

На правах рукописи

Швыров Игорь Витальевич

**ОПТИМИЗАЦИЯ РЕЖИМОВ ЭЛЕКТРОЭНЕРГЕТИЧЕСКИХ СИСТЕМ
НА ОСНОВЕ ЭВОЛЮЦИОННЫХ АЛГОРИТМОВ**

Специальность: 05.13.06 – Автоматизация и управление технологическими процессами и производствами (промышленность)

АВТОРЕФЕРАТ
диссертации на соискание ученой степени
кандидата технических наук

Санкт - Петербург – 2013

Работа выполнена в Санкт-Петербургском государственном электротехническом университете «ЛЭТИ» им. В.И.Ульянова (Ленина), на кафедре систем автоматического управления

Научный руководитель: Приходько Ирина Аркадьевна
кандидат технических наук,
Санкт-Петербургский государственный
электротехнический университет «ЛЭТИ» им.
В.И. Ульянова (Ленина) (СПбГЭТУ), доцент
кафедры систем автоматического управления

Официальные оппоненты: Тютюков Владимир Валентинович
доктор технических наук, проректор по
научной работе,
Ивановский государственный
энергетический университет имени В.И.
Ленина, профессор кафедры электроники и
микропроцессорных систем

Борисов Павел Александрович
кандидат технических наук,
Санкт-Петербургский национальный
исследовательский университет
информационных технологий, механики и
оптики, доцент кафедры электротехники и
прецизионных электромеханических
систем

Ведущая организация: ОАО «Силовые машины»,
Завод «Электросила», г. Санкт-Петербург

Защита состоится «23» декабря 2013 г. в 14 часов на заседании диссертационного совета Д 212.238.07 при Санкт-Петербургском государственном электротехническом университете «ЛЭТИ» им. В.И.Ульянова (Ленина) по адресу: 197376, Санкт-Петербург, ул. Проф. Попова, д. 5.

С диссертацией можно ознакомиться в библиотеке университета

Автореферат разослан « » _____ 2013 года.

Ученый секретарь
диссертационного совета

В.В.Цехановский

ОБЩАЯ ХАРАКТЕРИСТИКА РАБОТЫ

Актуальность работы. Современные электроэнергетические системы (ЭЭС) представляют собой сложные, многосвязные, пространственно разнесенные иерархические объекты, функционирующие в условиях переменности их структуры, параметров и режимов работы при многочисленных внешних и внутренних возмущениях как систематического, так и случайного характера. Режим работы электроэнергетической системы характеризуется рядом параметров, которые можно регулировать. К их числу относятся активные и реактивные мощности электростанций, нагрузки потребителей, нагрузки и токи линий электропередачи, напряжения в узлах эквивалентной схемы электрической сети, коэффициенты трансформации трансформаторов. Активные и реактивные нагрузки потребителей, которые задаются (прогнозируются) до начала расчета, не зависят от сотрудников или от персонала, производящих расчет. Остальные параметры допускают изменения и могут быть выбраны более или менее произвольно. Вместе с тем их выбор оказывает существенное влияние на допустимость режима и на его экономичность.

Задачи оптимизации в электрических системах в настоящее время являются одной из основных областей исследования в электроэнергетике. Основной причиной повышенного внимания к задачам оптимизации в энергосистемах является возможность без каких-либо дополнительных капитальных вложений на оборудование или другие мероприятия, с помощью оптимизации и анализа той или иной задачи достигнуть экономии затрат на решение поставленной задачи.

Сегодня известно огромное количество методов оптимизации для различных задач, возникающих в энергетике. Причем некоторые методы являются эффективными только для конкретной задачи и абсолютно непригодными для других. Как правило, наиболее мощные оптимизационные методы требуют недопустимо больших затрат машинного времени для больших задач, соответствующих сетям энергосистем. С другой стороны, более быстрые методы обычно менее надежно сходятся и (или) для них нужны ограничительные формулировки задачи и допущения при моделировании. Ни один из используемых на практике методов не гарантирует получение решения задачи, имеющей допустимые решения, и не гарантирует определение глобального оптимума. На сегодняшний день трудно сказать, будет ли разработан один-единственный метод, который бы обладал необходимым быстродействием, надежностью и гибкостью для решения всех оперативных задач.

