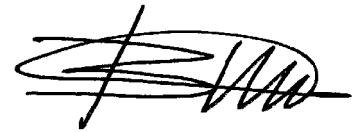


На правах рукописи



НЕШАТАЕВ
Владимир Борисович

**ОПТИМАЛЬНЫЙ ВЫБОР ИСТОЧНИКОВ РЕАКТИВНОЙ
МОЩНОСТИ В СИСТЕМАХ РАСПРЕДЕЛЕНИЯ
ЭЛЕКТРИЧЕСКОЙ ЭНЕРГИИ**

05.14.02 – Электрические станции и электроэнергетические системы

АВТОРЕФЕРАТ

диссертации на соискание учёной степени
кандидата технических наук

Красноярск – 2012

Работа выполнена на кафедре «Электрические станции и электроэнергетические системы» в ФГАОУ ВПО «Сибирский федеральный университет»

Научный руководитель: кандидат технических наук, доцент
Герасименко Алексей Алексеевич

Официальные оппоненты: **Дулесов Александр Сергеевич**, доктор технических наук, профессор; Хакасский технический институт – филиал ФГАОУ ВПО «Сибирский федеральный университет», кафедра «Электроэнергетика», профессор

Кунгс Ян Александрович, кандидат технических наук, профессор; ФГБОУ ВПО «Красноярский государственный аграрный университет», кафедра «Системоэнергетика», профессор

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

Защита состоится 30 мая 2012 года в 16.00 на заседании диссертационного совета ДМ 212.099.07 при Сибирском федеральном университете по адресу: г. Красноярск, ул. Ленина, д. 70, ауд. А-204.

С диссертацией можно ознакомиться в библиотеке Сибирского федерального университета.

Автореферат разослан 28 апреля 2012 г.

Учёный секретарь
диссертационного совета



Чупак Татьяна Михайловна

ОБЩАЯ ХАРАКТЕРИСТИКА РАБОТЫ

Актуальность работы. Проблема компенсации реактивной мощности (КРМ) вызвана высокой загрузкой элементов систем распределения электрической энергии (ЭЭ) потоками реактивной мощности (РМ) вследствие значительного её потребления из сетей.

Передача РМ по электрическим сетям от генераторов электрических станций вызывает ряд негативных последствий: возрастают ток, потери напряжения, мощности и ЭЭ, снижается пропускная способность электропередач, возникают трудности при присоединении новых электропотребителей ввиду искусственно вызванного дефицита активной мощности.

Решение проблемы КРМ (выработка РМ на местах) позволит добиться существенных результатов: нормализовать уровни напряжений, снизить потери ЭЭ, повысить режимную управляемость распределительных электрических сетей (РЭС), присоединить новых электропотребителей.

По мнению специалистов, снижение потерь ЭЭ считается наиважнейшей задачей и реальной эксплуатационной технологией энергосбережения, а эффективное экономическое регулирование перетоков РМ является одной из важных проблем российской электроэнергетики и приобретает особую актуальность в связи с введением новых нормативных документов в части условий потребления РМ.

Вместе с тем, все научные исследования в области КРМ должны быть направлены на разработку алгоритмов выбора оптимальной мощности и мест установки источников реактивной мощности (ИРМ), компенсирующих устройств (КУ) с учётом всей совокупности режимов (многорежимности) в узлах сетевой организации и в сетях каждого потребителя.

Значительный вклад в развитие теории, исследования и разработку методов, алгоритмов оптимизации режимов электроэнергетических систем (ЭЭС) внесли коллективы ВГПИ и НИИ «Энергосетьпроект», ВНИИЭ, ИДУЭС, Института электродинамики НАН Украины, ИСЭМ СО РАН, МЭИ (ТУ), НГТУ, СевКавГТУ, УрФУ-УПИ, ЭНИН им. Г. М. Кржижановского и ряд других организаций, известные отечественные и зарубежные учёные: Д. А. Арзамасцев, А. Б. Баламетов, П. И. Бартоломей, В. А. Веников, В. М. Горнштейн, Ю. С. Железко, В. И. Идельчик, И. Н. Ковалёв, Ю. Г. Кононов, Л. А. Крумм, А. М. Кумаритов, В. М. Летун, В. З. Манусов, В. Г. Неуймин, В. Л. Прихно, В. А. Тимофеев, D. A. Alves, M. Begovic, M. Delfanti, D. Lukman, D. Van Veldhuizen, E. Zitzler и многие их коллеги.

В настоящее время имеется достаточное число алгоритмов и программ, в том числе зарубежных, доведённых до практической реализации, позволяющих производить оптимизацию по РМ отдельных мгновенных режимов. Однако, несмотря на их наличие, получение оптимального решения для заданного временного интервала (сутки, месяц, год и т. д.) изменения параметров состояния ЭЭС довольно трудоёмко и неэффективно, поскольку включает в себя последовательную оптимизацию и анализ каждого из характерных режимов, суммирование их экономических оценок, вследствие чего решение проектной задачи оптимального выбора ИРМ (установки новых КУ) громоздко и затруднено.

Последнее требует расчёта потерь ЭЭ с высокой точностью и достоверностью, учёта всей совокупности режимов на заданном интервале времени и в настоящее время в полной мере ещё не выполнено, особенно в части учёта многоре-

жимности. Методам, алгоритмам расчёта потерь ЭЭ и моделирования нагрузок, тесно связанным с общей задачей оптимального развития систем распределения ЭЭ, посвящены работы А. С. Бердина, О. Н. Войтова, В. Э. Воротницкого, И. И. Голуб, В. Н. Казанцева, Е. А. Конюховой, В. Г. Курбацкого, Т. Б. Лещинской, А. В. Липеса, И. И. Надтоки, А. В. Паздерина, Г. Е. Поспелова, А. А. Потребича, Н. В. Савиной, Д. Содномдоржа, Ю. А. Фокина, М. И. Фурсанова, J. J. Grainger, Emad S. Ibrahim, A. G. Leal, C. C. V. Oliveira, Lin Yang и других авторов.

В данной работе представлен подход к учёту многорежимности (основанный на стохастическом моделировании графиков нагрузок) для решения задач анализа и оптимизации режимов по РМ, развития ЭЭС, а именно систем распределения ЭЭ, содержащих сети напряжением 0,38–150 (220) кВ, для которых характерен дефицит РМ, приводящий к установке новых КУ, ИРМ.

Объект исследования – система распределения ЭЭ (РЭС, система электро-снабжения).

Предмет исследования – стохастические методы моделирования нагрузок и расчёта технических потерь ЭЭ в РЭС, методы оптимизации режимов ЭЭС.

Цель исследования – разработка методики оптимального выбора ИРМ в системах распределения ЭЭ, учитывающей многорежимность с помощью интегральных характеристик, определяемых на основе статистического моделирования графиков электрических нагрузок.

Задачи исследования:

1. Проанализировать существующие методы оптимизации режимов РЭС и выбрать наиболее эффективный, который позволит реализовать стохастический подход к решению задачи оптимального выбора ИРМ.

2. Адаптировать вероятностно-статистическое моделирование нагрузок для получения потерь ЭЭ, графиков и диапазонов изменения оптимизируемых параметров на анализируемых интервалах времени.

3. Разработать алгоритм учёта влияния конструктивных факторов, токовой нагрузки, температуры окружающей среды и условий прокладки на активное сопротивление кабельных линий (КЛ), позволяющий повысить точность расчёта потерь ЭЭ в оптимизационной задаче.

4. Разработать и реализовать алгоритм оптимальной КРМ применительно к эксплуатационной задаче с учётом всей совокупности режимов на основе стохастического моделирования нагрузок.

5. Разработать методику и алгоритм оптимального выбора ИРМ применительно к проектной задаче – задаче развития систем распределения ЭЭ.

Основная идея диссертации – решение задачи оптимального выбора ИРМ, КУ в системах распределения ЭЭ с учётом многорежимности на основе стохастического моделирования нагрузок при обеспечении высокой точности и достоверности расчёта потерь ЭЭ.

Методы исследований. Для решения поставленных в работе задач использовались теория факторного анализа (метод главных компонент); методы теории неявных функций и нелинейного математического программирования (градиентный метод); численные методы решения нелинейных уравнений; теория эксперимента; элементы теории вероятностей и математической статистики; метод статистических испытаний.

Основные результаты, выносимые на защиту:

1. Алгоритм расчёта потерь ЭЭ, диаграмм и диапазонов изменения РМ и напряжений в узлах сети на основе вероятностно-статистической модели нагрузок.

2. Алгоритм и программа оптимизации режимов распределительных сетей ЭЭС по РМ.

