

На правах рукописи



РУСИНА Анастасия Георгиевна

**РАЗВИТИЕ ТЕОРИИ И МЕТОДОЛОГИИ АНАЛИЗА
ЭЛЕКТРОЭНЕРГЕТИЧЕСКИХ СИСТЕМ ДЛЯ УПРАВЛЕНИЯ
УСТАНОВИВШИМИСЯ РЕЖИМАМИ**

Специальность 05.14.02 – Электрические станции
и электроэнергетические системы

Автореферат
диссертации на соискание ученой степени
доктора технических наук

Томск – 2013

Работа выполнена в Федеральном государственном бюджетном образовательном учреждении высшего профессионального образования «Новосибирский государственный технический университет».

Научный консультант:

Мисрихан Шапиевич Мисриханов,
доктор технических наук, профессор

Официальные оппоненты:

Литвак Валерий Владимирович,
доктор технических наук, профессор,
Национальный исследовательский Томский
политехнический университет, профессор кафедры
«Атомные и тепловые электростанции»

Паздерин Андрей Владимирович,
доктор технических наук, профессор,
Уральский федеральный университет имени первого
Президента России Б.Н.Ельцина, заведующий кафедрой
«Автоматизированные электрические системы»

Ефремов Игорь Алексеевич,
доктор технических наук,
Новосибирский государственный технический
университет, профессор кафедры «Техника и
электрофизика высоких напряжений»

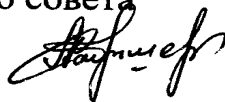
Ведущая организация: **Институт систем энергетики им.
Л.А. Мелентьева Сибирского отделения Российской академии наук,
г. Иркутск.**

Защита состоится: «26» июня 2013 г. в 10 часов 00 мин. на заседании диссертационного совета Д 212.269.10 при Федеральном государственном бюджетном образовательном учреждении высшего профессионального образования «Национальный исследовательский Томский политехнический университет» по адресу: 634050, г. Томск, пр. Ленина, 30.

С диссертацией можно ознакомиться в научно-технической библиотеке Национального исследовательского Томского политехнического университета по адресу: г. Томск, ул. Белинского, 53а.

Автореферат разослан «14» мая 2013 г.

Ученый секретарь диссертационного совета
Д 212.269.10 д.т.н., с.н.с.



А.В. Кабышев

ОБЩАЯ ХАРАКТЕРИСТИКА РАБОТЫ

Актуальность и степень разработанности проблемы. В диссертационной работе рассматриваются режимы электроэнергетических систем (ЭЭС). Множество учёных работали по проблемам управления электроэнергетикой. Значительный вклад в имеющиеся результаты внесли Д.А. Арзамасцев, П.И. Бартоломей, Н.И. Воропай, В.А. Веников, О.Т. Гераскин, В.М. Горнштейн, А.З. Гамм, В.Г. Журавлёв, В.И. Идельчик, З.П. Кришан, Л.А. Крумм, В.З. Манусов, А.М. Макаров, И.М. Маркович, Н.А. Мельников, В.И. Обрезков, С.И. Паламарчук, В.А. Семёнов, Т.А. Филиппова, Е.В. Цветков, Х.Ф. Фазылов и многие другие. Эти работы в основном выполнялись 20 - 30 лет назад и в настоящее время требуют развития.

Системы электроэнергетики постоянно изменяют свои свойства. Если анализировать различные показатели деятельности ЭЭС за последний период, то картина выглядит следующим образом. Коммерческие показатели (доходность, прибыль, стоимость акций) с 1992 г., когда был создан электроэнергетический рынок, постоянно улучшаются. Это как будто говорит об эффективности управления. Но все показатели технической и экономической деятельности имеют отрицательную тенденцию. Понижился КПД электростанций и передачи электроэнергии по электрическим сетям, возросли удельные расходы топлива на ТЭС, понизилась эффективность использования водных ресурсов ГЭС, выросла себестоимость электроэнергии, понизилась надёжность электроснабжения, понизилась производительность труда, не соблюдается ГОСТ по качеству напряжения. По приведённым показателям видно, что эффективность деятельности энергетики понижается.

Имеется множество публикаций и обширная информация в Internet по этой проблеме. И они говорят о том, что эта проблема чрезвычайно актуальна. Она активно решается многими организациями, учеными и практическими работниками. Возникает необходимость в ее специальном исследовании и разработке теоретических и практических предложений, повышающих эффективность технологических процессов.

В настоящее время большое внимание уделяется компьютерным технологиям, поскольку это одно из важнейших научных направлений в проблеме режимной эффективности. Оно принято в диссертации, и это позволяет говорить об её актуальности.

Цель диссертационного исследования заключается в развитии теории и методологии анализа установившихся режимов электроэнергетических систем (ЭЭС) при их планировании на основе использования компьютерных технологий и в создании целостной информационно-вычислительной среды, позволяющей учесть изменения свойств систем, новые задачи и модели, неопределённость и многовариативность решений.

Идея работы заключается в том, что методология, принципы и методы решения задач по управлению режимами в значительной степени зависят от свойств рассматриваемых систем и от компьютерных возможностей. Эти положения являются атрибутом научной культуры и требуют особого внимания.

Задачи, поставленные и решённые в диссертации. В соответствии с целевыми направлениями в диссертации получены новые результаты по следующим задачам.

1. Развитие теории и методологических основ анализа специфических свойств систем при планировании режимов и развитии ЭЭС.

2. Разработка теоретических основ трассировки потоков и адресной дифференциации электроэнергии и мощности в электрических сетях.

3. Разработка метода совмещения моделей анализа технологического и производственного процессов, основанного на взаимном структурном подобии базовых систем уравнений установившегося режима ЭЭС.

4. Разработка принципов конструирования интегрированной схемы электрической сети и ее схемы замещения для периодов расчета от одного месяца до пяти лет.

5. Разработка модели и метода эквивалентного представления параметров электрической сети, потерь мощности и электроэнергии в многоуровневых электроэнергетических системах на основе энергетических балансов различных иерархических уровней.

6. Конструирование прогноза характерных параметров нагрузок в узлах, суммарного графика нагрузки и электропотребления энергосистем, основанное на сочетании различных моделей прогнозирования, изучения внутренних свойств процессов и интерактивного режима расчётов.

7. Разработка целостной информационно-вычислительной среды, позволяющей решить задачи анализа режимов и развития ЭЭС с учётом их особенностей.

Объектом исследования является электроэнергетическая система.

Предметом исследования является анализ при планировании установившихся режимов и развитии электроэнергетических систем.

Методы исследования. При построении моделей энергосистем и анализе их свойств использовались методы инженерного, математического и информационного моделирования энергетических задач расчёта режимов, прогнозирования на основе временных рядов, регрессионного анализа, ранговых методов, при работе с базами данных использованы методы статистического анализа, при получении решений – имитационные методы; особое внимание уделялось интерактивному режиму расчётов. Для оценки достоверности полученных результатов сопоставлялись компьютерные расчёты, выполненные в различных программных продуктах, а также использовались литературные данные.

Научная новизна и результаты, выносимые на защиту, заключаются в следующем:

1. *Новые теоретические пути расчёта режимов ЭЭС.*

1.1. Модель адресного распределения потоков и потерь мощности и электроэнергии, основанная на развитии методов расчёта установившегося режима.

1.2. Метод «электрического эквивалента» как специального операторного преобразования электрических, энергетических и экономических (стоимостных) характеристик электрических станций в параметры схемы замещения электрической сети ЭЭС.

2. *Моделирование электрической сети, обладающей интегральным и свойствами её параметров во времени.*

2.1. Метод, связывающий иерархические балансы электроэнергии и мощности и модели расчёта электрических сетей на основе создания специальной гипотетической схемы для эквивалентного представления параметров больших многоуровневых электроэнергетических систем.

3. *Система прогнозирования электропотребления, мощности нагрузки и их характерных параметров в ЭЭС в целом и в узлах электрической сети.*

3.1. Методика конструирования главных прогнозов на перспективу до 5 лет с выделением внутренних частей процесса и внесения в них поправок от прогнозов дополнительных факторов.

3.2. Методика применения совокупности методов прогнозирования при анализе и планировании режимов ЭЭС с использованием математического аппарата, реализованного в единой информационно-вычислительной среде.

4. *Алгоритмические основы создания специальной системы расчётов при планировании режимов.*

4.1. Методика интерактивного анализа режимов ЭЭС, основанная на гармонизации и адаптации информационного обеспечения, моделей прогнозирования нагрузок, расчета режимов и принятия решения.

4.2. Создание структурной системы расчетов при планировании и анализе режимов, состоящей из подсистем, развивающихся во времени и использующей современные научные и технические возможности. Схема позволяет повышать эффективность расчётов при планировании режимов ЭЭС.

Практическая ценность и внедрение результатов.

Теоретические исследования и разработанная структурная система расчетов при планировании и анализе режимов могут применяться в научно-исследовательских, проектных и эксплуатационных организациях при решении задач перспективного развития энергосистем, проектировании транзитных электропередач высокого и сверхвысокого напряжения, выборе

средств режимного управления энергосистем, разработке мероприятий по повышению эффективности работы ЭЭС.

Имеется 8 актов внедрения выполненных работ по хозяйственным договорам с предприятиями энергетики, а также по передаче рабочих материалов: ОАО «ФСК ЕЭС» МЭС Центра (2004 г.), ОАО «Энергосетьпроект» (2004 г.), ЗАО «НРДЦ» (2007 г.), Филиал «Татарские электрические сети» ЗАО РЭС (2009 г.), Филиал ОАО «СО ЕЭС» «Объединённое диспетчерское управление энергосистемами Сибири» (2010 г.), ОАО «Сибирский ЭНТЦ» (2010 г.), СРО НП «Центр Энергоаудита» (2012 г.), ЗАО ИАЭС (2012 г.).

Полученные результаты широко используются в учебном процессе НГТУ для студентов всех специальностей энергетического факультета при выполнении всех видов учебных занятий; при работе над магистерскими и кандидатскими диссертациями. Имеется две справки о внедрении результатов в учебный процесс ФБГОУ ВПО «Новосибирский государственный технический университет», ФГАОУ ДПО «Петербургский энергетический институт повышения квалификации».

Достоверность научных положений, выводов и рекомендаций подтверждается корректным использованием математического аппарата при проведении исследований и доказательстве теоретических положений, а также результатами компьютерных расчетов. Все научные положения проверялись расчетами для реальных объектов, по которым получены акты внедрения и вычислительными экспериментами для тестовых схем.

Личный вклад соискателя:

- предложены методологические основы анализа свойств ЭЭС при трансформировании традиционных подходов, использовании интерактивных технологий и единого информационного пространства;
- предложена декомпозиция ЭЭС, позволяющая рассматривать технологические (Т), производственно-хозяйственные (ПХ), экономические (Э) и коммерческие (К) свойства системы;
- разработаны теоретические методы трассировки потоков и адресной дифференциации потерь электроэнергии и мощности в электрических сетях, что соответствует структурным преобразованиям связей технических и хозяйственных объектов энергетики;
- разработан инновационный метод «электрического эквивалента», в котором совмещаются модели анализа технологического и производственного процессов при учёте структурного подобия их базовых систем уравнений;
- предложены и разработаны принципы конструирования схемы электрической сети и схемы её замещения для периодов расчета режимов от одного месяца до пяти лет;
- впервые предложены и разработаны модели и методы эквивалентного представления электрической сети в многоуровневых

электроэнергетических системах на основе энергетических балансов различных иерархических уровней;

- предложена и разработана методика конструирования прогнозного суммарного графика нагрузки и электропотребления энергосистем, базирующаяся на выделении внутренних процессов, основных и дополнительных внешних факторов, что существенно повышает достоверность прогнозов по сравнению с традиционными методами индивидуальных прогнозов;

- разработаны методы распределения суммарной нагрузки по узлам сети ЭЭС, основанные на использовании ранговых и временных моделей;

- разработана методика выполнения вычислительных экспериментов по верификации разработанных моделей;

- предложена структура системы интерактивного анализа и планирования режимов ЭЭС СИПАР, в которой комплексно решаются задачи расчётов режимов ЭЭС.

Соответствие диссертации паспорту научной специальности. В соответствии с формулой специальности 05.14.02 – «Электрические станции и электроэнергетические системы» представленная диссертационная работа является исследованием по связям и закономерностям при планировании развития, проектировании и эксплуатации электроэнергетических систем. Диссертация соответствует также п. 6 «Разработка методов математического и физического моделирования в электроэнергетике», п. 7 «Разработка методов расчета установившихся режимов, переходных процессов и устойчивости электроэнергетических систем», п. 13 «Разработка методов использования ЭВМ для решения задач в электроэнергетике» паспорта специальности 05.14.02 – «Электрические станции и электроэнергетические системы».

