

На правах рукописи

РУСИНА Анастасия Георгиевна

**РАЗРАБОТКА МОДЕЛИ ЭЛЕКТРИЧЕСКОГО ЭКВИВАЛЕНТА И  
ПРИНЦИПОВ АДРЕСНОГО РАСПРЕДЕЛЕНИЯ ПОТОКОВ И ПОТЕРЬ  
МОЩНОСТИ ЭЛЕКТРОЭНЕРГЕТИЧЕСКОЙ СИСТЕМЫ**

Специальность 05.14.02 - Электростанции и электроэнергетические системы

**АВТОРЕФЕРАТ**  
диссертации на соискание ученой степени  
кандидата технических наук

Новосибирск – 2006

Работа выполнена в  
ГОУ ВПО «Новосибирский государственный технический университет».

Научный руководитель: кандидат технических наук, доцент  
Сидоркин Юрий Михайлович

Официальные оппоненты: доктор технических наук, профессор  
Манусов Вадим Зиновьевич

кандидат технических наук  
Шибарева Тамара Александровна

Ведущая организация: Институт систем энергетики им. Л.А. Мелентьева  
СО РАН (ИСЭМ СО РАН)

Защита состоится: 14 сентября 2006 года в 10<sup>00</sup> на заседании диссертационного  
совета Д 212.173.01 при Новосибирском государственном техническом  
университете по адресу: 630092, г. Новосибирск, пр. К. Маркса, 20.

С диссертацией можно ознакомиться в библиотеке Новосибирского  
государственного технического университета.

Автореферат разослан «\_\_» июня 2006 г.

Ученый секретарь  
диссертационного совета  
кандидат технических наук, доцент

И.П. Тимофеев

## ОБЩАЯ ХАРАКТЕРИСТИКА РАБОТЫ

*Актуальность работы.* В энергетике России за последние 15 лет произошли большие изменения. Изменились формы собственности, энергетика стала сферой бизнеса, создан и развивается рынок электроэнергии и мощности. Это вновь возродило интерес к моделям и методам расчета режимов системы, так как электроэнергетический рынок требует учета многих новых факторов.

Разработке методов, моделей и принципов расчета режимов электроэнергетической системы всегда уделялось большое внимание. Имеются громадные наработки в теории и методах управления электроэнергетическими режимами. Известны труды многих ученых: Д.А. Арзамасцева, П.И. Бартоломея, В.А. Веникова, А.З. Гамма, О.Т. Гераскина, В.М. Горнштейна, Л.А. Крумма, В.З. Манусова, И.М. Марковича, Н.А. Мельникова, Е.В. Цветкова, А.М., Н.М. Merrill, В. W. Erickson, F.C. Schweppe, M.C.Caramanis и др. На их основе были созданы промышленные программы расчета режимов для существующих в то время условий. Сейчас в новых условиях теория и методы расчета режимов ЭЭС приобрели большую актуальность, но требуется их развитие. В настоящее время во многих организациях (ОДУ Урала, УПИ, СЭИ, ВНИИЭ, ЦДУ ЕЭС) ведется работа по усовершенствованию существующих алгоритмов и программ с учетом современных требований и для современной компьютерной базы.

Вместе с традиционными путями решения поставленной задачи, ищутся и новые пути. Один из новых принципов исследуется в диссертации. Он основан на специальном моделировании ЭЭС, которое было предложено и теоретически обоснован ранее, но детально не исследовано. Модель позволяет *электроэнергетическую* (в общем случае состоящую из трех подсистем: электрической, энергетической и экономической) систему представить как *электрическую*. В диссертации исследуются свойства новой модели расчета режимов системы, алгоритмизация расчетов и ее преимущества.

Система становится однородной по параметрам, что снимает проблему масштабирования переменных имеющих разную размерность. Это позволяет отказаться от ряда упрощений, влияющих на точность расчетов. Электрическая модель позволяет решать задачу **адресного расчета** потоков и потерь мощности. Для всей системы можно получить траектории потоков мощности от каждого генераторного узла к каждому нагрузочному узлу и распределить между ними потери с учетом энергетических характеристик станций, стоимости мощности на станциях и стоимость передачи мощности по сети. Требование адресности – это новое требование и получить правильную картину можно только при условии расчета режима электрической сети без упрощений.

Таким образом, в диссертации рассматривается одна из первоочередных задач управления энергетическими балансами ЭЭС, – задача расчета режимов системы (оптимальных, допустимых, принудительных, имитационных) на основе модели электрического эквивалента ЭЭС и с соблюдением принципа адресного расчета потоков и потерь мощности и их стоимости. На данном этапе работы не ставилась задача промышленной реализации алгоритма, а только научного обоснования целесообразности, по-нашему мнению, еще одного

возможного и перспективного пути решения рассматриваемой проблемы и экспериментального подтверждения правомерности этого пути.

**Цель и задачи работы.** Целью работы является создание моделей и принципов расчета режимов электроэнергетической системы (в том числе и оптимальных) на основе ее электрической модели, отражающей энергетические, стоимостные и электрические параметры, с адресной оценкой стоимости потоков и потерь мощности и с учетом требований электроэнергетического рынка.

*Для достижения поставленной цели решены следующие задачи:*

1. На основе изучения и критического анализа имеющихся работ определен состав задач адресного содержания и выявлены требования к методам и алгоритмам решения поставленной задачи. Проведено исследование возможности использования модели электрического эквивалента ЭЭС для достижения поставленной цели работы и показана эффективность этого пути.

2. Разработаны алгоритмические основы моделирования системы электрическим эквивалентом и выявлены новые требования к расчетам в отдельных блоках общего алгоритма.

3. Создана структурная модель системы и определены математические основы расчета режимов. Предложена комплексная модель АСМ (адресная стоимость мощности) на основе сформулированных принципов алгоритмизации. Она имеет достаточно универсальный характер и пригодна для различных объектов и различных адресных задач расчета режимов.

4. Выполнена численная проверка предложенных теоретических положений на основе вычислительных экспериментов по тестовым схемам. Получены количественные оценки, подтверждающие правомерность модели электрического эквивалента и необходимость адресных расчетов.