3. Алгоритм и программа стохастической оптимизации режимов распределительных сетей ЭЭС по РМ на интервале времени (с учётом многорежимности).

4. Методика и алгоритм оптимального выбора ИРМ в системах распределения ЭЭ.

5. Алгоритм учёта дополнительного нагревания жил кабелей 6–220 кВ за счёт влияния токовой нагрузки, температуры окружающей среды, условий прокладки (воздух, земля) и особенностей конструкции (марка кабеля, число и тип жил, вид изоляции); аналитические зависимости определения температуры жил.

Научная новизна диссертационной работы:

1. На основе эффективного метода оптимизации и стохастического моделирования режимов электропотребления разработана математическая модель, позволяющая решить оптимизационную задачу с учётом многорежимности, получены и реализованы алгоритм и программа оптимального распределения РМ существующих источников на интервале времени.

2. Разработаны методика и алгоритм оптимального выбора ИРМ, позволяющие определить места размещения и установленные мощности новых КУ.

3. Разработан алгоритм учёта влияния особенностей конструкции, условий прокладки, токовой нагрузки и температуры окружающей среды на активное сопротивление силовых кабелей, величину потерь ЭЭ, и получены аналитические зависимости для определения температуры жил.

Значение для теории. Полученные результаты создают теоретическую основу для развития стохастических методов оптимизации режимов и оптимального выбора ИРМ в системах распределения ЭЭ, методов расчёта технических потерь ЭЭ в КЛ РЭС с учётом влияния различных факторов.

Практическая ценность. 1. Разработанные методика, алгоритмы и программы могут быть использованы в сетевых компаниях и проектных организациях для эффективной КРМ, установки новых КУ с минимальными затратами и реализации комплексного системного эффекта, в том числе за счёт снижения потерь ЭЭ. 2. Алгоритм и зависимости для определения температуры жил кабелей позволяют повысить точность расчёта потерь ЭЭ в КЛ и могут быть использованы для контроля тока нагрузки при различных условиях эксплуатации. 3. Полученные алгоритмы реализованы в программах оптимизации мгновенных режимов «OPRES» и стохастической оптимизации «ORESА», которые приняты в опытную эксплуатацию проектно-исследовательской организацией г. Красноярск.

Достоверность полученных результатов подтверждена при помощи сравнительного анализа со значениями, рассчитанными методом статистических испытаний на тестовых и реальных схемах Красноярской энергосистемы.

Использование результатов диссертации. Программа оптимизации режимов ЭЭС по РМ «OPRES», программа оптимизации режимов ЭЭС по РМ на интервале времени «ORESА» приняты в опытную эксплуатацию в ЗАО «Компания «Электропроект – Сибирь», что подтверждается актами внедрения.

Личный вклад автора. Соискателю принадлежат формализация поставленных задач, разработка математических моделей, обобщение, анализ результатов, программная реализация алгоритмов. Научные и практические результаты, выносимые на защиту, разработаны и получены автором. Разработка, реализация основных положений и общей научной идеи диссертации, создание программ выполнены при участии научного руководителя.

Апробация результатов работы. Отдельные положения диссертационной работы доложены и обсуждены на Всероссийской научно-технической конференции студентов, аспирантов и молодых учёных «Молодёжь и наука: начало XXI века» (г. Красноярск, 2007 г.); III Международной научно-практической конференции «Энергосистема: управление, конкуренция, образование» (г. Екатеринбург, 2008 г.); IV Всероссийской научно-практической конференции «Энергетика в современном мире» (г. Чита, 2009 г.); Международной научно-технической конференции «Проблемы электротехники, электроэнергетики и электротехнологии» (г. Тольятти, 2009 г.); Международной научно-технической конференции студентов, магистрантов, аспирантов «Энергоэффективность и энергобезопасность производственных процессов» (г. Тольятти, 2009 г.); Всероссийской научно-технической конференции «Электроэнергия: от получения и распределения до эффективного использования» (г. Томск, 2010 г.); первом Международном научно-техническом конгрессе «Энергетика в глобальном мире» (г. Красноярск, 2010 г.); Всероссийской научно-технической конференции «Электроэнергетика глазами молодёжи» (г. Екатеринбург, 2010 г.); Всероссийской научно-технической конференции студентов, аспирантов и молодых учёных «Молодёжь и наука» (г. Красноярск, 2011 г.); шестой Всероссийской научно-технической конференции с международным участием «Энергетика: управление, качество и эффективность использования энергоресурсов» (г. Благовещенск, 2011 г.).

Публикации. По диссертации опубликовано 18 печатных работ, в том числе 3 статьи в изданиях по перечню ВАК, 2 статьи в сборниках научных трудов, 10 статей по материалам конференций, 1 статья по материалам конгресса, 2 свидетельства о государственной регистрации программ для ЭВМ.

Общая характеристика диссертации. Диссертационная работа состоит из введения, четырёх разделов, заключения, списка литературы, содержащего 196 наименований, и приложений. Материал изложен на 186 страницах основного текста и на 59 страницах приложений. В работе приведены 15 рисунков и 34 таблицы.

ОСНОВНОЕ СОДЕРЖАНИЕ РАБОТЫ

Во введении представлены описание проблемы оптимальной КРМ, актуальность и значимость её решения в системах распределения ЭЭ с учётом новых нормативных документов. Сформулированы цель и задачи исследования, научная новизна и основные результаты, выносимые на защиту. Приведены сведения о внедрении и практической ценности выполненной работы.

В первом разделе описана история и рассмотрены причины возникновения проблемы КРМ в распределительных сетях Российской Федерации, а также приведено состояние проблемы в некоторых зарубежных странах. Выполнена математическая постановка оптимизационной задачи, направленной на решение проблемы.

Рассмотрено формирование целевой функции расчётных затрат. Проанализированы методы оптимизации режимов и расчёта потерь ЭЭ.

Подготовительный процесс перед установкой ИРМ, КУ в РЭС вызывает следующие вопросы: а) в каких узлах необходимо установить КУ, ИРМ? б) какие мощности принять для новых или загрузки существующих КУ, ИРМ, чтобы соответственно суммарные расчётные затраты или потери ЭЭ в сети стали минимальными? в) по какому графику должны работать КУ, ИРМ, чтобы экономический эффект от компенсации был наибольшим?

В качестве КУ, ИРМ могут использоваться батареи статических конденсаторов (БСК), статические тиристорные компенсаторы (СТК) и синхронные компенсаторы (СК). Ввиду экономичности в системах распределения ЭЭ в основном используются БСК. В настоящее время выбор ИРМ, КУ в РЭС ведётся для решения локальных задач (предельно низкие напряжения в узлах, необходимость увеличения пропускной способности сети и др.) и не является оптимальным.

Задачи оптимальной компенсации реактивных нагрузок в циклах оперативного управления (внутри суток), краткосрочного (сутки, неделя), долгосрочного (месяц, квартал, год) планирования режимов и оптимального выбора ИРМ (мощности и мест установки) при краткосрочном планировании развития (1–5 лет) системы распределения ЭЭ в общем виде имеют следующую постановку: определить управляемые режимные параметры \bar{Z} (РМ источников, напряжения узлов и др.), обеспечивающие минимальное значение целевой функции F , в качестве которой принимаются потери ЭЭ в сети (эксплуатационная задача), являющиеся определяющими при ведении (оптимизации) и планировании режимов, или расчётные (приведенные) затраты при планировании развития (проектная задача), связанные с установкой новых КУ в РЭС,

$$\min F(\bar{Z}) \quad (1)$$

при балансовых (функциональных) ограничениях в виде равенств (уравнения установившихся режимов (УУР) и баланса мощностей КУ)

$$\bar{W}(\bar{Z}) = 0 \quad (2)$$

и простых ограничениях типа неравенств (технические и режимные ограничения)

$$\bar{Z}_{\min} \leq \bar{Z} \leq \bar{Z}_{\max} . \quad (3)$$

Задачи вида (1)–(3) относятся к классу задач нелинейного математического программирования, для решения которых наиболее эффективны методы оптимизации, объединяющие свойства, возможности и преимущества детерминированных и вероятностно-статистических алгоритмов.