Апробация и реализация результатов работы. Основные положения диссертационной работы докладывались и обсуждались на следующих научно-технических конференциях, семинарах и симпозиумах:

- на научных семинарах кафедры «Автоматизированные электроэнергетические системы» ФГБОУ ВПО «Новосибирский государственный технический университет» (2010 - 2012 гг.);

- научном семинаре ФГБОУ ВПО «Национальный исследовательский Томский политехнический университет» (2013 г.);

- международной научной конференции «Актуальные проблемы в электроэнергетике» (Польша, г. Гданьск, 2003 г.);

- международном симпозиуме KORUS (г. Томск, 2004 г.);

- международном форуме IFOST (Монголия, г. Улан-Батор, 2007 г.);

- Всероссийской научной конференции «Наука. Технологии. Инновации» (г. Новосибирск, 2003, 2006 гг.);

- Всероссийской научно-технической конференции «Энергетика: экология, надёжность, безопасность» (г. Томск, 2004, 2005, 2006 гг.);

- Всероссийской научно-технической конференции «Энергосистема: управление, качество, конкуренция» (г. Екатеринбург, 2004 г.);
- международной научно-практической конференции «Энергосистема: управление, конкуренция, образование» (г. Екатеринбург, 2008 г.);
- Всероссийской научно-технической конференции «Электроэнергетика глазами молодёжи» (г. Екатеринбург, 2010, 2012 гг.);
- международной научно-технической конференции «Энергосистема: Исследование свойств, Управление, Автоматизация» (г. Новосибирск, 2009 г.);
- конференции «Перспективы развития электроэнергетики Сибири и роль ОАО «СО ЕЭС» в обеспечении надежности ее функционирования», в трудах которой опубликована статья: Останин А.Ю. Модели и методы расчета режимов и параметров электрических сетей при перспективном развитии объединенной энергосистемы / А. Г. Русина, А.Ю. Останин // Перспективы развития электроэнергетики Сибири и роль ОАО «СО ЕЭС» в обеспечении надежности ее функционирования: сборник докладов конференции. – Кемерово, 2009. – С. 54 - 59;
- международной научно-технической конференции «Электроэнергия и будущее цивилизации» (г. Томск, 2004 г.);
- Объединённом симпозиуме «Энергетика России в 21 веке: стратегия развития – восточный вектор» (г. Иркутск, 2010 г.);
- научно-практической конференции с международным участием «Инновационная энергетика» (г. Новосибирск, 2010 г.);
- Всероссийской научно-практической конференции «Повышение эффективности систем электроснабжения» (г. Махачкала, 2009, 2010 гг.);
- Всероссийской научно-технической конференции «Повышение эффективности производства и использования энергии в условиях Сибири» (г. Иркутск, 2006 г.);
- международной научно-технической конференции «Передача энергии переменным током на дальние и сверхдальние расстояния» (г. Новосибирск, 2003 г.);
- международной молодёжной научно-технической конференции «Управление, информация и оптимизация в электроэнергетических системах» (г. Новосибирск, 2011 г.);
- семинаре «Проблемы надежности существующих и перспективных систем энергетики и методы их решения» (г. Кинешма, 2011 г.).

По теме диссертации имеется зарегистрированный отчет № 01.2.007 07839 о научно-исследовательской работе «Методика прогнозирования графика нагрузки энергосистемы Новосибирской области» (г. Новосибирск, 2007 г.).

Публикации. Результаты диссертационного исследования отражены в 47 публикациях, в том числе: *две* монографии, *три* учебника, *восемь* публикаций в изданиях, включенных в Перечень рекомендованных ВАК РФ,

восемь – в сборниках научных статей и трудов, *12* – в материалах международных конференций, *14* – в материалах российских конференций.

Структура и объем работы. Диссертация состоит из введения, пяти глав, заключения, списка использованной литературы, состоящего из 196 наименований, и 7 приложений. Работа содержит 297 страниц основного текста, в том числе 61 рисунок и 23 таблицы.

ОСНОВНОЕ СОДЕРЖАНИЕ РАБОТЫ

Во **введении** показано, что совершенствование управления режимами энергосистем сейчас одна из первоочередных задач повышения эффективности энергетики. В научном плане многие вопросы для прикладных задач не решены, что понижает эффективность функционирования ЭЭС. Это определяет актуальность данной диссертационной работы.

В **первой главе** рассматриваются теория и методология управления установившимися режимами электроэнергетических систем. В современной энергетике базовые положения управления установившимися режимами разработаны достаточно полно. Наибольшее значение для их развития имеют два обстоятельства: первое – изменились свойства систем энергетики, второе – появились более совершенные компьютерные технологии. Общими методологическими основами являются: системный подход, программно-целевой подход, перспективный подход, моделирование задач и процессов в системе, создание информационно-вычислительных комплексов как базового фундамента управления системами.

Эти положения используются и в настоящее время при управлении нормальными режимами ЭЭС. Многие видные ученые в энергетике отмечают, что единой теории управления для энергетики нет. Под понятием теории управления мыслятся конкретные научные принципы, позволяющие решать задачи определенного вида для системы, обладающей некоторыми свойствами.

Важным вопросом являются принципы управления. В 1980 – 1990 годы в энергетике широко обсуждалась кибернетика, как далекая перспектива управления. Сейчас имеется реальная возможность создания таких систем. Это новый методологический принцип, который усиливает все другие методологические основы. Термин «кибернетическое управление» сейчас применяется редко, но принципы и положения теории кибернетического управления, изложенные в трудах Н. Винера и развитые во многих работах для ЭЭС, сегодня считаются основными.

- Возрастает во времени значимость информационных методов.
- Оптимизация – базовый принцип принятия решения.
- Управление все больше становится многокритериальным.

Сохраняя однокритериальную основу решения многих задач, необходимо находиться в концепции многокритериальности и учитывать соответствующие свойства систем.

- Экстремум сложной многоцелевой функции отражает свойства системы, которые имеют большие различия. Чаще всего такие задачи не могут быть строго формализованы, и без участия человека получить решения невозможно. Сейчас интерактивные технологии играют громадную роль и имеются возможности их создания.

- Прогнозирование в управлении становится средством уменьшения неопределенности и повышения эффективности.

В такой постановке в целостном виде анализ и планирование в энергетике ранее не рассматривались. Все позиции этого перечня сейчас являются базовыми. Наибольшее значение имеют свойства и моделирование систем, а также компьютеризация расчётов.

Наиболее рациональным принципом управления является резонансное управление – это реакция на возмущающие воздействия всех звеньев системы управления, вызывающих необходимость корректировки плана. Если система имеет сложную внутреннюю структуру и ряд подсистем, то задача становится многоцелевой. Для режимов ЭЭС характерна именно эта ситуация. Формальный критерий оптимальности имеет вид

$$D = V_{\$} - I_{\text{ЭЭС}} \Rightarrow \max, \quad (1)$$

где D - уровень общественного благосостояния; $V_{\$}$ - объем энергопотребления в денежном выражении; $I_{\text{ЭЭС}}$ - издержки ЭЭС на производство и передачу энергетической продукции.

Издержки энергосистемы включают в себя переменные издержки $I_{\text{пер}} Z$, зависящие от параметров режима системы Z , и условно-постоянные издержки $I_{\text{пост}}$, не зависящие от Z . Объем электропотребления в денежном выражении $V_{\$}$ определяется тарифом на данный параметр режима T_Z и значением параметра Z . Вектор параметров Z связан с режимами потребителей и носит случайный характер. Вектор T_Z связан с планированием. Тогда

$$I_{\text{ЭЭС}} = I_{\text{пер}} Z + \text{cov}_{\text{пер}} + I_{\text{пост}}, \quad (2)$$

$$V_{\$} = T_Z + \text{cov}_T Z + \text{cov}_Z. \quad (3)$$

Слагаемые $\text{cov}_{\text{пер}}$, cov_T , cov_Z - ковариации величин, которые отражают случайный характер составляющих и резонансное управление направлено на их учёт при корректировке плана. Чтобы решить такую задачу, нужны адресные оценки для всех параметров резонансной схемы. В настоящее время резонансное управление используется частично.

Вторая глава посвящена развитию теории решения режимных задач ЭЭС.

Основные концепции расчёта режимов ЭЭС. Анализ и обобщение имеющихся публикаций и изучение практического опыта позволили выявить и сформировать концепции, которые необходимо учитывать в теории решения режимных задач.

1. Изменение свойств систем: границы, структура, цели функционирования. В работе предложено разделение ЭЭС на четыре вида целевых систем (подсистем ЭЭС).

Технологическая система (Т) – это система преобразования ресурса в продукт (электроэнергию и мощность), её целью является обеспечение эффективности технологических и производственных процессов и техники. *Производственно-хозяйственная система (ПХ)* – это система, в которую включены функции производственного процесса предприятия, её целью является обеспечение эффективности всего производственно-хозяйственного управления. *Экономическая система (Э)* – это система, в которой происходит экономическое взаимодействие систем различных предприятий энергетики, она определяется экономическими взаимоотношениями частей ЭЭС. *Коммерческая система (К)* – это система, в которой предприятие выступает как субъект электроэнергетического рынка, она определяется задачами и целями электроэнергетического рынка.

Свойства систем могут проявляться независимо или образовывать сложные единства. В работе рассматривается только система Т.

2. Возможности технологии расчётов: компьютеризация, интерактивные принципы расчёта, создание единого информационно-вычислительного пространства для решения рассматриваемых задач.

3. Развитие моделей и методов решения задач анализа и планирования режимов ЭЭС на основе:

- дифференциации информации;
- выделения критериев оценки результатов при иерархии решения задач в пространстве и во времени;
- учёта параметрических свойств мощности и выработки электроэнергии. Например, общие издержки на мощность в той или иной мере должны быть отнесены ко всем n видам продукции (рабочая мощность, нагрузочный резерв, аварийный резерв, напряжение, частота, электроэнергия, реактивная мощность) с долей α_n , т.е. $I_n = I \times \alpha_n$. Следовательно, когда параметрам режима придаются свойства товара, то появляется не одна, а много энергетических характеристик станций и одновременная оптимизация по всем параметрам недопустима;
- расширения состава моделей задач расчета установившихся режимов: структурной, электрической схемы замещения системы, информационной для отдельных задач, модели выбора рационального метода оптимизации, прогнозирования информации, оценки факторов неопределенности микро- и макросреды, принятия решения и др.

4. Модели и методы расчёта установившихся режимов ЭЭС в основном базируются на традиционных методах, реализованных в промышленных программах. Но если применять идеологию адресных расчётов или другие новые модели, то требуется их развитие.

5. Развитие теории и методов прогнозирования. В диссертации положение о связанности цепочки «информация – прогноз – расчет режима»

используется как базовый принцип. Эта цепочка строится на основе математической логики с использованием ее процедур.

6. Неопределенность – это объективный закон природы и общества. Для того чтобы оценить уровень неопределенности и по возможности сгладить ее проявление, в первую очередь надо развивать интерактивные технологии.

7. Наибольшие изменения и новые возможности будут связаны с компьютеризацией: объединение задач одного вида, развитие информационных моделей, создание вариантных схем расчётов для учёта неопределённости; снятие ограничений по компьютерным возможностям.

8. Почти для всех задач требуются интегральные оценки во времени.

Реализация интерактивного режима позволяет человеку активно участвовать в получении альтернативных вариантов решения и их оценке. В диссертации выдвигается тезис, что создание *информационно-вычислительного пространства* позволит реализовать все названные концепции расчёта режимов.

Система интерактивного планирования и анализа режимов СИПАР (рис. 1). В диссертации разработана структура компьютерной системы-конструктора, позволяющей создать единое информационно-вычислительное поле для задач анализа ЭЭС при управлении установившимися режимами.

Система СИПАР включает в себя блоки, соответствующие названным выше концепциям.

- Взаимосвязанные задачи Ω с различными временными параметрами (модель задачи при развитии во времени $M\Omega_t$ и без $M\Omega$).
- Информационное обеспечение задач.
- Разработка блока прогнозирования.
- Реализация интерактивного режима.

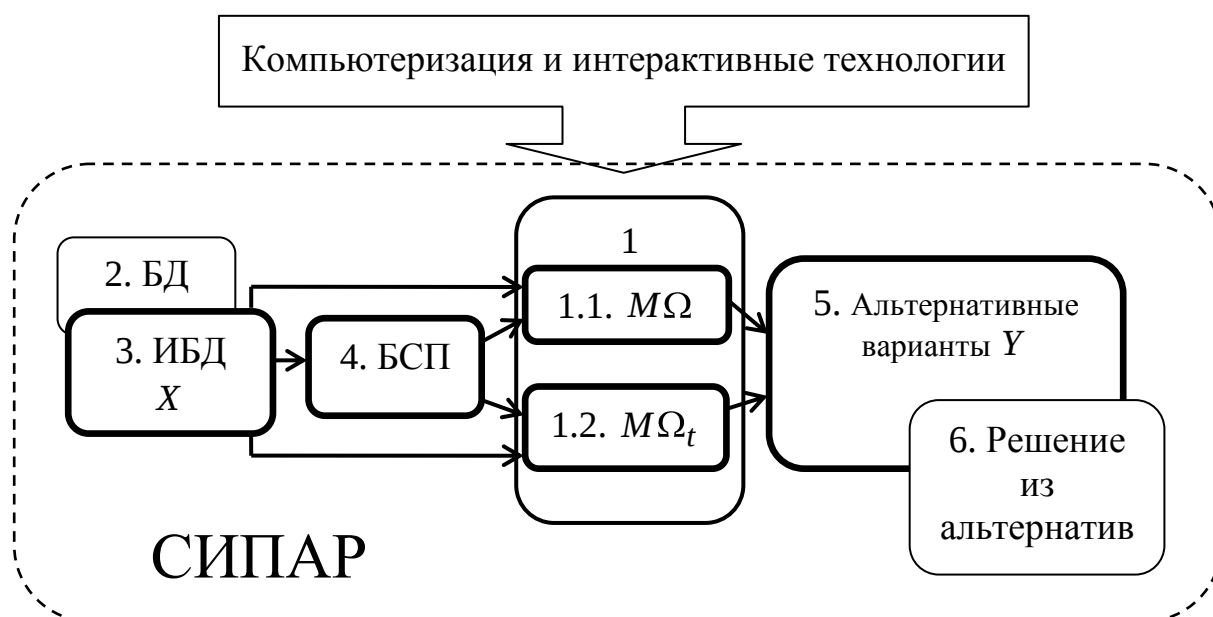


Рис. 1. Схема блоков системы СИПАР: БД – база данных, ИБД – информационная база данных, БСП – блок системы прогнозов, X , Y – параметры входа и выхода для задачи

Целевые системы ω , названные в п. 1 концепций, зависят от задач Ω и влияют на расчёт режима. Тогда для узлов $i, j \in \omega$ можно выделить связи ω_i , ω_j , которые могут иметь древовидные, кольцевые, линейные пересекающиеся и непересекающиеся связи, что требует использования аппарата логики при конструировании алгоритмов задач. Если связь характеризуется параметрами A и B , то необходимо создавать специальную архитектуру связей ij , которая базируется на технологической схеме выделением специальных элементов.