5. Рассмотрены практические приложения использования модели АСМ для некоторых реальных объектов:

- Разработана прикладная методика формирования электрической модели сетевого предприятия и адресного распределения потерь мощности. При этом предложено эквивалентирование зон электроснабжения с помощью электрического эквивалента, полученного на основе регрессионной характеристики потерь мощности;

- Предложены принципы адресного распределения потерь мощности и энергии в энергетических балансах элементов структуры энергосистемы.

6. Разработана прикладная методика использования ранговых моделей прогнозирования мощностей в узлах электрической сети (генераторных, в зонах электроснабжения, на крупных подстанциях).

**Объектом исследования** является электроэнергетическая или электрическая системы, сетевые предприятия и их объединения.

**Предметом исследования** являются модели и принципы расчета режимов электроэнергетической системы на основе ее электрического эквивалента с применением адресной оценки стоимости потоков и потерь мощности и выполнением требований и ограничений электроэнергетического рынка.

**Методы исследования.** В работе используются:

- системный подход к управлению сложными электроэнергетическими системами;
- классический математический аппарат оптимизации режимов ЭЭС (метод неопределенных множителей Лагранжа, градиентный метод, методы линейного программирования);
- математический аппарат расчета нормальных режимов электрической системы;
- методы моделирования систем;
- аппарат регрессионного анализа;
- имитационные методы проведения вычислительных экспериментов с учетом изменчивости исходной информации;
- методы прогнозирования.

**Достоверность.** Сформулированные в диссертации научные положения, выводы и рекомендации обоснованы приведенными теоретическими положениями, экспериментальными расчетами по тестовым и реальным схемам, апробацией результатов на конференциях и семинарах. Часть результатов внедрены в практику: для сетевого предприятия ФСК МЭС Центра, для энергосистемы республики Коми и при разработке методики расчета режимов в ОЭС Сибири, о чем имеются акты внедрения.

**Научная новизна работы.** Научным результатом данной работы является развитие моделей и алгоритмов расчета режимов электроэнергетической системы на основе принципа электрического эквивалента.

**На защиту выносятся следующие основные результаты.**

1. Научные и методические положения расчета режимов системы, на основе ее электрического эквивалента, которые отражают новый путь решения рассматриваемой задачи. Показано, что электрическая модель системы позволяет учесть электрические, энергетические и экономические свойства системы; выполнять адресные расчеты для потоков и потерь мощности и их стоимости; учитывать хозяйственные связи между энергетическими предприятиями и потребителями, применять различные критерии и методы оптимизации режимов и рассчитывать допустимые, оптимальные, принудительные, имитационные режимы.

2. Комплексная модель АСМ, ее структурные части и алгоритмические основы их расчетов. Модель АСМ позволяет решать большой круг задач адресного содержания. Ее ядром является алгоритм расчета нормального режима сети, который связан с восемью дополнительными блоками, обеспечивающими работоспособность алгоритма.

3. Прикладная методика эквивалентирования параметров зон электроснабжения сетевого предприятия с использованием регрессионной модели потерь мощности и методика выполнения для них адресных расчетов.

4. Основы адресного распределения потерь электроэнергии между структурными составляющими энергетического баланса системы (по генераторным узлам и суммарной нагрузке, при представлении нагрузки по

зонам электроснабжения или тарифным группам потребителей). Предложена электрическая модель решения задачи и использование метода  $\tau_{MAX}$ .

5. Обобщенные количественные оценки, подтверждающие правомерность использования принципа электрического эквивалента и достоверность научных и методических результатов при использовании модели АСМ.

#### ***Практическая полезность и реализация результатов работы.***

Основные практические результаты заключаются в следующем.

1. Предложенные принципы адресного расчета стоимости мощности, электроэнергии и потерь могут быть использованы в энергетических компаниях, которые в настоящее время создают практические методики управления энергетическими балансами системы.

2. Для сетевого предприятия ЭЭС получено ряд практических результатов по распределению потерь мощности и энергии. Эта часть работы выполнялась для сетевого предприятия оптового рынка России ФСК ЭЭС МЭС Центра по хоздоговорам.

3. Разработаны принципы эквивалентирования электрических сетей на основе регрессионной характеристики потерь мощности с определением концентрированных параметров схемы замещения. Они могут быть использованы при эквивалентировании системы в рыночных задачах торгово-денежных взаимоотношений. Получены рекомендации по методике построения регрессионных зависимостей.

4. Рассмотрена прикладная задача применения статистических ранговых модели прогнозирования нагрузок в генераторных и нагрузочных узлах сети и по зонам электроснабжения. Показана перспективность использования этого метода.

5. Предложены принципы адресного распределения потерь энергии при составлении перспективных энергетических балансов региона. Эта задача внедрена в энергосистеме республики Коми.

6. Получены количественные оценки эффективности решения задач на основе электрической модели системы и принципа адресности. Это позволяет на практике оценивать эффективность предлагаемых алгоритмов расчета.

***Апробация работы.*** Основные положения и результаты диссертационной работы докладывались и обсуждались на научных семинарах кафедры «Автоматизированных электроэнергетических систем» Новосибирского государственного технического университета (НГТУ), на Днях науки НГТУ в 2003, 2004, 2005 гг., на международных конференциях KORUS 2004, XI Międzynarodowa Konferencja Naukowa “Aktualne problemy w elektroenergetyce” 2003г., «Передача энергии переменным током на дальние и сверхдальние расстояния» 2003г., «Электроэнергия и будущее цивилизации» 2004 г., на Всероссийской конференции «Энергетика: экология, надежность, безопасность» в 2004 и 2005 гг.

***Публикации.*** Результаты диссертационного исследования отражены в десяти публикациях, в их числе восемь конференций, в том числе и

международных, и две статьи в рецензируемых изданиях, рекомендованных ВАК РФ.

### ***Структура и объем работы.***

Диссертация состоит из введения, четырех глав, заключения, списка использованной литературы, состоящего из 88 наименований. Работа содержит 157 страниц основного текста, в том числе 54 рисунка и 15 таблиц.

## **ОСНОВНОЕ СОДЕРЖАНИЕ РАБОТЫ**

***Во введении*** показаны актуальность проблемы расчета режимов ЭЭС, необходимость ее развития для современных условий электроэнергетического рынка России.

