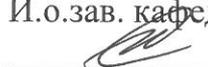


Министерство науки и высшего образования Российской Федерации  
Федеральное государственное бюджетное образовательное учреждение высшего образования  
**АМУРСКИЙ ГОСУДАРСТВЕННЫЙ УНИВЕРСИТЕТ**  
(ФГБОУ ВО «АмГУ»)

Факультет Энергетический  
Кафедра Энергетики  
Направление подготовки 13.04.02 – «Электроэнергетика и электротехника»  
Направленность (профиль) образовательной программы «Электроэнергетические системы и сети»

ДОПУСТИТЬ К ЗАЩИТЕ  
И.о.зав. кафедрой  
 Н.В. Савина  
« 25 » 06 2019 г.

**МАГИСТЕРСКАЯ ДИССЕРТАЦИЯ**

на тему: Оптимизация коэффициентов загрузки силовых трансформаторов и автотрансформаторов Бурейского РЭС Амурской области

Исполнитель  
студент группы 7420м

  
(подпись, дата)

Д.О. Прончакова

Руководитель  
профессор, д-р техн. наук

 25.06.2019  
(подпись, дата)

Н.В. Савина

Руководитель магистер-  
ской программы  
профессор, д-р техн. наук

 25.06.2019  
(подпись, дата)

Н.В. Савина

Нормоконтроль  
ст. преподаватель

 25.06.2019  
(подпись, дата)

Н. С. Бодруг

Рецензент

 25.06.2019 Г.Б. Николаев  
(подпись, дата)

Благовещенск 2019

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

Факультет энергетический  
Кафедра энергетики

УТВЕРЖДАЮ

И.о. зав. кафедрой

  
Н.В. Савина  
« 07 » 03 2019 г.

**ЗАДАНИЕ**

К магистерской диссертации студента Прончаковой Дарьи Олеговны

1. Тема магистерской диссертации: Оптимизация коэффициентов загрузки автотрансформаторов и трансформаторов в Бурейском РЭС

1.

(утверждено приказом от 6.03.19 № 531-УЧ)

2. Срок сдачи студентом законченной работы (проекта)

3. Исходные данные к магистерской диссертации: Однородное шлейфное, конструктивное задание, таблица параметров

4. Содержание магистерской диссертации (перечень подлежащих разработке вопросов):

Характеристика электрических сетей Бурейского РЭС; Расчет и проектирование электропроводок; Расчет фазного режима сети. Анализ коэффициентов загрузки трансформаторов; Мероприятия по оптимизации КЗ.

5. Перечень материалов приложения: (наличие чертежей, таблиц, графиков, схем, программных продуктов, иллюстративного материала и т.д.) 4 чертежных листа;

33 таблицы; 12 рисунков

6. Консультанты по магистерской диссертации (с указанием относящихся к ним разделов)

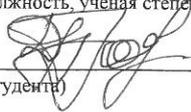
7. Дата выдачи задания 07.03.2019

Руководитель магистерской диссертации

Доктор технических наук, профессор Савина Н.В.  
(фамилия, имя, отчество, должность, ученая степень, ученое звание)

Задание принял к исполнению (дата):

07.03.19

  
(подпись студента)

## РЕФЕРАТ

Магистерская диссертация содержит 85 страниц, 12 рисунков, 33 таблицу, 29 источников.

ЭЛЕКТРИЧЕСКИЕ СЕТИ, ПОДСТАНЦИИ, СИЛОВОЙ ТРАНСФОРМАТОР, АВТОТРАНСФОРМАТОР, ХАРАКТЕРИСТИКА РАЙОНА, ОБОРУДОВАНИЕ, АНАЛИЗ, КОЭФФИЦИЕНТ ЗАГРУЗКИ, ПОТЕРИ, РЕЖИМ, СХЕМЫ, ОПТИМИЗАЦИЯ, НАДЕЖНОСТЬ, ЭКОНОМИЧЕСКАЯ ЭФФЕКТИВНОСТЬ. КОМПЕНСАЦИЯ РЕАКТИВНОЙ МОЩНОСТИ.

В магистерской диссертации произведен анализ существующей схемы электрической сети Бурейского района, в том числе источников питания, подстанций, линий электропередач; рассчитаны и спрогнозированы электрические нагрузки; проведен анализ коэффициентов загрузки силовых трансформаторов и потерь активной и реактивной мощностей; предложены мероприятия по оптимизации коэффициентов загрузки трансформаторов в рассматриваемом районе. Рассчитана требуемая мощность компенсирующих устройств. В качестве компенсирующих устройств выбраны конденсаторные батареи. Произведен расчет мощности трансформаторов для замены перегруженных на подстанциях. Выбранные трансформаторы проверены по коэффициенту загрузки. Дана оценка экономической эффективности предложенных мероприятий.

## СОДЕРЖАНИЕ

Введение	6
1 Характеристика электрических сетей Бурейского РЭС	10
1.1 Климатическая и географическая характеристика Бурейского района	11
1.2 Структурный анализ существующей схемы электрической сети Бурейского РЭС	13
1.3 Характеристика источников питания Бурейского РЭС	15
1.4 Характеристика подстанций	18
1.5 Характеристика ВЛ	21
1.6 Анализ сроков эксплуатации оборудования	23
2 Расчет и прогнозирование электрических нагрузок	29
2.1 Расчёт нагрузок существующих подстанций	30
2.2. Пример расчёта для подстанции «Бурейск».	32
2.3 Прогнозирование электропотребления	36
3 Расчет режимов работы электрической сети	40
3.1 Составление графа электрической сети и выбор начальных данных для расчета режимов на ПВК.	40
3.2 Исходные данные для расчета установившегося режима	41
3.3 Анализ результатов расчета режима	44
4 Анализ коэффициентов загрузки трансформаторов	46
4.1 Структурный анализ потерь электроэнергии	53
5 Современное состояние проблемы оптимизации режимов работы силовых трансформаторов	58
6 Мероприятия по оптимизации коэффициентов загрузктрансформаторов	68
Заключение	79
Библиографический список	80
Приложение Листинг программы Mathcad 14	83

## ОПРЕДЕЛЕНИЯ, ОБОЗНАЧЕНИЯ, СОКРАЩЕНИЯ

ВЛ – воздушная линия;

ГЭС – гидроэлектростанция;

ПС – подстанция;

СТ – силовой трансформатор;

РГРЭС – Райчихинская государственная районная электрическая станция;

ПВК – программно-вычислительный комплекс;

КЗ – короткое замыкание;

КБ – конденсаторная батарея;

ВН – высокое напряжение;

НН – низкое напряжение;

РУ – распределительное устройство;

РЭС – район электрических сетей;

ТЭС – теплоэлектростанция;

ЛЭП – линия электропередачи;

АО ДГК – Открытое акционерное общество Дальневосточная генерирующая компания;

АО ДРСК – Открытое акционерное общество Дальневосточная распределительная сетевая компания;

АО ДЭК – Открытое акционерное общество Дальневосточная энергетическая компания;

ЭС Востока – Объединенная энергетическая система Востока;

ПАО ФСК ЕЭС – Открытое акционерное общество Федеральная сетевая компания единой энергетической системы;

ЭЭС – электроэнергетическая система.

## ВВЕДЕНИЕ

Ключевыми требованиями к проектам систем электроснабжения являются надежность электроснабжения его потребителей и их экономическая эффективность. Надежность электроснабжения достигается подбором наиболее совершенных электрических аппаратов, в том числе силовых трансформаторов, соответствием электрических нагрузок в нормальных и аварийных режимах номинальным нагрузкам этих элементов.

Объектом исследования магистерской диссертации являются трансформаторы и автотрансформаторы Бурейского района Амурской области.

Одной из самых известных электротехнических систем, нашедших широкое распространение во всех сферах жизнедеятельности человека, является трансформатор. Трансформатор - это электромагнитное устройство, имеющее две или более индуктивно связанные обмотки и специализированное с целью преобразования характеристик электрической энергии. Основной задачей трансформаторов является транспортировка электроэнергии на большие дистанции от источника тока до потребителей.

Чаще всего в электротехнических установках применяют силовые трансформаторы, с помощью которых меняют значения переменного напряжения и тока. Их частое и многократное применение в электрических сетях позволяет гарантировать наиболее выгодную транспортировку электрической энергии. В связи с этим диапазон мощностей изготавливаемых трансформаторов весьма разнообразен: от нескольких ВА до сотен МВА. Данные электротехнические приборы обладают высокой степенью технического, энергетического и эксплуатационного совершенства, обладают высоким коэффициентом полезного действия (КПД). КПД мощных трансформаторов достигает 99%.

Раньше инженеры выбирали трансформатор для работы в режиме номинальной нагрузки (или же с небольшим запасом по мощности) и закупался по критерию «минимальная цена». Однако данный метод в наше время не дает оптимальных коэффициентов загрузки трансформаторов на подстанциях.

Предметом исследования являются коэффициенты загрузки трансформаторов и их оптимизация.

Коэффициент загрузки трансформатора определяется как отношение потребляемой мощности в максимальном режиме к номинальной мощности аппарата. Работа с бесосновательно низким коэффициентом загрузки экономически не выгодна.

Главным резервом экономии электроэнергии в промышленности является в настоящее время применение энергосберегающих технологий (совершенствование существующих и применение новых).

Экономия электроэнергии означает прежде всего уменьшение потерь электроэнергии в системе электроснабжения. Основными путями снижения потерь электроэнергии в промышленности являются рациональное построение системы электроснабжения, при ее проектировании и реконструкции, включающее в себя применение рациональных:

- а) напряжений;
- б) мощности и числа трансформаторов на подстанциях;
- в) общего числа трансформаций,
- г) места размещения подстанций;
- д) схемы электроснабжения;
- е) компенсации реактивной мощности и др.

Применение трансформаторов приводит к потерям энергии. Путем правильного выбора оборудования и рабочего напряжения можно сократить число необходимых трансформаторов и уменьшить потери энергии. .

Актуальность темы данной магистерской диссертации заключается в том, что коэффициент загрузки является одним из ключевых параметров, характеризующих способность предприятия эффективно использовать электроэнергию, и выявление в электрических сетях силовых трансформаторов с малым коэффициентом загрузки является приоритетом для Бурейского района электрических сетей.

Практическая значимость моей магистерской диссертации заключается в том, что предложенные мной мероприятия могут быть применены для трансформаторов Бурейского РЭС. Осуществление мероприятий по оптимизации коэффициентов загрузки может способствовать естественному снижению мощности, потребляемой силовыми трансформаторами, уменьшению потерь электроэнергии и может повысить энергетическую и экономическую эффективность сетевых компаний.

В современной энергетике сегодня используется большое количество трансформаторов, которые, несмотря на свою значимость в распределении электроэнергии, приводят и к потерям электрической энергии.

При правильном подборе оборудования, необходимого уровня рабочего напряжения, можно сократить общее количество трансформаторов, тем самым снизив потери энергии.

Данные меры во многом обусловлены тем, что сегодня в условиях постоянной экономии топливно-энергетических ресурсов проблема борьбы с потерями электроэнергии выходит на первый план.

Немаловажным будет отметить современную тенденцию к переходу от стандартных программ оптимизации работы трансформаторов и снижения потерь электрической энергии в сетях к бизнес-процессам управления потерями.

Замена трансформатора на подстанции или другом объекте осуществляется в случаях, когда используемое оборудование устарело и не способно полноценно выполнять свои задачи. При скачках напряжения на таких агрегатах велика вероятность перегорания ламп и поломки дорогостоящей техники, получающей питание через электросеть. Замена изношенного и не обеспечивающего надежность оборудования позволяет гарантировать бесперебойную работу сети и продлить срок эксплуатации подключенной к ней техники.

Целью данной работы является выполнение поставленной задачи по оптимизации коэффициентов загрузки трансформаторов и повышению надежности их работы. Также целью является улучшение функционирования подстан-

ций Бурейского РЭС. Поэтому при написании работы ставились следующие задачи:

- произвести анализ существующей схемы сети Бурейского РЭС;
- произвести анализ коэффициентов загрузки силовых трансформаторов;
- рассчитать режимы работы электрической сети;
- предложить мероприятия по оптимизации коэффициентов загрузки трансформаторов и доказать их целесообразность.

При написании диссертации была использована Операционная система MS Windows 7 Pro, использовались программные комплексы, такие как: Microsoft Word 2010, Microsoft Excel 2010, Microsoft Visio 2010, Math Type 5, ПВК RastrWin3.

## 1 ХАРАКТЕРИСТИКА ЭЛЕКТРИЧЕСКИХ СЕТЕЙ БУРЕЙСКОГО РЭС

В состав электрических сетей Бурейского района Амурской области входят сети АО «ДРСК», ПАО «ФСК» и других сетевых компаний.

На территории Бурейского района получили развитие электрические сети напряжением 500/220/110/35 кВ.

Низким напряжением ПС 35-220 кВ, на котором осуществляется распределение электроэнергии, является напряжение 6 - 10 кВ.

Системообразующая сеть энергосистемы сформирована на напряжении 500 - 220 кВ, распределительная - на напряжении 110 - 35 кВ.

Сети напряжением 500 - 220 кВ, расположенные на территории Бурейского РЭС, относятся к объектам магистральной электрической сети ПАО «ФСК ЕЭС» и обслуживаются филиалом «МЭС Востока» - Амурским предприятием МЭС.

В структуре установленной мощности электростанций энергетической системы преобладают ГЭС. В ЭС Бурейского района Амурской области находятся:

- Бурейская ГЭС;
- Райчихинская ГРЭС.

Из Бурейского района ЭС Амурской области передается мощность в ЗЭР ЭС Амурской области, в ЭС Хабаровского края и ЕАО и в ЭС КНР.

Выдача мощности в ЭС Хабаровского края и ЕАО осуществляется по двум ЛЭП 500 кВ:

- 1) ВЛ 500 кВ Бурейская ГЭС - Хабаровская № 1;
- 2) ВЛ 500 кВ Бурейская ГЭС - Хабаровская № 2.

При выборе оборудования на подстанции необходимо учитывать климатические условия района, где эта подстанция находится. Поэтому далее дана климатическая и географическая характеристика Бурейского РЭС.

## **1.1 Климатическая и географическая характеристика Бурейского района**

Исходными данными для окончательного выбора схемы электроснабжения (включающей в себя данные по автотрансформаторам и силовым трансформаторам) служат следующие критерии:

— геологические и климатические данные, т. е. характер грунта, его состав, состояние, температура, удельное тепловое и электрическое сопротивление, глубина промерзания, уровень грунтовых вод, расчетная температура почвы в зонах прокладки электрических коммуникаций, высота площадки ПС над уровнем моря, сейсмичность (эти данные не определяют выбор мощности трансформатора, но они необходимы при выполнении рабочих чертежей, устройстве заземления, выполнении строительной части подстанций, сооружении фундаментов под трансформатор);

— метеорологические условия, т. е. число грозных дней в году, скорость ветра, влажность, гололедность, максимальная, минимальная и средняя температуры воздуха, а также наличие и характер загрязненности воздуха пылью, химически активными газами и парами, естественная освещенность (эти данные определяют место размещения подстанции, а в отдельных случаях и необходимость выбора специального трансформатора или повышение класса его изоляции).

Произведем географическую и климатическую характеристику Бурейского района.

Район расположен на юго-востоке Амурской области в бассейне нижнего и частично среднего течения реки Буреи. Районным центром является поселок городского типа Новобурейский, который основан в 1900 году.

Почвы: бурые лесные, пойменные, дерново-подзолистые, болотные. Территория района - 7,1 тыс.кв.км.

Район относится к умеренно-прохладному избыточно-влажному агроклиматическому подрайону. Погода в Бурейском районе, ввиду очень небольшой теплоёмкости воздуха, в температурном режиме очень зависит от продолжи-

тельности солнечного сияния и поступающего солнечного тепла. Поэтому декабрь холоднее февраля, а июнь лишь чуть холоднее, чем август.

Муссонность климата выражается в направлении сезонных ветров, активной циклонической деятельности и большом количестве осадков в теплое время года. Лето жаркое со значительным количеством солнечного сияния. Зима очень холодная с мощным снежным покровом.

Т.к. летом район характеризуется высокими температурами, то, к примеру, сухие модели трансформаторов должны охлаждаться при помощи принудительной вентиляции. Это обязательное условие при установке таких моделей в умеренном климате.

В данной магистерской диссертации все расчеты будут производиться с учетом особенностей окружающей среды и местных климатических условий Бурейского района. В таблице 1 приведены основные характеристики климатических условий и их расчетные величины.

Таблица 1 – Климатические условия района

№	Наименование	Значение
1	район по гололеду	3
2	нормативная стенка гололеда, мм	20
3	район по ветру	3
4	низшая температура воздуха, °С	- 30
5	среднегодовая температура воздуха, °С	-0,9
6	высшая температура воздуха, °С	+ 20
7	число грозных часов в год	45
8	высота снежного покрова, см	25
11	глубина промерзания грунтов, м	3
12	сейсмичность района, баллы	7
13	Высота над уровнем моря,	200

Далее производим структурный анализ существующей схемы электрической сети Бурейского РЭС (источников питания, подстанций, линий электропередач).

## **1.2 Структурный анализ существующей схемы электрической сети Бурейского РЭС**

Структурный анализ электроэнергетической сети позволяет на основе структуризации исходной или эквивалентной схемы выявить статические и динамические свойства ЭЭС без проведения традиционных трудоёмких расчетов режимов и переходных процессов.