Традиционные методы оптимизации имеют ряд ограничений: требование дифференцируемости и монотонности целевой функции, необходимость хорошего начального приближения для нахождения глобального минимума целевой функции, требование значительных затрат машинного времени.

Современный этап развития ЭЭС характеризуется повышением требований к их использованию в условиях существенного ограничения на выделяемые ресурсы (возрастающее энергопотребление при сохранении низких темпов ввода и модернизации энергообъектов и недостаточном расширении существующих сетей передачи электроэнергии). Актуальным становится разработка и внедрение новых технологий оптимизации.

В настоящее время рассматриваются вопросы решения технических задач с помощью методов искусственного интеллекта: нечеткой логики, искусственных нейронных сетей, эволюционных алгоритмов (ЭА).

Решению различных аспектов задач оптимизации в электроэнергетических системах посвящены работы Аюева Б.И., Бартоломея П.И., Веникова В.А., Давыдова В.В., Идельчика В.И., Ерохина П.М., Любченко В.Я., Манусова В.З., Неуймина В.Г., Павлюченко Д.А., Тарасова В.И. и др.

Цель и задачи исследований

Целью диссертационной работы является исследование и разработка алгоритмов и программ для оптимизации режимов электроэнергетических систем, позволяющих минимизировать суммарные затраты на топливо.

Для достижения поставленной цели в диссертационной работе решены следующие задачи:

1. Разработка алгоритмов оптимизации режимов электроэнергетической системы.
2. Оптимизация выбора параметров и мест установки электротехнических устройств (источники реактивной мощности, линейные регуляторы) в электроэнергетической системе.
3. Сравнительное исследование эволюционных алгоритмов и методов нелинейного программирования в задачах оптимизации электроэнергетических систем.
4. Создание программных модулей оптимизации и графических интерфейсов.

Методы исследования

Для решения поставленных задач были использованы: теория оптимального управления, методы математического моделирования режимов электроэнергетических систем, методы нелинейного программирования и эволюционные алгоритмы: генетические, пчелиные и муравьиные алгоритмы, математические пакеты MatLab.

Научные результаты, выносимые на защиту

1. Алгоритм комплексной оптимизации режимов электроэнергетических систем.
2. Способ оптимального выбора параметров и мест установки электротехнических устройств (источники реактивной мощности, линейные регуляторы).
3. Методика по практическому применению эволюционных алгоритмов для оптимизации режимов электроэнергетических систем.
4. Программный комплекс оптимизации режимов электроэнергетической системы, включающий пользовательский интерфейс.

Новизна научных результатов

1. Алгоритм комплексной оптимизации режимов ЭЭС осуществляет параллельную оптимизацию по активной мощности генераторных станций и реактивной мощности компенсирующих устройств с учетом ограничений, как на зависимые, так и на независимые переменные.
2. Способ оптимального выбора параметров и мест установки электротехнических устройств (источники реактивной мощности, линейные регуляторы) на основе эволюционных алгоритмов, позволяют учитывать дискретные переменные значений параметров устройств и мест их размещения.
3. Методика по практическому применению эволюционных алгоритмов для оптимизации режимов электроэнергетических систем включает систематизацию

рекомендованных параметров эволюционных алгоритмов для оптимизации режимов ЭЭС.

4. Программный комплекс оптимизации (на языке C++) режимов электроэнергетической системы, включающий пользовательский интерфейс оптимизации режимов и оптимального выбора параметров и мест установки электротехнических устройств.

Достоверность научных положений, результатов и выводов

Достоверность научных положений и результатов, сформулированных в диссертации, подтверждается корректным использованием разделов теории оптимизации, методов нелинейного программирования, а также эволюционных алгоритмов (генетических, пчелиных, муравьиных).