***В первой главе*** рассмотрены основные положения по управлению электроэнергетическими системами и имеющиеся достижения. В настоящее время появились новые требования к расчету режимов ЭЭС. Изменилась хозяйственная структура энергосистем, рыночные условия требуют других критериев расчета режимов, появились новые задачи, отражающие функционирование объектов энергетики на рынке и др. Особое значение приобретают адресные расчеты потоков и потерь мощности и их стоимости. Составлен список наиболее актуальных адресных задач:

- Адресное распределение потоков и потерь мощности по зонам электроснабжения, отдельным узлам (генераторным и нагрузочным) и сети в целом;
- Определение цены продажи и покупки электроэнергии в заданных узлах системы;
- Определение сетевых тарифов для классов напряжения;
- Определение потерь мощности и цены в линиях связи между определенными зонами от обменных и транзитных потоков мощности;
- Разделение потерь электроэнергии и цены от потребления активной и реактивной мощности и др.

Выполнен обзор имеющихся моделей и математических методов оптимизации режимов системы и определена область их применения. При оптимизации режимов могут использоваться различные методы нелинейного программирования (метод неопределенных множителей Лагранжа, градиентный метод), линейного программирования и различные эвристические методы. Приводится их краткое описание. Методы нелинейного программирования позволяют учитывать нелинейные характеристики системы и получать корректные оценки параметров режима. Они приняты за основу в данной работе.

Показано, что для задачи оптимизации режимов может использоваться специальная модель электрической системы, которая является эквивалентом электроэнергетической системы. Этот подход был предложен ранее, но детально не исследовался. В данной работе идея электрического эквивалента развивается в направлении ее алгоритмизации, обоснования ее правомерности, получения численных оценок результатов расчетов и методики разработки

прикладных задач. Это и является целью диссертационного исследования и излагается в последующих главах.

**Во второй главе** разрабатываются принципы и схема алгоритмизации задачи расчета режима на основе электрического эквивалента ЭЭС с использованием адресности конечных результатов. Определен состав и содержание основных этапов алгоритмизации:

- Описание объекта исследования и выявление целей и задач расчета;
- Инженерная постановка задачи;
- Моделирование объекта (совокупность четырех моделей);
- Преобразование исходной информации в соответствии с математической моделью;
- Разработка вычислительной модели расчета;
- Представление результатов расчетов с соответствующей обработкой данных.

Исследования проводились для ЭЭС. Моделирование объекта основано на разработке и преобразовании четырех взаимосвязанных моделей.

Технологическая модель (*ТМ*) - схема преобразования видов энергии.

Электроэнергетическая модель (*ЭЭМ*) – схема, в которой станции представлены различными характеристиками и учтена электрическая сеть.

Электроэнергетическая модель с хозяйственными связями (*ЭЭХМ*) – схема ЭЭС, в которой определены границы хозяйственной самостоятельности объектов и стоимость их товара (электроэнергии и мощности) (рис.1).

Развитием трех предыдущих моделей является электрическая модель (*ЭлМ*) – это электрическая схема системы, в которой электрические станции, стоимости мощности на станциях и стоимости передачи мощности по сети задаются своим электрическим эквивалентом, вводимым в схему замещения сети эквивалентным сопротивлением (рис.1). Эта модель является базовой в диссертационном исследовании.

Условные обозначения:  $I(P_{\text{полезн.}})$  - издержки на станциях,  $I(P_{\text{СП}})$  - издержки сетевого предприятия,  $P_{\text{полезн.}}$  - полезная мощность станции,  $P_{\text{подв}}$  - подведенная мощность на станциях,  $R_{\text{ЭК.СТ}}$  - электрический эквивалент энергетической характеристики станции,  $R_{\text{ЭК.СП}}$  - электрический эквивалент сетевого предприятия.

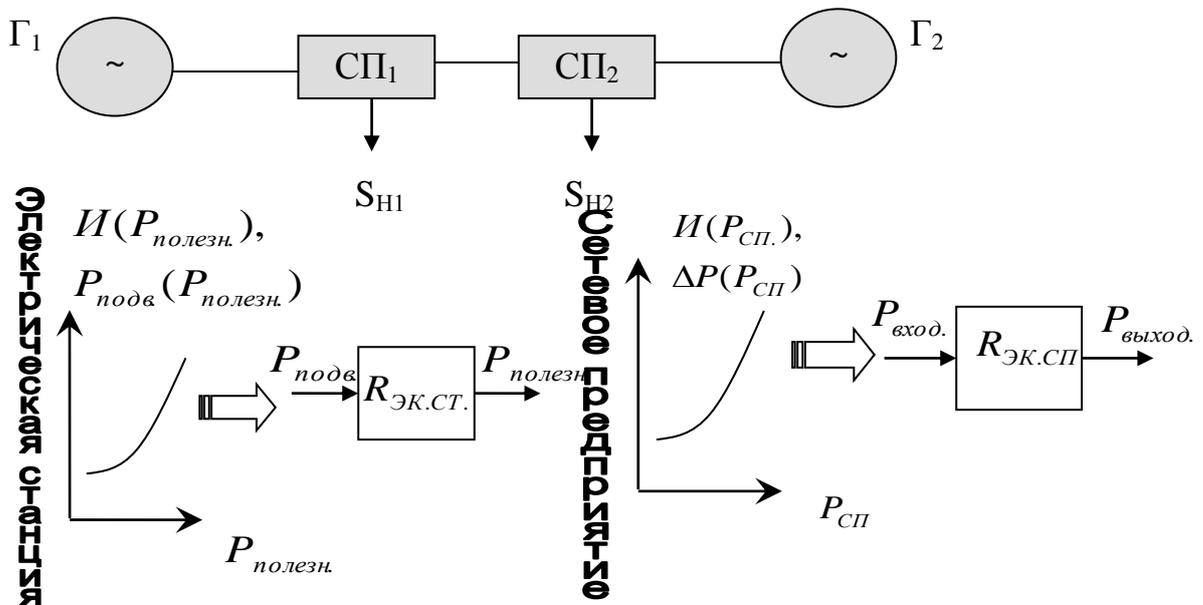


Рис. 1. Структурная модель системы с ее хозяйственными связями и характеристики электрических станций и сетевых предприятий

При учете стоимости мощности на станциях и стоимости передачи мощности по сетевому предприятию их электрические эквиваленты изменяются на  $St_{СТ}$  и  $St_{СП}$  соответственно (рис. 2).