Распределительная сеть делится на структурные единицы вначале по уровням, затем по центрам питания и типам схем электрической сети: радиальные, магистральные, кольцевые и т.д. [11]

Выявляются характерные узлы сети, относительно которых будет эквивалентироваться схема сети и где режимная информация обладает полнотой и достоверностью. [11]

Алгоритм структурного анализа заключается в следующем:

- определяется эквивалент схемы сети, т.е. точки нормального замыкания сети;
- в выделенном эквиваленте схемы делятся на подсистемы (подсхемы), состоящие из замкнутых и разомкнутых схем;
- для каждой замкнутой и разомкнутой схемы показывается ее наименование и конфигурация;
- описывается общая характеристика сети: имеющиеся уровни номинального напряжения, общее количество линий электропередач и подстанций;
- проводится структурный анализ линий электропередач: конфигурация линии, конструктивное исполнение, количество цепей, марка и сечение провода, длина линии, типы опор, наличие грозотроса, характеристика изоляторов;
- проводится структурный анализ подстанций: классификация по способу присоединения к сети, число трансформаторов, их тип и мощность.

Данный анализ необходим для выделения участков сети с разомкнутыми схемами (радиальные), не имеющими резервного питания, которые являются малоэффективными с точки зрения надежности, для определения наиболее протяженных линий электропередач, которые затрудняют эксплуатацию и обслуживание, увеличивают потери электроэнергии при ее транспортировке.

На рисунке 1 приведена карта - схема электрической сети Бурейского района.

На рисунке 2 изображена схема сетей Бурейского района.

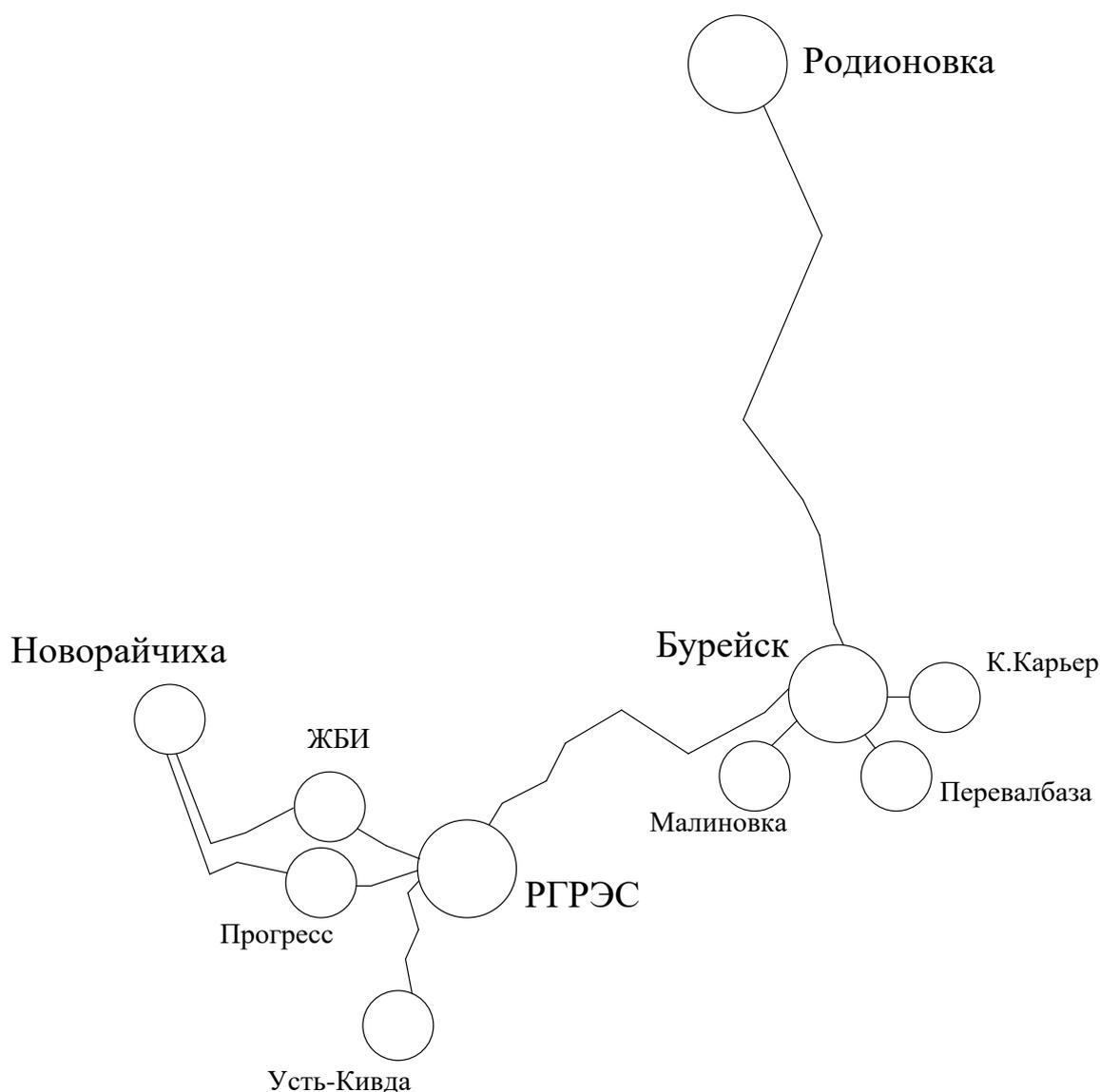


Рисунок 1 – Карта-схема электрической сети Бурейского района

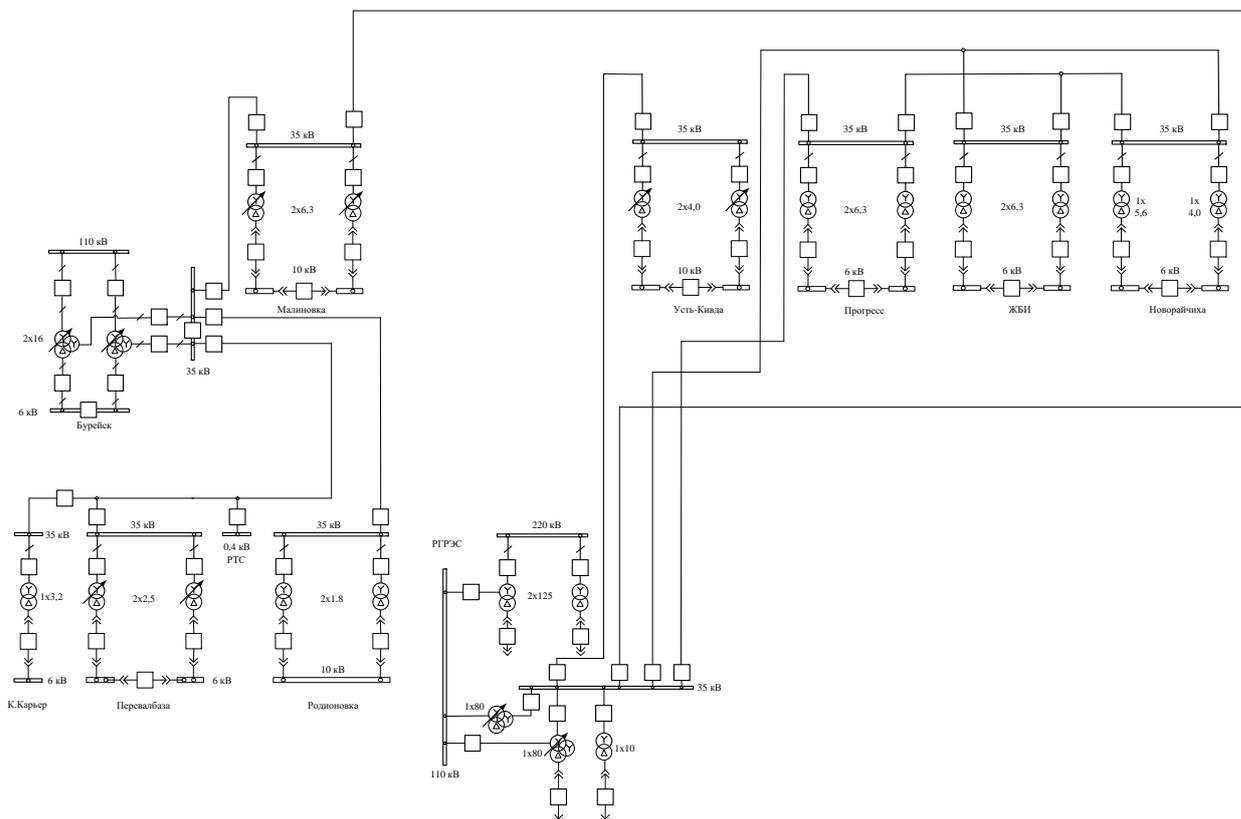


Рисунок 2 – Схема сетей Бурейского района

### 1.3 Характеристика источников питания Бурейского РЭС

Источником питания Бурейского района является ПС Бурейск.

ПС «Бурейск» (110/35/6 кВ) является тупиковой подстанцией. На подстанции установлены два трансформатора ТДТН-16000/110. Схема подстанции – одна рабочая секционированная выключателем и обходная системы шин. Она получает питание от Райчихинской ГРЭС по ВЛ 110 кВ РГЭС – 1 и РГРЭС - 2 длиной 16,4. Имеет резервное питание по 35 кВ от ПС Малиновка. По стороне 110 кВ подстанцию питает две отходящие линии. Резерв потребителей, в случае отключения ТДТН-16000/110/35/6 кВ, как по стороне 35 кВ, так и по стороне 6 кВ осуществляется через второй трансформатор который получает мощность через две линии от РГРЭС.

Потребители запитанные от подстанции по напряжению 110 кВ: ПС Бурейск - тяга ( ВЛ 110 кВ Бурейск – Бурейск - тяга 4 км., потребитель II категории). Потребители, запитанные от подстанции Бурейск по напряжению 35 кВ имеют, как промышленную нагрузку, так и сельскохозяйственную. Их связь с подстанцией представлена линиями ВЛ-35 кВ Малиновка (сельскохозяйственная

нагрузка, потребитель II категории), ВЛ-35 Родионовка (сельскохозяйственная нагрузка, потребитель II категории) и ВЛ-35 кВ Каменный карьер (промышленная нагрузка, потребитель II категории).

Категория надежности потребителей электроснабжения: II в том числе мощность потребителей II категория – 22033 кВт.

На рисунке 3 представлена схема ПС Бурейск.

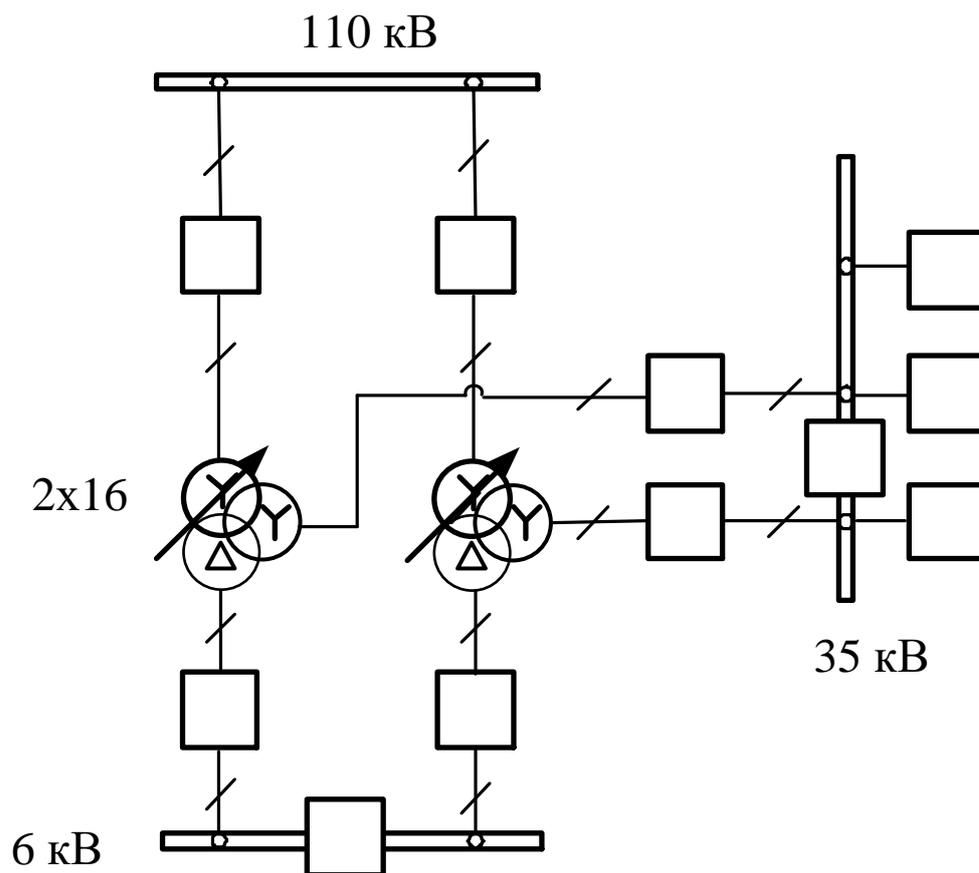


Рисунок 3 – Схема ПС Бурейск

Райчихинская ГРЭС (220/110/35 кВ) является базисным узлом. ГРЭС была введена в эксплуатацию в 1953 году. РГРЭС – старейшее энергетическое предприятие Амурской области.

На РГРЭС установлен автотрансформатор АТ-9 – АТДЦТН125000–220/110/35. Также помимо автотрансформатора установлены трансформаторы Т-8 (мощностью 125 МВА), Т-7 и Т-6 (мощностью 80 МВА каждый), Т-1 и Т-2 (мощностью 10 МВА и 15 МВА соответственно).

Сегодня установленная электрическая мощность Райчихинской ГРЭС составляет 102 МВт, тепловая – 238,1 Гкал/час.

Годовая выработка электроэнергии составляет 318 млн. кВт/ч., тепла 1860 тыс. Гкал.

Схема Райчихинской ГРЭС приведена на рисунке 4.

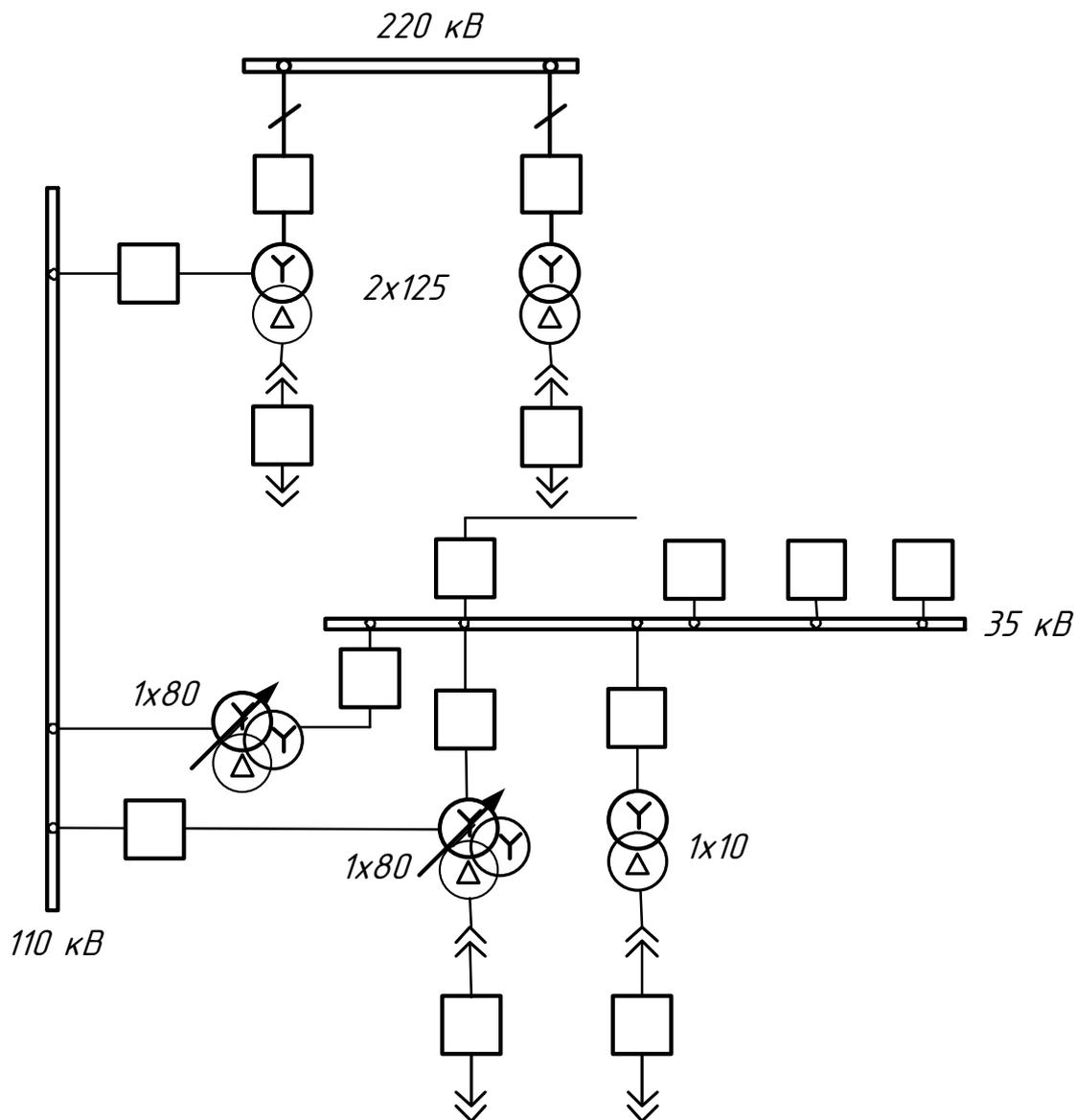


Рисунок 4 – Схема РГРЭС

Бурейская ГЭС с установленной мощностью 2010 МВт является объектом филиала ОАО «Русгидро».

#### 1.4 Характеристика подстанций

На ПС Малиновка (35/10 кВ) установлены два трансформатора ТМН-6300/35. Схема ПС – «Два блока с выключателями и неавтоматической перемычкой со стороны линии».

На ПС Перевалбаза (35/6 кВ) установлены два трансформатора ТМН-2500/35.