В настоящей работе для решения проектной задачи предлагается замена динамического критерия приведенных затрат статическим с учётом адаптивного подхода (уточнение решения по мере появления дополнительной информации о развитии системы распределения ЭЭ), в результате чего целевая функция представляется расчётными затратами на установку ИРМ, их эксплуатацию и потери ЭЭ в РЭС:

$$Z = E \cdot K(Q_{\text{ИРМ}}^{\text{уст}}) + И(Q_{\text{ИРМ}}) + И(\Delta W) \rightarrow \min . \quad (4)$$

В настоящее время проектная задача (1)–(4) в полной мере (с учётом многорежимности) не решена. Отечественные и зарубежные программы и комплексы

(СДО-6 (г. Иркутск), АНАРЭС-2000 (г. Иркутск, г. Новосибирск), RastrWin (г. Екатеринбург), КОСМОС (Украина), АРЕМ (Украина), PSS/E (США), PowerFactory (Германия), Netomac (Германия), SimPow (Швеция)) решают частную эксплуатационную задачу минимизации потерь активной мощности для отдельного режима. Были изучены градиентные методы (положены в основу программных комплексов АНАРЭС-2000, RastrWin, КОСМОС), метод Лагранжа, метод аппроксимирующего программирования, генетические и эволюционные алгоритмы. На основе проведенного анализа перечисленных методов и алгоритмов оптимизации для дальнейшего рассмотрения выбран обобщенный метод приведенного градиента (ОМПГ)*, как наиболее приспособленный к решению электроэнергетических задач, в частности, эффективно учитывающий детерминированные и стохастические свойства данных, балансовые и простые ограничения, особенности целевой функции.

Выбор метода расчёта потерь ЭЭ зависит от имеющейся исходной информации о нагрузках сети, режима её работы и особенностей оптимизационного алгоритма. В разомкнутых сетях 6, 10 кВ преимущественно доступна информация о некоторых параметрах режима головных участков (пропуски энергии, максимальные и минимальные значения токовых нагрузок, потреблённая ЭЭ на некоторых подстанциях); в сетях 35–150 (220) кВ, работающих как в разомкнутом, так и в замкнутом режимах, известны средние нагрузки, а также частично или полностью графики нагрузок в узлах, фиксируемые автоматизированными информационно-измерительными системами коммерческого учёта электроэнергии (АИИС КУЭ) с заданным интервалом усреднения или являющиеся данными сезонных замеров.

Поскольку нагрузки узлов в полной мере характеризуются как случайные величины, представляется наиболее объективным их статистическое моделирование. Это позволяет уменьшить объём исходной информации, упростить методы определения интегральных характеристик, анализ режимов и алгоритмы оптимизации. В этих условиях перспективно использование вероятностно-статистических методов сокращения (сжатия) информации о многорежимности на основе малого числа обобщающих факторов с последующим их применением при расчёте нагрузочных потерь ЭЭ. Для этого выбран один из методов факторного анализа – метод главных компонент – позволяющий достаточно эффективно отразить учёт многорежимности системой ограничений в удобной для применения ОМПГ форме.

Во втором разделе подробно рассматриваются стохастическое моделирование графиков нагрузок и его применение для получения алгоритма расчёта потерь ЭЭ и других интегральных характеристик режимов в задаче оптимального выбора ИРМ в системах распределения ЭЭ. Повышение точности определения потерь ЭЭ реализуется путём применения поправочных коэффициентов и учёта дополнительного нагревания жил кабелей под воздействием совокупности факторов при расчёте активного сопротивления КЛ. Получен соответствующий алгоритм расчёта, а также выведены аналитические зависимости для определения температуры жил.

Для выражения статистической связи графиков нагрузок (генерации) N узлов системы распределения ЭЭ посредством дисперсий $\sigma^2 P_i$, $\sigma^2 Q_i$ и корреляционных моментов $k(P_i Q_j)$, $k(P_i P_j)$, $k(Q_i Q_j)$ используется симметричная матрица корреляционных моментов (МКМ) мощностей K_S размерностью $2N \times 2N$.

* Крумм Л. А. Методы приведенного градиента при управлении электроэнергетическими системами. Новосибирск, Наука, 1977.

Общее выражение потерь ЭЭ:

$$\Delta W = \sum_{i,j} \int_0^T \Delta P_{ij}(\bar{V}, \bar{\delta}) dt; \Delta P_{ij} = [V_i^2 + V_j^2 - 2V_i V_j \cos(\delta_i - \delta_j)] g_{ij}. \quad (5)$$

Используя разложение выражения потерь мощности в ряд Тейлора в малых окрестностях математических ожиданий параметров режима V, δ с учётом его первых трёх членов и последующее интегрирование (5) на заданном интервале времени T , формируются различные приближённые выражения потерь ЭЭ как для всей сети в целом, так и для участка:

$$\Delta W = \left[\Delta P(M\bar{V}, M\bar{\delta}) + \frac{1}{2} \sum_{i=1}^N \sum_{j=1}^N k(V_i V_j) \frac{\partial^2 \Delta P}{\partial V_i \partial V_j} + \right. \\ \left. + \sum_{i=1}^N \sum_{j=1}^N k(V_i \delta_j) \frac{\partial^2 \Delta P}{\partial V_i \partial \delta_j} + \frac{1}{2} \sum_{i=1}^N \sum_{j=1}^N k(\delta_i \delta_j) \frac{\partial^2 \Delta P}{\partial \delta_i \partial \delta_j} \right] T; \quad (6)$$

$$\Delta W_{ij} = [M^2(V_i - V_j) + MV_i MV_j M^2(\delta_i - \delta_j) + \sigma^2(V_i - V_j) + MV_i MV_j \sigma^2(\delta_i - \delta_j)] g_{ij} T = \quad (7)$$

$$= [\Delta P(M\bar{V}, M\bar{\delta}) + [\sigma^2 V_i - 2k(V_i V_j) + \sigma^2 V_j + MV_i MV_j (\sigma^2 \delta_i - 2k(\delta_i \delta_j) + \sigma^2 \delta_j)] g_{ij}] T,$$

где $\Delta P(M\bar{V}, M\bar{\delta})$, $k(V_i V_j)$, $k(V_i \delta_j)$, $k(\delta_i \delta_j)$ – потери мощности, корреляционные моменты, вычисленные в точке, соответствующей математическим ожиданиям модулей MV и фаз $M\delta$ напряжений; $\frac{\partial^2 \Delta P}{\partial V_i \partial V_j}$, $\frac{\partial^2 \Delta P}{\partial V_i \partial \delta_j}$, $\frac{\partial^2 \Delta P}{\partial \delta_i \partial \delta_j}$ – вторые производ-

ные выражения потерь мощности по соответствующим переменным, вычисленные относительно той же точки; N – количество узлов в схеме без балансирующего.

В выражениях потерь ЭЭ (6), (7) фигурируют корреляционные моменты модулей V и фаз δ напряжений, формирующие МКМ напряжений, которую получают на основе системы уравнений, записанной аналогично линеаризованным уравнениям узловых напряжений (УУН):

$$\begin{bmatrix} \partial P_i / \partial \delta_j & \partial P_i / \partial V_j \\ \partial Q_i / \partial \delta_j & \partial Q_i / \partial V_j \end{bmatrix} \begin{bmatrix} \Delta \delta_i \\ \Delta V_i \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} \Delta P_i \\ \Delta Q_i \end{bmatrix}, \quad i, j = \overline{1, N}, \quad (8)$$

где ΔP_i , ΔQ_i , ΔV_i , $\Delta \delta_i$ – отклонения активных, реактивных мощностей, модулей, фаз напряжений узлов от своих математических ожиданий.

Данное выражение позволяет определить элементы МКМ напряжений на основе общего правила образования МКМ зависимых случайных величин

$$K_U = [J]^{-1} \times K_S \times [J]^{-1}, \quad (9)$$

где $[J]$ – матрица Якоби системы (8), вычисленная для математических ожиданий.

Реализация модели (9) связана с использованием полностью заполненных матриц K_U и $[J]^{-1}$, а также с трудоёмким определением обратной матрицы Якоби, имеющей большую размерность для реальных РЭС. Поэтому непосредственное

использование формул расчёта потерь ЭЭ (6) и (7) с учётом (9) возможно, но является громоздким и делает вычислительный процесс неэффективным. В связи с этим применяется моделирование нагрузок и МКМ мощностей методом главных компонент, которое осуществляется следующим образом:

1. Вычисляются M максимальных собственных чисел λ и собственных векторов \bar{v} МКМ K_S . Данная процедура называется решением проблемы собственных значений и реализована в ряде статистических библиотек, команд и функций прикладного программного обеспечения: Fortran, Matlab, MathCAD и пр.