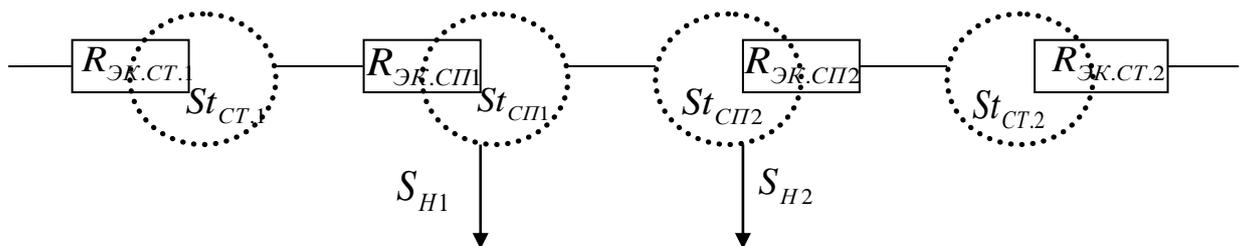


Рис. 2. Структурная схема электрического эквивалента системы ЭЛМ

Энергетические характеристики станций, энергосистем, объединений могут представляться в различных координатах, определяемых критерием оптимизации (рис.3). Для модели ЭлМ – любой вид характеристики преобразуется в координаты подведенной активной мощности от полезной активной мощности. Именно этот тип характеристики позволяет преобразовать первоначальные координаты в сопротивления электрической сети. Например, подведенная мощность для ТЭС:

$$P_{подв.} (MBm) = 8,14 \cdot B_{VT} (m), \quad R = \frac{(P_{подв.} - P_{полезн.}) U^2}{P_{полезн.}}$$

Электрический эквивалент имеет вид характеристики активного сопротивления  $R(P)$ .

Критерий оптимизации (минимум или максимум) влияет на математическую модель задачи и выбор целевой функции. Если оптимизируется режим работы системы с использованием модели ЭлМ, то задача заключается в оптимизации режима электрической сети и критерий оптимизации приобретает вид  $St_{\Delta P_{СИСТЕМЫ}} = \sum_m st_m \cdot \Delta P_m + \sum_n \sum_i st_n \cdot \Delta P_{ni} \Rightarrow \min$ , 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,  $St_{\Delta P_{СИСТЕМЫ}}$  - стоимость потерь в системе.

**В третьей главе** предложена комплексная модель АСМ (*адресная стоимость мощности*) адресного распределения потоков и потерь мощности, а так же их стоимости на основании результатов, полученных во второй главе. Модель имеет девять взаимосвязанных блоков.

*Первый и второй блоки* - создание структурной и расчетной электрической модели электроэнергетической системы. В них учитываются хозяйственные границы энергетических объектов и выделяются элементы электрического моделирования (Рис. 3).

*Третий блок* - Получение электрического эквивалента характеристик станций, стоимости мощности на станциях и стоимости передачи мощности по сети. Координаты характеристик станций преобразуются в подведенную и полезную мощность, а затем пересчитывается в нелинейное активное сопротивление.

*Четвертый блок.* Для расчета режима сети необходимо иметь нагрузки в ее узлах. Это достаточно трудная задача, так как чаще всего недостаточно статистических данных. Для ее решения предложено использовать ранговые модели прогнозирования, построенные на основе статистики и данных, полученных при проведении специального вычислительного эксперимента.

*Пятый блок* - математическая модель оптимизации. В нем выбирается математическая модель оптимизации с учетом критерия, метода оптимизации, учетом вида и координат характеристик. В работе обоснована необходимость использования нелинейных методов оптимизации, что позволяет учесть нелинейные свойства характеристик станций и сетей.

*Седьмой блок* – документирование информации.

*Восьмой блок* – регрессионный анализ. В нем решаются задачи построения регрессий для ранговых моделей для обобщения результатов расчетов. Особое значение он имеет для получения эквивалентных сопротивлений СП или зон электроснабжения. Для получения эквивалентного сопротивления электрической зоны предлагается использовать расчетную характеристику потерь мощности, которая строится на базе вычислительного эксперимента при варьировании исходной информации, влияющей на потери мощности.

*Девятый блок* – эксперимент. Это серийные расчеты, которые выполняются для построения регрессионных, ранговых моделей, а так же для ряда других задач.

Ядром расчетов в АСМ является шестой блок *«расчет нормального режима, оптимизация»*. Этот блок связывает все предшествующие блок и позволяет решать адресные задачи. Любая рассматриваемая задача должна быть поставлена в соответствии с требованиями расчета нормального режима электрической системы. Могут рассчитываться допустимые, оптимальные и принудительные (при заданном энергетическом балансе) режимы. Модель включает в себя стандартный алгоритм расчета установившегося режима и

дополнительные блоки его развития. Включены процедуры, обеспечивающие адресную оценку, что достигается получением матрицы токораспределения и ее обработки для получения коэффициентов адресного распределения. Все элементы системы представляются естественными или искусственными (электрическим эквивалентом) параметрами схемы замещения.

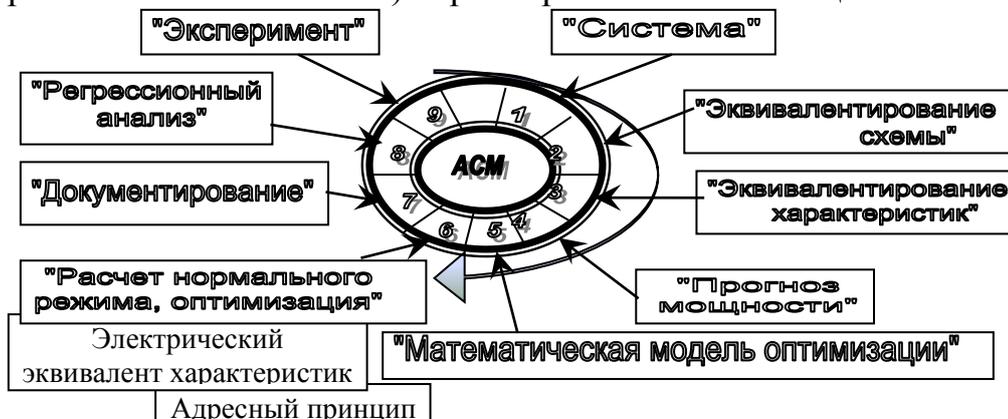


Рис. 3 Схема комплексной модели АСМ - оценки стоимости потоков и потерь мощности

*Методика разделения потоков и потерь мощности.* При расчете нормальных режимов определяются все траектории потоков и потерь мощностей и их стоимостей от генераторных к нагрузочным узлам.