На ПС РТС (35/0,4 кВ) установлен 1 трансформатор номинальной мощностью 0,1 МВА без регулирования под нагрузкой.

На ПС Каменный Карьер (35/6 кВ) установлен 1 трансформатор номинальной мощностью 3,2 МВА. Трансформатор также без регулирования под нагрузкой. Схема ПС Каменный Карьер изображена на рисунке 5.

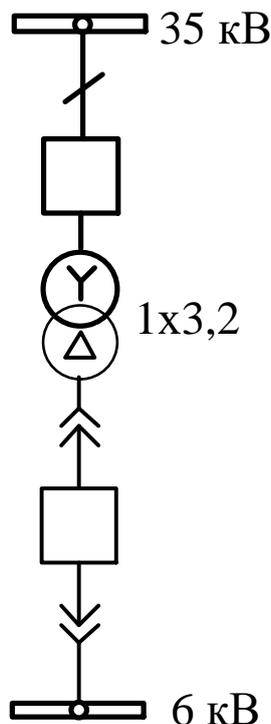


Рисунок 5 – Схема ПС Каменный карьер

ПС Родионовка (35/10 кВ) также является тупиковой подстанцией. На ней установлены два трансформатора ТАМ-1800/35. Схема ПС – «Два блока с выключателями и неавтоматической перемычкой со стороны линии».

Схема ПС Родионовка изображена на рисунке 6.

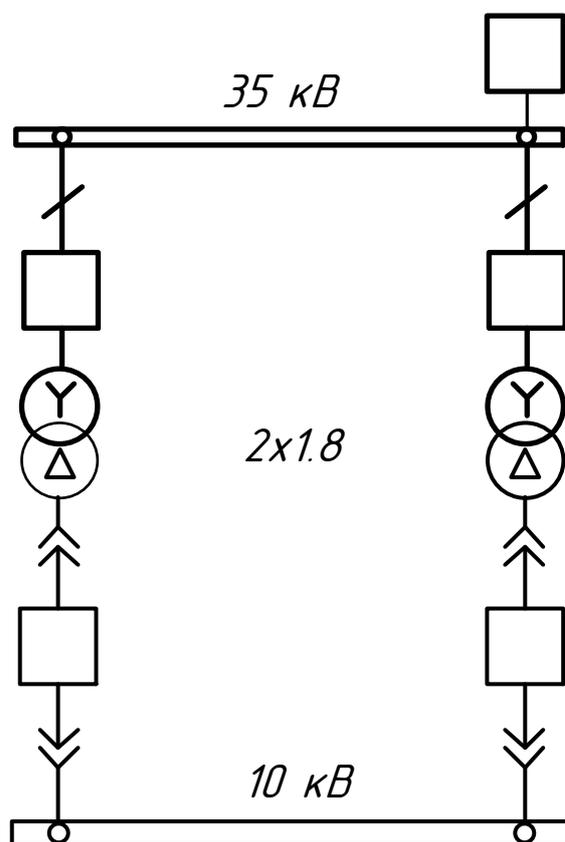


Рисунок 6 – Схема ПС Родионовка

На ПС Прогресс (35/6 кВ) и ПС ЖБИ (35/6 кВ) установлено по два трансформатора ТМ-6300/35.

На ПС Усть-Кивда (35/10 кВ) установлены два трансформатора с регулированием под нагрузкой ТМН-4000/35.

На ПС Н. Райчиха (35/6 кВ) установлены два трансформатора. Т-1 с установленной мощностью 4,0 МВА (ТМ-4000/35.) и Т-2 с установленной мощностью 5,6 МВА (ТМ-5600/35).

Нормативными документами классификация ПС по их месту и способу присоединения к сети не установлена. Исходя из применяющихся типов конфигурации сети и возможных схем присоединения ПС их можно подразделить на следующие:

- 1) тупиковые — питаемые по одной или двум радиальным линиям;
- 2) ответвительные — присоединяемые к одной или двум проходящим ВЛ на ответвлениях;

3) проходные — присоединяемые к сети путем захода одной линии с двусторонним питанием ;

4) узловые — присоединяемые к сети не менее чем по трем питающим линиям.

Далее сведем анализ подстанций Бурейского РЭС в таблицу 2.

Таблица 2 – Структурный анализ подстанций Бурейского РЭС

Наименование ПС	Установленные СТ, класс напря- жения	Мощность СТ, МВА	Тип ПС по способу присо- единения
Бурейск	T1 – 110/35/6	16	Тупиковая,
	T2 – 110/35/6	16	
ЖБИ	T1 – 35/6	6,3	Отпаечная тупиковая
	T2 – 35/6	6,3	
Прогресс	T1 – 35/6	6,3	Проходная
	T2 – 35/6	6,3	
Малиновка	T1 – 35/10	6,3	Проходная
	T2 – 35/10	6,3	
Родионовка	T1 – 35/10	1,8	Тупиковая
	T2 – 35/10	1,8	
Перевалбаза	T1 – 35/6	2,5	Проходная
	T2 – 35/6	2,5	
РТС	T1 – 35/0,4	0,1	Проходная
Каменный ка- рьер	T1 – 35/6	3,2	Проходная
Усть-Кивда	T1 – 35/10	4	Проходная
	T2 – 35/10	4	
Н. Райчиха	T1 – 35/6	4	Проходная
	T2 – 35/6	5,6	

Распределительные устройства предназначены для приема и распределения электроэнергии в силовых и осветительных сетях.

Типы схем РУ подстанций сведены в таблицу 3.

Таблица 3 – Структурный анализ подстанций Бурейского РЭС

Наименование ПС	Тип схемы РУ
Бурейск	Две рабочие и обходная системы шин
ЖБИ	Два блока с выключателями и неавтоматической переключкой со стороны линии
Прогресс	Два блока с выключателями и неавтоматической переключкой со стороны линии
Малиновка	Два блока с выключателями и неавтоматической переключкой со стороны линии
Родионовка	Два блока с выключателями и неавтоматической переключкой со стороны линии
Перевалбаза	Два блока с выключателями и неавтоматической переключкой со стороны линии
РТС	Блок (линия-трансформатор) с выключателем
Усть-Кивда	Два блока с выключателями и неавтоматической переключкой со стороны линии

Далее произведем анализ линий Бурейского района электрических сетей.

### 1.5 Характеристика ВЛ

В широком понимании под ВЛ понимается устройство для передачи и распределения электроэнергии по проводам, расположенным на открытом воздухе и прикрепленным при помощи изоляторов и арматуры к опорам или кронштейнам, стойкам на инженерных сооружениях (мостах, путепроводах и т.п.)

Воздушные линии электропередач должны быть изолированы между собой, от заземленных элементов и земли при помощи специальных материалов. Обычно в качестве изоляторов выступают фарфоровые или стеклянные элементы конструкции, а также атмосферный воздух. Способ изоляции зависит от номинальной мощности линии.

Основным токопроводящим материалом в настоящее время служит алюминий. Однако он не отличается высокой прочностью, поэтому при производстве проводов его используют вместе со сталью. Воздушные линии в рассматриваемом районе выполнены алюминиевыми проводами со стальным сердечником марки АС.

Структурный анализ ВЛ-110,35 кВ приведен в таблице 4.

Таблица 4 – Структурный анализ ВЛ-110, 35 кВ

№	Название линии	Марка провода, сечение / длина	Конфигурация	Примечания
1.	РГРЭС – Бурейск №1,2	2хАС-95/16 – 16,4 км	Радиальная	
2.	РГРЭС – Малиновка - Бурейск	АС-120/19 – 15 км АС-120/19 – 3 км	Магистраль с двухсторонним питанием	Разрыв на ПС Бурейск
3.	РГРЭС – Прогресс – Новорайчиха с отпайкой на ПС ЖБИ	2хАС-120/27 – 2,7 км 2хАС-120/27 – 12 км, отп на ПС ЖБИ – 2хАС-120 – 0,8км	Магистраль с двухсторонним питанием	
4.	Бурейск - Родионовка	АС-50/8 – 2,5 км	Радиальная	
5.	Л-1, Л-2	2хАС-120/27 – 1,7 км	Радиальная	
6.	Л-3, Л-4	2хАС-120/27 – 2 км	Радиальная	

Вывод: в Бурейском РЭС 4 из 9 ПС-35 кВ по способу присоединения к сети тупиковые и не имеют резервного питания, что снижает надежность электроснабжения на этих участках сети. Также снижается возможность резервирования потребителя;

### **1.6 Анализ сроков эксплуатации оборудования**

Физический и моральный износ оборудования может стать причиной возникновения технологических нарушений, несчастных случаев, а также роста эксплуатационных затрат. Изношенные конструктивные элементы линий электропередачи могут быть повреждены при внешнем воздействии или стать причиной роста потерь электроэнергии ввиду увеличения нагрузок.

Эксплуатация устаревшего оборудования зачастую ведет не только к возникновению аварийных ситуаций, чреватых перебоями в электроснабжении, но и к снижению мощности и меньшему количеству получаемой электроэнергии. Однако вовремя проведенная модернизация повышает безопасность энергетического объекта. Она позволяет снизить вероятность возникновения на нем аварий, повысить экологическую безопасность подстанции. Также модернизация в большинстве случаев позволяет снизить последующие расходы на обслуживание стоящего оборудования.

Проблема старения трансформаторов в настоящее время общая для многих предприятий России, так как на подстанциях работают силовые трансформаторы, установленные в 1960-х и 1970-х годах и они быстро приближаются к концу своей «жизни».

С каждым годом интенсивность отказов таких трансформаторов становится все более трудно предсказать. Это означает, что решение вопросов ремонта или замены становятся все более актуальными.

Срок службы трансформатора определяется, в основном, старением органической изоляции обмоток. Тепловое старение изоляции обмоток определяется температурой, при которой работает изоляция, и длительностью ее воздействия. Также основными факторами ускоренного старения изоляции являются повышенная влажность витковой изоляции, кислород и продукты старения

масла. Существенным фактором окисления масла даже при небольшом содержании кислорода является повышенное содержание в масле металлов, особенно меди.

Старение трансформатора может также ускориться, если трансформатор не претерпевает надлежащего технического обслуживания и диагностики неисправностей. Правильный диагноз нарушений играет жизненно важную роль в продлении жизни трансформатора. Если же трансформатор находится под регулярным и тщательным контролем, то процессом его старения можно управлять и продлить срок его эксплуатации.

При расчетах срока службы трансформатора учитывают форму графика электрической нагрузки, в том числе учитывают сезонные изменения нагрузки (нагрузка в летний период меньше). Однако, для наглядного представления степени загруженности трансформатора используется характеристика в виде наибольшей мощности отнесенной к номинальной мощности трансформатора.

Результаты расчетов получены при следующих условиях:

- 1) трансформатор напряжением 110 кВ с системой охлаждения ДЦ;
- 2) номинальный срок службы трансформатора при нормальных условиях в расчете принят равным 25 годам;
- 3) предельный срок службы ограничен 45 годами, ввиду наличия неучтенных факторов сокращения ресурса трансформатора;
- 4) учтены сезонные изменения наибольшей нагрузки;
- 5) учтены суточные и сезонные изменения температуры окружающей среды.

На рисунке 8 расположен график зависимости срока службы трансформатора от коэффициента наибольшей нагрузки.

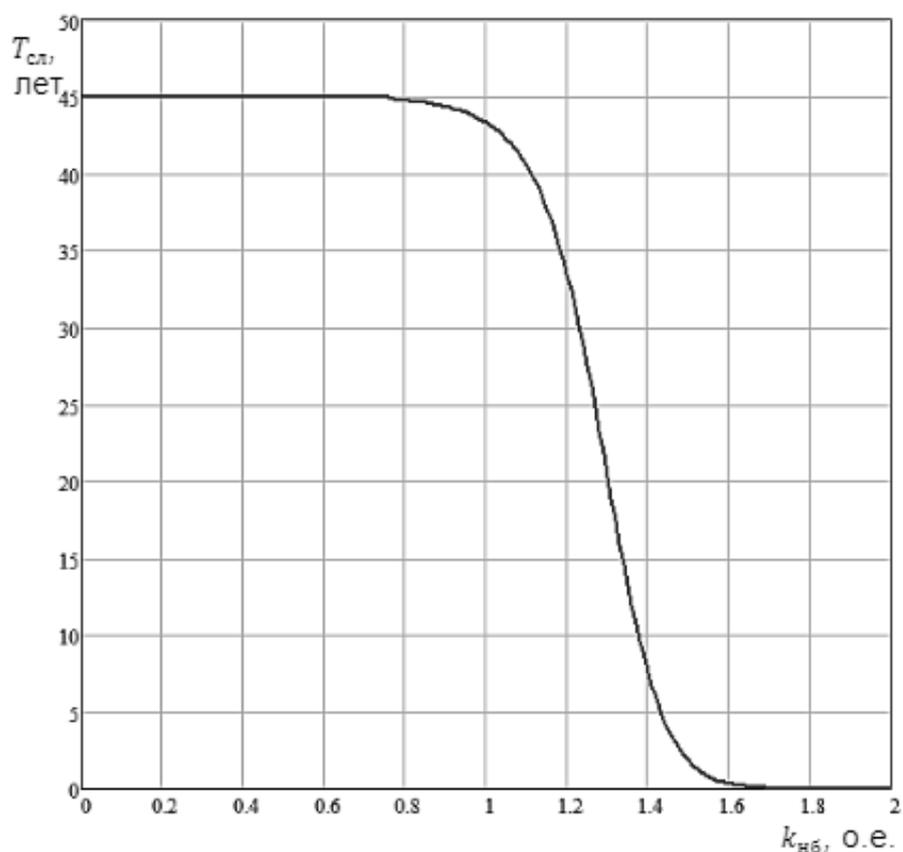


Рисунок 8 – График зависимости срока службы трансформатора от коэффициента наибольшей нагрузки

Также срок службы трансформатора влияет на потери мощности в его магнитопроводах. Чем дольше трансформатор находится в эксплуатации, тем выше потери мощностей.

На рисунке 9 изображен график изменения потерь мощности в магнитопроводах силовых трансформаторов в процессе эксплуатации.

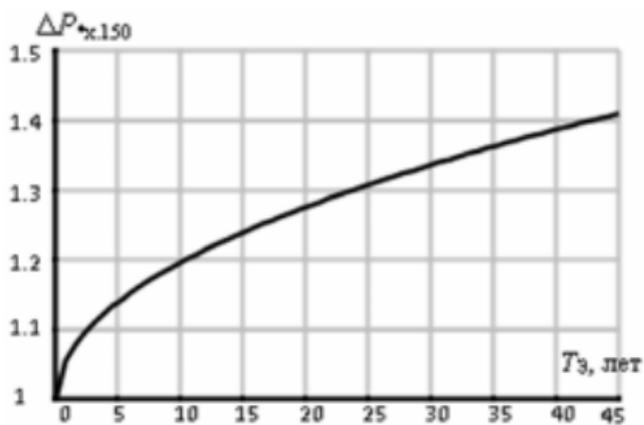


Рисунок 9 – Характер изменения потерь мощности в магнитопроводах силовых трансформаторов в процессе эксплуатации

Далее определим подстанции со сверхнормативным сроком службы, износ которых приводит к увеличению затрат на ремонт, риску увеличения аварий и снижению надежности.

В таблице 5 приведены сроки эксплуатации трансформаторов в Бурейском районе.

Таблица 5 – Сроки эксплуатации трансформаторов 110,35 кВ

№ п п	Наименование ПС	Установленные СТ, класс напряжения, мощность	Год ввода в работу	Срок эксплуатации
1.	Новорайчиха	T1 – 35/6 - 4000	1978 г	41 год
		T2 – 35/6 - 5600	1957 г	62 года
2.	ЖБИ	T1 – 35/6 – 6300	1977 г	42 года
		T2 – 35/6 – 6300	1977 г	42 года
3.	Прогресс	T1 – 35/6 – 6300	1975 г	44 года
		T2 – 35/6 – 6300	1974 г	44 года
4.	Малиновка	T1 – 35/10 - 6300	2009 г	10 лет
		T2 – 35/10 - 6300	2009 г	10 лет
5.	Родионовка	T1 – 35/10 - 1800	1972 г	47 лет
		T2 – 35/10 - 1800	1972 г	47 лет
6.	№2	T1 – 35/6 – 10 000	1988 г	31 год
		T2 – 35/6 – 10 000	1988 г	31 год

Основной причиной, вызывающей резкое увеличение повреждаемости высоковольтных линий, является старение материала конструкции опор, проводов, арматуры и изоляторов. Повреждение линий электропередач по причине нарушения целостности изоляции происходит, в основном на оборудовании, срок эксплуатации которого истек. Линии электропередачи подвержены старению и износу от коррозии и знакопеременных нагрузок.

Сегодня в России эксплуатируется более половины миллиона км ЛЭП 35-500 кВ на опорах, установленных до 1970 года. Коррозионная защита, износ и старение материалов были рассчитаны на срок эксплуатации 40 лет. Ввиду малых объемов строительства ВЛ, доля линий, находящихся в эксплуатации более 40 лет продолжает расти.

Данные о сроках эксплуатации ВЛ-110, 35 кВ приведены в таблице 6.

Таблица 6 – Сроки эксплуатации ВЛ-110, 35 кВ

Название линии	Год ввода в эксплуатацию	Срок эксплуатации
РГРЭС – Бурейск №1,2	1980 г	39 лет
РГРЭС – Малиновка	1953 г	66 лет
Малиновка - Бурейск	1953 г	66 лет
РГРЭС – Прогресс	1976 г	43 года
Прогресс – Новорайчиха	1976 г	43 года
Отпайка на ЖБИ	1977 г	42 года
Бурейск - Родионовка	1972 г	47 лет
Л-1, Л-2	1987 г	32 года
Л-3, Л-4	1982 г	37 лет

Анализ технического состояния основного оборудования электрических сетей показал, что в Бурейском РЭС большинство трансформаторов находятся в эксплуатации более 40 лет. Большинство ВЛ-35 кВ находятся в эксплуатации более 40 лет, из них пятая часть - более 60 лет. Дальнейший износ и старение

ведется аварийным отключениям, ограничению в электроснабжении потребителя, увеличению затрат на ремонт.

