и охраны зданий и сооружений оборудования, материальных ценностей от возможных взрывов возгораний возникающих при воздействии грозовых перенапряжений.

Расчет молниезащиты поводится по следующим формулам:

Эффективная высота отдельно стоящего молниеотвода:

$$h_{эф} = 0,85 \cdot h \quad (67)$$

Эффективная высота молниеотвода в данном случае:

$$h_{эфл} = 0,85 \cdot 17 = 14,45 \text{ (м)}$$

Половина ширины внешней зоны (радиус зоны на уровне земли):

$$\begin{aligned} r_0 &= (1,1 - 0,002 \cdot h) \cdot h \\ r_0 &= (1,1 - 0,002 \cdot 17) \cdot 17 = 17,09 \end{aligned} \quad (68)$$

Наименьшая высота внутренней зоны двух молниеотводов (на примере М1-М2):

$$h_c = h_{эф} - (0,17 + 0,0002 \cdot h) \cdot (L - h) \quad (69)$$
$$h_c = 14,45 - (0,17 + 0,0002 \cdot 17) \cdot (29,0 - 17) = 11,85 \text{ (м)}$$

где  $L$  - расстояние между молниеотводами.

Половина ширины внешней зоны на уровне защищаемого объекта-портала:

$$r_x = r_0 \cdot \left(1 - \frac{h_x}{h_{эф}}\right) \quad (70)$$

Для линейного портала (высота 9,45 м):

$$r_x = 17,09 \cdot \left(1 - \frac{9,45}{14,45}\right) = 4,74 \text{ (м)}$$

Половина ширины внутренней зоны на уровне защищаемого объекта:

$$r_{cx} = r_0 \cdot \left(1 - \frac{h_x}{h_c}\right) \quad (71)$$

где  $h_x$  - высота защищаемого объекта.

$$r_{cx} = 17,09 \cdot \left(1 - \frac{9,45}{11,85}\right) = 9,79 \text{ (м)}$$

### 8.3 Заземление ПС 35 кВ Транспортная

Основные размеры подстанции Транспортная необходимые для выполнения расчетов сети заземления это длина и ширина территории  $22,6 \times 37,1$  (м)

Определяем площадь контура заземления подстанции:

$$S = (A+3) \cdot (B+3) \quad (72)$$

$$S = (22,6+3) \cdot (37,1+3) = 1027 \text{ (м}^2\text{)}$$

Принимаем диаметр вертикальных электродов для рассматриваемой схемы заземления  $d = 0,022$  (м)

Сечение вертикальных электродов рассчитывается как:

$$F = \frac{\pi \cdot d^2}{4} \quad (73)$$

$$F = \frac{3,14 \cdot 0,022^2}{4} = 37,79 \cdot 10^{-5} \text{ (м}^2\text{)}$$

Проверка сечения на термическую стойкость электродов:

$$F_{mc} = \sqrt{\frac{I_M^2 \cdot T}{400 \cdot \beta}} \quad (74)$$

$$F_{mc} = \sqrt{\frac{33,15^2 \cdot 5}{400 \cdot 21}} = 0,8 \cdot 10^{-5} \text{ (м}^2\text{)}$$

где -  $I_M$  - максимальный ток короткого замыкания РУ (кА)

$T$  - предельное время работы защиты выключателя (сек)

$\beta$  - справочный коэффициент термической стойкости.

Сечение проходит проверку по термической стойкости, далее проводим проверку по стойкости к коррозии

Проверка сечения по коррозионной стойкости выполняется как:

$$S_{cp} = a_k \cdot \ln(240)^3 + b_k \cdot \ln(240)^3 + c_k \cdot \ln(240)^3 + d_k \quad (75)$$

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

где -  $a_k, b_k, c_k, d_k$  - вспомогательные коэффициенты

$$F_{кор} = 3,14 \cdot S_{cp} \cdot (S_{cp} + d) \quad (76)$$

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

Принимаем изначально расстояние между полосами  $l_{mn} = 5$  (м)

Общая длина полос в сетке определяется как:

$$L_n = \frac{(A+3)}{l_{mn}}(B+3) + \frac{(B+3)}{l_{mn}}(A+3) \quad (77)$$

$$L_n = \frac{(22,6+3)}{5}(37,1+3) + \frac{(37,1+3)}{5}(22,6+3) = 410,6 \text{ (м)}$$

Число ячеек

$$m = \frac{L_n}{2 \cdot \sqrt{S}} \quad (78)$$

$$m = \frac{410,6}{2 \cdot \sqrt{1027}} = 6,4$$

Принимаем число ячеек:  $m = 7$

Длина стороны ячейки.

$$L_{я} = \frac{\sqrt{S}}{m} \quad (79)$$

$$L_{я} = \frac{\sqrt{1027}}{7} = 4,58 \text{ (м)}$$

Длина горизонтальных полос в сетке:

$$L = 2 \cdot \sqrt{S} (m + 1) \quad (80)$$

$$L = 2 \cdot \sqrt{1027} (7 + 1) = 512,7 \text{ (м)}$$

Количество вертикальных электродов в сетке:

$$n_{\epsilon} = \frac{4 \cdot \sqrt{S}}{10 \cdot \sqrt{2}} \quad (81)$$

$$n_{\epsilon} = \frac{4 \cdot \sqrt{1027}}{10 \cdot \sqrt{2}} = 9,064$$

Принимаем:  $n_{\epsilon} = 10$

Принимаем длину вертикальных электродов  $l_{\epsilon} = 4 \text{ (м)}$



Определяем стационарное сопротивление заземлителя для рассматриваемой схемы заземления:

$$R_C = \rho \cdot \left( A \frac{1}{\sqrt{S}} + \frac{1}{L + l_g \cdot n_g} \right) \quad (82)$$

$$R_C = 50 \cdot \left( 0,42 \frac{1}{\sqrt{1027}} + \frac{1}{512,7 + 4 \cdot 10} \right) = 0,746 \text{ (Ом)}$$

где -  $A$  - вспомогательный коэффициент.