В сетях произвольной конфигурации матрица токораспределения задающих токов нагрузок по ветвям имеет вид:

$$T * n = Y_g * M_t * Y^{-1} * J_d = I, \quad (1)$$

где  $Y_g$  - столбцовая матрица проводимостей ветвей;  $M_t$  - транспонированная матрица соединений по узлам;  $Y$  - матрица собственных и взаимных проводимостей схемы сети;  $J_d$  - диагональная матрица задающих токов,  $I$  - столбцовая матрица токов в ветвях,  $T$  - матрица токораспределения,  $n$  - столбцовая единичная матрица.

По ее данным определяется адресность потоков мощностей.

Матрица составляющих потерь мощности в ветвях схемы сети от протекания по ним токов нагрузок:

$$\Delta P_g = r_d [\alpha T^2], \quad (2)$$

где  $r_d$  - диагональная матрица сопротивлений схемы сети, а элементы матрицы  $[\alpha T^2]$  рассчитываются по следующим формулам:

$$\alpha_{ki} J_{ki}^2 = I_{ki}^2 + \sum_{\substack{j=1 \\ j \neq i}}^{j=n} (J_{kia} J_{kja} + J_{kip} J_{kjp}) \quad (3)$$

Матрица суммарных потерь по ветвям схемы сети имеет вид

$$\Delta P_{g \Sigma} = \Delta P_g * n, \quad (4)$$

а матрица суммарных потерь в ветвях схемы сети, отнесенных на долю каждого задающего тока нагрузки

$$\Delta P = \Delta P_{st}^* m, \quad (5)$$

где  $t$  – знак транспонирования,  $m$  – столбцовая единичная матрица.

Заполняется последовательно элемент на пересечении строки, соответствующей рассматриваемой ветви и столбца, соответствующего узлу, к которому притекает ток этой ветви.

$$\alpha_{k,m} = I_k / (J_m + \sum_{\substack{j=1 \\ j \neq i}}^{j=n} (J_H)) \quad (6)$$

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  $m$ .

Если рассчитывается влияние узла  $m$  на ток ветви  $k$ , подтекающий к узлу  $H$ , коэффициент этого влияния определяется выражением:

$$\alpha_{k,m} = \alpha_{k,H} \alpha_{P,m} \quad (7)$$

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 коэффициентов этих ветвей.

Результатом выполнения расчетов являются матрицы коэффициентов участия задающих токов узлов в токах каждой ветви сети.

*Уравнения состояния электрической сети при расчете нормального режима с использованием электрических эквивалентов станций и сетей.*

Показано, что ЭЭС может моделироваться в виде только электрической части, энергетической и электрической части, либо в виде электрической, энергетической и экономической частей. Соответственно вносятся дополнительные диагональные матрицы в уравнения состояния системы, влияющие на проводимости схемы.

На рис.4, (b) вводится электрический эквивалент расходных характеристик электростанций в виде  $Z_{wj}$ ,  $Z_{wm}$ . На рис. 4, (c) вводится стоимость мощности станции в виде сопротивлений  $Z_{ej}$ ,  $Z_{em}$ .

Уравнения состояния для рассматриваемых подсистем будут иметь следующий вид:

- электрическая подсистема

$$\Delta P = \text{Re}(U_d Y U_d), U_d Y U = -S \quad (8)$$

- энергетическая подсистема

$$\Delta P_w = \text{Re}(U_d (AY) U_d), U_d AY U = -S_w \quad (9)$$

- экономическая подсистема

$$\Delta P_e = \text{Re}(U_d (StY) U_d), U_d Y_e U = -St S_e \quad (10)$$

где  $U$  – 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.

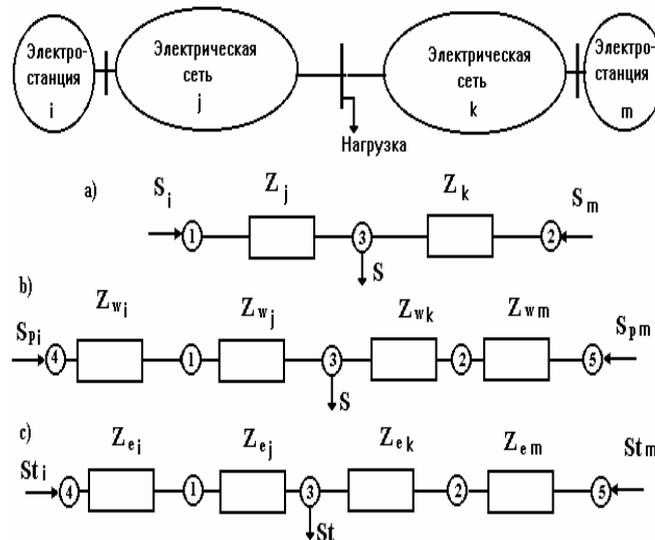


Рис.4. Представление фрагмента ЭЭС в виде электрической (а), энергетической (б) и экономической (с) подсистем

Учет энергетической и экономической подсистем обеспечивается дополнением матрицы сопротивлений блоками, учитывающими "энергетические" и "экономические" сопротивления. Это позволяет модифицировать уравнения состояния ЭЭС, сохранив вычислительную схему хорошо разработанных алгоритмов для решения новых задач. Более сложной является задача учета стоимостных оценок транспорта электроэнергии (Рис. 5). В этом случае алгоритм должен предусматривать расчет новой стоимости мощности после прохождения соответствующего узла.

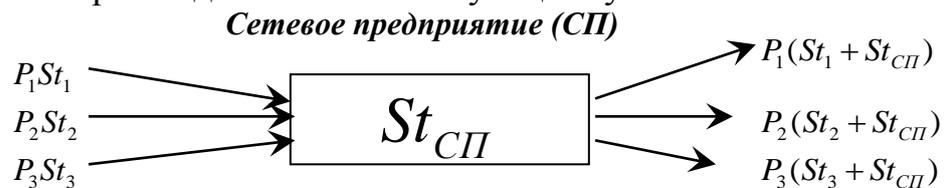


Рис. 5 Учет стоимости мощности при транспорте

### Экспериментальные расчеты.

Экспериментальные расчеты выполнялись по тестовой схеме для двух задач. Первая - оценка возможных упрощений в алгоритме расчета режимов системы. Вторая - получение адресных оценок стоимости мощности в узлах нагрузки при различных факторах. Все оценки были получены для экономической подсистемы с учетом энергетических и стоимостных характеристик станций.