## 2 РАСЧЕТ И ПРОГНОЗИРОВАНИЕ ЭЛЕКТРИЧЕСКИХ НАГРУЗОК

Проблема достоверного определения расчетных электрических нагрузок занимает особое место среди проблем в области электроснабжения. Это объясняется тем, что расчет электрических нагрузок является первым и основополагающим этапом проектирования любой системы электроснабжения, а достоверность результатов расчета обеспечивает их эффективность.

Прогнозирование электрической нагрузки – важнейшая часть современной системы управления электропотреблением, которая реализуется в следующих вариантах: краткосрочный прогноз (от нескольких секунд до часа), оперативный прогноз (от часа до недели), среднесрочный прогноз (от недели до года), долгосрочный прогноз (от года до 20 лет). Прогноз нагрузок необходим для корректной работы текущего режима, рассмотрения оперативных диспетчерских заявок, связанных с отключением электроэнергетического оборудования для вывода в ремонт, для испытаний и т.п.

Прогнозирование электрических нагрузок является важной областью исследования в электроэнергетике. Оно необходимо для решения практически всего спектра задач текущего планирования и оперативного управления режимами функционирования электроэнергетической системы. На его основе рассчитываются исходные и оптимальные электрические режимы ЭЭС, оценивается их надежность, экономичность, качество электроэнергии. Точность прогноза нагрузок влияет на экономичность загрузки генерирующего оборудования, и, следовательно, на стоимость электроэнергии.

Графики электрических нагрузок – одна из основных характеристик режимов работы приемников (потребителей) электрической энергии и являются исходным материалом для расчетов электрических сетей.

Графики электрических нагрузок представляют собой характер изменения электрической величины во времени.

Построение графиков электрических нагрузок проектируемого объекта дает возможность выбрать все элементы СЭС с их оптимальными пара-

метрами, а также выполнить наиболее рациональную схему электроснабжения, обеспечивающую необходимые уровни напряжения, и определить потребление активной и реактивной энергии.

Цель этого расчета: определить зимние и летние вероятностные характеристики электрических нагрузок по данным контрольных замеров в летний и зимний периоды. Также необходимо обязательно уточнить максимальные нагрузки, которые будут определяться составом и процентом подключаемых потребителей. Величина максимальных нагрузок необходима для проверки колебаний напряжения. Максимальные значения напряжения и тока любой электрической машины определяются ее конструкцией, а максимальная мощность, которую они могут развивать - произведением этих величин. Если электрическая сеть построена нерационально, т.е. сдвиг фаз  $\varphi$  имеет значительную величину, то источник электрической энергии и нагрузка не могут работать на полную мощность.

Данный раздел является базовым (т.к. от нахождения вероятностных характеристик зависит выбор оборудования подстанций).

### **2.1 Расчёт нагрузок существующих подстанций**

Средняя мощность – это математическое ожидание возможных значений нагрузки в течение анализируемого периода времени. На основе этого вида нагрузки производится выбор мощности силовых трансформаторов и расчет электропотребления:

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

где  $P_{cp}$  – средняя мощность

$T$  – период,

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

Среднеквадратичной (эффективной) мощностью принято считать математическое ожидание квадратов мощности за определенный анализируемый период времени. Данная мощность служит для расчета потерь электроэнергии.

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

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

Максимальная мощность – это средняя мощность в период получасового максимума нагрузки энергосистемы. Ее определяют для выбора всего оборудования (кроме силовых трансформаторов и сечений проводов). Вероятностный максимум находится через коэффициент Стьюдента.

$$P_{\text{max}} = P_{\text{cp}} + t_{\beta} \cdot \sigma_p = P_{\text{cp}} \cdot \left(1 + t_{\beta} \cdot \sqrt{k_{\phi}^2 - 1}\right) \quad (3)$$

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

$t_{\beta}$  – коэффициент Стьюдента,

$\sigma_p$  – среднеквадратичное отклонение,

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

$$k_{\phi} = \frac{P_{\text{ск}}}{P_{\text{cp}}} \geq 1 \quad (4)$$

Минимальная мощность – это среднее значение нагрузки в часы минимума нагрузок энергетической системы. Она находится с целью оценки устойчивости работы системы.

$$P_{\min} = P_{cp} \cdot \left(1 - t_{\beta} \cdot \sqrt{k_{\phi}^2 - 1}\right) \quad (5)$$

## 2.2. Пример расчёта для подстанции «Бурейск».

Для выбора силовых трансформаторов и для анализа электрического потребления нужно рассчитать среднюю активную и реактивную мощность:

$$P_{cp.з} = 14,742 \text{ МВт}$$

$$P_{cp.л} = 6,146 \text{ МВт}$$

$$Q_{cp.з} = 5,897 \text{ МВар}$$

$$Q_{cp.л} = 2,458 \text{ МВар}$$

Для определения потерь электрической энергии найдем эффективную (полезную) мощность:

$$P_{эф.з} = 17,248 \text{ МВт}$$

$$P_{эф.л} = 7,191 \text{ МВт}$$

$$Q_{эф.з} = 6,899 \text{ МВт}$$

$$Q_{эф.л} = 2,876 \text{ МВт}$$

Для того чтобы определить максимальную мощность необходимо определить коэффициент формы.

$$K_{\phi} = 1.17$$

Максимальная и минимальная активная и реактивная мощность:

$$P_{\max.з} = 17,69 \text{ МВт};$$

$$P_{\min.з} = 5,307 \text{ МВт};$$

$$P_{\max.л} = 7,375 \text{ МВт};$$

$$P_{\min.л} = 2,213 \text{ МВт};$$

$$Q_{\max.з} = 7,076 \text{ Мвар};$$

$$Q_{\min.з} = 2,213 \text{ Мвар};$$

$$Q_{\max.л} = 2,95 \text{ Мвар};$$

$$Q_{\min.л} = 0,885 \text{ Мвар}$$

Сведем вероятностные характеристики нагрузок на всех подстанциях в таблицу 7.

Таблица 7 – Вероятностные характеристики графиков нагрузок на подстанциях

Подстанция	Время	Р <sub>ср</sub> , МВт	Р <sub>эф</sub> , МВт	Р <sub>мах</sub> , МВт	Q <sub>ср</sub> , МВар	Q <sub>эф</sub> , МВар	Q <sub>мах</sub> , МВар
1	2	3	4	5	6	7	8
Бурейск	Зимний	14,742	17,248	17,69	5,897	6.899	7,076

Продолжение таблицы 7

Подстанция	Время	Р <sub>ср</sub> , МВт	Р <sub>эф</sub> , МВт	Р <sub>max</sub> , МВт	Q <sub>ср</sub> , МВар	Q <sub>эф</sub> , МВар	Q <sub>max</sub> , МВар
1	2	3	4	5	6	7	8
	Летний период	6,146	7,191	7,375	2,458	2,876	2,95
Родионовка	Зимний период	0.228	0.226	0.327	0.091	0.107	0.109
	Летний период	0.072	0.084	0.086	0.029	0.033	0.034
Малиновка	Зимний период	1.536	1.798	1.844	0.061	0.072	0.074
	Летний период	0.286	0.335	0.344	0.115	0.134	0.138
Прогресс	Зимний период	3.411	3.991	4.093	1.365	1.596	1.637
	Летний период	2.617	3.062	3.14	1.047	1.225	1.256
Перевалбаза	Зимний период	0.7	0.819	0.84	0.28	0.328	0.336
	Летний период	0.618	0.724	0.742	0.247	0.289	0.297
Н.Райчиха	Зимний период	1.061	1.242	1.273	0.424	0.497	0.509
	Летний период	0.475	0.556	0.57	0.19	0.222	0.228

Продолжение Таблицы 7

Подстанция 1	Время	$P_{ср}$ , МВт	$P_{эф}$ , МВт	$P_{max}$ , МВт	$Q_{ср}$ , МВар	$Q_{эф}$ , МВар	$Q_{max}$ , МВар
	2	3	4	5	6	7	8
Усть-Кивда	Зимний период	0.352	0.411	0.422	0.141	0.165	0.169
	Летний период	0.078	0.091	0.094	0.031	0.037	0.037
РТС	Зимний период	0.07	0.082	0.084	0	0	0
	Летний период	0.035	0.041	0.042	0	0	0
К.Карьер	Зимний период	0.91	1.065	1.092	0.35	0.409	0.42
	Летний период	0.455	0.532	0.546	0.175	0.205	0.21

Важным аспектом выбора оборудования на подстанциях является учет текущих и прогнозируемых характеристик электросети и нагрузки по потребителям. Это важно, ведь электроустановки монтируются не отдельно, а в составе общей системы снабжения.

Конфигурация сети диктует параметры ПС:

- плотность расчетной нагрузки (удельной и суммарной) с учетом коэффициента загрузки и перезагрузки станции;
- возможность питания потребителей в летний период, когда отключают отопительную систему;
- необходимость в резервировании питания в период максимума при выходе из строя одного из генераторов, присоединенных ГРУ;
- собственные нужды подстанции и т.д.

Важно понимать, что в каждом конкретном случае условия функционирования подстанции и нагрузка на нее различны, поэтому большое внимание нужно уделить этапу подготовки и проектирования. Современные технологии позволяют просчитать все нюансы и реализовать проект в запланированном инженерами виде. Это позволяет значительно повысить срок эксплуатации, надежность и безопасность подстанций, также упростить и ускорить строительство.

### 2.3 Прогнозирование электропотребления

В связи с появлением на Федеральном оптовом рынке электроэнергии сектора свободной торговли возрастает важность прогнозирования энергопотребления участников данного рынка.

Потребление электроэнергии населением и промышленными предприятиями зависит от многих факторов: температурный режим, время суток (светлое/темное), погодные условия

Точность прогнозирования напрямую зависит от методик расчета. Существует большое количество моделей и методов краткосрочного прогнозирования нагрузки. Точное прогнозирование электропотребления обеспечивает оптимальное распределение нагрузок между потребителями.

Отклонения фактического потребления от заявленных значений больше определенного процента приводит к покупке электроэнергии с балансирующего рынка по большей цене. Отклонение в меньшую сторону тоже карается оплатой непоставленной электроэнергии, определяемой разницей между заявленным и фактическим потреблением по установленным расценкам.

Задачей данного раздела является нахождение вероятностных характеристик, которые несут большую смысловую нагрузку, так как по ним производится выбор оборудования подстанций, в том числе силовых трансформаторов. Определим прогнозируемую нагрузку. Формула сложных процентов:

$$P_{\text{прог}} = P^{\text{баз}} \cdot (1 + \varepsilon)^{t_{\text{прог}} - t_{\text{баз}}} \quad (6)$$

где  $P^{баз}$  – базовая заданная мощность;

$\varepsilon$  – относительный прирост электрической нагрузки для выбранного района. Принимаем данный коэффициент равным 0,0065;

$t_{прог}$  – год, на который определяется электрическая нагрузка (2023 год);

$t_{баз}$  – год, в который снимался первый замер (2018 год).

Для зимнего периода:

$$P_{ср\_Бурейск}^{прог} = 14,74 \cdot (1 + 0,0065)^5 = 15,227 \text{ МВт};$$

$$P_{эф\_Бурейск}^{прог} = 17,248 \cdot (1 + 0,0065)^5 = 17,816 \text{ МВт};$$

$$P_{мах\_Бурейск}^{прог} = 17,69 \cdot (1 + 0,0065)^5 = 18,273 \text{ МВт};$$

Для летнего периода:

$$P_{ср\_Бурейск}^{прог} = 6,146 \cdot (1 + 0,0065)^5 = 6,348 \text{ МВт};$$

$$P_{эф\_Бурейск}^{прог} = 7,191 \cdot (1 + 0,0065)^5 = 7,428 \text{ МВт};$$

$$P_{мах\_Бурейск}^{прог} = 7,375 \cdot (1 + 0,0065)^5 = 7,618 \text{ МВт}.$$

Прогнозируемая реактивная мощность находится аналогичным образом.

Остальные значения прогнозируемых нагрузок приведены в следующей таблице 8.

Таблица 8 – Вероятностные характеристики графиков нагрузок на подстанциях.

Подстанция	Время	Р <sub>ср</sub>	Р <sub>эф</sub>	Р <sub>мах</sub>	Q <sub>ср</sub>	Q <sub>эф</sub>	Q <sub>мах</sub>
1	2	3	4	5	6	7	8
Бурейск	Зимний	15.227	17.816	18.273	6.091	7.126	7.309

Продолжение таблицы 8

Подстанция	Время	Рср	Рэф	Рmax	Qср	Qэф	Qmax
1	2	3	4	5	6	7	8
	Летний период	6.348	7.428	7.618	2.539	2.971	3.047
Родионовка	Зимний период	0.235	0.275	0.282	0.094	0.11	0.113
	Летний период	0.074	0.087	0.089	0.03	0.035	0.035
Малиновка	Зимний период	1.587	1.857	1.904	0.063	0.074	0.076
	Летний период	0.296	0.346	0.355	0.118	0.138	0.142
Прогресс	Зимний период	3.524	4.123	4.228	1.409	1.649	1.691
	Летний период	2.703	3.163	3.244	1.081	1.265	1.297
Перевалбаза	Зимний период	0.723	0.846	0.868	0.289	0.338	0.347
	Летний период	0.639	0.747	0.767	0.256	0.299	0.307
Н.Райчиха	Зимний период	1.096	1.282	1.315	0.438	0.513	0.526
	Летний период	0.491	0.574	0.589	0.196	0.23	0.236
ЖБИ	Зимний период	0.773	0.905	0.928	0.309	0.362	0.371
	Летний период	0.551	0.645	0.662	0.221	0.258	0.265

Продолжение таблицы 8

Усть-Кивда	Зимний период	0.363	0.425	0.436	0.145	0.17	0.174
	Летний период	0.081	0.094	0.097	0.032	0.038	0.039
РТС	Зимний период	0.072	0.085	0.087	0	0	0
	Летний период	0.036	0.042	0.043	0	0	0
К.Карьер	Зимний период	0.94	1.1	1.128	0.362	0.423	0.434
	Летний период	0.47	0.55	0.564	0.181	0.211	0.217

### 3 РАСЧЕТ РЕЖИМОВ РАБОТЫ ЭЛЕКТРИЧЕСКОЙ СЕТИ

Одним из важных этапов решения электроэнергетических задач является расчёт установившихся (стационарных) режимов электрических сетей. Целью расчёта установившегося режима (физического состояния) электрической сети является определение электрических параметров состояния: напряжений в узлах, электрических токов и потоков мощности по ветвям, потерь мощности в сети и пр. Результаты таких расчётов позволяют выяснить:

- осуществим ли данный режим электрической сети, т. е. возможна ли передача требуемой мощности от источников электрической энергии к потребителям;
- находятся ли в заданных или допустимых пределах напряжения в узлах;
- допустимы ли токовые нагрузки элементов электрических сетей в нормальных и послеаварийных режимах.

Наряду с решением перечисленных вопросов расчёты установившихся режимов электрических сетей необходимо проводить при исследовании условий работы электрических систем в переходных, послеаварийных режимах, решении задач оперативной оценки текущих состояний и управления ими, оптимизации краткосрочных и долгосрочных режимов, при оценке и планировании потерь электроэнергии и ряде других задач эксплуатации, развития и проектирования электрических систем. По оценке доля расчётов установившихся режимов в расчётной практике составляет до 80 %.

Расчёт и анализ параметров установившихся режимов составляют основную задачу при проектировании ЭЭС с учётом надёжности эксплуатации и экономических факторов.

#### **3.1 Составление графа электрической сети и выбор начальных данных для расчета режимов на ПВК.**

Расчет установившихся режимов необходим для оценки возможности их существования, анализа уровней напряжений в узлах и регулирования напря-

жения, определения перетоков мощности по ВЛЭП и через трансформаторы, а также для определения и анализа потерь мощности в элементах сети и в сети в целом.

Схема замещения для расчета режимов в ПВК RastrWin представлена на рисунке 8.