Определяем коэффициент:

$$\alpha_H = \sqrt{\frac{1500 \cdot \sqrt{S}}{(\rho + 320) \cdot (I_M + 45)}} \quad (83)$$

$$\alpha_H = \sqrt{\frac{1500 \cdot \sqrt{1027}}{(50 + 320) \cdot (1,5 + 45)}} = 1,672$$

Определяем импульсное сопротивление заземлителя:

$$R_H = R_C \cdot \alpha_H \quad (84)$$

$$R_H = 0,746 \cdot 1,672 = 1,25 \text{ (Ом)}$$

При расчете значение сопротивления получилось менее допустимого 4 Ом

## 9 БЕЗОПАСНОСТЬ И ЭКОЛОГИЧНОСТЬ

В дипломной работе производится реконструкция электрической сети напряжением 110-35 кВ филиала АО «ДРСК» «Амурские электрические сети» в связи с подключением новых потребителей, а так же все распределительные устройства подстанции устанавливаются открытого типа. В данном разделе рассматриваются экологические аспекты передачи и распределения электроэнергии на реконструируемой подстанции.

### 9.1 Безопасность

#### Прожекторное освещение

Для подстанции Транспортная было рассчитано прожекторное освещение для обеспечения безопасных ремонтных или иных работ в ночное время.

Применение прожекторного освещения имеет ряд преимуществ: экономичность, благоприятное для объемного видения соотношение вертикальной и горизонтальной освещенности, меньшая загруженность территории столбами и воздушной проводкой, а также удобство обслуживания осветительной установки.

Светотехническим расчетом прожекторного освещения определяется: тип прожектора, необходимое их число, высота и место установки. Расчет прожекторного освещения производят приблизительно по мощности прожекторной установки и более точно путем компоновки изолукс или по методу веера прожекторов. На проектируемой подстанции число прожекторов рассчитывается приближенным методом.

Расчет числа прожекторов производят исходя из нормируемой освещенности и мощности лампы. Ориентировочное число прожекторов  $N$  определяются по формуле:

$$N = \frac{m \cdot E_n \cdot k \cdot A}{P_l},$$

где  $m$  – коэффициент, учитывающий световую отдачу источника света, КПД прожекторов и коэффициент использования светового потока, для ЛН равен 0,5...0,9, для ДРЛ и ГЛ равен 0,25...0,3;

$E_n = 2$  – нормируемая освещенность горизонтальной поверхности для работ, требующих различия крупных предметов в непосредственной близости к работающему или общего обзора поверхностей, лк;

$k$  – коэффициент запаса;

$A$  – освещаемая площадь, м<sup>2</sup>;

$P_l$  – мощность лампы, Вт.

Минимальная высота установки прожекторов над освещаемой поверхностью определяется по формуле, с учетом того, что отношение световой силы света в (кд) к квадрату высоты установки в (м) не должно превышать 300:

$$h_{\text{прож.уст.}} = \sqrt{\frac{I_{\text{max}}}{300}},$$

где  $I_{\text{max}}$  – световая сила света лампы, кд.

Для проектируемой подстанции принимаем прожектор ПСМ-40-1 с лампой типа ДРЛ-400. Рассчитаем необходимое количество прожекторов:

$$N = \frac{0,3 \cdot 2 \cdot 1,5 \cdot 668,36}{400} = 1,52$$

Принимаем количество прожекторов равное 5.

Рассчитываем минимальную высоту установки прожекторов над поверхностью земли по условиям ограничения ослепленности:

$$h_{\text{прож.уст.}} = \sqrt{\frac{22000}{300}} = 8,56 \text{ м}$$

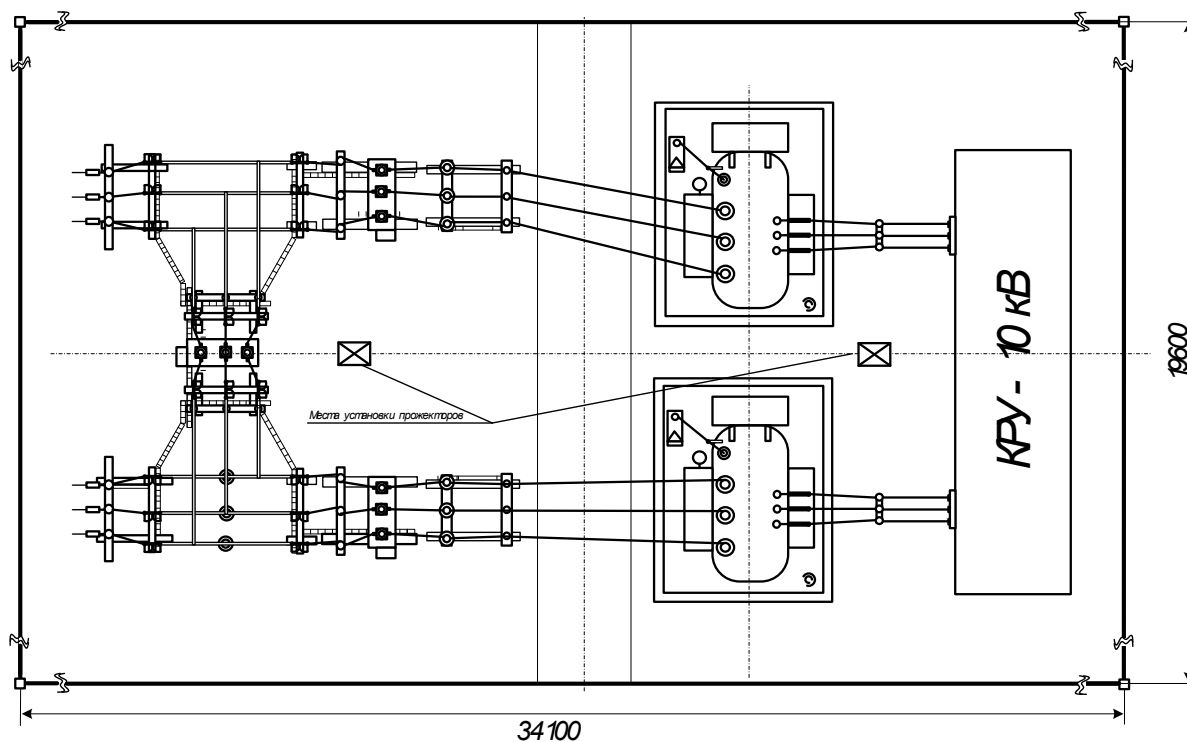


Рисунок 13 - План ПС Транспортная с указанием мест установки прожекторов  
Обеспечение электробезопасности

Для обеспечения электробезопасности персонала при проведении работ в ОРУ требуется организация заземления электроустановок. Заземление электроустановок осуществляется преднамеренным электрическим соединением с заземляющим устройством, которое представляет собой совокупность заземлителя и заземляющих проводников, для обеспечения безопасности персонала при обслуживании и проведении ремонтов электрооборудования ПС. Заземлитель – проводник или совокупность металлически соединенных между собой проводников, находящихся в соприкосновении с землей. Заземляющим проводником называется проводник, соединяющий заземляемые части заземлителя.

Различают следующие виды заземлений:

- 1 защитное – для обеспечения электробезопасности;
- 2 рабочее – для обеспечения нормальных режимов работы установки;
- 3 молниезащитное – для защиты электрооборудования от

перенапряжений и молниезащиты зданий и сооружений.

Требования безопасности при выполнении работ с батареями конденсаторов.

Поскольку для реконструкции сети необходимо использование батарей конденсаторов, поэтому распишем требования безопасности при выполнении работ.

Конденсаторные установки (напряжением от 0,22 до 10 кВ включительно при частоте 50 Гц), их защита и размещение должны соответствовать ПУЭ. Допускается применять совмещение пусковой аппаратуры конденсаторных батарей, не имеющих автоматических регуляторов мощности, т.е. осуществлять индивидуальную (групповую) компенсацию мощности.

При подключении батарей конденсаторов к шинам 6-10 кВ, их необходимо будет разместить в ЗРУ.

В помещениях конденсаторных батарей (независимо от их расположения) должны находиться:

а) однолинейная принципиальная схема конденсаторной установки с указанием номинального тока плавких вставок предохранителей, защищающих отдельные конденсаторы, часть или всю конденсаторную установку, а также тока уставок реле максимального тока в случае применения защитного реле;

б) термометр либо другой прибор для измерения температуры окружающего воздуха;

в) специальная штанга для контрольного разряда конденсаторов;

г) противопожарные средства - углекислотный огнетушитель, ящик с песком и совок.

Термометр либо его датчик располагается в самом горячем месте батареи посередине между конденсаторами таким образом, чтобы была обеспечена возможность наблюдения за его показаниями без отключения конденсаторов и снятия ограждений.

Для конденсаторных батарей мощностью более 200 кВАр установка устройств автоматического регулирования мощности конденсаторов обязательна.

Так как все проектируемые КУ будут установлены на напряжение выше 1000 В, разрядные устройства должны быть постоянно присоединены к конденсаторам. Поэтому в цепи между резисторами и конденсаторами не должно быть коммутационных аппаратов.

В случаях, когда для секционирования конденсаторной батареи применены коммутационные аппараты, отключающие отдельные ее секции под напряжением, на каждой секции устанавливается отдельный комплект разрядных устройств.

Для конденсаторов со встроенными разрядными резисторами дополнительных наружных разрядных устройств не требуется.

Включение и отключение конденсаторных установок напряжением 1000В и выше с помощью разъединителей запрещается.

Включать конденсаторную батарею в то время, когда напряжение на сборных шинах превышает наивысшее допустимое значение для данного типа конденсаторов, запрещается.

Перед включением конденсаторной установки необходимо путем внешнего осмотра убедиться в исправности разрядного устройства.

Производство каких-либо работ, при которых возможно прикосновение к токоведущим частям отключенной конденсаторной установки, до выполнения общих требований техники безопасности и контрольного разряда конденсаторов независимо от наличия у конденсаторной батареи общих разрядных устройств, запрещается.

Контрольный разряд конденсаторов производится разрядным металлическим стержнем, который должен быть надежно укреплен на изолирующей штанге. Размер этой штанги должен быть таким же, как размер

изолирующей штанги для оперативных переключений в установках того же напряжения, что и у конденсаторной установки.

Номинальный ток плавких вставок предохранителей, защищающих отдельный конденсатор часть или всю конденсаторную установку, не должен превышать 160% суммы номинальных токов защищаемых ими конденсаторов.

Уставка по току максимального токового реле или расцепителя автомата не должна превышать 130% номинального тока конденсаторной установки.

Смена перегоревших или неисправных предохранителей осуществляется на отключенной конденсаторной батарее после контрольного разряда всех конденсаторов батарей специальной штангой.