Дадим описание блоков системы СИПАР.

Заполнение блока 1 зависит от рассматриваемых задач при развитии во времени $M\Omega_t$ и без $M\Omega$. Моделирование системы осуществляется по схеме, в которой имеется множество ω , i и j , а также архитектура связей между узлами ω в виде $A, B, \dots: \Omega \omega, ij A, B, \dots$. При этом задачи Ω и Ω_t связаны и зависят от свойств систем, что приводит к различию в их структуре.

Блок 2 включает в себя внутреннюю информацию по ЭЭС, информацию из внешней микро- и макросреды, необходимую для данной схемы СИПАР.

В блоке 3 выполняется автоматизированное формирование баз информации, необходимой для решения задачи Ω или Ω_t .

Конструирование прогнозов осуществляется в блоке 4.

Для решаемых задач в блоке 5 формируются альтернативные вариационные расчёты выходных параметров Y .

Блок 6 – выбор решения из альтернатив.

В третьей главе предложено использовать адресный принцип и научные основы метода «Электрического эквивалента» при расчёте нормальных режимов электроэнергетических систем.

Методика адресных расчетов. Адресный принцип при расчёте нормальных режимов позволяет определить траектории потоков параметров режима от генераторных к нагрузочным узлам.

Существует множество адресных задач: распределение потерь активной мощности по межсистемным линиям электропередачи между системами-транзитёрами и системами-потребителями, выявление мест развития сетей исходя из потребностей ЭЭС (инвестиционная задача), разработка мероприятий по энергосбережению в распределительных сетях, взаимоотношения внутри системы между целевыми системами Т, ПХ, Э, К и др.

В диссертации наиболее полно методика проработана при использовании матрицы токораспределения задающих токов нагрузок по ветвям:

$$Tn = Y_B M^T Y^{-1} J_D = I, \quad (4)$$

где n – единичная матрица-столбец, Y_B – матрица-столбец проводимостей ветвей; M^T – транспонированная матрица соединений по узлам; Y – матрица собственных и взаимных проводимостей схемы сети; J_D – диагональная матрица задающих токов, I – матрица-столбец токов в ветвях, T – матрица токораспределения.

По данным матрицы T определяется адресность потоков и потерь мощностей. Составляющие потоков и потерь мощности в ветвях схемы сети от протекания по ним токов нагрузок определяются

$$S = U_D \alpha T, \quad (5)$$

$$\Delta P_B = r_D [\alpha T^2], \quad (6)$$

где r_D – диагональная матрица сопротивлений схемы сети, U_D – диагональная матрица напряжений.

Элементы матрицы $[\alpha T^2]$ рассчитываются по

$$\alpha_{ki} J_{ki}^2 = I_{ki}^2 + \sum_{\substack{j=1 \\ j \neq i}}^{j=n} J_{kia} J_{kja} + J_{kip} J_{kjp}, \quad (7)$$

где J_{kia} , J_{kja} , J_{kip} , J_{kjp} – активные составляющие задающих токов узлов i и j в ветви k .

При этом определяется участие нагрузки каждого узла в токе каждой ветви. Учитывается влияние задающих токов только тех узлов, через которые проходит путь протекания части токов от величины тока рассматриваемой ветви. Отсюда матрица коэффициентов участия, имеющая число строк, равное числу ветвей электрической схемы, а число столбцов, равное числу ее узлов, содержит нулевые элементы в данной строке (для данной ветви) для столбцов, соответствующих узлам, через которые не протекают составляющие тока указанной ветви.

Автором был разработан и программно реализован специальный алгоритм расчетов для ФСК МЭС Центра, состоящий из двух частей. В первой части рассчитываются только коэффициенты для каждой ветви относительно суммы задающего тока узла и оттекающих от него токов и заполняется матрица искомых коэффициентов (отдельно вещественных и мнимых составляющих) для числа ее элементов, равного числу ветвей. Заполняется последовательно элемент на пересечении строки, соответствующей рассматриваемой ветви, и столбца, соответствующего узлу, к которому притекает ток этой ветви:

$$\alpha_{k,m} = I_k / (J_m + \sum_{\substack{j=1 \\ j \neq i}}^{j=n} J_h), \quad (8)$$

где $\alpha_{k,m}$ - элемент матрицы коэффициентов участия в токе ветви k от задающего узла m ; I_k - ток ветви; J_m - задающий ток в узле m ; J_h - оттекающий ток ветви h от узла m .

Во второй части программы рассчитываются коэффициенты участия остальных, не учтенных в первой части, узлов, через которые проходят составляющие тока рассматриваемой ветви. Так, если рассчитывается влияние узла m на ток ветви k , подтекающий к узлу h , коэффициент этого влияния определяется выражением:

$$\alpha_{k,m} = \alpha_{k,h} \alpha_{p,m}, \quad (9)$$

где p – индекс ветви, по которой течет ток к узлу m от узла h .

В том случае, когда путь протекания части тока в данной ветви от рассматриваемого узла включает несколько ветвей, искомый коэффициент определяется перемножением их коэффициентов. Поиск пути учитывается в виде направленного графа. При этом узлы, от которых только оттекают токи по всем примыкающим ветвям, в матрице $\alpha_{k,m}$ не учитываются и равны нулю. Это прежде всего относится к балансирующему узлу, а также к некоторым генераторным узлам схемы. Полученная таким образом матрица коэффициентов используется для адресных оценок.

Принципы адресных расчетов некоторых задач. В работе рассматривались задачи разделения потоков и потерь мощности между узлами генерации и нагрузки; оценки влияния на потоки и потери изменений активной мощности по всей системе, по ее отдельным зонам, по узлам; оценки влияния реактивных мощностей и напряжений в узлах станций и подстанций на потоки и потери мощности и др.

Имеются важные особенности таких расчетов. Для большей части задач необходимо рассматривать *не мгновенные режимы, а режимы с учётом фактора времени*. При этом необходимо принимать во внимание изменения схемы замещения сети во времени, получение ее параметров, определение принципов эквивалентирования, получение информации о нагрузках.

При адресных расчетах чаще всего траектории определяются не для индивидуальных генераторных и нагрузочных узлов, а для концентрированных узлов. Возникает понятие «зона электроснабжения», для которой необходимо получить параметры схемы замещения системы. Это достаточно новые проблемы, которые исследованы в диссертации.

Анализ решения адресных задач электрических систем с использованием матричного метода. Наилучшим аппаратом для анализа адресных расчетов является матричный метод, который хорошо разработан и применяется в электротехнике. Многие свойства можно отразить в матрице задающих параметров и параметров, полученных в результате решения адресной задачи. Преимущества матричного анализа заключаются в следующем.

1. Он позволяет разработать логические основы организационных решений, и определить, какие заинтересованные стороны участвуют в их реализации.

2. Даёт возможность выделить границы зон Ψ для взаимодействующих систем. Хотя матрица составляется по результатам потокораспределения, но в ней указываются только связанные узлы, а не вся картина распределения мощностей.

3. В реализации результатов адресных расчетов участвуют достаточно крупные сетевые зоны. Матрица дает возможность определить узлы ζ и связи χ , где $\zeta, \chi \in \Psi$. При этом возникает специальная задача эквивалентирования, но она решается на предварительной стадии. Размерность матрицы в результате эквивалентирования понижается.

4. Матрица даёт возможность определить внешние связи для всех Ψ и разработать специальную сетевую структуру. Это не столько топология сети, сколько ее логическое содержание.

5. Появляется возможность получить картину динамики Ψ . Для этого рассматриваются различные дискретные состояния Ψ и набор матриц для $T = t_1, t_2, \dots$. Все структурные характеристики Ψ , ζ и χ в динамике могут изменяться.

6. Большую роль при организации взаимоотношений играет визуальный контроль, и в этом смысле матрицы имеют неоспоримые преимущества перед таблицами, общими схемами потоко- и токораспределениями. Однако их применение требует разработки специальных схем логического анализа. Он может быть реализован в СИПАР.

Могут использоваться следующие матрицы выходных параметров: матрица активных мощностей Φ_P , которая показывает потокораспределение активной мощности и позволяет анализировать балансы активной мощности и электроэнергии в сети; матрица потерь активной мощности $\Phi_{\Delta P}$, которая позволяет правильно распределять потери между узлами генерации и потребления. Они рассчитываются по матрице токов ветвей Φ_I . Она дает токораспределение в сети и позволяет анализировать режимы электрических сетей. При адресных расчетах эта матрица наиболее востребована. Матрица проводимостей ветвей Φ_Y важна для анализа изменений схемы сети в условиях эксплуатации и особенно при проектировании сети. Матрицы напряжений и реактивной мощности не рассматривались, хотя адресный принцип распространяется и на эти параметры.

Конечно, все эти задачи могут быть решены на основе общей картины потокораспределения в сети, включающей все Ψ . Это очень трудоёмкий процесс, менее наглядный, и по его результату очень трудно получить общую логическую картину.

Логический анализ обработки матрицы требует формализации процедур логики. В основном это следующие позиции для задачи баланса

мощности и электроэнергии, которые рассматриваются наиболее подробно в работе.

- Для всех Ψ дается первоначальное состояние Ψt_0 и конечное Ψt_τ , где $t_\tau > t_0$.
- Состояние энергетического баланса Θ в системах Ψ имеет следующие разновидности: дефицитный баланс $\Theta_{\text{деф}}$, избыточный $\Theta_{\text{изб}}$, самобалансирующийся $\Theta_{\text{с.б}}$. Адресные взаимоотношения существуют только между $\Theta_{\text{деф}}$ и $\Theta_{\text{изб}}$. Тогда $\Psi \Theta_{\text{с.б}}$ может быть сразу вырезана из матрицы всей системы, следовательно, ее размерность понижается.
- Поскольку динамика является признаком состояния системы, необходимо учитывать нарастание или снижение баланса Θ . В динамике размерность матрицы может сохраняться или изменяться, что влияет на границы Ψ .
- Имеются логические связи внешних и внутренних взаимоотношений.
- Показатели адресных расчетов могут использоваться во внешних взаимоотношениях (сальдо-перетоки мощностей, сальдо-перетоки потерь мощности, стоимость перетока мощности и электроэнергии и т. д.).
- Архитектура связей. Обычно для концентрированных систем число узлов составляет 5 ... 10, что также может привести к снижению размерности матрицы. Архитектура может быть лучевой, кольцевой или смешанной.

Перечисленные позиции отражаются на логической схеме, которая может иметь специальный вид отображения в СИПАР и помогает принять организационные решения: оценить выгодность взаимоотношений, определить показатели оценки при взаимоотношениях, планировать решения на будущее.

Методика применения матричного анализа для решения адресных задач на основе анализа матрицы Φ_I . Наиболее подробно в диссертации рассматривались задачи, связанные с анализом матрицы токов. Это объясняется тем, что в балансовых задачах (в задачах распределения нагрузки в системе) главная роль отводится сетевым расчетам и важны токи, а не напряжения. Ток не изменяется в сопротивлениях сети. Анализ матрицы токов позволяет решать совершенно новые задачи адресности – получать *трассировку* тока.

Трассировка - это довольно распространенный термин в компьютерных системах и означает все пути и параметры передачи информации. В задачах транспорта в электрических сетях, особенно в разветвленных, от трассировки зависит обслуживание, надежность и другие мероприятия, связанные с прохождением определенного пути. Конечно, трассу можно определять и сравнением вариантов потокораспределения, но это непродуктивный путь. В

матрице сразу можно вырезать часть сети, на которую оказывается влияние; задающие матрицы учитывают и только эти изменения.

Экспериментальные расчеты. Принцип адресности был реализован на двух тестовых схемах и для схемы ФСК МЭС Центра.

Эффект от применения адресности при изменении наиболее характерных параметров приведён в табл. 1. В среднем оценки затрат по узлам и их различие по стоимости составляют: 5...17 %, по величинам мощностей отдельных станций 5...20 %; по потерям мощности до 10 %. При использовании линейной модели оптимизации режима вместо нелинейной различие составляет -1...+ 20% по величинам условных затрат электростанций.

Таблица 1

Оценки издержек в узлах нагрузки, %

Параметр	Изменения адресных оценок, %
Критерий оптимизации	до 20
Энергетические характеристики станций	-19...81
График нагрузки	-22...37
Потери мощности в сети при изменении нагрузок	1...25

На рис. 2 показано адресное разделение потерь мощности для тестовой схемы. Генерация и нагрузки задавались токами. Для каждой линии приведены токи I , суммарные потери активной мощности (dP), доли потерь активной мощности от протекания токов конкретных нагрузок ($dP1...dP8$). Стрелками показана трасса протекания мощности от генераторного узла № 9 к нагрузочному узлу № 6.