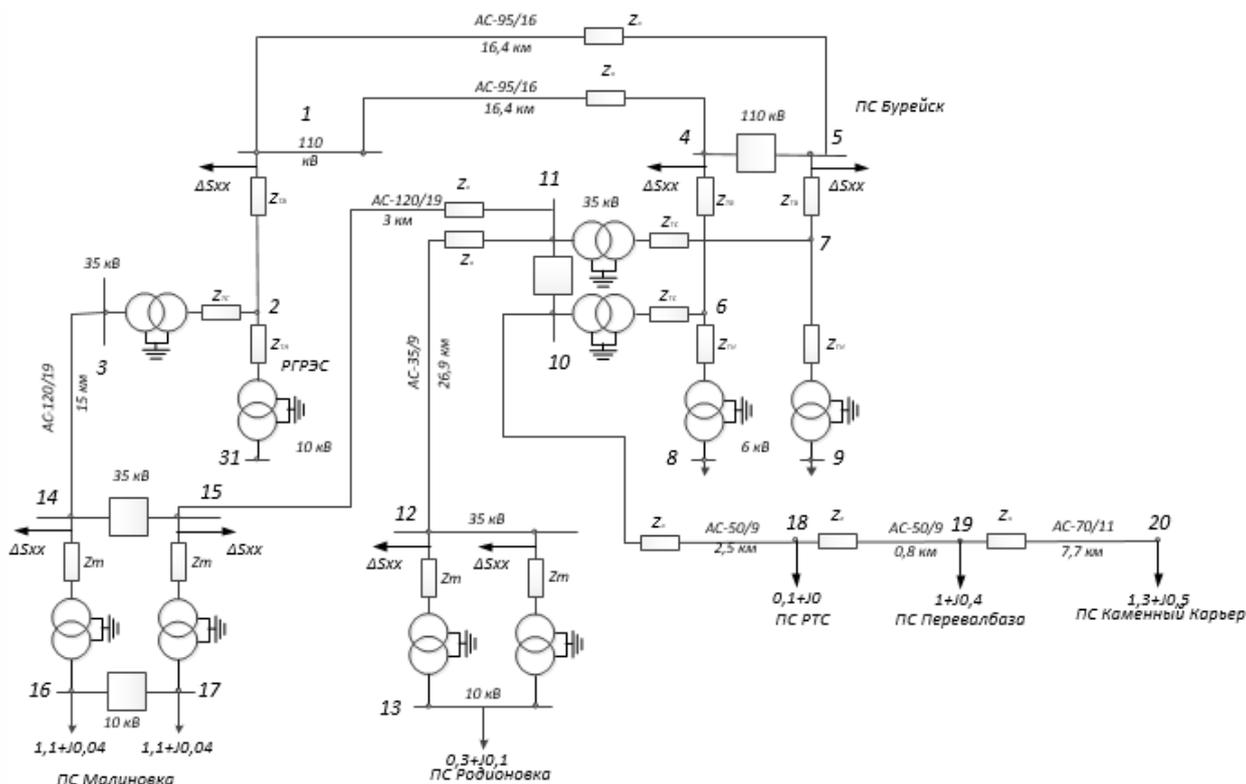


Рисунок 8 – Схема замещения для расчета режимов электрической сети

### 3.2 Исходные данные для расчета установившегося режима

Исходной информацией для расчета режима электрической сети является составление схемы замещения сети и атрибутивное описание элементов, участвующих в передаче электрической энергии (ЛЭП, силовых трансформаторов, токоограничивающих реакторов), и элементов, участвующих в управлении режимом.

Исходными данными для расчета режимов являются режимные характеристики потребителей, конфигурация схемы сети, а также параметры ее элементов.

Расчет режима проводим в программно-вычислительном комплексе RastrWin. ПВК RastrWin предназначен для решения задач составления и анали-

за уравнений установившегося режима и может использоваться при эксплуатации и проектировании электроэнергетических систем.

В магистерской диссертации для расчета режимов работы электрической сети использован программный комплекс RasrWin.

Программный комплекс позволяет решать широкий спектр задач: расчет установившихся режимов электрических сетей произвольного размера и сложности, любого напряжения (от 0.4 до 1150 кВ); полный расчет всех электрических параметров режима (токи, напряжения, потоки и потери активной и реактивной мощности во всех узлах и ветвях электрической сети); расчет установившихся режимов с учетом отклонения частоты (без балансирующего узла); контроль исходной информации на логическую и физическую непротиворечивость; эквивалентирование (упрощение) электрических сетей; оптимизация электрических сетей по уровням напряжения, потерям мощности и распределению реактивной мощности; структурный анализ потерь мощности – по их характеру, типам оборудования, районам и уровням напряжения и т.д.

Более того, возможность представления электрической сети в виде однолинейной графической схемы обеспечивает наиболее удобное восприятие информации о расчетах режима.

Программный комплекс RastrWin осуществляет расчет режимов итерационным методом.

Пользовательский интерфейс:

1) Табличный процессор. Для подготовки, коррекции и отображения расчетной схемы используется табличный процессор, в котором вся информация структурирована по типу (Узлы, Ветви, Генераторы и т.д.).

2) Однолинейная графическая схема. Представление электрической сети в виде однолинейной графической схемы обеспечивает наиболее удобное восприятие информации о расчетах режима

3) Селектор - элемент для иерархического (древовидного) представления схемы. Реализован в виде дерева логических связей между объектами расчет-

ной схемы, позволяет осуществлять быстрый поиск и переход между элементами (узлами, ветвями, сечениями)

4) Встроенный макроязык на основе Visual Basic. Позволяет автоматизировать часто встречающиеся группы операций. Макросы позволяют автоматизировать все возможности RastrWin.

Встроенная база данных предполагает:

1) хранение данных (как исходного, так и расчетного характера) производится в единой базе данных;

2) пользователь комплекса может создавать свои поля в базе данных и задавать связи между полями с помощью формул;

3) при загрузке и сохранении файлов используются шаблоны, определяющие тип файла (режим, графика, сечения и т.д.). В шаблоне хранится описание данных (точность, допустимые значения, формулы и т.д.). Пользователь может изменять шаблоны.

В качестве базисного узла принимаем Райчихинскую ГРЭС.

В RastrWin трехобмоточные трансформаторы представляются тремя ветвями, каждая ветвь соответствует обмоткам ВН, СН и НН, которые зависят от коэффициента трансформации. Линии задаются активными и индуктивными сопротивлениями провода.

Балансирующий узел представлен узлом 220 кВ на Бурейской ГЭС для лучшей сходимости режима.

Далее задаются ветви. Для них рассчитываются активные и индуктивные сопротивления. Для трансформаторных ветвей также задается коэффициент трансформации. Отмечается также и проводимость.

После всех выполненных операций, в режиме «графика» строится конфигурация электрической сети, после чего осуществляется расчет.

Если режим сошелся, то расчет выполнен верно.

При расчете максимального режима нагрузки узлов задаются максимальными активной и некомпенсированной реактивной мощностями. Мощности нагрузок на подстанциях принимаются приведенными к высокой стороне, за

контрольный замер 2016 года. Результаты расчета максимального режима, рассчитанного с помощью ПК RastrWin, представлены в приложении А.

### 3.3 Анализ результатов расчета режима

Для нормального электроснабжения важно поддерживать нормальные уровни напряжения, а также обращать внимание на потери. При анализе результатов расчета режима электроэнергетической системы проверяют потери активной мощности, они не должны превышать 5 %, а потери реактивной мощности должны быть не более 15 %. В результате расчета выяснено, что потери не выходят за эти пределы.

Результаты расчета приведены в таблице 9.

Таблица 9 – Распределение потерь в схеме

Суммарные мощности	Максимальный режим	
	$P$ , МВт	$Q$ , Мвар
Генерация в ЛЭП	-	4,45
Потери в трансформаторах	1,59	16,69
Потери в ЛЭП	5,74	9,46
Суммарные потери	7,82	25,08

При расчете режима отклонения напряжения на шинах подстанций выходило за пределы нормально-допустимых значений, для поддержания напряжения на границе раздела требовалось отрегулировать напряжение с помощью РПН. В итоге после регулирования отпайками РПН напряжение не выходит за нормально-допустимые значения, то есть  $\pm 5\%$ . Это требование удовлетворено.

Информация об узлах схем, мощности нагрузки, мощности генерации и напряжении приведена в таблице 10.

Таблица 10 – Информация об узлах схемы

Номер узла	Мощность нагрузки, кВт	Мощность генерации, кВт	Напряжение, кВ
100	$115 + j 38$		114,54
101	$11,6 + j 7$	$35 + j 10$	114,47
102	$51 + j 13$	$90 + j 10$	115,87
200		$220,7 + j 30$	230
22	$5,609 + j 1,848$		5,77
33	$8,207 + j 2,546$		34,4
42	$0,5 + j 0,5$		36,05
43	$21,842 + j 7,173$		6,17
44	$1 + j 1,3$		32,6
23	$0,1 + j 0,9$		5,99
47	$0,129 + j 0,065$		31,75
48	$0,129 + j 0,065$		5,99
51	$25,6 + j 8,9$		4,51

#### 4 АНАЛИЗ КОЭФФИЦИЕНТОВ ЗАГРУЗКИ ТРАНСФОРМАТОРОВ

Коэффициент загрузки это отношение электрической мощности, генерируемой (потребляемой) элементом энергетической системы к его номинальной мощности.

В наше время со стороны потребителей электроэнергии прослеживается динамика регресса потребляемой нагрузки. В таких условиях на энергетических предприятиях может увеличиваться доля потерь электроэнергии, что обусловлено малой загрузкой силовых трансформаторов и автотрансформаторов в определенных регионах. снижении коэффициента загрузки трансформаторного оборудования Это связано с тем, что при мощности намагничивания, которая расходуется на создания магнитного потока трансформаторе. Определено, что при уменьшении коэффициента загрузки трансформатора до 0,3 происходит существенное повышение на намагничивание. Данный фактор холостого хода приводит к росту потерь в электрических сетях.

Однако с другой стороны замечена тенденция роста технологического присоединения к трансформаторным подстанциям со стороны новых потребителей. Перегруз силовых трансформаторов может повлечь за собой технологические нарушения, являться следствием недоотпуска электроэнергии. Неудовлетворительная загрузка трансформаторов вызывает финансовые потери, перегрузка - повышение трудовых и материальных затрат и может быть фактором снижения развития всего региона.

Данный анализ нужен для определения «узких» мест работы сети, то есть трансформаторов, работающих с предельно допустимыми значениями по загрузке и тем самым снижающих надежность и устойчивость электроснабжения, а также вызывающих ограничение технологического присоединения новых потребителей к электрической сети. Анализируя коэффициенты загрузки трансформаторов сетевого района можно сделать вывод об эффективном или неэффективном использовании силового оборудования.

В таблицах 11, 12, 13, 14, 15 представлены почасовые загрузки трансформаторов за день контрольных измерений 19.12.2018

Таблица 11 – Загрузка трансформаторов в зимний период 00:00

Наименование подстанции	$U_{ВН(ном)}$ , кВ	Тр-р	Стр, МВА	00-00 ч			
				P, МВт	Q, МВар	S, МВА	загрузка, %
Перевал-База	35	Т-1	2,5	1,14	0,25	1,17	46,71
Перевал-База	35	Т-2	2,5	1,09	0,24	1,11	44,58
Бурейск	110	Т-1	16,0	4,96	2,16	5,41	33,81
Бурейск	110	Т-2	16,0	4,73	1,67	5,02	31,35
ЖБИ	35	Т-1	6,3	0,44	0,24	0,50	7,96
Малиновка	35	Т-1	6,3	1,79	0,30	1,81	28,80
Н-Райчиха	35	Т-1	4,0	1,02	0,51	1,14	28,48
Прогресс	35	Т-1	6,3	1,39	0,73	1,57	24,97
Прогресс	35	Т-2	6,3	1,36	0,72	1,54	24,43
Родионовка	35	Т-1	1,8	0,20	0,10	0,23	12,55
Усть-Кивда	35	Т-2	4,0	0,49	0,18	0,52	12,98

Таблица 12 – Загрузка трансформаторов в зимний период 03:00

Наименование подстанции	$U_{ВН(ном)}$ , кВ	Тр-р	Стр, МВА	03-00 ч			
				P, МВт	Q, МВар	S, МВА	загрузка, %
Перевал-База	35	Т-1	2,5	1,23	0,26	1,26	50,21
Перевал-База	35	Т-2	2,5	1,17	0,25	1,20	47,92
Бурейск	110	Т-1	16,0	4,88	2,48	5,47	34,21
Бурейск	110	Т-2	16,0	4,90	1,74	5,20	32,50
ЖБИ	35	Т-1	6,3	0,46	0,27	0,53	8,47
Малиновка	35	Т-1	6,3	1,71	0,28	1,73	27,49
Н-Райчиха	35	Т-1	4,0	1,00	0,50	1,12	27,91
Прогресс	35	Т-1	6,3	1,28	0,74	1,48	23,50
Прогресс	35	Т-2	6,3	1,18	0,69	1,37	21,72
Родионовка	35	Т-1	1,8	0,18	0,09	0,20	11,30
Усть-Кивда	35	Т-2	4,0	0,50	0,16	0,52	13,05

Таблица 13 – Загрузка трансформаторов в зимний период 10:00

Наименование подстанции	$U_{ВН(ном)},$ кВ	Тр-р	Стр, МВА	10-00 ч			
				P, МВт	Q, МВар	S,МВА	загрузка, %
Перевал-База	35	Т-1	2,5	0,20	0,12	0,24	9,47
Перевал-База	35	Т-2	2,5	0,19	0,11	0,22	8,98
Бурейск	110	Т-1	16,0	6,46	3,47	7,33	45,83
Бурейск	110	Т-2	16,0	4,82	1,90	5,18	32,38
ЖБИ	35	Т-1	6,3	0,84	0,49	0,97	15,42
Малиновка	35	Т-1	6,3	1,59	0,36	1,63	25,85
Н-Райчиха	35	Т-1	4,0	1,18	0,56	1,30	32,61
Прогресс	35	Т-1	6,3	1,78	0,72	1,92	30,52
Прогресс	35	Т-2	6,3	1,83	0,75	1,98	31,39
Родионовка	35	Т-1	1,8	0,20	0,11	0,23	12,80
Усть-Кивда	35	Т-2	4,0	0,50	0,14	0,52	12,90

Таблица 14 – Загрузка трансформаторов в зимний период 18:00

Наименование подстанции	$U_{ВН(ном)},$ кВ	Тр-р	Стр, МВА	18-00 ч			
				P, МВт	Q, МВар	S,МВА	загрузка, %
Перевал-База	35	Т-1	2,5	1,11	0,24	1,13	45,39
Перевал-База	35	Т-2	2,5	1,06	0,23	1,08	43,31
Бурейск	110	Т-1	16,0	6,18	3,12	6,92	43,27
Бурейск	110	Т-2	16,0	5,42	1,93	5,75	35,96
ЖБИ	35	Т-1	6,3	0,49	0,26	0,56	8,81
Малиновка	35	Т-1	6,3	1,86	0,31	1,89	29,93
Н-Райчиха	35	Т-1	4,0	1,16	0,51	1,26	31,59
Прогресс	35	Т-1	6,3	1,98	0,74	2,12	33,58
Прогресс	35	Т-2	6,3	2,03	0,75	2,17	34,41
Родионовка	35	Т-1	1,8	0,20	0,09	0,22	12,31
Усть-Кивда	35	Т-2	4,0	0,52	0,11	0,53	13,21

Таблица 15 – Загрузка трансформаторов в зимний период

Наименование подстанции/ трансформатор	Наименование подстанции	$U_{ВН(ном)}$ , кВ	Мах загрузка, %	Загрузка в режиме N-1, %
Бурейск/Т-1	База	35	0,50	88,71
Бурейск/Т-2	База	35	0,48	
Малиновка/Т-1	Бурейск	110	0,46	79,25
Родионовка/Т-1	Бурейск	110	0,36	
Прогресс/Т-1	ЖБИ	35	0,15	15,42
Прогресс/Т-2	Малиновка	35	0,30	29,93
Перевал База/Т-1	Н-Райчиха	35	0,33	32,61
Перевал База/Т-2	Прогресс	35	0,34	68,00
ЖБИ/Т-1	Прогресс	35	0,34	
Н-Райчиха/Т-1	Родионовка	35	0,13	12,80
Усть-Кивда/Т-1	Усть-Кивда	35	0,13	13,21

В таблицах 16, 17, 18, 19, 20 представлены почасовые загрузки трансформаторов за день контрольных измерений 20 июня 2018 г.

Таблица 16 – Загрузка трансформаторов в летний период 03:00

Наименование подстанции/ трансформатор	$U_{ВН(ном)}$ , кВ	03-00 ч			
		P, МВт	Q, МВар	S, МВА	загрузка, %
Бурейск/Т-1	110	0,00	0,00	0,00	0,00
Бурейск/Т-2	110	3,84	2,74	4,72	29,48
Малиновка/Т-1	35	0,36	0,14	0,39	6,13
Родионовка/Т-1	35	0,06	0,05	0,08	4,34
Прогресс/Т-1	35	0,84	0,57	1,02	16,11
Прогресс/Т-2	35	0,94	0,64	1,14	18,05
Перевал База/Т-1	35	0,10	0,14	0,17	6,88
Перевал База/Т-2	35	0,00	0,00	0,00	0,00
ЖБИ/Т-1	35	0,20	0,17	0,26	4,17
Н-Райчиха/Т-1	35	0,43	0,27	0,51	12,69
Усть-Кивда/Т-1	35	0,15	0,13	0,20	4,96

Таблица 17 – Загрузка трансформаторов в летний период 10:00

Наименование подстанции/ трансформатор	U <sub>ВН(ном)</sub> , кВ	10-00 ч			
		P, МВт	Q, МВар	S, МВА	загрузка, %
Бурейск/Т-1	110	0,00	0,00	0,00	0,00
Бурейск/Т-2	110	6,39	3,13	7,12	44,47
Малиновка/Т-1	35	0,47	0,14	0,49	7,78
Родионовка/Т-1	35	0,14	0,08	0,16	8,96
Прогресс/Т-1	35	1,53	0,67	1,67	26,51
Прогресс/Т-2	35	1,65	0,67	1,78	28,27
Перевал База/Т-1	35	0,12	0,15	0,19	7,68
Перевал База/Т-2	35	0,00	0,00	0,00	0,00
ЖБИ/Т-1	35	0,76	0,52	0,92	14,62
Н-Райчиха/Т-1	35	0,59	0,40	0,71	17,82
Усть-Кивда/Т-1	35	0,16	0,09	0,18	4,59

Таблица 18 – Загрузка трансформаторов в летний период 16:00

Наименование подстанции/ трансформатор	U <sub>ВН(ном)</sub> , кВ	16-00 ч			
		P, МВт	Q, МВар	S, МВА	загрузка, %
Бурейск/Т-1	110	0,00	0,00	0,00	0,00
Бурейск/Т-2	110	5,84	3,14	6,63	41,44
Малиновка/Т-1	35	0,47	0,14	0,49	7,78
Родионовка/Т-1	35	0,07	0,06	0,09	5,12
Прогресс/Т-1	35	1,41	0,66	1,56	24,71
Прогресс/Т-2	35	1,41	0,67	1,56	24,78
Перевал База/Т-1	35	0,12	0,15	0,19	7,68
Перевал База/Т-2	35	0,00	0,00	0,00	0,00
ЖБИ/Т-1	35	0,53	0,37	0,65	10,26
Н-Райчиха/Т-1	35	0,54	0,37	0,65	16,36
Усть-Кивда/Т-1	35	0,16	0,10	0,19	4,72

Таблица 19 – загрузка трансформаторов в летний период 21:00

Наименование подстанции/ трансформатор	U <sub>ВН(ном)</sub> , кВ	21-00 ч			
		P, МВт	Q, МВар	S, МВА	загрузка, %
Бурейск/Т-1	110	0,00	0,00	0,00	0,00
Бурейск/Т-2	110	7,04	3,24	7,75	48,44
Малиновка/Т-1	35	0,62	0,16	0,64	10,16
Родионовка/Т-1	35	0,09	0,06	0,11	6,01
Прогресс/Т-1	35	1,87	0,69	1,99	31,64
Прогресс/Т-2	35	1,87	0,70	2,00	31,69
Перевал База/Т-1	35	0,09	0,13	0,16	6,32
Перевал База/Т-2	35	0,00	0,00	0,00	0,00
ЖБИ/Т-1	35	0,34	0,22	0,40	6,43
Н-Райчиха/Т-1	35	0,58	0,36	0,68	17,07
Усть-Кивда/Т-1	35	0,15	0,13	0,20	4,96

Таблица 20 – загрузка трансформаторов в летний период 03:00

Наименование подстанции/ трансформатор	Мах загрузка, %	Загрузка в режиме N-1, %
Бурейск/Т-1	0,00	48,44
Бурейск/Т-2	48,44	
Малиновка/Т-1	10,16	
Родионовка/Т-1	8,96	
Прогресс/Т-1	31,64	63,33
Прогресс/Т-2	31,69	
Перевал База/Т-1	7,68	6,32
Перевал База/Т-2	0,00	
ЖБИ/Т-1	14,62	
Н-Райчиха/Т-1	17,82	
Усть-Кивда/Т-1	4,96	

Анализ загрузки трансформаторов 110, 35 кВ в режиме максимальных и минимальных нагрузок показан в таблице 21.