Практическая ценность работы

1. Эволюционные алгоритмы проявляют себя наиболее эффективно (повышение технико-экономических показателей, снижение вычислительного времени) в задачах, где требуется учитывать дискретный характер переменных, сложно дифференцируемые функции, при работе с большими объемами данных и множеством рассматриваемых вариантов.

2. Разработанные оптимизационные схемы на основе эволюционных алгоритмов могут использоваться в диспетчерских службах по управлению и планированию режимов, в проектных институтах, а так же в качестве учебных опытных моделей в высших учебных заведениях.

3. Программный комплекс, включающий пользовательский интерфейс может быть использован для синтеза, гибридизации и исследования перспективных интеллектуальных подходов для задач оптимизации.

Практическая значимость подтверждается актом использования в ЛЕНЭНЕРГО и в учебном процессе СПбГЭТУ «ЛЭТИ».

Апробация результатов работы

Основные теоретические и прикладные результаты диссертационной работы докладывались и получили одобрение на международном молодежном форуме «Энергоэффективные электротехнологии» (сентябрь 2011, г. Санкт–Петербург); XVI международной конференции по мягким вычислениям и измерениям (май 2013, г. Санкт–Петербург); на 63 – 66 научно-технических конференциях профессорско-преподавательского состава ЭТУ (СПбГЭТУ «ЛЭТИ», февраль 2010 – 2013 гг.).

Публикации. Основные теоретические и практические результаты диссертации опубликованы в 6 научных работах, в том числе 3 статьи в рецензируемых и входящих в перечень ВАК и 3 публикации в материалах международных и всероссийских научно-технических конференций. Получено два свидетельства о государственной регистрации программ для ЭВМ.

Структура и объем работы. Диссертационная работа состоит из введения, четырех глав с выводами, заключения, списка литературы. Основная часть работы изложена на 125 страницах машинописного текста. Работа содержит 30 рисунков и 12 таблиц, список литературы содержит 135 наименований.

КРАТКОЕ СОДЕРЖАНИЕ РАБОТЫ

Во введении обоснована актуальность темы диссертационной работы, сформулированы цели и задачи исследований, перечислены основные научные результаты диссертации. Кратко изложено содержание диссертации по главам.

В первой главе представлен краткий обзор основных программно-вычислительных комплексов, используемых на территории РФ и других стран, а так же обзор решаемых ими оптимизационных задач. Рассмотрены основные задачи оптимизации в электроэнергетике. Проведен анализ традиционных методов оптимизации в задачах электроэнергетики с выделением основных недостатков по их применению. Дан обзор российских и зарубежных публикаций по применению нетрадиционных методов для решения задач оптимизации в электроэнергетических системах.

Задача оптимизации в ЭЭС формулируется как стандартная задача оптимизации с ограничениями:

$$\begin{aligned} & \text{минимизировать } f(u, x) \\ & \text{при условии } g(u, x) = 0, \quad h(u, x) \geq 0, \end{aligned}$$

где u – множество независимых переменных в системе, x – множество зависимых переменных, $f(u, x)$ – некоторая функция цели.

Используемые при оптимизации режимов ЭЭС расходные характеристики в ряде случаев имеют некоторые особенности (разрывы непрерывности, отклонения от условий выпуклости), которые существенным образом сказываются на виде целевой функции. Однако такие особенности расходных характеристик ограничивают применение градиентного метода, требующего непрерывности всех частных производных, и метода Ньютона, требующего непрерывности как первых, так и вторых производных целевой функции.

В задачах оптимального выбора параметров и мест установки электротехнических устройств приходится сталкиваться с дискретными значениями переменных, соответствующих как точкам установки устройств в системе, так и регулируемым параметрам, что приводит к усложнению процесса оптимизации.