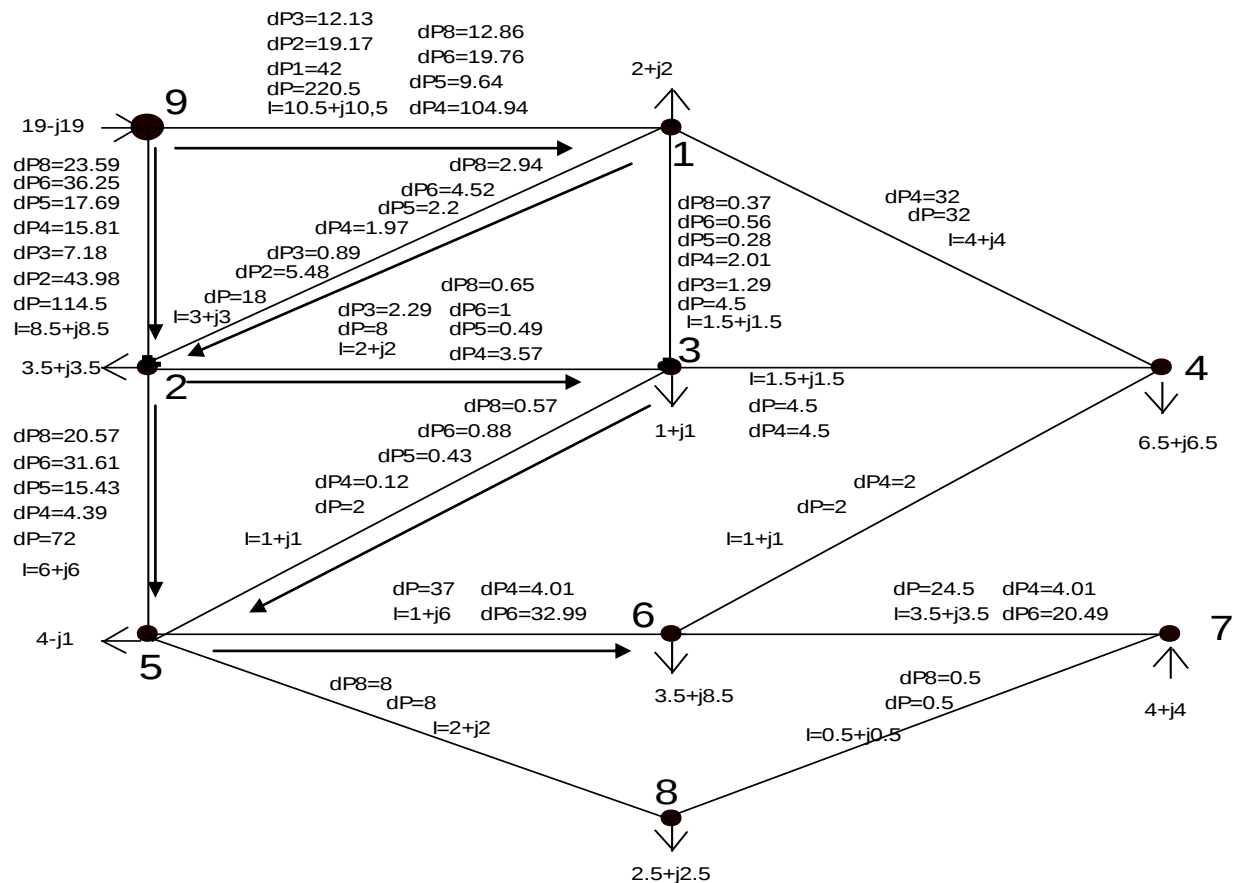


Рис. 2. Адресное распределение потерь мощности для тестовой схемы

Из приведённого примера видно, что неоспоримое преимущество адресного разделения - это наглядность пути протекания токов нагрузок. Результаты расчетов показали правомерность и эффективность адресных расчетов.

Модель «электрического эквивалента». В диссертации выполнено исследование возможности применения нового метода расчетов режима энергосистемы - **электрического эквивалента**.

В модели электрического эквивалента электрические станции, стоимости мощности на станциях и стоимости передачи мощности по сети вводятся эквивалентным сопротивлением в схему замещения сети. Электрический эквивалент является оператором, позволяющим перейти к расчёту режима электрической сети от расчёта режима ЭЭС. При расчете режима такой электрической сети критерий приобретает вид минимума потерь мощности или стоимости:

$$\Delta R_{\Sigma} = \sum_m \Delta P_m + \sum_n \sum_i \Delta P_{ni} \Rightarrow \min, \quad (10)$$

$$St_{\Delta P} = \sum_m st_m \Delta P_m + \sum_n \sum_i st_n \Delta P_{ni} \Rightarrow \min, \quad (11)$$

где m – номер станции, n – номер сетевого предприятия (СП), i – номер ветви, st_m, st_n – ценовые показатели мощности станции и ее транспорта по сетевому предприятию, $St_{\Delta P}$ – стоимость потерь в системе.

Характеристики энергетических предприятий в электрической модели представляются в виде связей «подведенная мощность – полезная мощность», что также удовлетворяет требованиям электрического моделирования. Электрический эквивалент характеристик представляется в виде $R(P)$ (рис. 3).

Уравнения состояния в этом методе будут иметь следующий вид:

- для электрической системы $\Delta P = \text{Re}(U_d Y U_d)$, $U_d Y U = -S$;
- для электроэнергетической системы $\Delta P_w = \text{Re}(U_d (AY) U_d)$, $U_d AY U = -S_w$ (используются технологические характеристики станций);
- для экономической системы $\Delta P_e = \text{Re}(U_d (StY) U_d)$, $U_d Y_e U = -St S_e$ (используются стоимостные характеристики станций).

В приведённых соотношениях U - вектор-столбец напряжений в узлах, U_d - диагональная матрица напряжений в узлах, St - диагональная матрица стоимостных коэффициентов в узлах (себестоимости или цен), S - вектор-столбец узловых мощностей, A - диагональная матрица коэффициентов энергетических характеристик, Y - матрица узловых проводимостей сети, индексы w и e - энергетическая и экономическая подсистемы соответственно. Учет энергетической и экономической подсистем обеспечивается дополнением матрицы сопротивлений блоками, учитывающими «энергетические» и «экономические» сопротивления. Это позволяет модифицировать уравнения состояния ЭЭС.

Преобразование характеристики станции осуществляется в последовательности: расход условного топлива $B_{ут} \rightarrow$ расход натурального топлива $B_{нт} \rightarrow$ подведенная мощность $P_{подв} \rightarrow$ потери подведенной мощности $\Delta P_{подв} \rightarrow$ издержки на топливо $I_{топл} \rightarrow$ общие издержки $I \rightarrow$ цена энергии $\Pi \rightarrow$ активное сопротивление в виде электрического эквивалента $R_{экв}$.

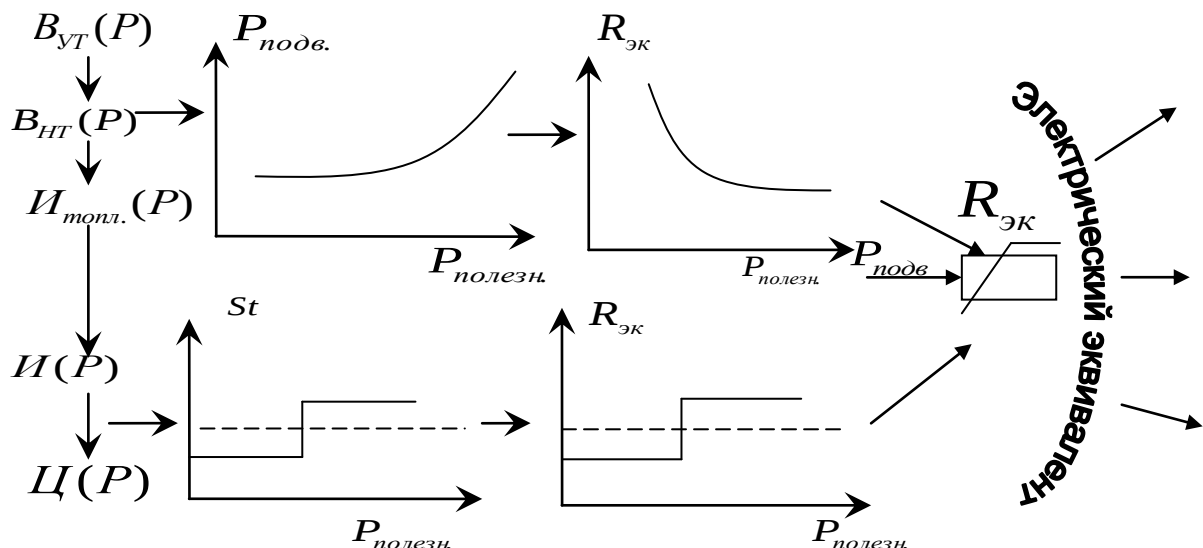


Рис. 3. Схема преобразования энергетических характеристик объектов в характеристику сопротивлений

К преимуществам модели электрического эквивалента системы можно отнести то, что отпадает необходимость масштабировать переменные и учитывать различные единицы их измерения. Это снимает многие вычислительные трудности: появляется возможность многокритериальных расчётов по схеме однокритериальной задачи, так как все оценки приводятся к потерям мощности; можно оценить параметрические свойства мощности в виде их потерь; возможно проводить адресные расчёты потоков мощности и соответствующих потоков стоимости; можно получить результаты оптимизации в затратах, ценах, технических единицах.

Комплексная модель АСМ (адресная стоимость мощности). В работе предложена обобщенная схема моделей расчета нормальных режимов, которая может быть частью СИПАР. Она базируется на обычном алгоритме расчета нормального режима, но с учётом принципа адресности и метода «электрического эквивалента».

Модель является *экспертной* и имеет девять взаимосвязанных моделей-блоков: создание структурной и расчетной электрической модели электроэнергетической системы; получение эквивалентных параметров сети и агрегированных характеристик станций, необходимых для расчетов; прогнозирование нагрузки в узлах сети; оптимизация режима ЭЭС; обобщение и документирование информации; регрессионный анализ полученных данных; *расчёт нормального режима* - ядро АСМ, которое связывает все предшествующие блоки. Могут рассчитываться допустимые, оптимальные и принудительные режимы.

В **четвертой главе** предложена интегральная система расчета режимов и параметров электрических сетей. Такие расчёты играют большую роль при решении различных задач текущего управления режимами ЭЭС и перспективного развития энергетики.

В энергетике имеются различные электрические системы (сетевые компании (СК), узлы сети). Они названы нами *зонами электроснабжения потребителей*. Основное влияние на моделирование разнообразных систем электрических сетей оказывают следующие факторы:

- учет развития свойств систем во времени, и как следствие изменение принципов эквивалентирования узлов нагрузки и генерации;
- большая роль в сетевых расчетах балансов электроэнергии, а не балансов мощности;
- существенно возросли требования к достоверности сетевых расчетов.

Остановимся на этих положениях. Структурная модель системы - это схема для расчета нормального режима электрической системы. Для систем типа **Т** границы систем определяются точками токораздела, для хозяйственных предприятий - зонами хозяйственной деятельности (зоны электроснабжения) или объектами (юридическими актами). Как правило,

планирование и оценка экономической деятельности производится за месяц – год. Граничные точки в системах **К** определяются коммерческими связями субъектов рынка. Границы системы меняются во времени и могут быть определены только при совокупной картине всех взаимодействующих сетевых систем. Размерность сетевых параметров очень высокая, и в расчетах электрических сетей всегда применяется *эквивалентирование*, особенностью которого в рассматриваемых системах является обязательное получение интегральных оценок во времени.

В работе предложена методика конструирования схемы сети с расчётом ее эквивалентных параметров. В каждой зоне ω_i схема сети представляется в виде концентрированных узлов i , а схема замещения может иметь параметры сопротивлений Z_i и проводимостей Y_i . Возникает необходимость выбирать принцип концентрации узлов для ω_i . Требуется определять интегральные величины $Z_i t$ и $Y_i t$. Наилучшим индикатором времени являются потери электроэнергии $\Delta \mathcal{E}_t$, $Z_i t$, $Y_i t$.

Особое внимание в работе уделяется методам прогнозирования потерь электроэнергии, поскольку они взяты за основу получения интегральных оценок. Потери электроэнергии за определенный отрезок времени

$\Delta \mathcal{E}_t = \sum_t \frac{S_t^2}{U_t^2} R_t$. В этой формуле можно выделить три процесса $\Phi_S = S_t t$,

$\Phi_U = U_t t$, $\Phi_R = R_t t$, и тогда сопротивление $R_t t$ называется *интегральным сопротивлением*. Комбинируя процессы Φ_S и Φ_U , мы получим разные Φ_R . Для этого можно использовать вычислительный эксперимент, в основе которого лежат приближенные методы расчета потерь электроэнергии.

В каждой зоне сети ω_i имеются узлы (i) и (j) , причем есть связи между зонами (d) и между узлами в каждой зоне (ij) , для всех узлов и связей нужны электрические параметры (рис. 4).

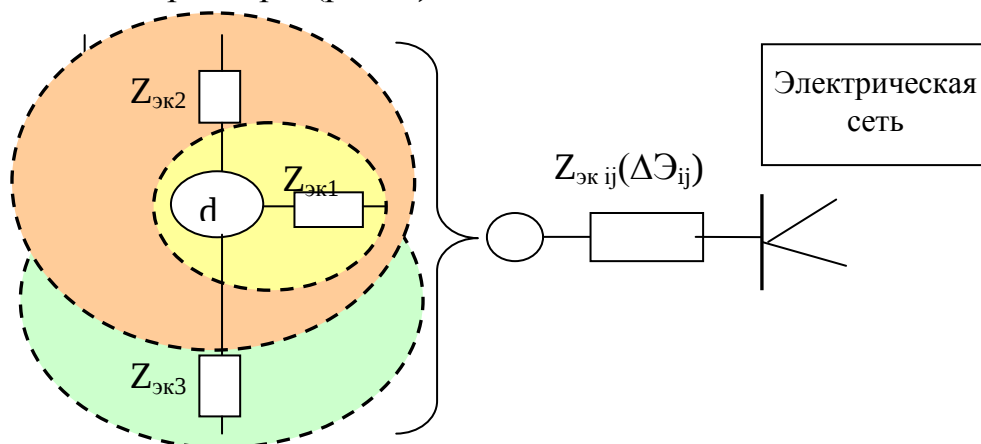


Рис. 4. Схема модели электрической сети

Принципы моделирования гипотетических электрических сетей при перспективных решениях и их развитии. Наибольшие трудности возникают при решении задач развития электрических сетей. В энергетических балансах потери электроэнергии задаются экспертно. Возникает необходимость создать специальную методику выбора решений по развитию сетей с учетом погрешностей информации. Отдаленность перспективы на 5, 10, 20 и более лет обуславливает недостаточную достоверность прогнозов. В ряде работ показано, что средние по модулю погрешности составляют 5 ... 25% , а иногда и более 100 %. При этом схема сети может быть только гипотетической.