Таблица 21 – Коэффициенты загрузки трансформаторов 110, 35 кВ с указанием ПС, на которых коэффициент реактивной мощности превышает 0,4.

ПС	Установленные трансформаторы, класс напряжения	Мощность СТ	Коэффициент загрузки, max / коэффициент реактивной мощности	Коэффициент загрузки, min / коэффициент реактивной мощности
Бурейск	T1 – 110/35/6	16	0,94	0,48 / 0,56
	T2 – 110/35/6	16	0,4	0,21 / 0,67
Ново Райчиха	T1 – 35/6	4	0,41	0,18
	T2 – 35/6	5,6	0	0
ЖБИ	T1 – 35/6	6,3	0,18 / 0,45	0,13 / 0,45
	T2 – 35/6	6,3	0	0
Прогресс	T1 – 35/6	6,3	0,41	0
	T2 – 35/6	6,3	0,42	0,64 / 0,45
Малиновка	T1 – 35/10	6,3	0,37	0,07
	T2 – 35/10	6,3	0	0
Родионовка	T1 – 35/10	1,8	0,19	0,06 / 0,59
	T2 – 35/10	1,8	0	0

На основании приведенных таблиц делаем вывод, что в Бурейском районе электрических сетей значительное изменение роста или снижения нагрузки не наблюдается. На ПС-110 Бурейск T1 (16МВА) работает с коэффициентом загрузки зимой 0,94, при отключении второго перегруз составит 42%, что говорит о необходимой замене трансформаторов на большую номинальную мощность. Коэффициент реактивной мощности летом в связи с очень маленькой загрузкой трансформаторов и отсутствия устройств компенсации у потребителя на 73% подстанций составляет от 0,45 до 0,67.

#### 4.1 Структурный анализ потерь электроэнергии

Потери и КПД зависят от мощности и напряжения в трансформаторе.

КПД трансформатора является одной из самых важных характеристик. КПД представляет из себя отношение полезной электрической мощности к потребляемой активной мощности:

Чем больше мощность трансформатора, тем выше КПД и ниже уровень потерь. При правильной конструкции коэффициент полезного действия трансформатора составляет 97-99%.

В зависимости от параметров режима сети потери электроэнергии делятся на нагрузочные (потери в линиях и оборудовании электрической сети, зависящие от нагрузки электрической сети), условно-постоянные (потери, величина которых не зависит или незначительно зависит от параметров режима сети, и зависящие только от состава включенного оборудования) и потери от низкого качества электроэнергии [11].

Данные о потерях активной мощности в режиме максимальных и минимальных нагрузок в сети 110, 35 кВ показаны в таблицах 22, 23.

Таблица 22 – Потери активной мощности электрической сети 110, 35 кВ по РЭС, зимний максимум нагрузок

РЭС / потери	$P_n$ , МВт	$\Delta P$ , МВт	$\Delta$ , %	$dP_{нагр}$ , МВт	$dP_{тр}$ , МВт	$P_{XX тр}$ , МВт
Бурейский	50	0,84	1,68	0,63	0,2	0,20
35				0,54	0,11	0,15
110				0,09	0,09	0,05

Таблица 23 – Потери активной мощности электрической сети 110, 35 кВ по РЭС, летний минимум нагрузок

РЭС / потери	$P_n$ , МВт	$\Delta P$ , МВт	$\Delta$ , %	$dP_{нагр}$ , МВт	$dP_{тр}$ , МВт	$P_{XX тр}$ , МВт
Бурейский	20	0,47	2,35	0,16	0,07	0,31
35				0,10	0,05	0,25
110				0,05	0,05	0,06

Из анализа потерь активной мощности можно сделать вывод, что в Бурейском РЭС потери активной мощности в зимний период составляют 1,68 %, из них нагрузочные – 75%, условно-постоянные – 35%; в летний период потери активной мощности увеличиваются и составляют 2,35%, из них нагрузочные потери – 34%, условно-постоянные - 66%; увеличение условно-постоянных потерь в летний период связано увеличением холостого хода трансформаторов по причине низкой загрузки.

Далее производим аналогичный анализ для зимы и лета касательно реактивных мощностей.

Данные сведены в таблицы 24, 25..

Таблица 24 – Потери реактивной мощности электрической сети 110, 35 кВ по РЭС, зимний максимум нагрузок

РЭС / потери	$Q_n$ , МВа р	$\Delta Q$ , МВа р	$\Delta$ , %	$dQ_{нагр}$ , МВар	$dQ_{лэп}$ , МВар	$dQ_{тр}$ , МВар	$Q_{ген}$ , лин, Мвар	$Q_{XX}$ тр, МВар
Бурейский	10	4,93	49,3	3,93	0,54	3,38		1,00
35				1,72	0,54	1,17		0,70
110				2,21		2,21		0,30

Таблица 25 – Потери реактивной мощности электрической сети 110, 35 кВ по РЭС и в сети 220 кВ, летний минимум нагрузок

РЭС / потери	Q <sub>н</sub> , МВа р	ΔQ, МВа р	Δ, %	dQ <sub>нагр</sub> , МВар	dQ <sub>лэп</sub> , МВар	dQ <sub>тр</sub> , МВа р	Q <sub>ген</sub> ,лин, Мвар	Q <sub>ХХ</sub> тр, МВар
Бурейский	6	3,28	55	1,68	0,15	1,54		1,59
35				0,28	0,15	0,13		1,27
110				1,40		1,40		0,33

Анализ потерь реактивной мощности показал, что в Бурейском РЭС потери реактивной мощности в зимний период составляют 49,3%, в летний период до 55%, что связано с неоптимальной загрузкой оборудования и отсутствии устройств для компенсации реактивной мощности у потребителя.

Отклонение напряжения представлены в таблицах 26, 27..

Таблица 26 – Отклонение напряжения в узлах 110, 35, 10, 6 кВ, зимний максимум нагрузок

Название узла	U <sub>ном</sub> , кВ	U, кВ	ΔU, %
Бурейск 1СШ-110	110	118	7,65
Бурейск 2СШ-110	110	118	7,65
Бурейск сш-35	35	37	5,43
Малиновка сш-35	35	37,36	6,75
Усть-Кивда сш-35	35	37,6	7,36
Усть-Кивда сш-10	10	10,72	7,18
Малиновка сш-10	10	10,62	6,19
Новорайчиха сш-6	6	6,49	8,09
№5 1сш-6	6	6,34	5,69
№5 2сш-6	6	6,34	5,69

Таблица 27 – Отклонение напряжения в узлах 110, 35, 10, 6 кВ, летний минимум нагрузок

Название узла	U_ном, кВ	U, кВ	$\Delta U$ , %
Бурейск 1СШ-110	110	118,34	7,58
Бурейск 2СШ-110	110	118,34	7,58
Бурейск сш-35	35	37,97	8,49
Малиновка сш-35	35	37,97	8,49
Усть-Кивда сш-35	35	37,19	6,27
Усть-Кивда сш-10	10	11,69	12,50
Малиновка сш-10	10	11,84	12,60
Новорайчиха сш-6	6	6,52	8,67
№5 1сш-6	6	7,29	13,20
№5 2сш-6	6	7,29	13,20

Отклонения напряжения от номинальных значений происходят из-за суточных, сезонных и технологических изменений электрической нагрузки потребителей; изменения мощности компенсирующих устройств; регулирования напряжения генераторами электростанций и на подстанциях энергосистем; изменения схемы и параметров электрических сетей. Отклонение напряжения определяется разностью между действующим  $U$  и номинальным  $U_{ном}$  значениями напряжения. В питающих сетях нижние допустимые отклонения напряжений достигают 10—15 %.

Вывод: в Бурейском районе электрических сетей уровни напряжений в зимний период и летний период находятся в пределах допустимых значений отклонений; существует незначительное повышение напряжения на шинах 10 кВ ПС Усть-Кивда и Малиновка, что связано с высоким коэффициентом реактивной мощности 0,56 и отсутствием устройств для компенсации реактивной мощности.

Выводы по разделу 3: на ПС-110 Бурейск, и ПС-35 Перевал-База, питающие районные центры возникла необходимость в замене трансформаторов на

большую мощность в связи с большим коэффициентом загрузки трансформаторов.

При возникновении перегруза в зимний максимум при отключении одного из двух трансформаторов, трансформатор, находящийся в работе, не справится с нагрузкой. Также рекомендовано ограничение технологического присоединения новых потребителей к электрической сети района.

При выходе из строя одного из трансформаторов, возникнет ограничение в электроснабжении объектов жизнеобеспечения поселка. А на оставшийся рабочий трансформатор ляжет сверхноминальная нагрузка, что может привести к разрушению изоляции и выходу из строя трансформатора.

Летом отмечается значительное снижение нагрузки в сети. В связи с очень маленькой загрузкой трансформаторов большинство подстанций работают с коэффициентом реактивной мощности выше 0,4 на шинах 6-10 кВ (от 0,45 до 0,73).

Отклонение напряжения в целом находятся в пределах допустимых значений. Присутствует повышение напряжение в летний период в некоторых узлах до 14,1%, что связано также с отсутствием устройств для компенсации реактивной мощности.

## 5 СОВРЕМЕННОЕ СОСТОЯНИЕ ПРОБЛЕМЫ ОПТИМИЗАЦИИ РЕЖИМОВ РАБОТЫ СИЛОВЫХ ТРАНСФОРМАТОРОВ

Предметом исследования данной магистерской диссертации являются коэффициенты загрузки трансформаторов и их оптимизация.

В литературе, связанной с эксплуатацией и выбором трансформаторов не прекращается поиск зон их оптимальной загрузки. При этом критерии называются разными. Один из них – поиск зоны загрузки трансформатора по минимуму суммарных потерь активной мощности.[37] для доказательства якобы существующих таких зон по указанному критерию автором рассматривается зависимость КПД от коэффициента загрузки. Трансформатор с разными коэффициентами загрузки, а также разными суммарными потерями мощности будет работать с одинаковым КПД, что приводит к неопределенности. А значит, привлечение коэффициента полезного действия к оценке качества преобразования электроэнергии в трансформаторе вызывает определенные трудности. Таким образом, необходимо признать, что постановка вопроса по поиску оптимальной зоны загрузки трансформатора по минимуму суммарных потерь мощности является некорректной.

В источниках [11],[13] и [17] представлены графики зависимости коэффициента реактивной мощности от номинальной мощности силовых трансформаторов при различных значениях коэффициента загрузки и результатов их аппроксимации. Приведен анализ влияния нагрузки силовых трансформаторов на потребление ими реактивной мощности на основе полученных зависимостей коэффициента реактивной мощности от коэффициента загрузки трансформаторов.

Из расчётов и графиков также следует, что потребление реактивной мощности силовыми трансформаторами зависит и от величины их номинальной мощности. Данная зависимость проявляется в том, что с уменьшением номинальной мощности силовых трансформаторов относительная величина потреб-

ляемой ими реактивной мощности увеличивается. Кроме того, полученные результаты позволили сделать вывод, согласно которому современные типы силовых трансформаторов характеризуются меньшим потреблением реактивной мощности по сравнению с их более старыми аналогами.

Приведенный в статье [11] анализ зависимостей показал, что при снижении коэффициента загрузки силовых трансформаторов значение их коэффициента реактивной мощности существенно увеличивается

Зависимость представлена на рисунке. 9.

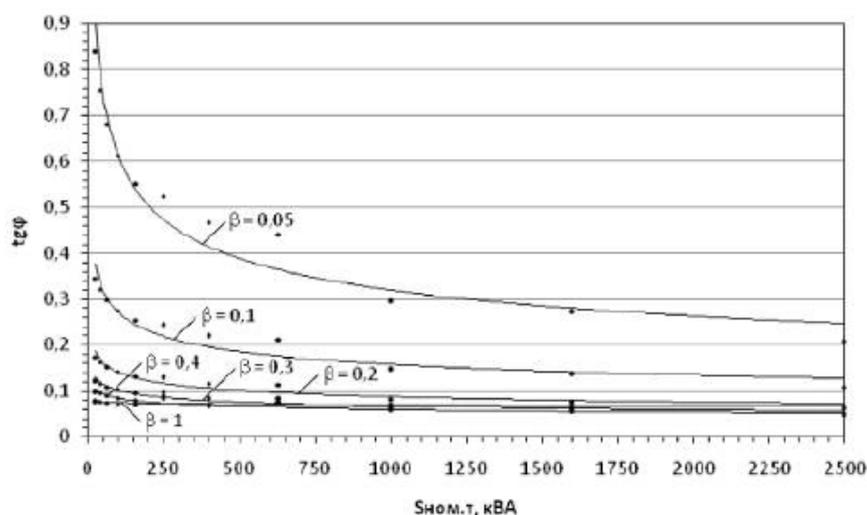


Рисунок 9 – Зависимость коэффициента реактивной мощности от номинальной мощности трансформатора при различных значениях коэффициента загрузки

Также в статье сказано, что допустимые систематические перегрузки трансформаторов определяются из графиков нагрузочной способности трансформаторов, задаваемых таблично или графически. Коэффициент перегрузки передается в зависимости от среднегодовой температуры воздуха, вида охлаждения и мощности трансформаторов, коэффициента начальной нагрузки и продолжительности двухчасового эквивалентного максимума нагрузки  $t_{\text{max}}$ .

Достоинством данной статьи являются предложенные и обоснованные мероприятия по рационализации работы силовых трансформаторов.

В целях уменьшения фактических значений коэффициента загрузки и обеспечения соблюдения установленных предельных значений коэффициента

загрузки рационализация их работы должна состоять в замене трансформаторов, систематически имеющих коэффициент загрузки менее 0,3 + 0,4, и их перегруппировке, переводе нагрузки трансформаторов, временно имеющих коэффициент загрузки менее 0,3 0,4. на другие трансформаторы, а также в отключении трансформаторов на время работы на холостом ходу. В реальных условиях значение допустимой нагрузки выбирается в соответствии с графиком нагрузки и коэффициентом начальной нагрузки и зависит также от температуры окружающей среды, при которой работает трансформатор.

Как показал анализ зависимостей, приведенный в [13], нагрузка силовых трансформаторов оказывает существенное влияние на потребление ими реактивной мощности, которая возрастает по мере снижения коэффициента загрузки трансформаторов. Также следует отметить, что в настоящее время значительная часть потребляемой промышленными предприятиями реактивной мощности обусловлена именно малой загрузкой силовых трансформаторов. В связи с этим сегодня необходимо предпринимать меры по реализации на промышленных предприятиях мероприятий, направленных на рационализацию работы трансформаторов. что, в свою очередь, должно способствовать естественному уменьшению величины реактивной мощности, потребляемой силовыми трансформаторами, и снижению коэффициента реактивной мощности промышленных предприятий в целом. на рационализацию работы трансформаторов, что, в свою очередь, должно способствовать естественному уменьшению величины реактивной мощности, потребляемой силовыми трансформаторами, и снижению коэффициента реактивной мощности промышленных предприятий целом.

Достоинством этой статьи являются приведенные рекомендации по уменьшению реактивной мощности, потребляемой силовыми трансформаторами. Указано, что в случае наличия необходимости установки новых или замены уже имеющихся на промышленных предприятиях силовых трансформаторов выбор. следует делать в пользу трансформаторов более современных типов, что

позволит уменьшить общую долю реактивной мощности, потребляемой силовыми трансформаторами в промышленных электрических сетях.

В статье [15] проводится оценка загрузки силовых трансформаторов центрального энергорайона Амурской области. Чтобы произвести оптимизацию технологического процесса производства электроэнергии и способствовать снижению потерь электроэнергии в трансформаторах автором предложены некоторые мероприятия. В статье рассмотрен статистический анализ динамики загрузки автотрансформаторов. Подстанции с низким коэффициентом загрузки и двумя установленными СТ нуждаются в сезонных выключениях одного из них. Также возможен вариант с заменой трансформаторов. Это касается тех подстанций, что имеют коэффициент менее мощные. Еще одним из вариантов является замена СТ на более мощные.