Все методы для оптимизации режимов основаны на общих оптимизационных принципах и методах, обычно специально адаптированных к задаче оптимизации. Любой статический оптимизационный процесс включает следующие три основных компонента:

- метод учета ограничений типа равенства;
- метод учета ограничений типа неравенства;
- метод поиска минимума.

Применение того или иного метода для оптимизации режима ЭЭС определяется математической формулировкой задачи. Одной из важнейших особенностей оптимизационных задач в энергетике является наличие многочисленных ограничений, наложенных как на независимые, так и на зависимые переменные. Многие из них нелинейны и носят весьма сложный характер. Это затрудняет применение наиболее разработанных методов нелинейного программирования, предусматривающих учет только линейных ограничений и ограничений с постоянными пределами.

На сегодняшний день в электроэнергетике имеется повышенный интерес к новым и перспективным подходам для решения тех или иных задач. Связано это в

первую очередь с возможностью экономии значительных денежных средств. Особый интерес представляют задачи управления ЭЭС, поскольку в них возможно без каких-либо дополнительных капитальных вложений на оборудование или другие мероприятия, с помощью оптимизации и анализа задачи достигнуть экономии затрат при эксплуатации.

Во второй главе представлены эволюционные алгоритмы – приведена их терминология, пошаговое рассмотрение функционирования алгоритмов, а так же описаны основные операторы и особенности алгоритмов.

Эволюционные алгоритмы – направление в искусственном интеллекте, которое использует и моделирует процессы естественного отбора.

При поиске экстремума на первом шаге происходит случайная генерация в области допустимых значений возможных решений, которые соответствуют некоторому значению целевой функции. На следующем шаге выбираются наиболее подходящие (в зависимости от значения целевой функции) решения, вблизи которых определенным способом выделяются «перспективные» решения для дальнейшего их рассмотрения и участия в процессе поиска оптимальных решений. Выбор наиболее подходящих решений (точек) соответствует естественному отбору (селекции) в реальности.

Несмотря на приведенное обобщение, эволюционные алгоритмы имеют между собой принципиальные отличия, так генетические алгоритмы (ГА) оперируют не с числовыми значениями переменных, а с закодированным числом в виде вектора состоящего из нулей и единиц. Данное обстоятельство позволяет применять специфичные операторы «скрещивания» и «мутации». Пчелиные (ПА) и муравьиные (МА) алгоритмы оперируют с числовыми значениями. Особенностью МА является то, что при поиске решения на каждой итерации алгоритм опирается не только на предыдущие решения (как в пчелином алгоритме), но и на решения, которые были получены на всех предшествующих итерациях.

На рис.1 показано влияние изменения параметров ГА на значение целевой функции. На рис.1а приведена зависимость значения целевой функции от вероятности кроссовера (значение вероятности мутации равно нулю, значение начальной популяции равно 20). На рис.1б приведена зависимость значения целевой функции от вероятности мутации (значение вероятности кроссовера равно нулю, значение начальной популяции равно 20). В первом случае целевая функция имеет наименьшее значение при значении кроссовера 0.4 – 0.6, во втором случае целевая функция принимает наименьшее значение при величине мутации больше 0.4.