В диссертации вводится термин «гипотетическая балансовая сеть» (ГБС) – это искусственная электрическая сеть, связывающая энергетические балансы мощности и выработки электроэнергии с расчётами режимов сети по принципу «чёрного ящика». При этом балансы электроэнергии преобразуются в элементы ГБС (рис. 5).

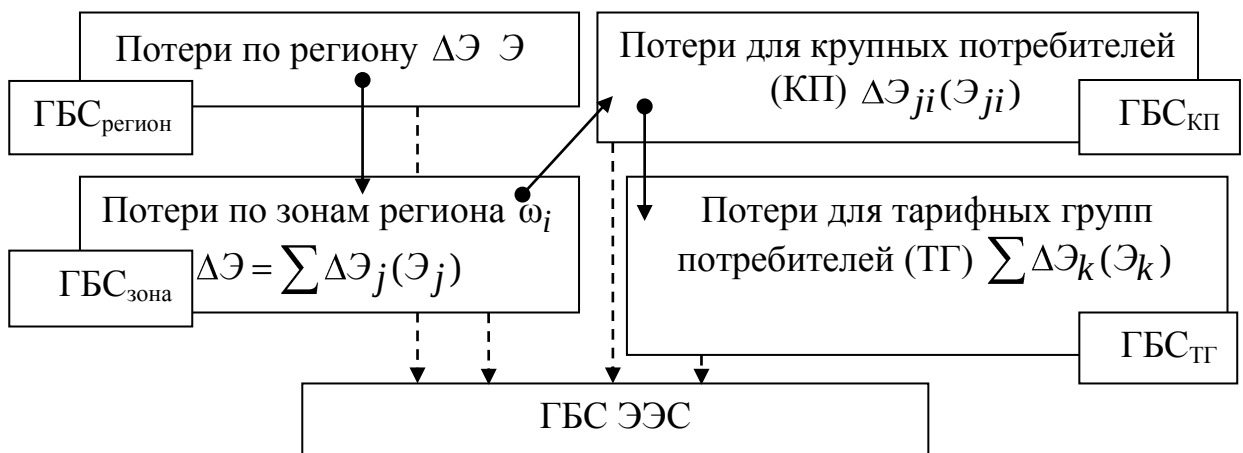


Рис. 5. Иерархия гипотетической балансовой сети

Особенно трудно создать ГБС потребления по группам потребителей. Предлагается распределять потери по показателю $\tau_{\max}$ - времени максимальных потерь. Такой метод является приближенным и его погрешность составляет около 10...20%, потому что $\Delta\mathcal{E} \neq \sum \Delta\mathcal{E}_i$. В диссертации разработана методика его применения.

Модели расчета режимов сети (МРС). Если главный фактор выбора модели - это полнота и достоверность исходной информации, то должен быть задан уровень ее достоверности, и по нему должен выбираться принцип расчетов и требования к модели. Предлагается три типа моделей.

Модель первая (МРС-1) - традиционная. Она используется при вариантных расчетах с новыми элементами сети и параметрами и выборе оптимального решения. Данные литературных источников и наши расчеты показывают, что статистические прогнозы на срок 1...5 лет обычно имеют погрешности до 10%. Область ее использования ограничена достоверностью информации. Иногда это меньше 5 лет и очень редко – больше.

Основой **второй модели (МРС-2)** служат энергетические балансы мощностей и электроэнергии и построение ГБС, которая дополняет

существующую. Погрешности исходной информации заведомо больше, чем в МРС-1. Прогнозы энергетических балансов на 5...10 лет имеют погрешности 30...50 %. Энергетические балансы составляются на всех уровнях иерархии в пространстве и во времени, и показано, что для каждой модификации можно дать ГБС. Создается иерархическая схема балансовой сети (рис. 6), а это новая задача, которая поставлена и решена в работе.

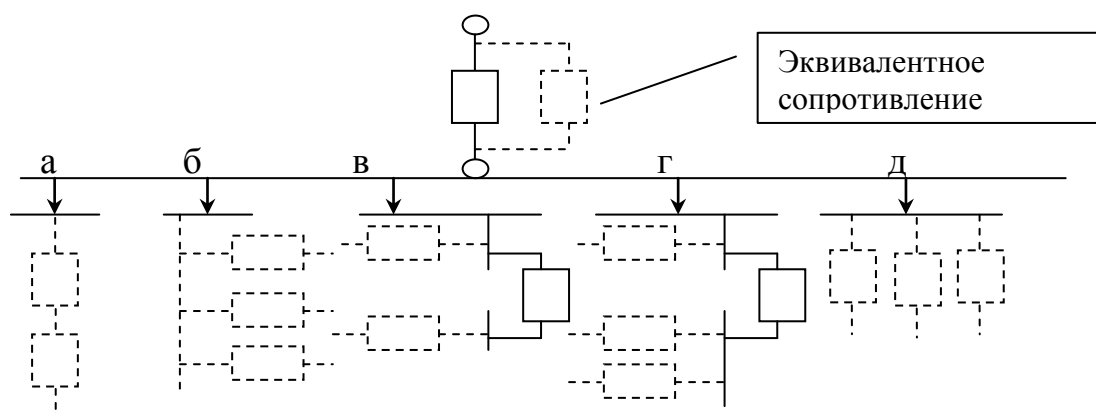


Рис. 6. Эквивалентные сопротивления при различных видах балансов: эквивалентирование может выполняться для региона в целом или для его частей: а) территориальных зон; б) локальных зон; в) крупных городов; г) узлов потребления; д) тарифных групп

При составлении *третьей модели (МРС-3)* имеются предположения, что энергетических балансов в полном объеме нет. Могут быть ориентировочные варианты основных параметров и схем развития сети. Тогда применяется *модель по геометрическим параметрам*. В ней параметры схемы замещения сети определяются по длине электропередач, напряжениям и удельным активным и реактивным сопротивлениям. Модель МРС-3 применяется при создании новых крупных предприятий, строительстве новых станций, создании новых транспортных путей.

Может использоваться совокупность названных моделей при больших сроках решения перспективных задач. В этом случае применяются цепочечные расчеты.

Методика разработки схемы электрической сети для крупного сетевого предприятия при решении задачи адресного планирования потерь электроэнергии. Рассматривается пример задачи текущего планирования технологических потерь электроэнергии и мощности для периодов месяц – год для всего предприятия и его структурных единиц (зон электроснабжения). Используется программа расчета нормальных режимов, а исходные данные задаются как комбинация режимных параметров сети за годовой период.

В примере показана методика выделения зон электроснабжения и проведения вычислительного эксперимента. Всего выполнено примерно 1000 расчетов с заданием случайных вариаций параметров; приведена методика эквивалентирования узлов сети при использовании потерь

электроэнергии для определения параметров схемы замещения станций (15 узлов), нагрузочных узлов, крупных системных подстанций (125 узлов), зон электроснабжения (11 зон), связей между узлами. В итоге схема эквивалентруется и представляется в виде концентрированных узлов с эквивалентными значениями нагрузки P_i , генерации P_j напряжения U_i, U_j в узлах i, j и эквивалентных сопротивлений R_{ji} (рис. 7).

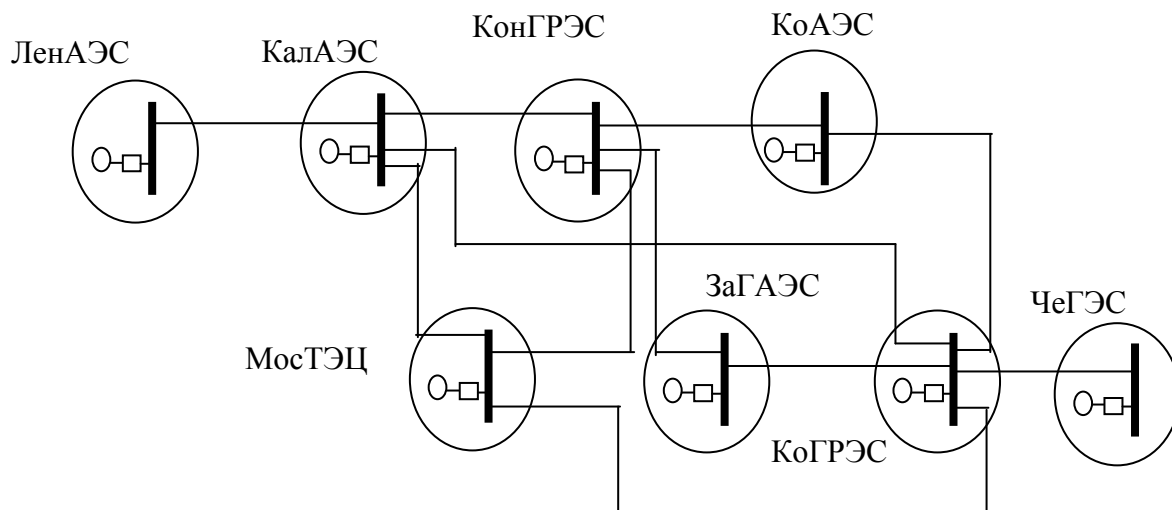


Рис.7. Фрагмент эквивалентной схема сети ФСК МЭС Центра с узлами в зонах электроснабжения

Показана необходимость адресных оценок при распределении потерь электроэнергии между узлами эквивалентной сети сетевой компании; разработана методика расчета и анализа характеристик потерь электроэнергии при планировании режима сетевой компании. Подробные данные приведены в отчетах и в тексте диссертации.

На величину потерь влияют внутригодовые процессы в системе. Характеристики потерь, отражающие сезонные процессы, определяются с использованием регрессионного анализа на основе пакета программ MS Excel. Они позволяют решить ряд задач.

- Определять активные сопротивления эквивалентной схемы по характеристике потерь для годового периода.
- Получать характеристики в различных координатах: суммарные потери, удельные потери, относительные приросты потерь от нагрузки для всей системы и от генерации отдельных электростанций и определять их эквивалентные сопротивления.
- Планировать потери для балансов активных мощностей на различных временных периодах с использованием схемы рис. 6.
- Проводить сравнительный анализ потерь по зонам электроснабжения.
- Получать необходимую информацию для расчета сетевых тарифов на покупку и продажу электроэнергии и мощности.

- Выполнять имитационные расчеты.

Методика разработки схемы сети на основе энергетических балансов при перспективном развитии генерирующих мощностей системы (рис. 6).

На примере энергосистемы Республики Коми рассмотрены особенности создания схемы гипотетических сетей с использованием энергетических балансов, имеющих различные модификации.

Рассматривается региональная система со слабыми электрическими связями, состоящей из производственных звеньев (25 единиц). Она показательна по разнообразию энергетических балансов и сетевых задач. Энергетические балансы составляются: в целом по системе, для структурных единиц системы, по отраслям потребления, по территориальным зонам, для крупных городов, для крупных развивающихся промышленных предприятий, по группам потребителей, для потребления с оптового рынка. Для них разработаны общие схемы по моделям МРС-1, МРС-2, МРС-3.

Расчеты режимов по гипотетической схеме позволяют определить динамические свойства системы и выявить требования к развитию станций и сетей, наметить варианты размещения станций, наметить трассы и параметры электрических сетей, а на этой основе составлять инвестиционные проекты.

Методика моделирования эквивалентной схемы сети для перспективных электрических расчетов режимов. Методика разрабатывалась на примере схемы ОЭС Сибири. Ее особенностями являются управление оптовым рынком на большой территории России, наличие 11 региональных систем; зоны электроснабжения региональных систем имеют схему с несколькими сотнями узлов.

Эквивалентирование структурных единиц проводилось по прогнозам потерь электроэнергии на 5 лет для месячных мощностей в пределах их изменения и по потерям мощности для максимального режима. Для линий связи между структурными единицами проводилось электрическое эквивалентирование.

Полученная схема ОЭС является исходным вариантом для конструирования гипотетической схемы на перспективу до 10 лет и затем геометрической сети на перспективу 15 лет.

Величины потерь мощности определялись моделями их прогнозирования по связанной временной схеме от 5 до 10 лет. Погрешности моделей прогнозов потерь мощности составляют от 3 до 11 % и по максимальной мощности до 4 %. Расчеты показали, что всего требуется дополнительно примерно 10 линий электропередачи напряжением 220 – 500 кВ с пропускной способностью по направлениям от 20 до 7000 МВт.

В общем виде эквивалентная сеть может включать в себя три типа сети (рис. 8): общую часть системообразующих сетей ОЭС ($R_{\text{ОЭС}}$); сеть региональных систем, входящих в ОЭС ($R_{1\text{ОЭС}}$, $R_{2\text{ОЭС}}$); собственную сеть региональных систем (R_1 , R_2).

Результаты расчетов по суммарным потерям в зоне с последующим получением электрического эквивалента энергосистемы представляются в

виде характеристик ΔP , P и $R_{\text{экв}}$, P_{Σ} . Такие расчеты выполнены для всех региональных энергосистем ОЭС Сибири.