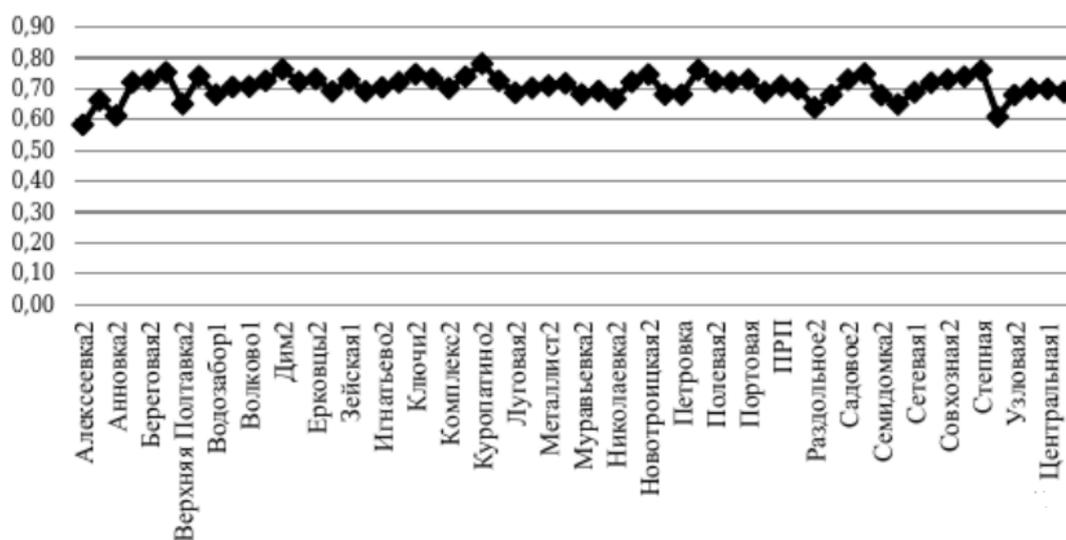


Рисунок 10 – Коэффициент загрузки после проведенных мероприятий

Эти действия и мероприятия позволили добиться необходимого коэффициента на большинстве ПС. Также в статье отмечается экономический эффект от данных мероприятий. Они позволяют эффективно экономить электроэнергию.

анализ загрузки силовых трансформаторов центрального энергорайона Амурской области показала необходимость и важность проведения предложенных мероприятий. Эти мероприятия можно также использовать в данной магистерской диссертации для Бурейского РЭС.

В статьях [21] и [22] рассматривается задача оптимизации режима сложно-замкнутых электрических сетей напряжением 220 и 110 кВ, связанных двумя или более автотрансформаторными подстанциями. Разработана методика поэтапной оптимизации распределительных электрических сетей 6-10 кВ за счет замены трансформаторов на основе теории чувствительности. Выполнена оценка влияния параметров нагрузки на эффективность замены трансформаторов распределительных сетей и показано, что наиболее эффективен первый шаг оптимизации, который особенно важен в условиях ограниченности финансовых средств.

Апробация описанного в работе [21] алгоритма на примере электрических сетей Воронежской энергосистемы показала, что данный алгоритм успешно решает поставленную задачу. Он позволяет полностью уравнивать загрузку автотрансформаторов на разных подстанциях во всех режимах (разница не более 10 %) и обеспечить значения напряжения на стороне 110 кВ в заданных пределах (при ширине интервала допустимых значений 3 кВ). При этом происходит снижение технических потерь активной мощности в сетях 220-110 кВ на 15-30 %, что составляет до 0,5% практически всей передаваемой мощности.

Методы оптимизации также представлены в [7]. Оптимизация была произведена на основе алгоритма расчетов, выполненных на ЭВМ. Методы оптимизации были выбраны по условиям правил технической эксплуатации и по правилам устройств электроустановок так, чтобы все электрические параметры были в пределах допустимых норм. Также в данной работе затронуты коэффициенты уравнений регрессии, приводятся результаты исследований по оптимизации режимов электрических сетей в условиях частичной неопределенности исходной информации.

В условиях эксплуатации оптимальным коэффициентом загрузки считают такой, который обеспечивает максимальный приведенный КПД [29].

Но так как в условиях эксплуатации не всегда возможно регулировать нагрузку трансформатора для получения оптимального коэффициента загрузки, поскольку загрузка зависит от технологического процесса производства. Расче-

ты, проведенные на кафедре «Электроснабжение промышленных предприятий» Московского энергетического института (МЭИ) показали, что коэффициенты загрузки  $k$  трансформаторов, рассчитанные по минимуму приведенных потерь мощности, имеют довольно низкое значение. Так, для трансформаторов типа ТМ мощностью 630 - 16000 кВА коэффициент загрузки был равным от 0,4 до 0,5. На основании этих расчетов было предложено при выборе оптимальной мощности трансформаторов, расчетах их рациональных коэффициентов загрузки использовать основной экономический критерий, а именно минимум приведенных годовых затрат.

Достоинством данного критерия является то, что его применение позволяет, учитывая эффективность капиталовложений в трансформаторы, с одной стороны, избежать излишних потерь электроэнергии, а с другой - омертвления материальных ценностей и трудовых затрат. При этом условия эксплуатации выгоднейшим образом сочетаются с параметрами трансформаторов.

В случаях использования трансформаторов при низком коэффициенте загрузки возникают дополнительные потери холостого хода. Когда двухтрансформаторные подстанции питают незначительную нагрузку целесообразнее отключать неработающий трансформатор от питающей сети [22].

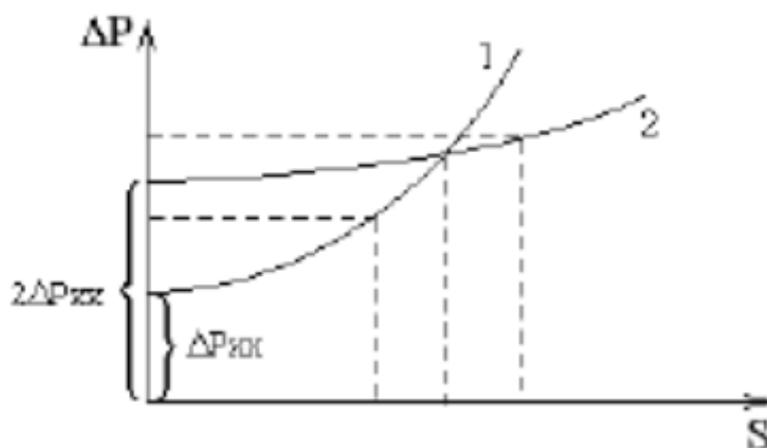


Рисунок 12 – График изменения потерь мощности на двухтрансформаторной подстанции при работе с одним и двумя трансформаторами

В [17] отмечено, что для распределительных трансформаторов максимальное значение КПД возникает при коэффициенте загрузки, равном от 0,4 до 0,5. На практике при выборе мощности трансформатора во многих случаях руководствуются экономическим коэффициентом загрузки, который равен 0,6-0,7.

При выборе мощности трансформатора на этапе проектирования необходима количественная оценка надежности и долговечности работы электрооборудования, эффективности затрат на сооружение системы электроснабжения. Срок службы трансформатора, а также аппаратов высокого и низкого напряжения подстанций зависит от коэффициента загрузки. В статье приведены результаты расчета относительного срока службы трансформатора от коэффициента загрузки, определены критерии выбора коэффициента загрузки в зависимости от мощности, структуры и типа потребителя электроэнергии.

В статье приведены графические зависимости для определения минимальных удельных потерь активной и реактивной мощностей в трансформаторах при изменении коэффициента загрузки трансформаторов. Проведен анализ характеристик трансформаторов напряжением 10/0,4 и 35/0,4 кВ, 35/10 и 110/10 кВ по удельным активным и реактивным потерям мощности.

Графические зависимости представлены на рисунках 11, 12.

Построенные зависимости удельных активных и реактивных потерь мощности трансформаторов можно использовать для выбора оптимального режима их эксплуатации.

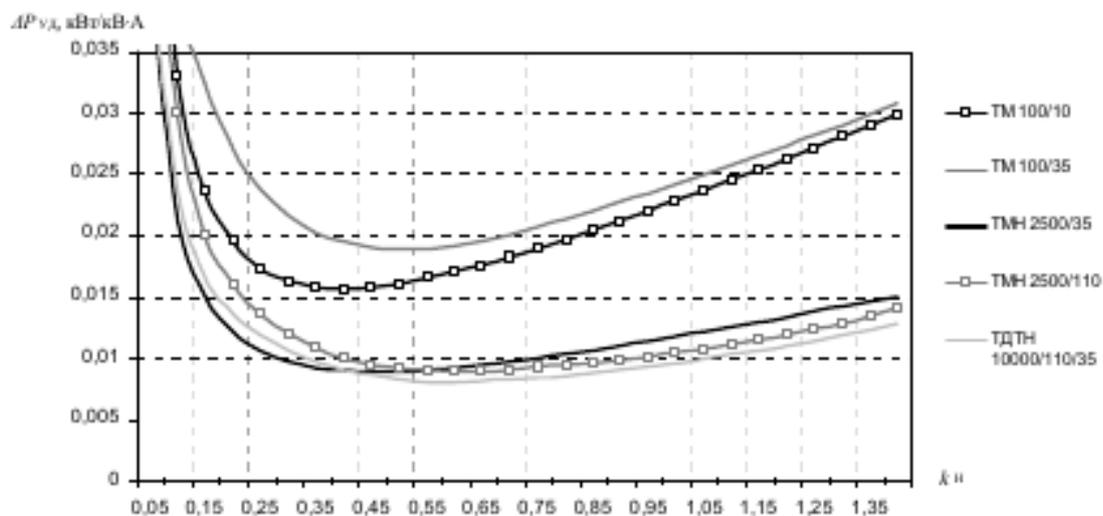


Рисунок 11 – Зависимость удельных активных потерь мощности трансформаторов от коэффициентов нагрузок трансформатора

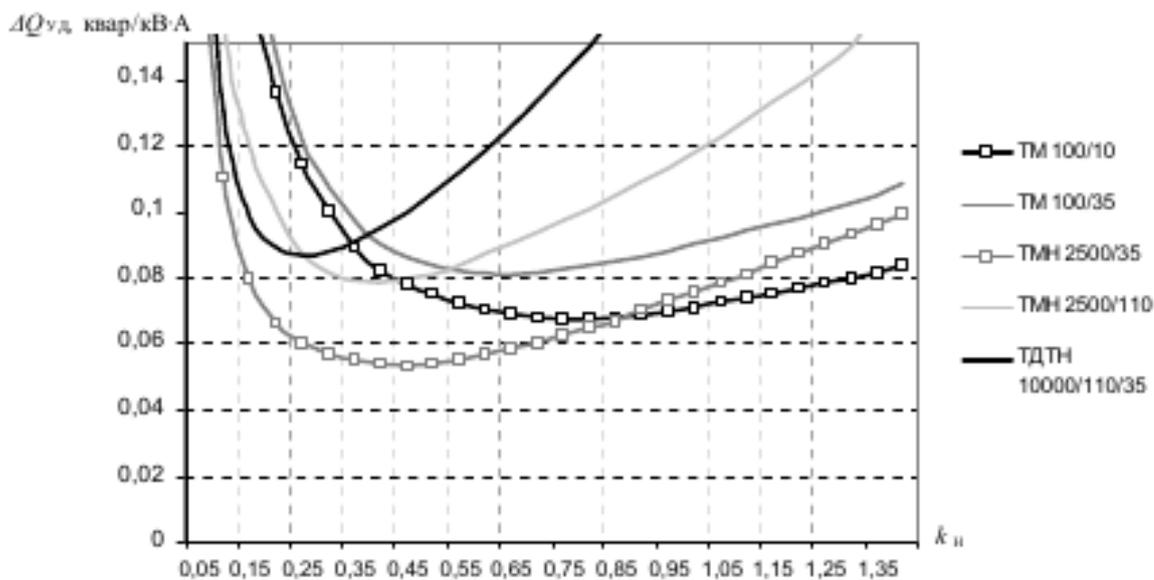


Рисунок 12 – Зависимость удельных реактивных потерь мощности трансформаторов от коэффициентов нагрузок трансформатора

В [16] приведен анализ коэффициента загрузки силовых трансформаторов в электрической сети промышленного предприятия. В ходе расчетов определены потери холостого хода, нагрузочные потери и суммарные потери мощности и электроэнергии в трансформаторах в абсолютном выражении и в процентах от отпуска электроэнергии в сеть предприятия за период 2007-2009 гг, а также мощность нагрузки и коэффициент загрузки трансформаторов за рассматриваемый период. На основании результатов произведенных расчетов по-

строена гистограмма распределения коэффициента нагрузки силовых трансформаторов на предприятии. Отмечено влияние малой загрузки силовых трансформаторов на потребление реактивной мощности и потери электроэнергии в электрической сети. Даны рекомендации по выявлению малозагруженных силовых трансформаторов и рационализации их работы на промышленных предприятиях.

В [28] получены формулы для алгоритмизированного определения экономически обоснованных значений коэффициентов загрузки трансформаторов распределительных электрических сетей 6-10 кВ в условиях эксплуатации. Показано, что для оперативного выявления «очагов» потерь целесообразно проводить расчет и анализ режимов распределительных сетей на основе их эквивалентирования. Расчеты электрических сетей с оптимальными коэффициентами загрузки трансформаторов позволяют определять обоснованные уровни потерь в распределительных сетях и могут быть использованы при разработке корректирующих мероприятий по снижению потерь.

Вывод по разделу 5: анализ современного состояния предмета исследования и литературы по теме магистерского исследования показал, что значительная часть потерь электроэнергии в электрических сетях обусловлена именно малой загрузкой силовых трансформаторов. На основании проведенного анализа доказано, что выявление в электрических сетях малозагруженных силовых трансформаторов является приоритетом. К числу мероприятий по оптимизации коэффициента загрузки и экономии электроэнергии в Бурейском РЭС рекомендуются перевод нагрузки трансформаторов на другие трансформаторы, также отключение трансформаторов на время работы в ночное время или зимний период. Реализация указанных мероприятий способствует естественному уменьшению реактивной мощности, потребляемой силовыми трансформаторами, величины коэффициента загрузки, уменьшению потерь электроэнергии в электрических сетях и направлена на повышение энергетической эффективности сетевого предприятия.

Наиболее экономичной работа трансформатора по ежегодным издержкам и потерям будет в случае, когда в часы максимума он работает с перегрузкой (эксплуатация же стремится работать в режимах, когда в часы максимума загрузки данного трансформатора он не превышает свою номинальную мощность)

## 6 МЕРОПРИЯТИЯ ПО ОПТИМИЗАЦИИ КОЭФФИЦИЕНТОВ ЗАГРУЗК ТРАНСФОРМАТОРОВ

Основной эффект в снижении технических потерь электроэнергии может быть получен за счет технического перевооружения, реконструкции, повышения пропускной способности и надежности работы электрических сетей, сбалансированности их режимов, т. е. за счет внедрения капиталоемких мероприятий.

Замена перегруженных или ввод в работу дополнительных разгрузочных трансформаторов на подстанции производится, если коэффициент загрузки трансформаторов больше верхнего предела экономически целесообразной нагрузки.. В результате замены перегруженного трансформатора или установки дополнительного происходит снижение нагрузочных потерь.

Компенсация реактивной мощности, в настоящее время, является немаловажным фактором позволяющим решить вопрос энергосбережения практически на любом предприятии.

По оценкам отечественных и ведущих зарубежных специалистов, доля энергоресурсов, и в частности электроэнергии занимает величину порядка 30-40% в стоимости продукции. Компенсация реактивной мощности – это ключ к решению вопроса энергосбережения.

При отсутствии компенсации реактивной мощности потребитель переплачивает за потребление реактивной энергии 30–40% общей стоимости.

Для снижения коэффициента реактивной мощности до нормативных значений, оптимизации коэффициента загрузки трансформаторов и повышения качества напряжения на подстанциях Бурейск Родионовка, ЖБИ, Прогресс и Новорайчиха предлагается установить на шинах 10-6 кВ конденсаторные батареи.

Преимущества использования конденсаторных установок, как средства для компенсации реактивной мощности:

1) малые удельные потери активной мощности (собственные потери современных низковольтных косинусных конденсаторов не превышают 0,5 Вт на 1000 ВАр);

2) отсутствие вращающихся частей;

3) простой монтаж и эксплуатация (не нужно фундамента);

4) относительно невысокие капиталовложения;

5) возможность подбора любой необходимой мощности компенсации;

6) возможность установки и подключения в любой точке электросети;

7) отсутствие шума во время работы;

8) небольшие эксплуатационные затраты.

В качестве устройств для компенсации реактивной мощности предлагается к установке конденсаторные батареи на шинах 10,6 кВ подстанций, коэффициент реактивной мощности на которых превышает 0,4. Требуемый коэффициент мощности принимается на основании приказа минпромэнерго 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".

Требуемая мощность компенсирующих устройств определяется по выражению:

$$Q_{KV}^{mp} = Q_{\max} - P_{\max} \cdot tg\varphi_{пред} = (tg\varphi_{расч} - tg\varphi_{пред}) \cdot P_{\max}, \quad (6)$$

где  $tg\varphi_{пред}$  - предельный коэффициент реактивной мощности;

Фактическая мощность компенсирующих устройств  $Q_{KV}^{\phi}$  выбирается по каталогам производителей с условием максимального приближения к требуемой. При мощности до 10 МВАр компенсирующее устройство выбирается из батарей конденсаторов, а при  $Q_{KV}^{mp} > 10$  МВАр выбирается статический тиристорный компенсатор.

Реактивная мощность, которая будет передаваться по электрической сети после компенсации реактивной мощности ( $Q_{неск}$ ) равна:

$$Q_{неск} = Q_{max} - Q_{КУ}^{\Phi}, \quad (7)$$

Таким образом, для каждой подстанции рассматриваемой сети по выражению (7) был проведен расчет мощности компенсирующих устройств, необходимых к установке.