2. Каждому из найденных собственных векторов МКМ ставится в соответствие «обобщённый график нагрузки» (ОГН)

$$\Gamma_{kj} = \sum_{i=1}^N v'_{ki} \Delta P_{ij} + \sum_{i=1}^N v''_{ki} \Delta Q_{ij}, \quad j = \overline{1, d}, \quad k = \overline{1, M}, \quad (10)$$

где v'_{ki} , v''_{ki} – компоненты собственного вектора \bar{v}_k МКМ; ΔP_{ij} , ΔQ_{ij} – центрированные относительно соответствующих математических ожиданий графики активной и реактивной нагрузок узла i ; d – число интервалов постоянства графиков.

ОГН, также как и собственные векторы, являются ортогональными (независимыми), некоррелированными (несвязанными) величинами.

3. Исходные графики электрических нагрузок P_{ij} , Q_{ij} представляются с помощью известных математических ожиданий MP_i , MQ_i и моделируемых отклонений от математических ожиданий в виде линейной комбинации M ОГН:

$$P_{ij} = MP_i + \sum_{k=1}^M v'_{ki} \Gamma_{kj}; \quad Q_{ij} = MQ_i + \sum_{k=1}^M v''_{ki} \Gamma_{kj}, \quad i = \overline{1, N}, \quad j = \overline{1, d}. \quad (11)$$

Метод эффективен при условии $M \ll N$, т. е., если можно с достаточной точностью ограничиться учётом только M первых собственных векторов \bar{v}_k и соответствующих ОГН. Исследования МКМ мощностей, полученных на основе представительных выборок суточных и месячных графиков электрических нагрузок (данные сезонных замеров и АИИС КУЭ) показали, что требуемое количество собственных чисел, собственных векторов и ОГН зависит от свойств рассматриваемой выборки и обычно не превышает четырёх ($M \leq 4$), что в большинстве случаев позволяет учесть до 85–95 % полного рассеяния исходных нагрузок.

Для практического применения ОГН, полученные для различных реализаций случайного процесса изменений нагрузки, должны быть статистически устойчивыми. Свойства групповой и динамической устойчивости для суточных и месячных графиков были подтверждены в данной работе, а также другими исследователями.

Неизвестные графики нагрузок в $(N - n)$ узлах РЭС 6–35 кВ не позволяют применить статистическую модель (11), поэтому они предварительно моделируются с помощью модифицированной факторной модели:

$$P_{ij} = MP_i + MP_i \cdot \alpha_i^P \cdot \Gamma'_j; \quad Q_{ij} = MQ_i + MQ_i \cdot \alpha_i^Q \cdot \Gamma'_j, \quad i = \overline{1, N - n}, \quad j = \overline{1, d}, \quad (12)$$

$$\Gamma'_j = \sum_{k=1}^M \lambda'_k \cdot \Gamma_{kj}, \quad \sqrt{\sum_{k=1}^{2n} (\lambda'_k)^2} = 1, \quad (13)$$

где α_i^P, α_i^Q – коэффициенты, моделирующие неравномерность электропотребления; Γ_j, λ_k – средневзвешенный ОГН и нормированные на евклидову длину собственные числа, полученные из МКМ, составленной для n узлов с известными графиками нагрузок.

В качестве исходных данных используются средние (определяются через пропуск энергии головного участка и время), наибольшие и наименьшие (определяются на основе замеров) значения нагрузок. Коэффициенты α_i^P, α_i^Q выражений (12) определяются из условий:

$$\left| P_{i \max}^{\text{мод}} - P_{i \max}^{\text{зам}} \right| + \left| P_{i \min}^{\text{мод}} - P_{i \min}^{\text{зам}} \right| \rightarrow \min ; \left| Q_{i \max}^{\text{мод}} - Q_{i \max}^{\text{зам}} \right| + \left| Q_{i \min}^{\text{мод}} - Q_{i \min}^{\text{зам}} \right| \rightarrow \min , \quad (14)$$

где $P_{i \max}^{\text{мод}}, Q_{i \max}^{\text{мод}}, P_{i \min}^{\text{мод}}, Q_{i \min}^{\text{мод}}$ – наибольшие и наименьшие мощности модели графика нагрузки узла i ; $P_{i \max}^{\text{зам}}, Q_{i \max}^{\text{зам}}, P_{i \min}^{\text{зам}}, Q_{i \min}^{\text{зам}}$ – наибольшие и наименьшие замеренные мощности нагрузки узла i .

Поскольку отклонения напряжений и мощностей от своих математических ожиданий приближённо связаны линеаризованной системой УУН вида (8), то центрированные случайные параметры $\Delta\delta_i, \Delta V_i$ также, как и величины $\Delta P_i, \Delta Q_i$, являются линейными комбинациями M обобщённых графиков:

$$V_{ij} = MV_i + \sum_{k=1}^M \gamma_{ki}'' \Gamma_{kj} ; \delta_{ij} = M\delta_i + \sum_{k=1}^M \gamma_{ki}' \Gamma_{kj} , \quad i = \overline{1, N} , \quad j = \overline{1, d} . \quad (15)$$

Коэффициенты $\gamma_{ki}', \gamma_{ki}''$ определяются из линейных систем вида (8), записанных на основе подобия (11) и (15) в виде

$$[J] \begin{bmatrix} \overline{\gamma}_{ki}' \\ \overline{\gamma}_{ki}'' \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} \overline{v}_{ki}' \\ \overline{v}_{ki}'' \end{bmatrix} , \quad k = \overline{1, M} , \quad i = \overline{1, N} . \quad (16)$$

Стохастическая модель графиков нагрузок (10)–(16) позволяет выразить элементы МКМ напряжений и мощностей с помощью моделирующих коэффициентов

$$k(\delta_i \delta_j) = \sum_{k=1}^M \lambda_k \gamma_{ki}' \gamma_{kj}' ; \quad k(V_i \delta_j) = \sum_{k=1}^M \lambda_k \gamma_{ki}'' \gamma_{kj}' ; \quad k(V_i V_j) = \sum_{k=1}^M \lambda_k \gamma_{ki}'' \gamma_{kj}'' ; \quad (17)$$

$$\sigma^2 \delta_i = \sum_{k=1}^M \lambda_k \gamma_{ki}'^2 ; \quad \sigma^2 V_i = \sum_{k=1}^M \lambda_k \gamma_{ki}''^2 ; \quad \sigma^2 Q_i = \sum_{k=1}^M \lambda_k v_{ki}''^2 ,$$

где λ_k – собственные числа МКМ мощностей графиков нагрузок N узлов системы распределения ЭЭ.

Аналогично моделируются и другие элементы МКМ мощностей через компоненты собственных векторов v_{ki}', v_{ki}'' .

С учётом (17) выражения нагрузочных потерь ЭЭ (6) и (7) в задаче оптимального выбора ИРМ принимают итоговый вид:

$$\Delta W = \left[\Delta P(M\bar{V}, M\bar{\delta}) + \frac{1}{2} \sum_{k=1}^M \sum_{i=1}^N \sum_{j=1}^N \lambda_k \gamma''_{ki} \gamma''_{kj} \frac{\partial^2 \Delta P}{\partial V_i \partial V_j} + \sum_{k=1}^M \sum_{i=1}^N \sum_{j=1}^N \lambda_k \gamma''_{ki} \gamma'_{kj} \frac{\partial^2 \Delta P}{\partial V_i \partial \delta_j} + \right. \\ \left. + \frac{1}{2} \sum_{k=1}^M \sum_{i=1}^N \sum_{j=1}^N \lambda_k \gamma'_{ki} \gamma'_{kj} \frac{\partial^2 \Delta P}{\partial \delta_i \partial \delta_j} \right] T ; \quad (18)$$

$$\Delta W = [\Delta P(M\bar{V}, M\bar{\delta}) + \frac{1}{2} \sum_{k=1}^M \sum_{i=1}^{N+1} \sum_{j=1}^{N+1} (\gamma''_{ki} - \gamma''_{kj})^2 \lambda_k g_{ij} + \\ + \frac{1}{2} \sum_{k=1}^M \sum_{i=1}^{N+1} \sum_{j=1}^{N+1} \left(\frac{MV_i + MV_j}{2} \right)^2 (\gamma'_{ki} - \gamma'_{kj})^2 \lambda_k g_{ij}] T . \quad (19)$$

Потери холостого хода трансформаторов, приближённо представляемые в виде $\Delta W_X = \sum_{i=1}^{N_T} G_i^T \int_0^T V_i^2(t) dt \approx \sum_{i=1}^{N_T} G_i^T MV_i^2 T$, учитываются в выражениях потерь ЭЭ (18), (19) дополнительным слагаемым.