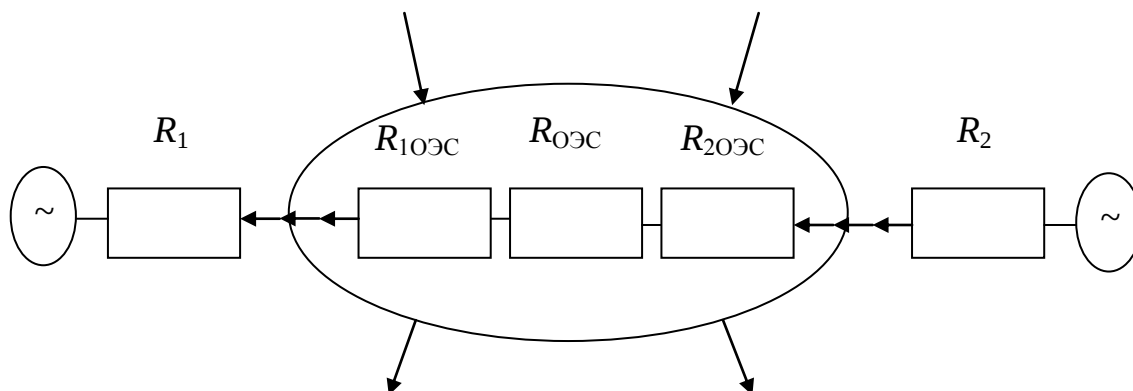


Рис. 8. Схема электрической сети ОЭС

Информационные задачи всегда были центральным звеном управления режимами ЭЭС. В данной работе рассматриваются две информационные задачи. Первая задача связана с перспективными расчетами. В общем виде нами совместно с ОДУ Сибири разрабатывались основы создания блока «Перспектива» для базы стратегических данных (БСД), когда значительная часть данных поступает из внешних источников. Выявлены пути и принципы создания БСД, в которую входит до 20 блоков. Информация предоставляется региональными электроэнергетическими системами. Влияние погрешностей информации по электропотреблению на технические параметры электрических сетей ОЭС Сибири при заблаговременности 5 лет – 1 ... 20 %, а для 10 лет до 40 % и больше.

Разработанные модели МРС могут рассматриваться как изолированно, так и в совокупности и образуют блок расчёта сети (БРС), входящий в блок 1 системы СИПАР (рис. 1). БРС включает в себя:

- определение свойств сетевого объекта (границы, структурные элементы – зоны электроснабжения, узлы);
- формирование задач и целей;
- обоснование принципов эквивалентирования электрической сети и формирование схемы замещения (для перспективы до 2 лет используются потери мощности, более 2 лет – потери электроэнергии);
- расчёт режимов сети с использованием моделей МРС (как отдельно, так и взаимосвязанно по цепочечной схеме).

В **пятой главе** предложены принципы создания блока системы прогнозов (БСП) при планировании режимов энергосистем, который является частью системы СИПАР.

В диссертации выдвинута и реализована идея о конструировании прогноза на основе элементов, повышающих его достоверность:

- главный прогноз и взаимосвязанные с ним вспомогательные прогнозы факторов;
- учёт развития факторов во времени;

- учёт внутренней структуры процесса для рассматриваемого периода времени;
- интерактивный режим расчёта.

В БСП включаются три вида общепринятых моделей прогнозов: модель прошлого (МП), модель настоящего (МН), модель будущего (МБ). Содержание всех моделей задается при конструировании.

Модели прошлого (МП) - это статистические модели, получаемые по ретроспективной информации для фактических и прогнозных параметров. Они состоят из главных $\Phi_{гл}$ и вспомогательных факторов $\Phi_{всп}$, влияющих на прогноз: $\Phi_{гл}(\Phi_{всп})$. В достоверности прогнозов по МП громадную роль играет полномасштабный статистический анализ информации, содержание которого разработано в диссертации. Применение статистического анализа требует серьезных изменений в существующей практике прогнозирования, когда он проводится поверхностно.

Модели будущего (МБ) – это дополнительные модели, учитывающие прогнозы факторов будущего: $\Phi_{пр}(t_{пр})$, т. е. модели поправок (метеорологических, технологических, состава потребителей, потерь мощности и электроэнергии в сетях и др.). Все они имеют предысторию и свои МП.

Модели настоящего (МН) – это модели, включающие поправки на планируемые мероприятия - расчетные поправки, дополняющие ретроспективные процессы (ввод/вывод крупных потребителей, изменение схемы сети и ее параметров). Эти поправки часто имеют вид «скачков».

Требования к моделям задаются конструктором через специальный интерфейс, а внутреннее математическое обеспечение дает возможность их выполнять. Предусматривается отбор значимых моделей. Все модели требуют «настройки» в интерактивных расчётах.

В БСП применяется последовательная корректировка прогнозов и планов, что обеспечивает адаптивность моделей. Расчетный период T представляется в виде последовательных частей, причем их длительность зависит от заблаговременности прогнозов и дискретности информации. Период $T = T_{прош} + T_{прогн} + T_{мод}$, $T_{прогн} = nT_{прогн1} + kT_{прогн2}$, $T_{мод} = nT_{мод1} + kT_{мод2}$, таким образом: $T = \sum \Delta t_{прош} + \sum \Delta t_{прогн} + \sum \Delta t_{мод}$, где $k, n, \dots$ - вид исходной информации, $T_{прош}$ – прошедшее время общего периода T , время заблаговременности $T_{прогн}$ прогноза и первоначальной модели $T_{мод}$, $\Delta t_{прош}$, $\Delta t_{прогн}$, $\Delta t_{мод}$ – расчетные интервалы времени для указанных периодов.

Вначале для всего периода и для всех его интервалов получают прогнозы по моделям, которые дают совокупность параметров X . Решение имеет вид: $X_{11}, X_{22}, \dots, X_{1n}$. Это первоначальное нулевое решение. Далее начинает работать схема расчета планов. Чаще всего при расчете режимов ЭЭС они уточняются еженедельно. При этом уточняются и все прогнозы – их

модели. На интервале t_1 моделируется информация для оставшегося периода от t_2 до t_n и расчеты повторяются. В итоге получается матрица результатов. Прогноз можно оценить только в конце планового периода, определяя погрешность. Это будет давать диагональ матрицы. Так как исходная информация обладает стохастическими свойствами, этот порядок является единственно возможным для повышения достоверности планов. Это требует методики настройки моделей прогнозов, которая зависит от развития процесса во времени от нулевой до конечной точки планирования. Эта схема настраивается по ΔT , а при регулярных расчетах она должна быть самонастраивающейся. Прогноз без оценки достоверности - это в лучшем случае предположение. Достоверность оценивается погрешностями, и намечаются варианты расчетов планов. Без оценок погрешностей прогнозы ничего не дают и даже часто приводят к неверным решениям. Необходимо учитывать достоверность моделей и достоверность прогнозов. Чаще всего достоверность моделей учитывается инверсной верификацией, а достоверность прогнозов - специальными имитационными расчетами.

Математический аппарат моделирования прогнозов реализуется методами эконометрики и дается на примерах прогнозирования электропотребления и мощности нагрузки. Наибольшее распространение получили модели временных рядов и регрессии. Другие математические методы (искусственные нейронные сети, игровые, нечеткой логики) применяются редко. Вид математических моделей определяется на предварительной исследовательской стадии, а в БСП подбираются их состав, коэффициенты, структура.

Программная реализация рассмотренных выше предложений невозможна без широкого использования интерактивных *компьютерных технологий*. Они включают в себя: индивидуальное информационное обеспечение для всех видов прогнозов; подбор оптимальных математических моделей прогнозов; интерактивный режим пользователя для внесения поправок в модели и прогнозы; имитационные расчеты для проигрывания возможных вариантов; оценку надежности решений (достоверности и рисков); сервис общения человека с ЭВМ и др.

Блок системы прогнозов – это новое решение в планировании. Имеющиеся разработки по прогнозированию были разовыми, а не входили в специальную систему такую, как предлагается в диссертации.

В **шестой главе** разработана методика конструирования системы прогнозов электропотребления и графиков нагрузки.

Прогнозы электропотребления в БСП. Главное направление повышения достоверности прогнозов - это изучение процесса и проведение адаптивных расчетов по схеме непрерывных корректировок прогнозов. Модель временного ряда включает в себя четыре компонента: тренд (T), сезонную периодическую составляющую (S), остатки, которые поддаются формализации (I), случайные остатки – погрешность модели (δ). Итоговые

результаты исследования временных моделей прогнозирования электропотребления для Новосибирской энергосистемы сведены в табл. 2.

Таблица 2

Модели прогнозирования при планировании электропотребления с годовой заблаговременностью

№ п/п	Плановая задача	Вид модели временного ряда	Интервал дискретности	Периодичность уточнения модели
1	План с разбивкой по месяцам $M_{\text{год}}$	$\mathcal{E}_{\text{год}} = T_{\text{год}} + S_{\text{год}} + I_{\text{год}} + \delta_{\text{год}}$	1 месяц	12
2	Квартальный план с разбивкой по месяцам $M_{\text{кв}}$	$\mathcal{E}_{\text{кв}} = T_{\text{кв}} + \delta_{\text{кв}}$	1 месяц	4
3	Переходные планы для межсезонных периодов $M_{\text{сез}}$	$\mathcal{E}_{\text{сез}} = T_{\text{сез}} + \delta_{\text{сез}}$	1 сутки	4
4	Переходные планы для отопительного и неотапительного сезона M_Q	$\mathcal{E}_Q = T_Q + S_Q + I_Q + \delta_Q$	1 сутки	2
5	Месячные планы с разбивкой по суткам $M_{\text{мес1}}$	$\mathcal{E}_{\text{мес1}} = T_{\text{мес1}} + S_{\text{мес1}} + I_{\text{мес1}} + \delta_{\text{мес1}}$	1 сутки	30*12
6	Месячные планы с разбивкой по часам $M_{\text{мес2}}$	$\mathcal{E}_{\text{мес2}} = T_{\text{мес2}} + S_{\text{мес2}} + I_{\text{мес2}} + \delta_{\text{мес2}}$	1 час	720*12
7	Итоговая модель годового плана		1 час	~10000

В качестве дополнительных могут использоваться модели прогнозирования календарных дат для климатических и отопительных сезонов, метеофакторов и др.

Полученные по тестовым и реальным расчетным схемам результаты позволяют внести ряд предложений по развитию методов моделирования электропотребления. Без учета этих факторов повысить достоверность прогнозов нельзя.

- Все модели по заблаговременности прогнозирования должны быть взаимосвязаны по схеме цепочечных расчетов.
- Необходимо учитывать динамические свойства моделей во времени и иметь схему адаптации моделей.
- Учет характера и внутренней структуры процесса электропотребления повышает достоверность моделей.
- Выявление индивидуальных характеристик трендо-сезонных моделей позволяет более полно и правильно организовать циклические расчеты в БСП.

Необходимо автоматизировать расчеты с использованием компьютерных технологий, без которых реализовать вышеуказанные предложения невозможно. Большое значение при этом имеет интерактивный режим внесения поправок в прогнозы, которые не отражаются на основе исходной информации.

Расчёты, выполненные по этим предложениям для Новосибирской энергосистемы и для ОЭС Сибири, показали, что погрешности прогнозов уменьшаются примерно в 2 раза и достоверность планов увеличивается. Следовательно, исследование по определению состава моделей прогнозирования электропотребления является эффективным способом повышения достоверности планов.

Конструирование прогнозов. Рассмотрим одну из конструкций прогноза электропотребления, предложенную в главе 5: «гипотеза конструирования - статистические модели - поправки - прогноз - погрешности прогнозов - план». Расчеты выполнялись для Новосибирской энергосистемы и для ОЭС Сибири.

Будем считать, что годовой цикл надо делить на внутригодовые процессы. Расчеты показали, что таких периодов 11: календарные сезоны года; переходные зоны между календарными периодами; периоды отопительные и неотопительные; зимние каникулы. Деление уменьшает погрешность сглаживания информации и изменяет все составляющие временной модели. Но при этом модели прогнозирования надо разрабатывать для всех частей общего периода. Выделение периодов осуществляется по ретроспективной информации.

Для расчётного периода (3 года) были получены следующие результаты: для весеннего и осеннего периодов характерна стабильность процессов и используется трендо-сезонная модель; между сезонами периодическая составляющая не проявляется, что позволяет использовать линейные тренды; для зимнего периода можно использовать и трендо – сезонную и линейную модели; для летнего – линейную. Колебания электропотребления в зимний и летний период от модели составляет в среднем 4...6 %, в весенний и осенний 10...15 % (без тренда), 4...6 % (с линейным трендом). Без выделения периодов колебания составляют 5...20 %. Средняя ошибка прогнозов составляет 4...6 % (табл. 3). Погрешности для всех временных зон уменьшаются по сравнению с годовой моделью и достоверность моделей прогнозирования повышается.

Для Новосибирской энергосистемы число моделей прогнозирования составило 22, число адаптивных расчетов по схеме последовательных корректировок моделей за год более 100, уточнение моделей производилось на каждом интервале дискретности по времени.

Таблица 3

Отклонения электропотребления по сезонам, % среднего

Сезон	Зима	Лето	Весна	Осень
-------	------	------	-------	-------

Год	2003	2004	2005	2003	2004	2005	2003	2004	2005	2003	2004	2005
Максимальное отклонение от тренда, %	11	16	14	11	12	12	18	16	17	15	13	15
Среднее отклонение от тренда, %	4	4	5	4	4	4	5	6	5	4	4	5

Для ОЭС Сибири и 11 региональных систем погрешности моделей составили 2...10 %. Периоды ретроспекции статистической информации не превышают четырёх лет ($R^2 = 0,92$). Показано, что система моделей позволяет снижать погрешности прогнозирования примерно в 2 раза.

Прогнозирование графиков нагрузки (ГН) рассматривалось многократно различными авторами. В этих работах постоянно исследовались новые пути повышения достоверности прогнозов. В данной работе также рассматривается новая схема получения прогноза – конструирование графика нагрузки в интерактивном режиме на основе прогнозов элементов конструкции.

Используются прогнозы по комплексу моделей прогнозирования: прогноз электропотребления для заданного периода t с использованием временных рядов - $\mathcal{E}_{ГН}(t)$; прогноз поля изменения конфигурации ГН в пределах $\pm\Delta(P(t))$; усредненный статистический ГН за период ретроспекции $P_{ср}(t)$; характерные параметры мощности P_{max} , P_{min} и их регрессионные зависимости $P_{max}(P_{ср})$, $P_{min}(P_{ср})$ и временные модели $P_{max}(t)$, $P_{min}(t)$. По этим данным создаётся конструкция графика нагрузки, в которую вносятся дополнительные поправки на прогнозы факторов: метео (температуры, облачности), расчетных плановых работ, частоты системы, потерь электроэнергии от транзита, интуитивные и др. Процесс конструирования ГН является неотъемлемой частью системы БСП.