При индивидуальной защите контрольный разряд производится путем поочередного замыкания накоротко всех выводов каждого конденсатора, входящего в состав отключенной батареи. При групповой защите разряжается каждая группа конденсаторов, а при одной только общей защите замыкаются накоротко соответствующие шины в ошиновке батареи.

При повторном автоматическом отключении конденсаторной установки защитой, включение конденсаторов разрешается только после выявления и устранения причин, вызвавших отключение.

Повторное включение конденсаторной батареи после ее предыдущего отключения допускается для конденсаторов напряжением выше 660 В не ранее чем через 5 мин., а для конденсаторов напряжением 660 В и ниже - не ранее чем через 1 мин., при условии остаточного напряжения на батарее не менее 50 В.

Осмотр (без отключения) конденсаторных установок напряжением до и выше 1000 В выполняется в сроки, установленные местными инструкциями, но не реже 1 раза в месяц для установок мощностью менее 500 кВАр и 1 раза в декаду для установок мощностью выше 500 кВАр.

Следовательно, при проведении работ по компенсации реактивной мощности в рассматриваемых районах Амурских электрических сетей,

необходимо будет увеличить штат оперативного или оперативно-выездного персонала.

Во время осмотра конденсаторной установки проверяют:

- а) исправность ограждений, целость запоров, отсутствие посторонних предметов;
- б) отсутствие пыли, грязи, трещин на изоляторах;
- в) температуру окружающего воздуха;
- г) отсутствие вспучивания стенок корпусов конденсаторов и следов вытекания пропитывающей жидкости (масла, софтола и т.п.) из конденсаторов; наличие пятен пропитывающей жидкости (отпотевание) не является основанием для снятия конденсаторов с эксплуатации, такие конденсаторы необходимо взять под наблюдение;
- д) целость плавких вставок (внешним осмотром) у предохранителя открытого типа;
- е) значение тока и равномерность нагрузки отдельных фаз батареи конденсаторов;
- ж) значение напряжения на шинах конденсаторной установки или на шинах ближайшего распреустройства;
- з) исправность цепи разрядного устройства;
- и) исправность всех контактов внешним осмотром электрической схемы включения батареи конденсаторов (токопроводящих шин, заземления, разъединителей, выключателей и т.п.);
- к) наличие и исправность блокировок для обеспечения безопасности;
- л) наличие и качество средств защиты (специальной штанги и др.) и средств тушения пожара.

При осмотре включенной конденсаторной установки снимать или открывать ограждающие устройства запрещается.

Очистка поверхности изоляторов, конденсаторов, аппаратуры и каркаса от пыли и различных загрязнений производится при отключенной батарее по



мере необходимости в сроки, установленные лицом, ответственным за электрохозяйство.

Эксплуатация конденсаторов запрещается:

а) при напряжении на шинах, к которым присоединены конденсаторы, превышающем 110% номинального напряжения конденсаторов;

б) при температуре окружающего воздуха, превышающей наивысшую или наименьшую температуру, допустимую для конденсаторов данного типа;

в) при вспучивании стенок конденсаторов;

г) при неравномерности нагрузки фаз конденсаторной установки более 10% среднего значения тока;

д) при увеличении тока батареи более чем на 30% номинального значения;

е) при капельной течи пропиточной жидкости;

ж) при повреждении фарфорового изолятора;

Следовательно, при установке батарей конденсаторов необходимо будет усилить контроль за некоторыми ПС.

Текущий ремонт конденсаторных установок напряжением до и выше 1000 В проводится с обязательным отключением установки не реже 1 раза в год.

При текущем ремонте конденсаторных установок выполняются:

а) проверка степени затяжки гаек в контактных соединениях;

б) проверка мегомметром (омметром) целостности плавких вставок и цепи разряда конденсаторов;

в) проверка внешним осмотром качества присоединения ответвления к заземляющему контуру;

г) очистка поверхности изоляторов, корпусов конденсаторов, аппаратуры и каркаса от пыли и других загрязнений;

д) измерения емкости каждого конденсатора (для конденсаторов напряжением выше 1000 В);

е) проверка мегомметром конденсаторов на отсутствие замыкания между изолированными выводами и корпусом;

ж) подпайка мягким припоем мест со следами просачивания пропиточной жидкости, включая места установки проходных изоляторов в крышках конденсаторов;

з) замена неисправных секций конденсаторных батарей или отдельных конденсаторов;

и) опробование действия релейной защиты и действия приводов выключателей.

Следовательно, возникнет необходимость увеличения штата ремонтного персонала.

## **9.2 Экологичность**

### **Расчет маслоприемника**

Для обслуживания маслонаполненного оборудования подстанции на предприятиях сетевых районов энергосистемы должны быть предусмотрены централизованные масляные хозяйства, оборудованные резервуарами для хранения и переработки масла, насосами, установками для очистки и регенерации масла, передвижными маслоочистительными и дегазационными установками, емкостями для транспортировки масла. Маслоприемные устройства под трансформаторами и реакторами, маслоотводы должны содержаться в исправном состоянии для исключения при аварии растекания масла и попадания его в кабельные каналы и другие сооружения.

Для предотвращения распространения растекания масла по ОРУ маслонаполненное оборудование ограждается маслоприемником.