Проверка выражений потерь ЭЭ (18), (19) при $M \leq 4$ проводилась методом статистических испытаний (табл. 1): на суточном интервале времени по трём моделям РЭС и одной – системы распределения ЭЭ с напряжением каждой модели 35, 110, 220 кВ с тремя конфигурациями графиков нагрузок, что образует выборку из 36 опытов; на месячном – по одной модели РЭС 35, 110 кВ с пятью конфигурациями, что образует выборку из 10 опытов. В качестве эталонных приняты потери ЭЭ, полученные методом непосредственного суммирования путём расчёта $d = 12$ ($d = 31$) установившихся режимов: $\Delta W_{\text{эт}} = \sum_{j=1}^d \Delta P_j t_j$.

Таблица 1 – Оценка точности расчёта потерь ЭЭ

Выражение	k	$\delta_{\text{ср}}, \%$	σ^2	$\varepsilon, \%$	β	$L_{\beta}, \%$
(18)	36	-1,69	0,719	0,29	0,95	(-1,98; -1,40)
(19)	36	-1,37	0,624	0,27	0,95	(-1,64; -1,10)
(18)	10	-1,35	0,387	0,44	0,95	(-1,79; -0,91)
(19)	10	-1,18	0,336	0,41	0,95	(-1,59; -0,77)

Из табл. 1 видно, что представленные расчётные выражения (18), (19) позволяют получить потери ЭЭ с приемлемой точностью. Наиболее простой является траектория расчёта, базирующаяся на формуле (19) и не требующая вычисления вторых производных.

Повышение точности расчёта потерь ЭЭ в задаче оптимального выбора ИРМ реализуется с помощью: а) применения поправочных коэффициентов: для суток 1,017 и 1,014, для месяца – 1,014 и 1,012 к выражениям (18) и (19) соответственно; б) правильного учёта изменения активного сопротивления воздушных (ВЛ) и кабельных линий в зависимости от температуры провода и жилы соответственно.

Активное сопротивление $R(\theta)$ линий в каждый момент времени зависит от фактической температуры жилы (провода) $\theta_{\text{ж}}$:

$$R_{\theta_{\text{ж}}} = r_{\theta_{\text{ж}}} \cdot l = r_0 [1 + \alpha(\theta_{\text{ж}} - 20^\circ)] \cdot l, \quad (20)$$

где $r_0 = (1 + k)\rho / F_{\text{сеч}}$ – активное сопротивление жилы (провода) на единицу длины с учётом коэффициента укрутки $k = 0,015 \div 0,030$ при температуре $\theta_{\text{ж}} = 20^\circ \text{C}$, Ом/м; α – температурный коэффициент электрического сопротивления, равный для алюминия $0,00403 \text{ 1/}^\circ\text{C}$, для меди $0,00393 \text{ 1/}^\circ\text{C}$; l – длина линии, м.

Провода ВЛ расположены в открытой местности, и их тепловой режим зависит от протекающего тока и действующих атмосферных факторов: температуры воздуха, скорости и направления ветра, солнечного излучения, атмосферного давления, количества осадков. В этой области стоит отметить работы В. В. Бургсдорфа, С. С. Гиршина, В. В. Ершевича, Е. П. Никифорова, Г. Е. Поспелова. Существуют различные методики и алгоритмы расчёта температуры проводов ВЛ (в том числе самонесущих изолированных проводов) с учётом ряда режимных и атмосферных факторов, основанные как на простой итерационной процедуре вычисления, так и на более сложных дифференциальных уравнениях теплообмена с учётом граничных условий.

Аналогичное исследование для КЛ является более сложным и в настоящее время выполнено не в полной мере ввиду отсутствия алгоритмов определения температуры жил для уточнения активного сопротивления и потерь ЭЭ. В настоящей работе предложен алгоритм определения температуры жил кабелей 6–220 кВ, применяемых в системах распределения ЭЭ, с учётом токовой нагрузки, температуры окружающей среды, особенностей конструкции (марка кабеля, число и тип жил, вид изоляции) и условий прокладки (земля, воздух), основанный на расчёте допустимых токовых нагрузок кабелей (тепловом расчёте). Большой вклад в исследования и разработку методов расчёта допустимых токов нагрузки кабелей внесли известные отечественные и зарубежные учёные Н. И. Белоруссов, С. М. Брагин, С. С. Городецкий, Э. Т. Ларина, В. А. Привезенцев, С. Д. Холодный, С. Barnes.

Итерационный алгоритм состоит из двух этапов и основан на решении уравнений теплового баланса, которые могут быть получены с помощью схем замещения кабелей для расчёта допустимых токов нагрузки. Ниже приведены уравнения теплового баланса для трёхжильных (21) и одножильных (22) кабелей, для кабелей марок ОСБ (ОАБ) с отдельными свинцовыми или алюминиевыми оболочками (23):

$$3I^2 r_0 [1 + \alpha(\theta_{\text{ж}} - 20^\circ)] = \frac{\theta_{\text{ж}} - \theta_{\text{ср}}}{S_{\text{из}} + S_{\text{п}} + S_{\text{ср}}}; \quad (21)$$

$$I^2 r_0 [1 + \alpha(\theta_{\text{ж}} - 20^\circ)] = \frac{(\theta_{\text{ж}} - \theta_{\text{ср}}) - \Delta P_{\text{из}} (S_{\text{из}}/2 + S_{\text{п}} + S_{\text{ср}})}{S_{\text{из}} + (1 + y_{\text{об}})(S_{\text{п}} + S_{\text{ср}})}; \quad (22)$$

$$I^2 r_0 [1 + \alpha(\theta_{\text{ж}} - 20^\circ)] = \frac{\theta_{\text{ж}} - \theta_{\text{ср}}}{S_{\text{из}} + (1 + y_{\text{об}})S_{\text{зап}} + 3(1 + y_{\text{об}})(S_{\text{п}} + S_{\text{ср}})}, \quad (23)$$

где $\Delta\theta = \theta_{\text{ж}} - \theta_{\text{ср}}$ – превышение температуры (дополнительное нагревание) токопроводящей жилы над температурой окружающей среды $\theta_{\text{ср}}$; $S_{\text{из}}, S_{\text{п}}, S_{\text{ср}}$ – тепло-

вые сопротивления изоляции, защитного покрова, окружающей среды; $\Delta P_{из}$ – потери в изоляции (диэлектрические потери); $y_{об}$ – коэффициент потерь в оболочке; $S_{зап}$ – тепловое сопротивление заполнения между оболочками.

На подготовительном этапе с помощью справочной информации производится расчёт конструкции кабеля, в результате чего определяются геометрические размеры (характеристики), необходимые для вычисления тепловых сопротивлений и коэффициентов. На основном этапе выполняется расчёт перегрева жил $\Delta\theta$ по отношению к температуре окружающей среды методом последовательных приближений при задании начального (текущего) значения температуры жилы $\theta_{ж}^{(0)}$.

Из уравнений (21)–(23) также выведены аналитические зависимости для определения температуры жил. Проверка алгоритма и зависимостей выполнялась следующим образом: определялась максимально допустимая температура жил для кабелей напряжением 10, 35, 110 кВ различных сечений при прокладке в земле, воздухе и длительно допустимых токах, и сравнивалась с эталонной $\theta_{ж(эт)}^{max}$. Результаты показали достаточную точность расчёта (табл. 2): средняя погрешность менее 5 °С.

Таблица 2 – Оценка точности расчёта температуры жил кабелей

Кабель	СБУ–10–3×(50–240)		АОСБ–35–3×(35–185)		ILJIN-110 (240–1200)	
$\theta_{ж(эт)}^{max}, ^\circ\text{C}$	60		50		90	
Прокладка	земля	воздух	земля	воздух	земля	воздух
$\delta_{ср}, ^\circ\text{C}$	2,42	4,66	–0,51	–1,11	–3,32	4,80

На сегодняшний день в отличие от ВЛ, ввиду особенностей конструкции кабелей, не существует прямого способа (непосредственно, без использования всевозможных расчётов) измерения температуры жил.

В третьем разделе последовательно представлены математические модели и алгоритмы решения частных эксплуатационных задач оптимизации мгновенного режима (при моделировании нагрузок математическими ожиданиями мощностей), стохастической оптимизации (при моделировании нагрузок обобщёнными графиками), на основе которых разработаны методика и алгоритм оптимального выбора ИРМ с учётом всей совокупности режимов.

Проектная задача имеет следующую постановку: определить минимум целевой функции расчётных затрат на сооружение ИРМ, их эксплуатацию и потери ЭЭ в РЭС (4) при физических нелинейных ограничениях в виде равенств (УУН) на математические ожидания параметров и режимных ограничениях типа неравенств

$$Q_i^{\min} \leq Q_i \leq Q_i^{\max}, i = \overline{1, G}; V_i^{\min} \leq V_i \leq V_i^{\max}, i = \overline{1, N}, \quad (24)$$

где G – число генерирующих узлов с возможной установкой ИРМ.