Состав элементов зависит от заблаговременности прогноза. При суточной заблаговременности необходимы зависимости $P_{ср}(t)$ и поправок от времени, при месячной – все составляющие, при годовой только параметры поля нагрузок $\pm\Delta(P(t))$. В общем случае поправки включают статистические, расчётные и плановые.

Методика конструирования ГН была разработана для РДЦ (регионального диспетчерского центра) Новосибирской энергосистемы. Для оперативных планов конструирование ГН базируется на усреднении наблюдений за период от нескольких суток до месяца. Для повышения достоверности рассматривались 9 видов поправок (на температуру наружного воздуха, облачность, потери в сетях от транзита и собственные, частота, нагрузки для двух крупных потребителей, измерительные, прочие). Сравнительные оценки предложенной модели с практическими расчетами представлены в табл. 4.

Таблица 4

Частота погрешностей прогноза графика нагрузки, 2005 - 2007 гг.

Величины погрешностей		До 2 %	2 ...5 %	5...10 %	Выше 10 %
Частота погрешностей	По модели	175	140	21	0
	Из практики	142	115	79	0

Многолетний процесс изменения параметров ГН получен за три года. Выявлено, что наиболее значительны для графика нагрузки следующие параметры: максимальная, минимальная и средняя мощность, поле изменчивости мощности во времени. Погрешности моделей этих параметров ГН на год составляют 3...5 %. А на 5 лет и более предельные отклонения мощностей очень большие - 30...200 %, среднеквадратичные отклонения примерно 100%. Прогнозы *годовых ГН* имеют погрешности до 30 % и больше.

Методика *прогнозирование случайной составляющей ГН рассмотрена* на примере ЗСЖД (Западно - Сибирской железной дороги), которая на 15...20 % определяет нагрузку системы. Нагрузка ЗСЖД зависит от 20...30 случайных факторов, поэтому для ее оценки использовался вероятностный анализ. Расчеты показали, что среднеквадратичные отклонения суточных мощностей за год составляют примерно 10 %. Из гистограммы частот получено, что 36 % отклонений мощности нагрузки от среднего значения принадлежит интервалу -10 %...0 %, а 34% интервалу 0 %...10 %. Самым «популярными» являются отклонения ± 10 % и 70 % отклонений укладывается в этот интервал.

Прогнозирование структуры потерь мощности в узлах электрической сети. Эта задача мало исследована. Обсуждение показывает, что наиболее рациональны ранговые методы прогнозирования.

В примере для ФСК МЭС Центра получены достаточно хорошие ранговые модели по узлам нагрузки и по отдельным подстанциям. Предельные погрешности моделей нагрузок подстанций по усредненной ранговой модели не превышают 8 %. Достаточно качественные ранговые модели получены для концентрированных нагрузок по зонам электроснабжения, в которых имеется от 1 до 3 системных подстанций. Погрешности прогнозирования мощности не превышают 5 %. Ранговые модели мощностей для 11 узлов электростанций, имеют погрешности 0,5...10 %.

В целом сделан вывод о возможности применения ранговых моделей. Предложена методика их разработки – усреднение узлов с близкими рангами, исключение выбросов данных, учет динамики, сочетание временных и ранговых моделей.

Эти результаты показывают, что идея конструирования прогнозов электропотребления и графиков на основе характерных процессов и параметров дает достаточно хорошие результаты по достоверности планов.

Однако ее реализация требует компьютерных технологий для блока системы прогнозов.

ЗАКЛЮЧЕНИЕ

В диссертационной работе **решена научно-техническая проблема** развития теории и методов анализа и планирования установившихся режимов ЭЭС и получены новые результаты по ее развитию. Дезинтеграция общей системы энергетики вызвала существенные изменения свойств всей системы и ее частей. Отсутствие теоретических разработок привело к снижению эффективности анализа и планирования режимов системы.

В работе получены **новые результаты** по теории и методам, которые позволяют повысить эффективность решения режимных задач: выявлены методологические принципы описания свойств систем; разработаны основы моделирования задач и методики их расчета; определены новые существенные пути решения задач; разработаны основы компьютеризации расчетов; созданы схемы расчетов в едином информационном поле; применён интерактивный режим. В совокупности все это позволяет развить теорию и методологию решения задач анализа и планирования режимов ЭЭС и ее частей при решении задач управления нормальными режимами.

Диссертация основывается на результатах работ, выполненных под руководством и при непосредственном участии автора по заказам энергетических предприятий, эксплуатирующих и проектирующих системы энергетики.

Наиболее существенные научные и практические результаты заключаются в следующем.

1. Разработаны рекомендации по развитию теории анализа режимов ЭЭС, учитывающие изменения их свойств и условия функционирования.

2. Определены принципы выявления свойств (границ и узлов) ЭЭС и сетевых объектов. Предложено ЭЭС декомпозировать на целевые системы вида Т, ПХ, Э, К. Для сетевых объектов предложено определять их границы по рассматриваемым задачам, а узлы – по зонам электроснабжения. Такое представление позволяет наиболее полно устанавливать цели и задачи.

3. Предложены модели расчета режимов электрических сетей и их параметров при перспективных решениях о развитии системы. Общая схема расчетов (БРС) комбинируется из трёх моделей: МРС-1 – выделение зон электроснабжения, МРС-2 – разработка эквивалентной схемы для зоны электроснабжения по интегральному показателю потерь электроэнергии ΔE_T или мощности ΔP_T , МРС-3 – разработка гипотетической сети для перспективы более 5 лет. Разработаны принципы создания гипотетической сети, которая дает связи между энергетическими балансами системы, разнообразным по структуре, и параметрами режимов электрических сетей. Это существенно расширяет методику сетевых расчетов при решении перспективных задач энергетики.

4. Разработаны методика и модели адресных расчётов с формированием трасс между узлами системы и их параметров (АСМ).

Определены изменения в уравнениях состояния установившихся режимов ЭЭС. Предложена методика использования матричных способов определения трасс.

Выполнены тестовые расчеты и расчеты для крупного сетевого предприятия энергетики ФСК МЭС Центра по адресному распределению потоков электроэнергии и потерь мощности и электроэнергии, которые в полной мере подтверждают продуктивность этого принципа.

5. Предложена методика расчетов режимов ЭЭС с использованием *нового метода* «электрического эквивалента», обладающая большими преимуществами при анализе транспорта энергии по электрическим сетям, в том числе и вычислительными, в сравнении с методами, применяемыми сейчас для планирования режимов ЭЭС. В методе «электрического эквивалента» энергетические характеристики станций в различных координатах заменяются активными сопротивлениями электрической схемы замещения. Тестовые расчеты показали, что такая замена позволяет оценить параметры ЭЭС при решении разнообразных режимных задач.

6. Определены принципы составления прогнозов электропотребления, графиков нагрузок и их характерных параметров, которые базируются на *идее конструирования прогноза БСП*. Элементами конструкции являются главные и вспомогательные прогнозы; структурные составляющие процессов прогнозируемых факторов; обоснованный метод прогнозирования. Реализация этой идеи требует обязательного использования интерактивных технологий. Приведены примеры расчетов для Новосибирской энергосистемы и ОЭС Сибири. Разработано около 20 моделей для годового прогноза и при их непрерывной корректировке требуется выполнять несколько уточнений. Расчеты показали, что достоверность прогнозов повышается примерно в 2 раза.

7. Предложены схемы алгоритмизации для трех задач наиболее важных для общей задачи анализа и планирования установившихся режимов ЭЭС. Первая – взаимосвязанный комплекс математических моделей адресных расчетов (АСМ). Вторая – расчет режимов сети с учетом фактора времени (БРС и входящих в него МРС). Третья – система прогнозов (БСП). Схемы могут использоваться как основа разработки промышленных программ. По ним выполнены расчеты, подтверждающие их правомерность.

8. Разработана идеология построения единого информационно-вычислительного пространства. Она объединяет результаты, полученные в диссертации, в структурную схему создания общего информационного пространства «СИПАР». В схему включены блоки АСМ, БРС, БСП, что позволяет получить более обоснованные решения при анализе режимов ЭЭС, обеспечивает взаимосвязь математических методов и моделей, повышает эффективность принятия решения, обеспечивает интерактивные режимы. Это один из важнейших результатов всей работы.

9. Разработаны методики и выполнены расчеты задач при использовании предлагаемых научных принципов. Для сетевой компании

ФСК МЭС Центра даются методика создания схемы замещения при расчете режимов сети, методика применения принципа адресности методика прогнозирования нагрузок в узлах сети. Для энергосистемы Республики Коми приведена методика создания гипотетических сетей на основе энергетических балансов различной структуры, имеющих заблаговременность 5, 10, 15 лет. Для ОЭС Сибири приведен комплекс моделей расчета режимов сети для перспективного развития. Для Новосибирской энергосистемы разработана методика прогнозирования электропотребления, графиков нагрузки и их характерных параметров. Основные положения методик имеют общность и могут применяться на других объектах. Числовые результаты примеров подтверждают правомерность научных и практических положений, приведенных выше.

ПУБЛИКАЦИИ ПО ТЕМЕ ДИССЕРТАЦИИ

Монографии и учебники:

1. Модели и методы прогнозирования электроэнергии и мощности при управлении режимами электроэнергетических систем [Текст] / Т.А. Филиппова, А.Г. Русина, Ю.В. Дронова; Новосиб. Гос. Техн. Ун-т. – Новосибирск, 2009. – 368 с. (Коллективная монография, общий объем 23 п.л.).
2. Филиппова Т. А. Оптимизация режимов электростанций и энергосистем / Т.А. Филиппова, Ю.М. Сидоркин, А.Г. Русина; Новосиб. Гос. Техн. Ун-т. – Новосибирск, 2007. – 356 с. (Учебник, общий объем 22,25 п.л.).
3. Гидроэнергетика : учебник / Т.А. Филиппова, М.Ш. Мисриханов, Ю.М. Сидоркин, А.Г. Русина. – Новосибирск : Изд-во НГТУ, 2011. – 640 с. (Серия «Учебники НГТУ») (Учебник, общий объем 40 п.л.).
4. Русина А.Г. Новые модели и принципы управления режимами ЭЭС. Модель электрического эквивалента и принципы адресного распределения потоков и потерь мощности / А.Г. Русина. - Лейпциг : LAP Lambert Academic Publishing, 2011. – 194 с., 2012. - 194 с. (Монография, общий объем 12,125 п.л.).
5. Гидроэнергетика : учебное пособие / М.Ш. Мисриханов, А. Г. Русина, Ю. М. Сидоркин, Т. А. Филиппова. – 2-е изд., перераб. - Новосибирск : изд-во НГТУ, 2012. - 620 с. (Серия «Учебники НГТУ») (С грифом УМО) (Учебник, общий объем 38,75 п.л.).

Публикации в изданиях, рекомендованных ВАК РФ:

6. Использование статистических моделей при краткосрочном прогнозировании электропотребления и графиков нагрузки ЭЭС [Текст] / Т. А. Филиппова, А. Г. Русина, Ю. В. Дронова, Р. В. Зимин, Р. С. Калюжный // Электр. станции. – 2008. – № 5. – С. 32–36.(По энергетике, общий объем 0,3125 п.л.).
7. Русина, А. Г. Задачи адресного распределения потоков и потерь электроэнергии и методы их решения [Текст] / А. Г. Русина // Вест. УГТУ-УПИ. Энергосистема: управление, качество, конкуренция : сб. докл. II

Всерос. науч.-техн. конф. – Екатеринбург : Изд-во ГОУ ВПО УГТУ-УПИ, 2004. – № 12 (42). – С. 210–214. (По энергетике, общий объем 0,3125 п.л.).

8. Русина, А. Г. Методические принципы разработки моделей прогнозирования электропотребления при текущей и перспективной деятельности электроэнергетических систем [Текст] / А. Г. Русина, А. Ю. Останин // Научные проблемы транспорта Сибири и Дальнего Востока : материалы междунар. науч.-техн. конф. «Энергосистема: Исследование свойств, Управление, Автоматизация». – Новосибирск : Изд-во НГАСУ. – 2009. – № 1. – С. 69–73. (По энергетике, общий объем 0,3125 п.л.).

9. Русина, А. Г. Особенности расчета режимов ЭЭС в современных условиях электроэнергетического рынка России [Текст] / А. Г. Русина, Ю. М. Сидоркин // Изв. Том. политехн. ун-та. – Томск : Изд-во ТПУ. – 2005. – Т. 308, № 5. – С. 171–175. (По энергетике, общий объем 0,3125 п.л.).

10. Русина, А. Г. Особенности расчетов режимов электрических сетей при перспективном развитии объединенной энергосистемы [Текст] / А. Г. Русина, А. Ю. Останин, Т. А. Филиппова // Электр. станции. – 2009. – № 10. – С. 28–33. (По энергетике, общий объем 0,375 п.л.).

11. Русина, А. Г. Особенности эквивалентирования электрических сетей при различных целях функционирования электроэнергетических систем [Текст] / А. Г. Русина // Изв. Вузов. Проблемы энергетики. – Казань, 2010. – С. 41–48. (По энергетике, общий объем 0,5 п.л.).

12. Русина, А. Г. Статистические модели графиков нагрузки потребителей электрической энергии энергосистемы [Текст] / А. Г. Русина, Г. Л. Русин // Научные проблемы транспорта Сибири и Дальнего Востока : материалы междунар. науч.-техн. конф. «Энергосистема: Исследование свойств, Управление, Автоматизация». – Новосибирск : Изд-во НГАСУ. – 2009. – № 1. – С. 95–98. (По энергетике, общий объем 0,25 п.л.).