Определим высоту бортового ограждения маслоприемника трансформатора ТДНС–16000/35. Зная массу масла в трансформаторе:  $m = 8,3$  т и его плотность:  $\rho = 880$  кг/м<sup>3</sup>, можно определить объем  $V$ , который будет занимать это количество масла:

$$V_{TM} = \frac{m}{\rho} = \frac{8300}{880} = 9,43 \text{ м}^3$$

Зная объем, который занимает масло, а также длину  $A = 5,4$  м, ширину  $B = 2,98$  м и высоту до крышки  $H = 2,99$  м трансформатора, можно определить площадь, отводимую под маслоприемник и высоту маслоприемника. Величина  $\Delta$  – показывает, насколько габариты маслоприемника должны выступать за габариты единичного электрического оборудования, в данном случае трансформатора (рисунок 37). При массе трансформаторного масла от 2 до 10 т величина  $\Delta \geq 1$  м.

Площадь маслоприёмника определяется по формуле:

$$S_{МП} = (A + 2 \cdot \Delta) \cdot (B + 2 \cdot \Delta)$$

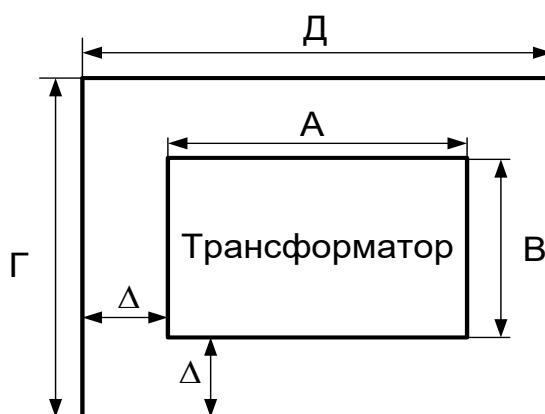


Рисунок 14 – Габариты маслоприёмника

$$S_{МП} = (5,4 + 2 \cdot 1) \cdot (2,98 + 2 \cdot 1) = 36,85 \text{ м}^2$$

Объем маслоприемника без отвода масла следует рассчитывать на прием 100 % объема масла, залитого в трансформатор и 80 % воды от средств

пожаротушения из расчета орошения площадей маслоприемника и боковых поверхностей трансформатора в течение 30 минут.

Площадь боковых поверхностей трансформатора определяется по формуле:

$$S_{БПТ} = 2 \cdot (A + B) \cdot H$$

$$S_{БПТ} = 2 \cdot (5,4 + 2,98) \cdot 2,99 = 50,11 \text{ м}^2$$

Объем воды, необходимый для тушения пожара трансформатора, определяется по формуле:

$$V_{ВОДЫ} = K_{П} \cdot t \cdot (S_{МП} + S_{БПТ})$$

где  $K_{П} = 0,2 \cdot 10^{-3}$  – интенсивность пожаротушения; л/сек·м<sup>2</sup>;

$t = 1800$  – нормативное время пожаротушения, сек;

$S_{МП}$  – площадь маслоприемника, м<sup>2</sup>;

$S_{БПТ}$  – площадь боковых поверхностей трансформатора, м<sup>2</sup>.

Таким образом:

$$V_{ВОДЫ} = 0,2 \cdot 10^{-3} \cdot 1800 \cdot (36,85 + 50,11) = 31,30 \text{ м}^3$$

Глубина маслоприемника для приема 100 % масла и 80 % воды определяется по формуле:

$$h_{ТМ+ВОДА} = \frac{V_{ТМ} + 0,8 \cdot V_{ВОДЫ}}{S_{МП}}$$

$$h_{ТМ+ВОДА} = \frac{9,43 + 0,8 \cdot 31,30}{36,85} = 0,95 \text{ м}$$

Выполняем маслоприёмник заглубленной конструкции. Уровень полного объема масла в маслоприемнике должен быть ниже решетки не менее, чем на 50 мм. Отсюда высота маслоприемника равна:

$$h_{МП} = h_{ТМ+ВОДА} + h_{Г} + h_{ВОЗД.П}$$

где  $h_{Г} = 0,25$  – толщина гравийной подушки, м;

$h_{ВОЗД.П} = 0,05$  – воздушная прослойка, м.

$$h_{МП} = 0,95 + 0,25 + 0,05 = 1,25 \text{ м}$$

Конструктивное исполнение маслоприемника без маслоотвода показано на рисунке.

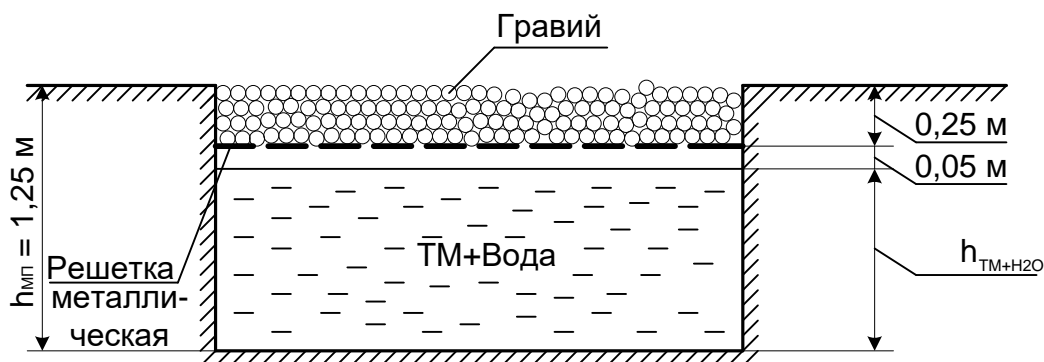


Рисунок 15 – Конструкция маслоприемника

### 9.3 Чрезвычайные ситуации

Причины возникновения и средства пожаротушения

Оборудование подстанций сложно по конструкции и представляет опасность для человека и окружающей среды, так как поражение электрическим током чревато угрозой для жизни, а маслonaполненное

оборудование несет в себе угрозу возгорания. Рассмотрим защитные средства от следующих чрезвычайных ситуаций: пожар на ОРУ, прямой удар молнии в ОРУ.