Ограничения (24) должны выполняться на всём временном интервале, т. е. для каждого режима. Для этого предложены два способа контроля: 1) моделирование с помощью ОГН графиков РМ (11) и напряжений (15) на каждом шаге оптимизации и проверка соответствия ограничениям (24); 2) вычисление расчётных диапазонов изменения рассматриваемых параметров, которые с учётом дисперсий (17) определяются неравенствами Чебышева:

$$\left. \begin{aligned} V_i^{\min p.} &= MV_i - k_\beta^{\min} \sigma V_i; V_i^{\max p.} = MV_i + k_\beta^{\max} \sigma V_i; \\ Q_i^{\min p.} &= MQ_i - k_\beta^{\min} \sigma Q_i; Q_i^{\max p.} = MQ_i + k_\beta^{\max} \sigma Q_i. \end{aligned} \right\} \begin{aligned} V_i^{\max p.} &\leq V_i^{\max}; V_i^{\min p.} \geq V_i^{\min}; \\ Q_i^{\max p.} &\leq Q_i^{\max}; Q_i^{\min p.} \geq Q_i^{\min}. \end{aligned} \quad (25)$$

В предположении нормального распределения случайных величин V_i, Q_i с учётом асимметрии (скошенности) значения коэффициентов k_β при уровне достоверности $\beta = 0,90$ принимаются в пределах: $k_\beta^{\min} = 1,45 - 1,55$, $k_\beta^{\max} = 1,55 - 1,65$.

Выбор зависимых \bar{X} и независимых (регулируемых) \bar{Y} переменных, составляющих общий вектор \bar{Z} , оказывает определяющее воздействие на формирование массивов в выражении приведенного градиента и для математических ожиданий параметров режима при активности ограничений (24) осуществляется следующим образом:

$$\left\{ \begin{aligned} (V_{1i}, Q_{2j}) \in \bar{Y} \rightarrow V_{1i} \in V_{\text{пр}}, Q_{2j} \in Q_{\text{доп}}; i = \overline{1, p}; j = \overline{1, q}; p + q = G; i \neq j; \\ (V_{2i}, \delta_j, Q_{1l}) \in \bar{X} \rightarrow i = \overline{1, N - p}; j = \overline{1, N}; l = \overline{1, p}, \end{aligned} \right\} \quad (26)$$

где $V_{\text{пр}}, Q_{\text{доп}}$ – множество предельных напряжений и допустимых реактивных мощностей узлов генерации соответственно; 1 и 2 – индексы зависимых и независимых переменных; p, q – количество независимых переменных по V, Q .

При нарушении простых ограничений (24) производится смена базиса, которая заключается в обмене соответствующих компонент между векторами \bar{X} и \bar{Y} .

Для компонентов собственных векторов и моделирующих коэффициентов предложено следующее разделение переменных:

$$\left\{ \begin{aligned} (v''_{k2i}, \gamma''_{k1j}) \in \bar{Y} \rightarrow k = 1; i = \overline{1, q}; j = \overline{1, p}; q + p = G; i \neq j; \\ (v''_{k1i}, \gamma''_{k2j}) \in \bar{X} \rightarrow k = 1; i = \overline{1, p}; j = \overline{1, N - p}; i \neq j; \\ v''_{k1i} \in \bar{Y} \rightarrow k = \overline{2, M}; i = \overline{1, G}; \\ \gamma''_{ki} \in \bar{X} \rightarrow k = \overline{2, M}; i = \overline{1, N}; \gamma'_{ki} \in \bar{X} \rightarrow k = \overline{1, M}; i = \overline{1, N}. \end{aligned} \right\} \quad (27)$$

При этом смена базиса предусмотрена только для переменных, отражающих учёт многорежимности с помощью первого ОГН ($k = 1$).

Используя запись линеаризованной системы (8) в матричном виде при условии сбалансированности режима по активной мощности ($\Delta P_i = 0$), в соответствии с приведённым разделением переменных (26), с последующей группировкой векторов зависимых и независимых переменных, получена система уравнений, отражающая учёт математических ожиданий параметров в УУР:

$$\begin{bmatrix} E & \bar{0} & \bar{0} & A_{12} \\ \bar{0} & E & \bar{0} & A_{22} \\ \bar{0} & \bar{0} & E & -B_{12} \\ \bar{0} & \bar{0} & -B_{21}^{-1} & E \end{bmatrix} \begin{bmatrix} \Delta \bar{\delta} \\ \Delta \bar{Q}_1 \\ \Delta \bar{V}_2 \end{bmatrix} + \begin{bmatrix} A_{11} & \bar{0} \\ A_{21} & \bar{0} \\ -B_{11} & \bar{0} \\ \bar{0} & -B_{22}^{-1} \end{bmatrix} \begin{bmatrix} \Delta \bar{V}_1 \\ \Delta \bar{Q}_2 \end{bmatrix} = \bar{0}. \quad (28)$$

При пассивности ограничений (24) уравнения (28) упрощаются до уравнений с единичной матрицей

$$\begin{bmatrix} E & | & A_{22} \\ \hline \bar{0} & | & E \end{bmatrix} \begin{bmatrix} \Delta\bar{\delta} \\ \Delta\bar{V} \end{bmatrix} + \begin{bmatrix} \bar{0} \\ -B_{22}^{-1} \end{bmatrix} [\Delta\bar{Q}] = \bar{0}. \quad (29)$$

В системах (28), (29) для связи зависимых и независимых параметров режима используются матрицы

$$A = \begin{bmatrix} A_{11} & | & A_{12} \\ \hline A_{21} & | & A_{22} \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} \partial P \\ \partial \delta \end{bmatrix}^{-1} \begin{bmatrix} \partial P \\ \partial V \end{bmatrix}; \quad B = \begin{bmatrix} B_{11} & | & B_{12} \\ \hline B_{21} & | & B_{22} \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} \partial Q \\ \partial V \end{bmatrix} - \begin{bmatrix} \partial Q \\ \partial \delta \end{bmatrix} A. \quad (30)$$

В соответствии с разделением (27) на основании выражений (11) и (15), (8) и (16) с учётом попарной эквивалентности переменных γ' и δ , γ'' и V , v'' и Q , ограничения типа равенства с учётом многорежимности наиболее полно моделируются системой уравнений (28), учитывающей математические ожидания оптимизируемых параметров, и следующими системами уравнений, учитывающими отклонения параметров от математических ожиданий:

$$\begin{bmatrix} E & \bar{0} & \bar{0} & A_{12} \\ \hline \bar{0} & E & \bar{0} & A_{22} \\ \hline \bar{0} & \bar{0} & E & -B_{12} \\ \hline \bar{0} & \bar{0} & -B_{21}^{-1} & E \end{bmatrix} \begin{bmatrix} \bar{\gamma}' \\ \bar{v}_1'' \\ \bar{\gamma}_2'' \end{bmatrix} + \begin{bmatrix} A_{11} & | & \bar{0} \\ \hline A_{21} & | & \bar{0} \\ \hline -B_{11} & | & \bar{0} \\ \hline \bar{0} & | & -B_{22}^{-1} \end{bmatrix} \begin{bmatrix} \bar{\gamma}_1'' \\ \bar{v}_2'' \end{bmatrix} = \bar{0}, \quad k=1; \quad (31)$$

$$\begin{bmatrix} E & | & A_{22} \\ \hline \bar{0} & | & E \end{bmatrix} \begin{bmatrix} \bar{\gamma}_k' \\ \bar{\gamma}_k'' \end{bmatrix} + \begin{bmatrix} \bar{0} \\ -B_{22}^{-1} \end{bmatrix} [\bar{v}_k''] = \bar{0}, \quad k=2, M. \quad (32)$$