13. Русина А.Г. Инновационный подход к решению режимных задач при управлении электроэнергетическими системами [Текст] / А.Г.Русина, М.Ш. Мисриханов // Вестник ИГЭУ. – 2012. – № 3. – С. 22–27 (По энергетике, общий объем 0,375 п.л.).

Другие работы автора:

14. Модели прогнозирования электропотребления и мощности нагрузки электроэнергетических систем с учетом особенностей их функционирования на электроэнергетическом рынке [Текст] / А. Г. Русина [и др.] // Науч. вест. НГТУ. – 2007. – № 1(26). – С. 123–130. (Общий объем 0,5 п.л.).

15. Русина, А. Г. Адресное распределение потерь мощности и энергии между электростанциями сетевого предприятия с использованием регрессионного анализа [Текст] / А. Г. Русина // Наука. Технологии. Инновации : тез. докл. всерос. науч. конф. молодых ученых. – Новосибирск : Изд-во НГТУ, 2003. – Ч. 6. – С. 68-69. (Общий объем 0,125 п.л.).

16. Русина, А. Г. Адресное распределение потерь электроэнергии и мощности в коммерческих отношениях потребителей и электроснабжающей организации [Текст] / А. Г. Русина, М. Ш. Мисриханов // Повышение эффективности работы энергосистем : тр. ИГЭУ. – М. : Энергоатомиздат, 2007. – Вып. 8. – С. 256–265. (Общий объем 0,625 п.л.).
17. Русина, А. Г. Алгоритмизация задач адресного определения стоимости потоков и потерь мощности [Текст] / А. Г. Русина // Энергетика: экология, надежность, безопасность : материалы 11 всерос. науч.-техн. конф. – Томск : Изд-во ТПУ, 2005. – С. 124–126. (Общий объем 0,1875 п.л.).
18. Русина, А. Г. Имитационные модели прогнозирования потерь электроэнергии и мощности в электрических сетях [Текст] / А. Г. Русина // Энергосистема: управление, конкуренция, образование : сб. докл. III международ. науч.-практ. конф., 14-16 окт. 2008 г., Екатеринбург. – Екатеринбург, 2008. – Т. 2. – С. 240–246 (Общий объем 0,4375 п.л.).
19. Русина, А. Г. Интеграционные свойства модели электрического эквивалента ЭЭС [Текст] / А. Г. Русина // Энергетика: экология, надежность, безопасность : материалы 12 всерос. науч.-техн. конф. – Томск : Изд-во ТПУ, 2006. – С. 51–53 (Общий объем 0,1875 п.л.).
20. Русина, А. Г. Информационные проблемы при прогнозировании мощности электрической энергии ОЭС Сибири [Текст] / А. Г. Русина, А. Е. Смирнов // Электроэнергетика глазами молодежи : сб. науч. тр. всерос. науч.-техн. конф., Екатеринбург 17-19 нояб. 2010 г. В 2 т. – Екатеринбург : Изд-во УрФУ, 2010. – Т. 2. – С. 188–192. (Общий объем 0,3125 п.л.).
21. Русина, А. Г. Использование модели эквивалентирования зон электроснабжения для прогнозирования потерь мощности [Текст] / А. Г. Русина, Е. И. Бородина, М. В. Цыва // Электроэнергетика глазами молодежи : сб. науч. тр. всерос. науч.-техн. конф., Екатеринбург 17-19 нояб. 2010 г. В 2 т. – Екатеринбург : Изд-во УрФУ, 2010. – Екатеринбург : Изд-во УрФУ, 2010. – Т. 2. – С. 192–197 (Общий объем 0,375 п.л.).
22. Русина, А. Г. Краткосрочное прогнозирование электропотребления с использованием статистических методов [Текст] / А. Г. Русина, Ю. В. Дронова, Р. С. Калюжный // Энергосистема: управление, конкуренция, образование : сб. докл. III международ. науч.-практ. конф., 14-16 окт. 2008 г., Екатеринбург. – Екатеринбург, 2008. – Т. 1. – С. 82–88 (Общий объем 0,4375 п.л.).
23. Русина, А. Г. Модели и методы расчета режимов и параметров электрических сетей при перспективном развитии объединенной энергосистемы [Текст] / А. Г. Русина, А. Ю. Останин // Сб. науч. тр. НГТУ. – 2009. – № 3(57). – С. 131–134 (Общий объем 0,25 п.л.).
24. Русина, А. Г. Модель графика нагрузки электроэнергетической системы [Текст] / А. Г. Русина, Р. В. Зимин // Наука. Технологии. Инновации : материалы докл. всерос. науч. конф. молодых ученых. – Новосибирск : Изд-во НГТУ, 2006. – Ч. 3. – С. 190–191. (Общий объем 0,125 п.л.).

25. Русина, А. Г. Определение потерь электроэнергии и мощности в электрических сетях при отношениях купли – продажи на электроэнергетическом рынке [Текст] / А. Г. Русина, М. Ш. Мисриханов // Повышение эффективности работы энергосистем : тр. ИГЭУ. – М. : Энергоатомиздат, 2007. – Вып. 8. – С. 279–287.(Общий объем 0,5625 п.л.).

26. Русина, А. Г. Определение стоимости потоков и потерь мощности и энергии в сетевом предприятии оптового электроэнергетического рынка [Текст] / А. Г. Русина // Электроэнергия и будущее цивилизации : материалы докл. междунар. науч.-техн. конф. – Томск : Изд-во ТПУ, 2004. – С. 170–173.(Общий объем 0,25 п.л.).

27. Русина, А. Г. Особенности оптимизации режимов энергетических систем на рынке электроэнергии [Текст] / А. Г. Русина, Ю. М. Сидоркин // Энергетика: экология, надежность, безопасность : материалы 10 всерос. науч.-техн. конф. – Томск : Изд-во ТПУ, 2004. – С. 117–120.(Общий объем 0,25 п.л.).

28. Русина, А. Г. Особенности расчета режимов и параметров системообразующих электрических сетей объединенной энергосистемы [Электронный ресурс] / А. Г. Русина // Энергетика России в 21 веке: стратегия развития -восточный вектор : материалы всерос. конф., 30 авг. – 3 сент. 2010г. – Режим доступа : <http://sei.irk.ru/symp2010/papers.html>. – Загл. с экрана.

29. Русина, А. Г. Повышение эффективности работы энергосистем за счет оптимизации ее режимов [Текст] / А. Г. Русина, А. С. Таран // Инновационная энергетика 2010 : материалы второй науч.-практ. конф. с междунар. участием. –Новосибирск : Изд-во НГТУ, 2010. – С. 37–40. (Общий объем 0,25 п.л.).

30. Русина, А. Г. Портфельный подход к оценке эффективности инвестиционных проектов развития энергетики России [Текст] / Г. Л. Русин, А. Г. Русина // Электроэнергетика глазами молодежи : сб. науч. тр. всерос. науч.-техн. конф., Екатеринбург 17-19 нояб. 2010 г. В 2 т. – Екатеринбург : Изд-во УрФУ, 2010. – Екатеринбург : Изд-во УрФУ, 2010. – Т. 2. – С. 269–274. (Общий объем 0,375 п.л.).

31. Русина, А. Г. Принципы моделирования электрической сети при расчетах перспективного развития [Текст] / А. Г. Русина, А. Ю. Останин // Повышение эффективности систем электроснабжения : материалы всерос. науч.-практ. конф., 25-27 июня 2009 г. – Махачкала, 2009. – С. 13–17.(Общий объем 0,3125 п.л.).

32. Русина, А. Г. Принципы расчета режимов ЭЭС на основе модели ее электрического эквивалента [Текст] / А. Г. Русина // Повышение эффективности производства и использования энергии в условиях Сибири : материалы всерос. науч.-техн. конф. – Иркутск , 2006. – С. 61–63.(Общий объем 0,1875 п.л.).

33. Русина, А. Г. Прогнозирование при использовании ранговых методов [Текст] / А. Г. Русина, Т. А. Филиппова, Ю. М. Сидоркин //

Повышение эффективности систем электроснабжения : материалы всерос. науч.-практ. конф. 25-27 июня 2009 г. – Махачкала, 2009. – С. 8–13.(Общий объем 0,375 п.л.).

34. Русина, А. Г. Ранговые модели структурного моделирования и прогнозирования [Текст] / А. Г. Русина, Ю.М. Сидоркин // Науч. вест. НГТУ. – 2008. – № 2(31). – С. 139–150 (Общий объем 0,75 п.л.).

35. Русина, А. Г. Распределение потерь мощности и энергии сетевого предприятия между генерирующими единицами с использованием регрессионного анализа [Текст] / А. Г. Русина, М. Ш. Мисриханов // Повышение эффективности работы энергосистем : тр. ИГЭУ. – М. : Энергоатомиздат, 2007. – Вып. 8. – С. 265–279.(Общий объем 0,9375 п.л.).

36. Русина, А. Г. Расчеты нормальных режимов сети с учетом коммерческих отношений на рынке электроэнергии и мощности [Текст] / Т. А. Филиппова, В. В. Медведков, А. Г. Русина // Передача энергии переменным током на дальние и сверхдальние расстояния : тр. междунар. науч.-техн. конф.—Новосибирск : Изд-во СИБНИИЭ, 2003. – Т. 2. – С. 56-68.(Общий объем 0,8125 п.л.).

37. Русина, А. Г. Регрессионный анализ влияния электрических станций на потери мощности и энергии сетевого предприятия [Текст] / А. Г. Русина // Сб. науч. тр. НГТУ. – 2003. – № 4(34). – С. 147–152 (Общий объем 0,375 п.л.).

38. Русина, А. Г. Современные концепции оптимизации режимов электроэнергетических систем [Электронный ресурс] / А. Г. Русина, Т. А. Филиппова // Энергетика России в 21 веке: стратегия развития -восточный вектор : материалы всерос. конф., 30 авг. – 3 сент. – Режим доступа : <http://sei.irk.ru/symp2010/papers.html>. – Загл. с экрана.

39. Русина, А. Г. Управление качеством электроэнергии на подстанции потребителя с использованием инновационного устройства [Текст] / А. Г. Русина, А. Б. Клавсуц // Инновационная энергетика 2010 : материалы второй науч.-практ. конф. с междунар. участием. –Новосибирск : Изд-во НГТУ, 2010. – С. 329–332. (Общий объем 0,25 п.л.).

40. Русина А.Г. Особенности эквивалентирования электрических сетей объединенных и региональных систем [Текст] / А.Г. Русина, Е.И. Бородина, М.В. Цыва // Международная молодежная научно-техническая конференция "Управление, информация и оптимизация в электроэнергетических системах", 21-24 сентября 2011 г.: тезисы докладов. – Новосибирск, Изд-во НГТУ, 2011. - С. 15-16. (Общий объем 0,125 п.л.).

41. Русина А.Г. Система прогнозирования информации при управлении режимами энергосистем [Текст] / А.Г. Русина // Международная молодежная научно-техническая конференция "Управление, информация и оптимизация в электроэнергетических системах", 21-24 сентября 2011 г.: тезисы докладов. – Новосибирск, изд-во НГТУ, 2011. - С. 40-41. (Общий объем 0,125 п.л.).

42. Русина А.Г. Особенности расчета нормальных режимов и параметров электрических сетей на электроэнергетическом рынке [Текст] / Е. И. Бородина, М. В. Цыва, А. Г. Русина // Материалы 1-й Всероссийской научно-практической конференции, 20 декабря 2010 г. - Махачкала: ИД "Эпоха", 2011, С. 180-185. (Общий объем 0,375 п.л.).

43. Русина А.Г. Новые аспекты расчета режимной надежности электрических сетей [Текст] / А.Г. Русина, М.Ш. Мисриханов // Сборник науч. статей «Методические вопросы исследования надежности больших систем энергетики». – Вып. 62 : Проблемы надежности существующих и перспективных систем энергетики и методы их решения / Отв. ред. Н. И. Воропай, В.А.Савельев. – Иваново: ПресСто, 2011, с.228-235. (Общий объем 0,5 п.л.).

44. Русина А.Г. Задачи оптимального использования гидроэлектростанций в ЭЭС [Текст] / А.Г. Русина, Е.А. Совбан, С.С. Труфакин // Электроэнергетика глазами молодежи: научные труды III международной научно-технической конференции: сборник статей. В 2 т. Екатеринбург 22-26 октября 2012: УрФУ, 2012. Т.2. С.519-524. (Общий объем 0,375 п.л.).

45. Rusina A. G. The calculation models of power and energy losses in commercial power transfer tasks [= Комплексная модель адресного распределения потерь в электрических сетях] [Текст] / Т. А. Filippova, V. V. Medvedkov, A. G. Rusina // Aktualne problemy w elektroenergetyce : XI miedzynar. konf. Naukowa. – Polska : Politechnika Gdanska, 2003. –Т. 1. – S. 311–316. (Общий объем 0,375 п.л.).

46. Rusina, A. G. Directed power loses distribution between generating system units [= Направленное распределение потерь мощности между генераторными единицами] [Текст] // KORUS 2004. The 8 Korean-Russian intern. symp. on science and technology : proc. Tomsk, Russia, 2004. – Tomsk, 2004. – P. 281–284. (Общий объем 0,25 п.л.).

47. Rusina, A. G. Forecasting Models of Power Consumption and Loading of Power Systems with Features of Their Functioning in the Power Market [= Модели прогнозирования электропотребления и мощности нагрузки электроэнергетических систем с учетом их функционирования на электроэнергетическом рынке] [Текст] / Т. А. Filippova, A. G. Rusina, J. V. Dronova // Proceedings of IFOST 2007. The Second International Forum on Strategic Technology: Ulanbaatar, Mongolia, 2007. – Mongolia, 2007. – P. 381–285. (Общий объем 0,3125 п.л.).

Подписано в печать ____ .06.06 Формат 84x60x1/16

Бумага офсетная. Тираж 100 экз. Печ. Л.

Заказ №

Отпечатано в типографии

Новосибирского государственного технического университета

630092, г. Новосибирск, пр. К. Маркса, 20