В связи с тем, что на реконструируемых подстанциях устанавливаются элегазовые выключатели, снижается уровень возникновения ЧС на ОРУ.

Пожарная безопасность предусматривает обеспечение безопасности людей и сохранения материальных ценностей предприятия на всех стадиях его жизненного цикла. Основными системами пожарной безопасности являются системы предотвращения пожара и противопожарной защиты, включая организационно-технические мероприятия.

Предотвращение пожара достигается:

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

Производственные, административные, вспомогательные и складские здания, сооружения и помещения, а также открытые производственные площадки или участки должны быть обеспечены первичными средствами пожаротушения. К первичным средствам пожаротушения относятся все виды переносных и передвижных огнетушителей, оборудование пожарных кранов, ящики с порошковыми составами (песок, перлит и т.п.), а также огнестойкие ткани (асбестовое полотно, кошма, войлок и т.п.). Первичные средства пожаротушения должны размещаться в легкодоступных местах и не должны быть помехой и препятствием при эвакуации персонала из помещений. Размещение огнетушителей и пожарного инвентаря, а также их количество, не определяется проектом, а устанавливается руководством соответствующих

подразделений объекта или организаций, на основании отраслевых правил пожарной безопасности и норм расчета первичных средств пожаротушения.

Кроме этого с целью ограничения пожара в случае загорания масла под трансформатором оборудуется специальная маслоприемная яма, покрытая решеткой, поверх которой насыпают гравий. При пожаре трансформатора масло из бака с помощью нижнего спускного крана сливают через гравий в яму.

Песок используют для тушения небольших очагов воспламенения кабелей, электропроводки и горючих жидкостей: мазута, масла, красок и т.п. Хранят его в ящиках вместе с лопатой. На ОРУ ящики с песком ставят у трансформаторов и баковых масляных выключателей. Ящики вместимостью 0,5 м<sup>3</sup>. Песок должен быть всегда сухим и рыхлым. На проектируемой подстанции установлено два ящика с песком.

Для тушения пожаров используют огнегасительные вещества, которые могут подаваться в очаг горения стационарными и передвижными установками пожаротушения, а также с помощью различных огнегасительных веществ. В зависимости от огнегасительных веществ различают жидкостные, пенные, газовые и порошковые огнетушители.

Для тушения электроустановок и приборов, находящихся под напряжением, а также многих твердых и жидких горючих веществ, применяются углекислотные огнетушители типа ОУ-2, ОУ-5, ОУ-8. Углекислотный ручной огнетушитель состоит из металлического баллона, в котором под давлением 170 кг/см<sup>2</sup> находится жидкая углекислота, вентиля с сифонной трубкой и раструба. Время действия углекислотных огнетушителей 25–60 сек, поливная длина струи от 1,5 м до 3,5 м. На проектируемой подстанции устанавливаются четыре огнетушителя марки ОУ-8.

Пожарный инвентарь, первичные средства пожаротушения и щиты для их хранения должны находиться на видных местах, иметь свободный доступ и должны быть окрашены масляной краской в красный цвет.

При загорании кабелей, проводок и аппаратуры на панелях в первую

очередь следует снять с них напряжение, приступить к тушению, не допуская перехода огня на соседние панели. В случае необходимости тушения пожара без снятия напряжения прикасаться к кабелям, проводам и аппаратуре запрещается.

Для пожаротушения на проектируемой подстанции предусматриваются следующие средства: четыре химических пенных (ОХП–10) и четыре углекислотных (ОУ–8) огнетушителя, два ящика с песком объёмом 1 м<sup>3</sup> расположены непосредственно около трансформаторов и укомплектованы совковыми лопатами, так же около трансформаторов расположены два щита с противопожарным инвентарём (багры, вёдра, топоры, лопаты, ломы и др.).

#### Пожарная автоматика, сигнализация и связь

Установки обнаружения пожара должны поддерживаться в исправном состоянии для обеспечения своевременного обнаружения пожара и правильной информации о нем персонала. Автоматика пожаротушения должна обеспечивать правильное обнаружение зоны горения, подачу в зону горения огнетушащего средства (вода, пена) с одновременной выдачей сигнала о своем срабатывании дежурному персоналу.

Вывод устройств автоматики пожаротушения и пожарной сигнализации производится для их технического обслуживания и ремонта по заявке, разрешенной главным инженером.

При выводе в ремонт автоматики пожаротушения и сигнализации какого-либо объекта или оборудования оперативный персонал ПС обязан оповестить об этом диспетчера и вызвать для дежурства пожарный автомобиль с боевым расчетом.

Все профилактические и ремонтные работы на устройствах пожарной автоматики и сигнализации должны выполняться в дневное время и в кратчайшие сроки с вводом устройств в работу на ночь.



Состав бригады, обслуживающей устройства автоматики пожаротушения и пожарной сигнализации утверждается приказом руководства ПС.

Все профилактические и ремонтные работы на устройствах пожарной автоматики и сигнализации должны выполняться в соответствии с годовым план - графиком, утвержденным главным инженером ПС. На рабочих местах оперативного персонала должны быть:

- инструкция по эксплуатации устройств автоматики пожаротушения

## ЗАКЛЮЧЕНИЕ

В ходе выполнения работы был спроектирована новая подстанция 35 кВ Транспортная, цель которого – обеспечение электроснабжение объектов «Сухого порта». Подстанцию решено подключить отпайками от существующих ВЛ 35 кВ Среднебелая – Березовка №1 и ВЛ 35 кВ Среднебелая – Березовка №2. Таким образом, ПС 35 кВ Транспортная – отпаечная, выполнена по схеме «два блока линия – трансформатор и неавтоматической ремонтной перемычкой».