*Оценка возможных упрощений в алгоритме расчета режимов системы.* Выполнялись расчеты для пяти задач. В первой - система представлялась единым электрическим целым с учетом всех нелинейностей (модель ЭлМ). Эти результаты принимались за эталонные. В задачах 2 и 3 упрощенно учитывалась

электрическая сеть, а потери определялись в среднем и разносились пропорционально мощностям станций (задача 2) или пропорционально мощностям нагрузок потребителей (задача 3). В задаче 4 использовалась линейная транспортная модель. В задаче 5 учитывалось случайное изменение нагрузок.

Упрощенный учет режима сети дает погрешности адресных оценок в узлах сети  $-9,16...18,5$  %. Это убедительно говорит о необходимости корректного расчета режима сети и адресного учета потерь мощности. Линейная модель по сравнению с нелинейной дает погрешность  $-3,43...7,07$  %. Следовательно, если оптимизацию режима проводить упрощенно по линейной модели, то издержки на топливо изменяются в узлах на десятки процентов. Наконец случайное отклонение нагрузок приводит к отклонениям затрат  $-1,07...6,96$  %.

*Количественные адресные оценки стоимости мощности в узлах нагрузки при различных факторах.* Для получения общей оценки принципа адресности выполнялись расчеты для наиболее показательных задач: изменение критерия оптимизации, влияние изменчивости характеристик станций, изменение стоимости потоков мощности для суточного режима энергосистемы, оценка стоимости потерь мощности между узлами нагрузки. Результаты расчетов подтверждают работоспособность алгоритма и дают обобщенные количественные результаты. Было проведено примерно 1000 расчетов. Рассматривался гипотетический график нагрузки. Рассчитывался исходный режим, в котором факторы задавались как среднее. Затем варьировалась нагрузка системы в пределах  $\pm 5\%$ , характеристики станций в пределах 20 % и рассчитывались характеристики издержки системы и стоимости (по издержкам) мощности в узлах. Для оценки применялись два показателя: абсолютные и относительные значения издержек.

Из табл.1 видно, что адресные оценки зависят от многих факторов. Получить количественные оценки в реальных условиях можно только при систематическом их уточнении и регулярных расчетах режимов ЭЭС.

Таблица 1

Сводные данные по количественным оценкам издержек в узлах нагрузки

Номер задачи	Оцениваемый фактор	Изменения адресных оценок, %
Задача 1	Влияние критерия оптимизации	До 20%
Задача 2	Влияние изменчивости энергетических характеристик станций	-19...81%
Задача 3	Влияние изменения графика нагрузки	-22...37%
Задача 4	Влияние графика нагрузки на изменение потерь мощности	1...25%

**В четвертой главе** рассматриваются примеры применения предлагаемых моделей и методов адресного распределения потерь электроэнергии и мощности. В современных условиях увеличилась значимость задач расчета потерь электроэнергии. Адресность обеспечивает справедливость учета потерь

в отпускных тарифах для потребителей, и позволяет обосновано определять цены на продажу электроэнергии и мощности станциями и системами.

Проблема потерь электроэнергии является классической. Потери электроэнергии исследуются в трудах Воротницкого В.Э., Железко Ю.С., Казанцева В.Н., Манусова В.З., Поспелова Г.Е., Ключева Ю.Б., и многих других. В настоящее время в периодической литературе систематически обсуждаются вопросы потерь.

В диссертационном исследовании рассматривались два примера реальных объектов с достаточно характерными свойствами.

*Адресное распределение потерь энергии в энергетических балансах системы.* Рассматривалась региональная система со слабыми электрическими связями - Акционерная Энергетическая Компания (АЭК) "Комиэнерго". На этом примере рассматривалась задача учета потерь энергии в балансах энергосистемы различной структуры. Исходная информация соответствует 2002 – 2003 гг.

Наиболее грубо в настоящее время потери учитываются при составлении энергетических балансов. Имеются энергетические балансы различных видов: по региону, по энергоузлам, по зонам электроснабжения, по группам потребителей. Особенностью этих задач является то, что рассматривается энергетическая, а не электрическая система, причем система имеет вид концентрированных узлов генерации и суммарной нагрузки, а электрическая сеть практически учитывается только величиной суммарных потерь электроэнергии и мощности, которые определяются ориентировочно.

Для того чтобы определить потери по региону в целом или по зонам предлагается использовать электрическую модель (Рис. 6).

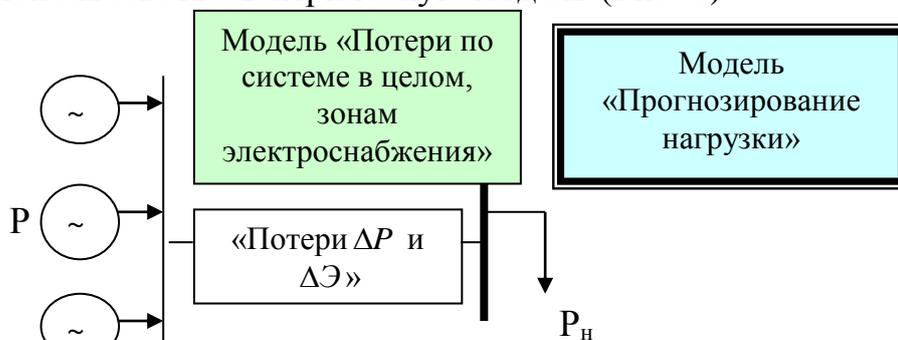


Рис.6. Схема баланса мощности по региону.