При записи в (28), (31) зависимых переменных ($\Delta\delta$, ΔQ_1 , ΔV_2 и γ' , v_1'' , γ_2'') через независимые (ΔV_1 , ΔQ_2 и γ_1'' , v_2'') с учётом целевой функции при переходе к бесконечно малым приращениям переменных выражение приведенного градиента при моделировании нагрузок только первым ОГН при активности ограничений (24) принимает вид:

$$\bar{\nabla}_n^t = \left[\bar{\nabla}_{V_1}^t F \bar{\nabla}_{Q_2}^t F \bar{\nabla}_{\gamma_1'}^t F \bar{\nabla}_{v_2''}^t F \right] - \left[\bar{\nabla}_{\delta}^t F \bar{\nabla}_{Q_1}^t F \bar{\nabla}_{V_2}^t F \bar{\nabla}_{\gamma'}^t F \bar{\nabla}_{v_1''}^t F \bar{\nabla}_{\gamma_2''}^t F \right] \times$$

$$\times \begin{bmatrix} E & \bar{0} & \bar{0} & A_{12} \\ \hline \bar{0} & E & \bar{0} & A_{22} \\ \hline \bar{0} & \bar{0} & E & -B_{12} \\ \hline \bar{0} & \bar{0} & -B_{21}^{-1} & E \end{bmatrix} \begin{bmatrix} \bar{0} \\ \bar{0} \\ \bar{0} \\ \bar{0} \end{bmatrix} \begin{bmatrix} A_{11} & | & \bar{0} \\ \hline A_{21} & | & \bar{0} \\ \hline -B_{11} & | & \bar{0} \\ \hline \bar{0} & | & -B_{22}^{-1} \end{bmatrix}^{-1} \begin{bmatrix} \bar{0} \\ \bar{0} \\ \bar{0} \\ \bar{0} \end{bmatrix}, \quad (33)$$

где $\bar{\nabla}_n^t$ – $G(1+M)$ -мерный вектор приведенного градиента; $\bar{\nabla}_{V_1}^t F \bar{\nabla}_{Q_2}^t F$ и $\bar{\nabla}_{\gamma_1'}^t F \bar{\nabla}_{v_2''}^t F$ – вектор-строки вида $[\partial F / \partial Y]$ суммарного размера G каждая; $\bar{\nabla}_{\delta}^t F$ и

$\bar{\nabla}_{\gamma'}^t F$ – N -мерные вектор-строки вида $[\partial F / \partial X]$; $\bar{\nabla}_{Q_1}^t F \bar{\nabla}_{V_2}^t F$ и $\bar{\nabla}_{v_1'}^t F \bar{\nabla}_{\gamma_2''}^t F$ – вектор-строки вида $[\partial F / \partial X]$ суммарного размера N каждая.

В выражении (33) используются $2N(1 + M)$ -мерная квадратная матрица вида $[\partial \omega / \partial X]^{-1}$ и $2N(1 + M) \times G(1 + M)$ -мерная матрица вида $[\partial \omega / \partial Y]$.

В соответствии со статическим критерием выбора ИРМ (4) предложено выражение целевой функции расчётных приведенных затрат, включающее три составляющие: 1) инвестиционную; 2) стоимость потерь ЭЭ в существующих и устанавливаемых ИРМ; 3) стоимость потерь ЭЭ в РЭС рассматриваемого района.

В предположении, что установка КУ возможна во всех N узлах системы распределения ЭЭ, критерий оптимального выбора ИРМ имеет общий вид:

$$Z = \sum_{i=1}^N \rho_i k_{(0)i} Q_i^{yct} + c_0 \sum_{i=1}^N (\alpha_i Q_i + \beta_i Q_i^2) t_i + c_0 \Delta W \rightarrow \min, \quad (34)$$

где $\rho_i = E + \rho_i^a + \rho_i^o$ – экономический коэффициент, включающий ставку дисконта, нормы амортизации и обслуживания; $k_{(0)i}$ – удельные капитальные затраты установленной мощности КУ в i -м узле; c_0 – стоимость 1 кВт·ч потерь ЭЭ; α_i , β_i – постоянные параметры, зависящие от технико-экономических характеристик генерирующего источника; t_i – время работы источника.

В первом слагаемом $Z_1 = f_1(Q_i, v_{ki}'')$ значение устанавливаемой мощности КУ в i -м узле с учётом свойства пологости функции затрат (34) может представляться двумя способами: 1) с помощью моделирования по (11) максимального значения графика РМ $Q_i^{yct} = MQ_i + \max \left\{ \sum_{k=1}^M v_{ki}'' \Gamma_{kj} \right\}$; 2) в виде максимальной границы

диапазона (25) $Q_i^{yct} = MQ_i + k_{\beta}^{\max} \sqrt{\sum_{k=1}^M \lambda_k v_{ki}''^2}$. В результате обобщения решений по

1) и 2) принимается среднее значение расчётной мощности КУ. Для СТК, СК действительная разрывная функция приведенных затрат Z_1 может быть заменена линейной зависимостью.

Вид второго слагаемого (34) зависит от типа КУ. Для наиболее распространённых БСК $Z_2 = f_2(Q_i, V_i) = c_0 \sum_{i=1}^N \alpha_i Q_i (V_i / V_{\text{ном}})^2 t_i$.

В третьем слагаемом $Z_3 = f_3(\delta_i, V_i, \gamma_{ki}', \gamma_{ki}'')$ предусмотрено разделение на две ценовые составляющие в зависимости от стоимостей нагрузочных потерь ЭЭ (18), (19) и потерь холостого хода.

В итоге, целевая функция расчётных затрат (34) определяется математическими ожиданиями параметров режима, компонентами собственных векторов и моделирующими коэффициентами: $Z = f(Q_i, \delta_i, V_i, v_{ki}'', \gamma_{ki}', \gamma_{ki}'')$. Её минимизация осуществляется с помощью модификации ОМПГ (24)–(33) на основе стохастической модели нагрузок (5)–(17) с учётом уточнения в (18), (19) активного сопротивления ВЛ и КЛ (20)–(23) по средним значениям токовых нагрузок и температур ок-

ружающей среды за рассматриваемый период. Также могут учитываться дополнительные ограничения, например, ограничение на предельную установленную мощность КУ в узле. Шаг оптимизации определяется методом параболического интерполирования. Ввод в допустимую область математических ожиданий параметров выполняется путём решения нелинейных УУР методом Ньютона первого порядка. Зависимые моделирующие коэффициенты определяются из решения линеаризованных систем (16), или их поправки – из решения линейных систем (31), (32).

Найденные в процессе оптимизации переменные позволяют определить устанавливаемые мощности новых КУ $Q_i^{уст}$, функцию расчётных затрат и её составляющие (значение потерь ЭЭ (18), (19) в исходном и оптимальном состояниях), диаграммы (графики) загрузки ИРМ (11) и напряжений (15) в узлах РЭС.

В четвёртом разделе показана программная реализация алгоритмов оптимизации мгновенных режимов и стохастической оптимизации, дано описание, представлены детальные блок-схемы программ. Программа OPRES, элементы которой образуют основу имеющей главное значение программы ORESA, позволяет выполнять оптимизацию отдельных режимов по РМ и напряжению по критерию минимума потерь активной мощности. Программа ORESA предназначена для оптимального распределения РМ существующих источников (без инвестиционной составляющей) на интервале времени с учётом многорежимности по критерию минимума потерь ЭЭ (18), (19). Основными результатами расчёта являются графики РМ КУ и напряжений в узлах сети, потери ЭЭ в исходном и оптимальном состояниях. Программы написаны на языке Fortran и зарегистрированы в Федеральном институте промышленной собственности (Роспатент).

Представлено принципиальное решение проектной задачи оптимального выбора ИРМ на примере сети 110 кВ: получены оптимальная установленная мощность КУ и соответствующее наименьшее значение расчётных затрат. Приводится оценка точности разработанного алгоритма и программы стохастической оптимизации ORESA методом статистических испытаний (с помощью программы оптимизации мгновенных режимов OPRES) на примере эквивалента реальной системы распределения ЭЭ 220 кВ, составляющей центральную часть Красноярской энергосистемы. Предварительно подтверждена правильность расчётов в программе OPRES путём сравнения с результатами аналогичных комплексов, выполняющих оптимизацию мгновенных режимов – RastrWin и АНАРЭС-2000. Исходная режимная информация – суточные графики контрольных замеров. В результате совмещённой оптимизации по программе ORESA суточные потери ЭЭ в рассматриваемой системе снизились на 5,2 % (погрешность расчёта потерь ЭЭ менее 0,3 %), а экономический эффект составил 20,8 тыс. руб. в сутки и 625 тыс. руб. в месяц ($c_0 = 1,5$ руб./кВт·ч) при условии постоянства режимов суточного электропотребления.