Исходные данные для расчета требуемых компенсирующих устройств на подстанциях приведены в таблице 28.

Таблица 28 – Исходные данные для расчета требуемых компенсирующих устройств

Наименование подстанции/ трансформатор	$P_{max}$ , кВт	$tg \varphi$
Родионовка Т1	0,07	0,59
Усть-Кивда Т2	0,08	0,56
ЖБИ Т-1	0,72	0,45
Прогресс Т-2	3,57	0,45
Н.Райчиха Т1	0,60	0,62
Бурейск Т1	2,17	0,56
Бурейск Т2	3,19	0,67

Рассчитаем необходимую мощность устройств для компенсации реактивной мощности на примере ПС Бурейск:

$$Q_{max} = P_{max} \cdot tg \varphi = 1,215$$

Определяем требуемую мощность компенсирующих устройств:

$$Q_{КУ}^{mp} = 1,215 - 2,17 \cdot 0,4 = 0,347$$

Предварительно принимаем к установке четыре конденсаторные батареи мощностью по 150 кВар каждая.

Конденсаторные батареи являются простым и надёжным статическим устройством. Конденсаторные батареи собирают из отдельных конденсаторов, которые выпускаются на различные мощности и номинальные напряжения.

Преимущества установки конденсаторных батарей на присоединении или на подстанции:

- ниже цена за кВар;
- повышение коэффициента мощности всего предприятия, что снижает или исключает любые санкции за низкий коэффициент мощности;
- автоматическое переключение конденсаторов обеспечивает получение строго необходимой реактивной мощности, что исключает перекомпенсацию и связанные с ней перенапряжения.

Тогда реактивная мощность, передаваемая по электрической сети после установки конденсаторных батарей равна:

$$Q_{\text{неск}} = 1,215 - 0,6 = 0,615$$

Далее производим аналогичный расчет для компенсации реактивной мощности на ПС Бурейск-2:

$$Q_{\text{max}} = P_{\text{max}} \cdot \text{tg}\varphi = 2,137$$

Рассчитаем требуемую мощность компенсирующих устройств:

$$Q_{KV}^{mp} = 2,137 - 3,19 \cdot 0,4 = 0,861$$

Предварительно принимаем к установке шесть конденсаторных батарей мощностью по 150 кВар каждая.

Тогда реактивная мощность, передаваемая по электрической сети после компенсации реактивной мощности ( $Q_{\text{неск}}$ ) равна:

$$Q_{\text{неск}} = 2,137 - 0,9 = 1,237$$

Сведем данные по конденсаторным батареям, предлагаемым к установке на подстанциях, в таблицу 29

Таблица 29 – Конденсаторные батареи на подстанциях.

Наименование подстанции	Q <sub>фку</sub> , кВар	Количество батарей	Q <sub>неск</sub> , кВАр
Родионовка	25	1	0,016
Н.Райчиха	100	2	0,172
Усть-Кивда	25	1	0,02
ЖБИ	50	1	0,274
Прогресс	100	4	1,207
Бурейск-1	150	4	0,615
Бурейск-2	150	6	1,237

Подробный расчет по необходимой мощности устройств для компенсации реактивной мощности приведен в Приложении 1.

В связи с тем, что условно-постоянные потери, то есть потери холостого хода трансформаторов, значительно увеличиваются в летний период, для принятия решения, на каких подстанциях необходима замена трансформаторов на меньшую мощность, использовался анализ коэффициентов загрузки трансформаторов в летний период.

При загрузке силового трансформатора на 30 % нагрузочные потери примерно равны потерям холостого хода. В среднем на каждой трансформации теряется до 7 % передаваемой мощности. Работа трансформатора в режиме холостого хода или близком к нему вызывает излишние потери электроэнергии не только в самом трансформаторе, но и по всей системе электроснабжения (от

источника питания до самого трансформатора) из-за низкого коэффициента мощности. В целях экономии электроэнергии целесообразно отключать малозагруженные трансформаторы при сезонном снижении нагрузки.[29]

Выбор трансформаторов производился исходя из максимальной мощности потребления нагрузки на основании зимний контрольных замеров. В случае, когда мощность трансформаторов выбрана правильно, надежное электроснабжение потребителей обеспечивается даже при аварийном отключении одного из них.

Произведем расчет мощности трансформатора для замены перегруженных на ПС Бурейск.

Мощность трансформатора рассчитывается по формуле, МВА:

$$S_p = \frac{\sqrt{P_{cp}^2 + Q_{неск}^2}}{n_T \cdot k_3^{opt}}, \quad (8)$$

где  $P_{cp}$  – средняя активная зимняя мощность подстанции (максимальная), МВт;

$Q_{неск}$  – некомпенсированная реактивная мощность, МВАр;

$n_T$  – количество трансформаторов на подстанции;

$k_3^{opt}$  – оптимальный коэффициент загрузки (0,7 для двухтрансформаторной подстанции).

$$S_p = \frac{\sqrt{14,74^2 + 1,24^2}}{2 \times 0,7} = 11,341 \text{ МВА};$$

Полученное значение расчетной мощности округляется до ближайшей большей номинальной мощности трансформатора.

Предварительно принимаем 2 трансформатора мощностью 16 МВА каждый.

По справочным данным выбирается трансформатор и далее проверяется по коэффициенту загрузки в нормальном зимнем (максимальном) режиме.

Определим коэффициент загрузки трансформаторов в нормальном режиме:

$$K_3 = \frac{\sqrt{P_{cp.3}^2 + Q_{.3}^2}}{n \cdot S_{гр}^{НОМ}} \quad (9)$$

При этом должны соблюдаться условия:

$$k_{з.норм.реж} \leq 0,5 \div 0,75$$

$$K_{3.T} = 0,992;$$

Найденное значение номинального коэффициента загрузки должно находиться в интервале от 0,5 до 0,75. Так как коэффициент загрузки трансформатора не удовлетворяет этому требованию, принимаем трансформаторы мощностью 25 МВ·А каждый – ТДТН-25000/110. Трансформатор силовой масляный трехфазный трехобмоточный ТДТН-25000/110 У1 предназначен для преобразования электрической энергии переменного тока класса напряжения 110 кВ в электрическую энергию класса напряжения 35 кВ среднего напряжения и класса напряжения 6 или 10 кВ низшего напряжения.

Также проверяем работу в послеаварийном режиме, при этом условно отключаем один трансформатор. Коэффициент загрузки в этом случае должен находиться в пределах от 1 до 1,4.

$$K_{з.пав.Т1} \approx 1;$$

Коэффициент загрузки находится в допустимых пределах, таким образом, мощность трансформаторов также должна составлять 25 МВ·А.

Вывод: в режиме отключения одного из трансформаторов ограничения потребителей не требуется.

Таким образом, мощность трансформаторов должна составлять 25 МВ·А.

Для снижения потерь холостого хода в трансформаторах предлагается:

- 1) на ПС-35 Малиновка заменить трансформатор Т1 ТМ-6300 (коэффициент загрузки зимой 0,37, летом 0,03) на меньший по мощности ТМН-1600 кВА;
- 2) на ПС-35 Родионовка заменить трансформатор Т1 ТМ-1800 (коэффициент загрузки зимой 0,19, летом 0,06) на меньший по мощности ТМ-250 кВА;

Сведем данные в таблицу 30.

Таблица 30 – Трансформаторы на подстанциях после оптимизации

Наименование подстанции	Марка трансформатора	Кз
Бурейск	ТДТН-25000	1,08
Родионовка	ТМ-250	1,04
Малиновка	ТМН-1600	1,11
Усть-Кивда	ТМ-630	1,16

Коэффициент загрузки должен находиться в пределах от 1 до 1,4, коэффициенты загрузки находятся в заданных пределах, условие соблюдено.

Произведенный расчет в RASTR показал, что после замены ненагруженных трансформаторов на меньшую мощность потери холостого хода в сети снизились на 26%.

Потери активной и реактивных мощностей приведены в таблицах 31, 32.

Таблица 31 – Потери активной мощности в сети 110, 35 кВ после оптимизации ее работы, летний минимум нагрузок

РЭС / потери	Рн, МВт	ΔР, МВт	Δ, %	dPнагр, МВт	dPлэп, МВт	dPтр, МВт	Р_XX тр, МВт

Бурейский	21	0,42	2	0,19	0,09	0,09	0,23
-----------	----	------	---	------	------	------	------

Продолжение таблицы 31

РЭС / потери	Р <sub>н</sub> , МВт	ΔР, МВт	Δ, %	dP <sub>нагр</sub> , МВт	dP <sub>лэп</sub> , МВт	dP <sub>тр</sub> , МВт	Р_XX тр, МВт
35				0,16	0,09	0,07	0,16
110				0,03		0,02	0,07

Таблица 32 – Потери активной мощности в сети 110, 35 Кв после оптимизации ее работы, зимний максимум нагрузок

РЭС / потери	Р <sub>н</sub> , МВт	ΔР, МВт	Δ, %	dP <sub>нагр</sub> , МВт	dP <sub>лэп</sub> , МВт	dP <sub>тр</sub> , МВт	Р_XX тр, МВт
Бурейский РЭС	50	0,64	1,28	0,48	0,37	0,11	0,16
35				0,40	0,37	0,11	0,13
110				0,08		0,09	0,03

Анализ потерь активной мощности показал, что после оптимизации потери в летний минимум нагрузок составляют 2,6%, в зимний максимум – 2,6%. Относительно потерь активной мощности в сети до ее оптимизации потери снизились в летний период на 17%, в зимний период на 20%.

Основной причиной снижения потерь стало уменьшение потерь холостого хода трансформаторов, в связи с их заменой на меньшую мощность и оптимизацию по нагрузке. Снижение нагрузочных потерь произошло по причине установки устройств для компенсации реактивной мощности.

Замена трансформаторов, к примеру, позволит отключать один из двух работающих трансформаторов на подстанции в ночное время или в летний период, и при этом второй будет выдерживать нагрузку. При этом обычно отключается трансформатор, работающий с наименьшей нагрузкой, и его нагрузка

переводится на второй трансформатор. Потери электрической энергии при отключении одного трансформатора уменьшаются. За счет таких отключений реально экономить электроэнергию.

Чтобы оценить экономическую эффективность таких мероприятий произведем расчет потерь электрической энергии холостого хода трансформаторов в исходном состоянии и после осуществления предложенных мероприятий.

Результаты сведены в таблицу 33.

Таблица 33 – Экономический эффект предложенных мероприятий

Этап до/после	Потери электроэнергии XX силовых трансформаторов, кВт*ч	Доля потерь в общем отпуске электроэнергии, %
До проведения мероприятий	2 347 821, 35	1,9
После проведения мероприятий	1 114 763, 52	1,1

Вследствие проделанного анализа и расчета доказано, что выявление в электрических сетях силовых трансформаторов с малым коэффициентом загрузки является важным анализом..

К числу мероприятий, направленных на рационализацию работы трансформаторов, следует относить замену трансформаторов на предложенные в моей магистерской диссертации, перегруппировку, перевод нагрузки трансформаторов на другие трансформаторы, а также отключение трансформаторов. если эти мероприятия будут приняты на практике, то произойдет понижение мощности, , уменьшению реактивной мощности, уменьшению активных и реактивных потерь электроэнергии и направлена на повышение энергетической эффективности сетевых компаний. спустя десятилетия Широкое применение современного оборудования и аппаратов развития обеспечит новые требования к надежности, качеству и экономичности электроснабжения.

Исходя из вышесказанного, можно сказать, что принятые мероприятия эффективны, предложенные мероприятия по Бурейскому РЭС могут быть использованы на практике.

## ЗАКЛЮЧЕНИЕ

В магистерской диссертации разработаны и предложены меры по оптимизации коэффициентов загрузки на подстанциях Бурейского района электрических сетей.

В работе решены следующие задачи:

- проведен структурный анализ существующей электрической сети;
- произведен анализ коэффициентов загрузки силовых трансформаторов;
- произведен анализ потерь реактивной мощности;
- рассчитаны режимы работы электрической сети;
- произведен расчет и прогнозирование электрических нагрузок.

Также предложены мероприятия по оптимизации коэффициентов загрузки трансформаторов и доказана их целесообразность.

Выбор новых трансформаторов производился с учетом географических особенностей района электрических сетей, а также с учетом прогнозируемого роста нагрузок. Для анализа использовались данные контрольных зимних и летних замеров 2018 года.

Результаты проведенного расчета режима работы сети после ее оптимизации позволяют сделать вывод о том, что предложенные мероприятия эффективны и ведут к значительному снижению потерь мощности электроэнергии, оптимальному коэффициенту загрузки трансформаторов, повышению качества электроэнергии и повышению надежности бесперебойной работы сети.

Разработанные мероприятия могут быть применены на практике.

## БИБЛИОГРАФИЧЕСКИЙ СПИСОК

- 1 Правила устройства электроустановок. – СПб.; ДЕАН, 2008. – 704 с.
- 2 Положение ОАО «Россети» о Единой технической политике в электросетевом комплексе, утвержденное Советом директоров ОАО «Россети» (Протокол №138 от 23.10.2013г)
- 3 Савина, Н.В. Системный анализ потерь электроэнергии в электрических распределительных сетях – Новосибирск: Наука, 2008. – 228 с.
- 4 Федеральный закон «Об электроэнергетике» от 26.03.2003г. № 35
- 5 Электротехнический справочник : в 4 т. / под ред. В. Г. Герасимова, П. Г. Грудинского, В. А. Лабунцова, И. Н. Орлова, М. М. Соколова, А. М. Федосеева, А. Я. Шихина, И. В. Антик. – 8-е изд., испр. и доп. – М. : Изд-во МЭИ, 2002. – Т. 3 : Производство, передача и распределение электрической энергии. – 880 с.
- 6 Инструкция по организации в Министерстве энергетики РФ работы по расчёту и обоснованию нормативов технологических потерь электроэнергии при её передаче по электрическим сетям. Приказ Минэнерго России № 326 от 30 декабря 2008 г
- 7 Разоков, Ф,М. Оптимизация режима работы Пенджикентской РЭС при нормированном коэффициенте загрузки трансформаторов
- 8 ГОСТ Р 54419-2011 (МЭК 60076-12:2008) Национальный стандарт РФ. Трансформаторы силовые.
- 9 Лизунова, С.Д. Силовые трансформаторы. Справочная книга / С.Д. Лизунова, А.К. Лоханина. - М.: Энергоатомиздат, 2004. — 616 с.
- 10 Стандарт ОАО «ФСК ЕЭС» СТО 56947007 -29.240.30.010-2008 «Схемы электрические принципиальные распределительных устройств подстанций 35-750 кВ. Типовые решения»
- 11 Электротехнический справочник: в 4 т. Т.3: Производство, передача и распределение электрической энергии / под общ. ред. В. Г. Герасимова и др. – 8-е изд., испр.и доп. – М.: МЭИ, 2002 – 964 с.

12 Ефременко, В.М.. Анализ зависимости коэффициента реактивной мощности от коэффициента загрузки силовых трансформаторов. / Беляевский Р.В.. 2009 – 2 с.

13 Мироненко, Ю.Е. Оценка эффективности загрузки силовых трансформаторов на примере центрального энергорайона Амурской области. 2009 – 2 с.

14 Ефременко, В.М. Анализ влияния нагрузки силовых трансформаторов на потребление реактивной мощности. / Беляевский Р.В. 2009 – 2 с.

15) Галимова, А.А. Критерии выбора коэффициента загрузки силового трансформатора при проектировании подстанций распределительных сетей. 2009 – 2 с.

16 Фурсанов, М. И. Выбор номинальной мощности силовых трансформаторов. / Дуль И. И. 2010 – 6 с.

17 Ефременко, В. М. Анализ коэффициента загрузки силовых трансформаторов в электрической сети промышленного предприятия. / Беляевский Р.В. 2016 – 3 с.

18 Куценко Г.Ф. К вопросу об экономии электроэнергии в трансформаторах электрических сетей при изменении режима их эксплуатации. / Парфёнов А.А. 2011 – 8 с.

19 Петрашевич, Н. С. Влияние параметров нагрузки на эффективность замены трансформаторов распределительных сетей. 2013 – 1 с.

20 Бурковский, В. Л., Винников Б. Г., Картавцев В. В. Математическая модель оптимизации загрузки автотрансформаторов в системообразующей электрической сети. 2009 – 5 с.

21 Сафонов, Д.Г. Влияние отклонения напряжения на потери мощности в электрооборудовании электрических сетей и потребителей. / Лютаревич А.Г., Долингер С.Ю., Бирюков С.В. 2014 – 4 с.

22 Квашин В.П. Рекомендации по экономии электроэнергии в сельскохозяйственном производстве. / Щербакова А.Г., Захаров С.В. 2009 – 9 с.

23 Мальгин Г.В. Проблемы низкой эффективности применения технических мероприятий по энергосбережению. / Вернигорова Д.О., Ходько Р.В 2012 – 2 с.

24 Радкевич В. Н. Оценка снижения потерь активной мощности в трансформаторах при установке батарей низковольтных конденсаторов. / Тарасова М. Н. 2015 – 7 с.

25 Радкевич В. Н., Трушников А. Л. Определение рациональной нагрузки силовых трансформаторов по условию минимальных потерь мощности. 2014 – 6 с.

26 Гончар А. А. О коэффициенте полезного действия трансформатора. 2009 – 10 с.

27 Гончар А. А. Об удельных потерях мощности трансформатора. 2011 – 6 с.

28 Фурсанов М. И. Определение оптимальных коэффициентов загрузки трансформаторов распределительных сетей в условиях эксплуатации. / Петрашевич Н. С. 2014 – 1 с.

29 Киреева Э.А. Автоматизация и экономия электроэнергии в системах промышленного электроснабжения. / Юнес Т 2011 – 5 с.

## ПРИЛОЖЕНИЕ 1