Самостоятельным уровнем декомпозиции энергетического баланса по системе является его структура по отраслям потребления энергии, что часто связано с тарифными группами. Потери влияют на величину тарифа. Для адресного распределения потерь энергии по группам потребителей предлагается использовать показатели  $\tau_{\max}$ . Причем, если считать что (11) линейная, то например, для трех тарифных групп можно записать:

$$\tau = kT_{\max} \quad (11)$$

$$\begin{aligned}
P_1^2 \frac{R_1}{U_1^2} k_1 T_{\max_1} &= \Delta \mathcal{E}_1, \\
P_2^2 \frac{R_2}{U_2^2} k_2 T_{\max_2} &= \Delta \mathcal{E}_2, \\
P_3^2 \frac{R_3}{U_3^2} k_3 T_{\max_3} &= \Delta \mathcal{E}_3
\end{aligned}
\tag{12}$$


---


$$\Delta \mathcal{E}$$

Из (12) и определяются адресные потери электроэнергии по группам потребителей.

*Методика адресного распределения потерь мощности на примере сетевого предприятия.* Предприятие электрических сетей – ФСК МЭС Центра («Федеральная Сетевая Компания» Магистральные электрические сети Центра). Это электрическая система больших масштабов. Анализ фактических данных показывает, что для этого предприятия имеются достаточно обособленные зоны электроснабжения. Характерными являются адресные задачи: определения потерь по узлам, по отдельным ПМЭС, по зонам электроснабжения, по классам напряжения ЛЭП.

Для этого объекта разработана методика эквивалентирования параметров схемы замещения сети по зонам электроснабжения. Исходная информация соответствует 2000 – 2002 гг. Предложено проводить эквивалентирование сети в границах одной зоны по характеристике потерь мощности. Проводился активный эксперимент по определению регрессионной характеристики потерь активной мощности, который заключается в расчетах при вариациях активных и реактивных мощностей в узлах нагрузки и генерации. При таком способе учитывается влияние на активное сопротивление изменчивости режимов и потерь мощности. Погрешность активного сопротивления не превышает 10%.

Схема сети представляется в виде концентрированных узлов (11 узлов) с эквивалентными значениями нагрузки  $P_{H1}, P_{H2}, P_{H3}, Q_{H1}, Q_{H2}, Q_{H3}$ , генерации  $P_{Г1}, P_{Г2}, P_{Г3}, Q_{Г1}, Q_{Г2}, Q_{Г3}$  напряжения  $U_1, U_2, U_3$  и эквивалентных сопротивлений  $R_1, R_2, R_3$ . По зонам электроснабжения получены следующие адресные оценки : характеристики потерь  $\Delta P(P)$ , средних значений потерь  $\Delta P_{cp}$ , оценки изменения потерь при изменении активных мощностей  $\frac{d\Delta P}{dP}$  и удельного значения потерь

$\frac{\Delta P}{P}$ . В различных зонах адресные оценки меняются. Удельные потери на единицу общей мощности меняются от 0,11 до 0,15, т.е. на 40%. Среднее имеет величину примерно равную 0,13, т.е. предельная погрешность изменения потерь по отношению к среднему доходит до  $\pm 20$  %. И это говорит о необходимости адресных оценок.

Расчеты показали, что зоны подразделяются на три группы, которые определяют методику расчета адресных оценок.

Первая – с четкими границами при всех рассмотренных режимах. К этой группе относится большая часть зон предприятия. В них потери можно определять по расчетной характеристике потерь, которая является достаточно стабильной. Вторая - границы зон недостаточно четкие, но их изменение невелико и только связано с изменением точки потокораздела на линиях связи между зонами. Здесь уже имеется серия характеристик с изолиниями обменных потоков мощности. Наконец имеются и такие зоны, в которых границы не постоянны и зависят от величины нагрузок. Для этих зон необходимо иметь серию характеристик для различных значений нагрузок.

Если для активных мощностей границы зон достаточно стабильные, то для реактивных - наоборот неустойчивые. Следовательно, адресные оценки составляющей потерь, определяемой потоками реактивных мощностей и напряжений может быть определена только при расчетах всей эквивалентной схемы системы.

*Прогнозирование мощностей в узлах электрической сети.* Невозможно решить задачу адресного распределения потерь, не имея прогнозной информации по мощностям в узлах сети. Наиболее распространенные модели прогнозирования мощности – это модели временных рядов. Применение их для структурных единиц ограничивается отсутствием представительной статистической выборки. Обсуждение возможных путей решения этого вопроса показало, что наиболее обоснованным вариантом является использование ранговых моделей прогнозирования в совокупности с временными моделям. Ранговые модели не обладают убедительными преимуществами перед другими методами прогнозирования по точности прогноза, но они требуют меньшего объема статистической информации.

*Ранговые модели.* Если представить систему в виде иерархической структуры, где имеются узлы, различающиеся по величине мощности, то можно применить ранговые модели. Ранг может устанавливаться для различных структурных единиц объекта: для электростанций (генераторных узлов), для зон электроснабжения (узлы концентрированной нагрузки по зоне) и крупных подстанций (концентрированной нагрузки ПЭС).

Ранг мощностей каждой группы  $Rang = \frac{P_i}{P_\Sigma}$ , где  $P_i$  - мощность в узле,  $P_\Sigma$

суммарная мощность группы узлов. По величинам рангов составляется ранжированный ряд мощностей в порядке их убывания и для полученных точек ведется подбор математической модели зависимости  $P(R)$ . Ранговые модели строятся по объектам в динамике. Зависимость мощности от их рангов обычно имеет вид гиперболических функций. При построении ранговых моделей можно уменьшить число членов ряда  $i$  за счет осреднения мощностей группы узлов. Зная величину суммарной мощности можно распределить ее по узлам с использованием ранговых моделей:  $P_i = P_\Sigma Rang_i, P_\Sigma = \sum_i P_i$  Рассматривались разные структурные единицы.

*Ранговые модели для отдельных подстанций.* Получены достаточно хорошие модели для узлов нагрузки. Предельные погрешности прогноза

нагрузок подстанций (ПС) по осредненной ранговой модели не превышают 8 %.

*Ранговые модели для концентрированных нагрузок по зонам электроснабжения.* Концентрация нагрузок сглаживает ранговую модель. В зонах электроснабжения имеется 1...3 системных ПС. Погрешности прогнозирования мощности не превышают 5%, что говорит о качественных ранговых моделях.

*Ранговые модели мощностей электростанций, расположенных в зонах электроснабжения.* Рассматривалось 11 генераторных узлов (станций). Погрешности моделей для различных станций составляют 0,5...10%, за исключением одного узла с самой маленькой мощностью, у которого погрешность доходит до 40%.