С этой целью были проанализированы существующие режимы электрической сети для обеспечения возможности подключения переключательного пункта. Выполнена оценка рассматриваемых сетей, дана краткая характеристика энергорайона проектирования.

В ходе работы были рассчитаны токи короткого замыкания в прилегающей сети и на ПС 35 кВ Транспортная. Было выбрано и проверено основное оборудования ПС 35 кВ Транспортная: ошиновка 35 кВ, выключатели, разъединители, трансформаторы тока и напряжения, сборные шины и изоляторы, трансформаторы собственных нужд.

Была спроектирована система релейной защиты силовых трансформаторов ПС 35 кВ Транспортная. Защиты выбраны на базе современных микропроцессорных комплексов Сириус-Т.

Были произведены расчеты установившихся режимов работы электрической сети: нормальных и послеаварийных в условиях аварий, и ремонтов.

Данная выпускная квалификационная работа раскрывает важную проблему внедрения новых объектов в структуру существующих сетей. Работа может быть полезной для дальнейшего развития и изучения в научно-исследовательских организациях и ПТО, в структурах развития и разработки энергетической отрасли.

## БИЛИОГРАФИЧЕСКИЙ СПИСОК

1 ГОСТ Р 57382-2017 "Единая энергетическая система и изолированно работающие энергосистемы. Электроэнергетические системы. Стандартный ряд номинальных и наибольших рабочих напряжений", утвержденным и введенным в действие приказом Росстандарта от 16.01.2017 N 12-ст (опубликован на официальном сайте Росстандарта в январе 2017, в ИУС 6 - 2017).

2 Требования к обеспечению надежности электроэнергетических систем, надежности и безопасности объектов электроэнергетики и энергопринимающих установок "Правила предотвращения развития и ликвидации нарушений нормального режима электрической части энергосистем и объектов электроэнергетики" Утверждены приказом Минэнерго России от 12.07.2018 г. N 548

3 Правила предотвращения и ликвидации нарушений нормального режима электрической части энергосистем», утв. Распоряжением ОАО «СО ЕЭС» от 24.09.2008 №114

4 Ананичева С.С. Справочные материалы для курсового и дипломного проектирования / С.С. Ананичева, С.Н. Шелюг. Екатеринбург: УрФУ, 2012. — 86 с.

5 Афонин В.В. Электрические станции и подстанции. Часть 1. Электрические станции и подстанции [Электронный ресурс] : учебное пособие / В.В. Афонин, К.А. Набатов. — Электрон. текстовые данные. — Тамбов: Тамбовский государственный технический университет, ЭБС АСВ, 2015. — 90 с. — 978-5-8265-1387-3. — Режим доступа: <http://www.iprbookshop.ru/64621.html>

6 Булгаков А.Б. Безопасность жизнедеятельности: методические рекомендации к практическим занятиям / сост. А.Б. Булгаков. – Благовещенск: Изд-во АмГУ, 2014. – 101 с.

- 7 Герасимов, В.Г. Электротехнический справочник: В 4 т. Т. 3. Производство, передача и распределение электрической энергии / под общ. ред. профессоров МЭИ В. Г. Герасимова и др. М. : издательство МЭИ, 2004. – 964 с.
- 8 Д.Л.Файбисовича - 4-е изд., перераб. и доп. – М.: ЭНАС, 2012. – 376 с.
- 9 Дьяков А.Ф., Платонов В.В. Основы проектирования релейной защиты электроэнергетических систем: Учебное пособие.- М.: Издательство МЭИ, 2006.- 248 с.
- 10 Савина, Н.В. Электроэнергетические системы и сети, часть первая [Электронный ресурс] : учебное пособие / Н.В. Савина. – Благовещенск : Амурский гос. ун-т, 2014. – 177 с. - Режим доступа : [http://irbis.amursu.ru/DigitalLibrary/AmurSU\\_Edition/7062.pdf](http://irbis.amursu.ru/DigitalLibrary/AmurSU_Edition/7062.pdf)
- 11 Ушаков, В. Я. Электроэнергетические системы и сети : учебное пособие для бакалавриата и магистратуры / В. Я. Ушаков. — М.: Издательство Юрайт, 2018. — 446 с. — (Серия: Университеты России). — ISBN 978-5-534-00649-0. — Режим доступа : [www.biblio-online.ru/book/22CAF331-A36E-4A5D-A512-EF7D3D51F554](http://www.biblio-online.ru/book/22CAF331-A36E-4A5D-A512-EF7D3D51F554)
- 12 Лыкин, А. В. Электроэнергетические системы и сети: учебник для вузов / А. В. Лыкин. — М.: Издательство Юрайт, 2018. — 360 с. — (Серия: Университеты России). — ISBN 978-5-534-04321-1. — Режим доступа : [www.biblioonline.ru/book/0708239C-0BAF-4AB2-9959-ED70AFE42F7E](http://www.biblioonline.ru/book/0708239C-0BAF-4AB2-9959-ED70AFE42F7E).
- 13 Савина, Н.В. Практикум по электрическим сетям [Электронный ресурс]: учебное пособие / Н.В. Савина, Ю.В. Мясоедов, В.Ю. Маркитан. – Благовещенск: Амурский гос. ун-т, 2014. – 254 с. - Режим доступа: [http://irbis.amursu.ru/DigitalLibrary/AmurSU\\_Edition/7127.pdf](http://irbis.amursu.ru/DigitalLibrary/AmurSU_Edition/7127.pdf)
- 14 Электроэнергетические системы и сети [Электронный ресурс]: Методические указания для самостоятельной работы студентов направления подготовки «Электроэнергетика и электротехника» / Н.В. Савина; АмГУ, Эн.ф.