Основные результаты и выводы по диссертации

В результате комплексного учёта и обобщения многорежимности с помощью вероятностно-статистического моделирования электрических нагрузок и поправочных коэффициентов, совокупности факторов при расчёте потерь ЭЭ в ВЛ и КЛ создана необходимая основа для разработки методики и алгоритма решения проектной задачи оптимального выбора ИРМ в системах распределения ЭЭ с достаточной для практических целей точностью, которая включает:

1. Алгоритм расчёта потерь ЭЭ, диапазонов и графиков изменения оптимизируемых параметров на основе стохастической модели нагрузок; реализованные итоговые выражения позволяют определить потери ЭЭ в РЭС и системах любой конфигурации при уровне достоверности 0,95 с достаточной для практических целей точностью для суточного (средняя погрешность по абсолютной величине менее 1,7 %), месячного (менее 1,4 %) и других временных интервалов без проведения поинтервальных расчётов режимов; применение поправочных коэффициентов позволяет снизить погрешность отдельного расчёта до значения $\pm (0,5-1,0)$ % с достоверностью 0,95; модифицированная факторная модель даёт возможность решения задачи оптимального выбора ИРМ в условиях, когда графики нагрузок известны не во всех узлах системы.

2. Алгоритм и аналитические зависимости для определения температуры жил и погонного активного сопротивления кабелей с учётом влияния токовой нагрузки, температуры окружающей среды, особенностей конструкции и условий прокладки, которые обеспечивают среднюю погрешность вычисления температуры жил не выше ± 5 °С с достоверностью 0,90, что позволяет улучшить точность расчёта потерь ЭЭ в КЛ и, тем самым, повысить ценность решения проектной задачи.

3. Алгоритм и программу оптимизации отдельных режимов по РМ и напряжению, которая даёт результаты, идентичные результатам используемых в России программных комплексов оптимизации мгновенных режимов.

4. Алгоритм и программу стохастической (совмещённой) оптимизации на интервале времени с учётом многорежимности, которые позволяют решить эксплуатационную задачу для различных циклов планирования режимов и получить: диапазоны и графики загрузки РМ КУ, установленных ранее в узлах сети; диапазоны и графики изменения напряжений; потери ЭЭ в исходном и оптимальном состояниях. Экспериментальные исследования и оптимизация режимов тестовых и реальных схем Красноярской энергосистемы, проведённый анализ погрешностей, полученных методом статистических испытаний, показали достаточную точность решения эксплуатационной задачи: погрешность интервальных значений (диапазонов) не превышает 10 % с уровнем достоверности 0,90.

Методика и алгоритм оптимального выбора ИРМ, разработанные на основе обобщения результатов исследований, позволяют решить проектную задачу краткосрочного планирования развития системы распределения ЭЭ и получить: оптимальные значения устанавливаемой мощности и места размещения КУ; функцию расчётных затрат и её составляющие; потери ЭЭ в исходном и оптимальном состояниях.

Публикации по диссертации

Статьи, опубликованные в рецензируемых научных изданиях по перечню ВАК:

1. Герасименко А. А., **Нешатаев В. Б.**, Шульгин И. В. Оптимальная компенсация реактивных нагрузок в системах распределения электрической энергии // Известия ВУЗов. Проблемы энергетики. 2008. № 11–12/1. С. 81–88.

2. Герасименко А. А., **Нешатаев В. Б.**, Шульгин И. В. Расчёт потерь электроэнергии в распределительных электрических сетях на основе вероятностно-

статистического моделирования нагрузок // Известия ВУЗов. Электромеханика. 2011. № 1. С. 71–77.

3. Герасименко А. А., **Нешатаев В. Б.** Методика и алгоритм расчёта потерь электрической энергии в задаче оптимальной компенсации реактивной мощности в распределительных сетях электроэнергетических систем // Журнал Сибирского федерального университета. Техника и технологии. 2011 4 (5). С. 567–591.

Научные работы, опубликованные в других изданиях:

4. **Нешатаев В. Б.**, Тихонович А. В. Анализ многорежимности распределительной электрической сети 10 кВ // Молодёжь и наука: начало XXI века: материалы Всероссийской научно-технической конференции студентов, аспирантов и молодых учёных: в 4 ч. Ч. 1. Красноярск: СФУ. 2007. С. 253–255.

5. Герасименко А. А., **Нешатаев В. Б.**, Тимофеев Г. С. Решение уравнений узловых напряжений в задачах расчёта, анализа и оптимизации режимов электроэнергетических систем // Оптимизация режимов работы электротехнических систем: межвузовский сборник научных трудов. Красноярск: СФУ. 2008. С. 32–47.

6. Герасименко А. А., **Нешатаев В. Б.** Проблема компенсации реактивной мощности в распределительных электрических сетях // Оптимизация режимов работы электротехнических систем: межвузовский сборник научных трудов. Красноярск: СФУ. 2008. С. 245–254.

7. Герасименко А. А., **Нешатаев В. Б.** Оптимальный выбор компенсирующих устройств в системах распределения электрической энергии // Энергосистема: управление, конкуренция, образование: сборник докладов III Международной научно-практической конференции. В 2 т. Екатеринбург: УГТУ–УПИ. 2008. Т. 2. С. 19–24.

8. Герасименко А. А., **Нешатаев В. Б.**, Шульгин И. В. Вероятностно-статистическое определение потерь электроэнергии в задаче оптимальной компенсации реактивной мощности в распределительных сетях // Энергетика в современном мире: материалы IV Всероссийской научно-практической конференции. Чита: ЧитГУ. 2009. Ч. 1. С. 214–221.

9. Герасименко А. А., **Нешатаев В. Б.** Формирование выражения приведенного градиента в задаче оптимальной компенсации реактивных нагрузок в системах распределения электрической энергии // Проблемы электротехники, электроэнергетики и электротехнологии: сборник трудов Международной научно-технической конференции. В 3-х ч. Тольятти: ТГУ. 2009. Ч. 2. С. 119–122.

10. **Нешатаев В. Б.**, Шульгин И. В. Статистическое моделирование электрических нагрузок в задаче анализа и оптимизации режимов систем распределения электрической энергии по реактивной мощности // Энергоэффективность и энергобезопасность производственных процессов: сборник трудов Международной научно-технической конференции студентов, магистрантов, аспирантов. Тольятти: ТГУ. 2009. С. 125–127.

11. Герасименко А. А., **Нешатаев В. Б.** Экспериментальное исследование погрешности определения потерь электроэнергии в задачах оптимизации режимов распределительных сетей // Электроэнергия: от получения и распределения до эффективного использования: материалы Всероссийской научно-технической конференции. Томск: ТПУ. 2010. С. 98–100.

12. Герасименко А. А., **Нешатаев В. Б.** Определение оптимальной компенсации реактивной мощности в системах распределения электрической энергии // Энергетика в глобальном мире: сборник тезисов докладов первого международного научно-технического конгресса. Красноярск: ООО «Версо». 2010. С. 21–22.

13. Герасименко А. А., Касьянов А. Н., **Нешатаев В. Б.** Определение температуры жилы силового кабеля // Электроэнергетика глазами молодёжи: научные труды всероссийской научно-технической конференции: сборник статей. В 2 т. Екатеринбург: УрФУ. 2010. Т. 2. С. 230–235.

14. Герасименко А. А., Касьянов А. Н., **Нешатаев В. Б.** Влияние токовой нагрузки и температуры окружающей среды на активное сопротивление силовых кабелей 10 кВ / М75 Молодежь и наука: сборник материалов VI-й Всероссийской научно-технической конференции студентов, аспирантов и молодых учёных. Красноярск: СФУ. 2011. URL: <http://mail.lib.sfu-kras.ru/ft/ft/b72/0227142/index.html> (дата обращения: 21.03.2012).

15. **Нешатаев В. Б.** Влияние внутригодичного хода температуры воздуха и электропотребления на потери электроэнергии в силовых кабелях 10 кВ // Энергетика: управление, качество и эффективность использования энергоресурсов: сборник трудов шестой Всероссийской научно-технической конференции с международным участием. В 2 т. Благовещенск: Издательство АмГУ. 2011. Т. 1. С. 293–295.

16. Герасименко А. А., **Нешатаев В. Б.** О способах расчёта и измерения температуры жил силовых кабелей // Энергетика: управление, качество и эффективность использования энергоресурсов: сборник трудов шестой Всероссийской научно-технической конференции с международным участием. В 2 т. Благовещенск: Издательство АмГУ. 2011. Т. 2. С. 140–144.

Свидетельства о государственной регистрации программ для ЭВМ:

17. Герасименко А. А., **Нешатаев В. Б.** Программа оптимизации режимов электроэнергетических систем по реактивной мощности «OPRES» («OPRES»): свидетельство о государственной регистрации программы для ЭВМ. Российская Федерация. № 2012610438 от 10 января 2012 г.

18. Герасименко А. А., **Нешатаев В. Б.** Программа оптимизации режимов электроэнергетических систем по реактивной мощности на интервале времени «ORESА» («ORESА»): свидетельство о государственной регистрации программы для ЭВМ. Российская Федерация. № 2012610439 от 10 января 2012 г.