*Прогнозирование суммарной нагрузки* сети проводилось по модели временного ряда. Таким образом, расчеты по крупному сетевому предприятию показали возможность реализации ранговых моделей на практике.

## **ОСНОВНЫЕ ВЫВОДЫ И РЕЗУЛЬТАТЫ РАБОТЫ**

1. Разработаны методические основы использования модели электрического эквивалента системы, в которой энергетические характеристики станций и стоимостные показатели представляются активными сопротивлениями в электрической схеме. Это позволяет использовать при расчете режимов ЭЭС методы расчета нормальных режимов системы.

2. Определены основные задачи, требующие адресных оценок параметров режима: определение стоимости мощности в отдельных узлах или частях системы; адресное распределение потерь мощности и энергии для отдельных узлов или частей сетевого предприятия; адресное распределение потерь при транзите мощности и энергии несколькими предприятиями через сети и ряд других задач.

3. Предложена схема алгоритмизации задачи расчета режимов системы на основе модели ее электрического эквивалента и разработаны блоки ее структуры. В ней учитываются изменения, которые появились в связи с функционированием энергетических предприятий на электроэнергетическом рынке. Изменились структурные модели объектов, исходная информация, критерии и модели оптимизации.

4. Разработан комплексный алгоритм АСМ (адресная стоимость мощности), на основе предложенной алгоритмической схемы, которая включает в себя девять блоков. Причем все они удовлетворяют требованиям электрической модели ЭЭС. Ядром модели является алгоритм расчета установившегося режима электрической системы, который удовлетворяет условию получения адресных оценок. Проведено развитие его в направлении получения адресных оценок.

5. На тестовой схеме проведены вычислительные эксперименты, подтверждающие работоспособность алгоритма АСМ. Проведены вычислительные эксперименты для оценки влияния различных факторов на результаты адресной оптимизации. Рассчитывалось более 1000 режимов с

различной комбинацией факторов. Показано, что изменения стоимостных оценок параметров режима в узлах могут превышать 80%.

6. Предложены методические положения разработки эквивалентной электрической схемы сетевого предприятия, отвечающей целям и задачам адресного распределения потерь. В эквивалентной схеме специально моделируются параметры схемы замещения узлов или зон электроснабжения по величине потерь мощности. Для этого проводится специальный активный эксперимент, данные для которого учитывают вероятностные свойства исходной информации по режимам (нагрузкам, напряжениям, реактивной мощности).

7. Практическая реализация принципа адресного распределения потерь электроэнергии и мощности осуществлена на примере ФСК РАО ЕЭС МЭС Центра. Показана правомерность научных положений работы и предложена методика решения задачи, которая имеет достаточно общий характер.

8. Определен принцип электрического моделирования задачи распределения потерь электроэнергии при составлении перспективного энергетического баланса по районам электроснабжения и по станциям. Для тарифных групп потребителей разработана методика с использованием величин  $\tau_{\text{макс}}$ . Использование этих предложений позволяет обосновано распределять потери электроэнергии, которые в настоящее время указываются для энергосистемы в целом. Эти расчеты выполнены на примере энергосистемы республики КОМИ.

9. Предложены ранговые модели прогнозирования нагрузки по узлам схемы (для крупных подстанций и зон электроснабжения) и для мощностей электростанций на примере сетей МЭС Центра. Сделан вывод о целесообразности использования ранговых моделей.

### **ПУБЛИКАЦИИ ПО ТЕМЕ ДИССЕРТАЦИИ**

1. Русина А. Г. Адресное распределение потерь мощности и энергии между электростанциями сетевого предприятия с использованием регрессионного анализа / А. Г. Русина // Наука. Технологии. Инновации : тез. докл. всерос. науч. конф. молодых ученых. – Новосибирск : Изд-во НГТУ, 2003. – Ч. 6. – С. 68-69.

2. Русина А. Г. Алгоритмизация задач адресного определения стоимости потоков и потерь мощности / А. Г. Русина // Энергетика: экология, надежность, безопасность : материалы 11 всерос. науч.-техн. конф. – Томск : Изд-во ТПУ, 2005. – С. 124-126.

3. Русина А. Г. Задачи адресного распределения потоков и потерь электроэнергии и методы их решения / А. Г. Русина // Вестник 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.

4. Русина А. Г. Определение стоимости потоков и потерь мощности и энергии в сетевом предприятии оптового электроэнергетического рынка / А. Г. Русина // Электроэнергия и будущее цивилизации : материалы докл. междунар. науч.-техн. конф. – Томск : Изд-во ТПУ, 2004. – С. 170-173.

5. Русина А. Г. Особенности оптимизации режимов энергетических систем на рынке электроэнергии / А. Г. Русина, Ю. М. Сидоркин // Энергетика: экология, надежность, безопасность : материалы 10 Всерос. науч.-техн. конф. – Томск : Изд-во ТПУ, 2004. – С. 117-120.

6. Русина А. Г. Особенности расчета режимов ЭЭС в современных условиях электроэнергетического рынка России / А. Г. Русина, Ю. М. Сидоркин // Изв. Том. политехн. ун-та. – Томск : Изд-во ТПУ. – 2005. – Т. 308, № 5. – С. 171-175.

7. Русина А. Г. Регрессионный анализ влияния электрических станций на потери мощности и энергии сетевого предприятия / А. Г. Русина // Сб. науч. тр. НГТУ. – 2003. – № 4(34). – С. 147-152

8. Филиппова Т. А. Расчеты нормальных режимов сети с учетом коммерческих отношений на рынке электроэнергии и мощности / 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.

9. Filippova T. A. The calculation models of power and energy losses in commercial power transfer tasks / T. A. Filippova, V. V. Medvedkov, . G. Rusina A // Aktualne problemy w elektroenergetyce : XI miedzynar. konf. Naukowa. – Polska : Politechnika Gdanska, 2003. –Т. 1. – S. 311-316. – [Комплексная модель адресного распределения потерь в электрических сетях].

10. Rusina A. G. Directed power loses distribution between generating system units // KORUS 2004. The 8 Korean-Russian intern. symp. on science and technology : proc. Tomsk, Russia, 2004. – Tomsk, 2004. – P. 281-284. – [Направленное распределение потерь мощности между генераторными единицами].

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