– 2-е изд., испр. и доп. – Благовещенск : Амурский гос. ун-т, 2017. – 52 с.-  
Режим доступа: [http://irbis.amursu.ru/DigitalLibrary/AmurSU\\_Edition/9643.pdf](http://irbis.amursu.ru/DigitalLibrary/AmurSU_Edition/9643.pdf)

15 Электроэнергетические системы и сети [Электронный ресурс]: методические указания к курсовому проектированию / Н. В. Савина. – Благовещенск: Изд-во АмГУ, 2013. – 59 с. - Режим доступа: [http://irbis.amursu.ru/DigitalLibrary/AmurSU\\_Edition/7154.pdf](http://irbis.amursu.ru/DigitalLibrary/AmurSU_Edition/7154.pdf)

16 Лыкин А.В. Электрические системы и сети: Учебное пособие. // А.В. Лыкин – Новосибирск: Изд – во НГТУ, 2012. – 248 с.

17 Немировский А.Е. Электрооборудование электрических сетей, станций и подстанций. М.:Инфа-Инженерия, 2020.

18 Поспелов Г.Е. Электрические системы и сети. Проектирование: Учебное пособие для вузов - 2-е изд., испр. и до п.// Г.Е. Поспелов, В.Т. Федин – Мн.: Выш. Шк., 2008-308с.: ил.

19 Приказ Министерства энергетики Российской Федерации от 23.07.2012 №340 «Об утверждении перечня предоставляемой субъектами электроэнергетики информации, форм и порядка ее предоставления»

20 Рябков, Е. Я. Заземление в установках высокого напряжения. М.: ЭНЕРГОИЗДАТ,2013.

21 Безопасность жизнедеятельности. Безопасность технологических процессов и производств (Охрана труда): Учеб. пособие для вузов./П.П. Кукин, В.Л. Лапин, Н.Л. Пономарев и др.– Москва,2–е изд. испр. и доп. М.: Высш. шк., 2013. – 319 с.

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

23 Электробезопасность [Электронный ресурс]: учеб. пособие / Ю. В. Мясоедов, Л. А. Мясоедова, И. Г. Подгурская ; АмГУ, Эн.ф. - Благовещенск : Изд-во Амур. гос. ун-та, 2014. - 91 с.: ил. - Б. ц.

24 Электромагнитные переходные процессы в электроэнергетических системах [Электронный ресурс]: метод. указания к самост. работе / Ю. В. Мясоедов, Л. А. Мясоедова, И. Г. Подгурская ; АмГУ, Эн.ф. - Благовещенск : Изд-во Амур. гос. ун-та, 2014. - 87 с. - Б. ц.

25 Ветров В.И. Режимы электрооборудования электрических станций [Электронный ресурс]: учебное пособие / В.И. Ветров, Л.Б. Быкова, В.И. Ключенович. — Электрон. текстовые данные. — Новосибирск: Новосибирский государственный технический университет, 2010. — 243 с. — 978-5-7782-1456-9. — Режим доступа: <http://www.iprbookshop.ru/45158.html>

26 Савина, Н.В. Техника высоких напряжений. Грозовые перенапряжения и защита от них [Электронный ресурс]: учеб.пособие / Н. В. Савина ; АмГУ, Эн. ф. - Благовещенск: Издво Амур.гос. ун-та, 2015. - 191 с. [http://irbis.amursu.ru/DigitalLibrary/AmurSU\\_Edition/7361.pdf](http://irbis.amursu.ru/DigitalLibrary/AmurSU_Edition/7361.pdf)

27 Бочаров, Ю.Н. Техника высоких напряжений [Электронный ресурс]: учебное пособие / Ю.Н. Бочаров, С.М. Дудкин, В.В. Титков. — Электрон.текстовые данные. — СПб.: Санкт-Петербургский политехнический университет Петра Великого, 2013. — 265 с. — 978- 5-7422-3998-7. — Режим доступа: <http://www.iprbookshop.ru/43976.html>

28 Мясоедов, Юрий Викторович. Электромагнитные переходные процессы в электроэнергетических системах [Электронный ресурс] : учеб. пособие. . Ч. 1 / Ю. В. Мясоедов, Л. А. Мясоедова, И. Г. Подгурская ; АмГУ, Эн.ф. - Благовещенск : Изд-во Амур. гос. ун-та, 2014. - 104 с. [http://irbis.amursu.ru/DigitalLibrary/AmurSU\\_Edition/7128.pdf](http://irbis.amursu.ru/DigitalLibrary/AmurSU_Edition/7128.pdf)

29 Русина, А. Г. Режимы электрических станций и электроэнергетических систем: учеб. пособие для вузов / А. Г. Русина, Т. А. Филиппова. — М.: Издательство Юрайт, 2019. — 399 с. — (Серия: Университеты России). — ISBN 978-5-534- 04370-9. — Режим доступа: [www.biblio-online.ru/book/ED63878B-E601-46C2-8884-5F10FFD69BDE](http://www.biblio-online.ru/book/ED63878B-E601-46C2-8884-5F10FFD69BDE).

30 Релейная защита и автоматика электроэнергетических систем [Электронный ресурс]: 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. - 160 с. Режим доступа: [http://irbis.amursu.ru/DigitalLibrary/AmurSU\\_Edition/9689.pdf](http://irbis.amursu.ru/DigitalLibrary/AmurSU_Edition/9689.pdf)