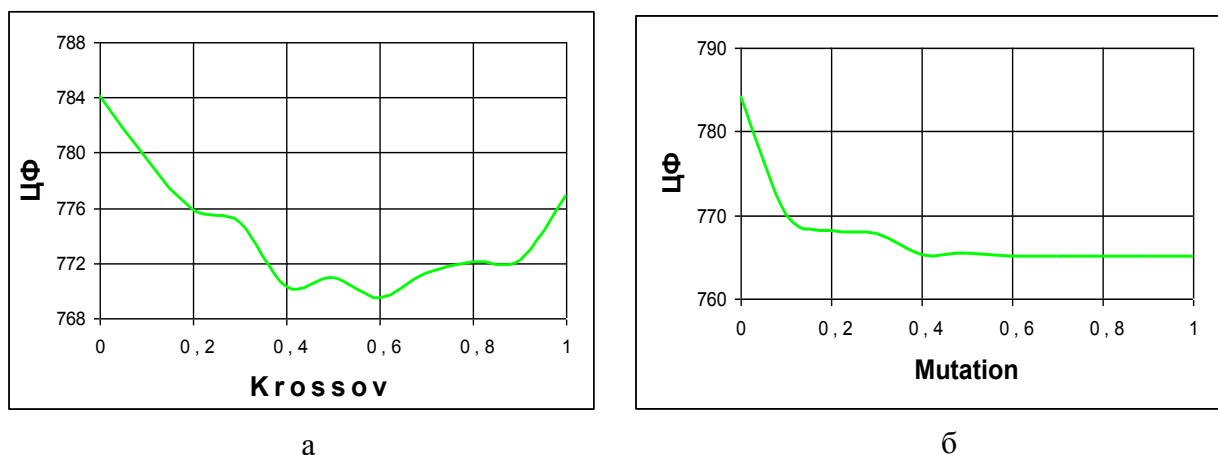


Рис. 1

На рис. 2 показано влияние изменения параметров ПА на значение целевой функции. На рис. 2а приведена зависимость значения целевой функции от числа решений в окрестности

лучших решений (количество начальных решений 5, лучших решений 2, размер окрестности 1). На рис. 2б приведена зависимость значения целевой функции от значения окрестности (количество начальных решений 5, лучших решений 2, число решений в окрестности 7). В первом случае целевая функция принимает наименьшее значение при количестве решений в окрестности лучших решений больше 6, во втором случае – при значении окрестности 1.

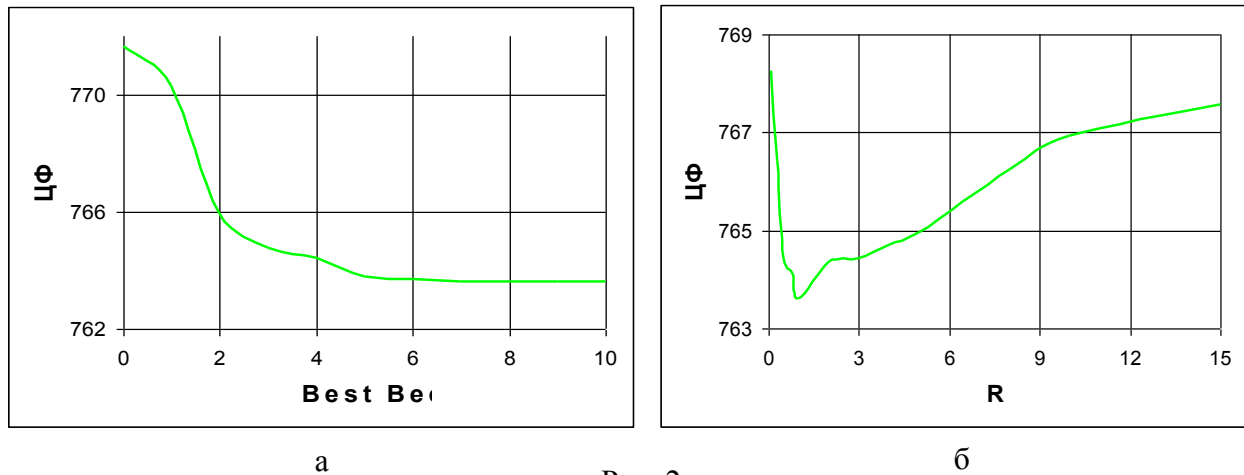


Рис. 2

На рис. 3 показано влияние изменения параметров МА на значение целевой функции. На рис. 3а приведена зависимость значения целевой функции от числа «плохих» решений (количество начальных решений 10, «хороших» решений 6, размер окрестности 2). На рис. 3б приведена зависимость значения целевой функции от числа начальных решений (количество «хороших» решений 2, «плохих» решений 1, размер окрестности 2). В первом случае целевая функция имеет наименьшее значение при значении «плохих решений» равном 4, во втором случае – при значении начальных решений больше 14.

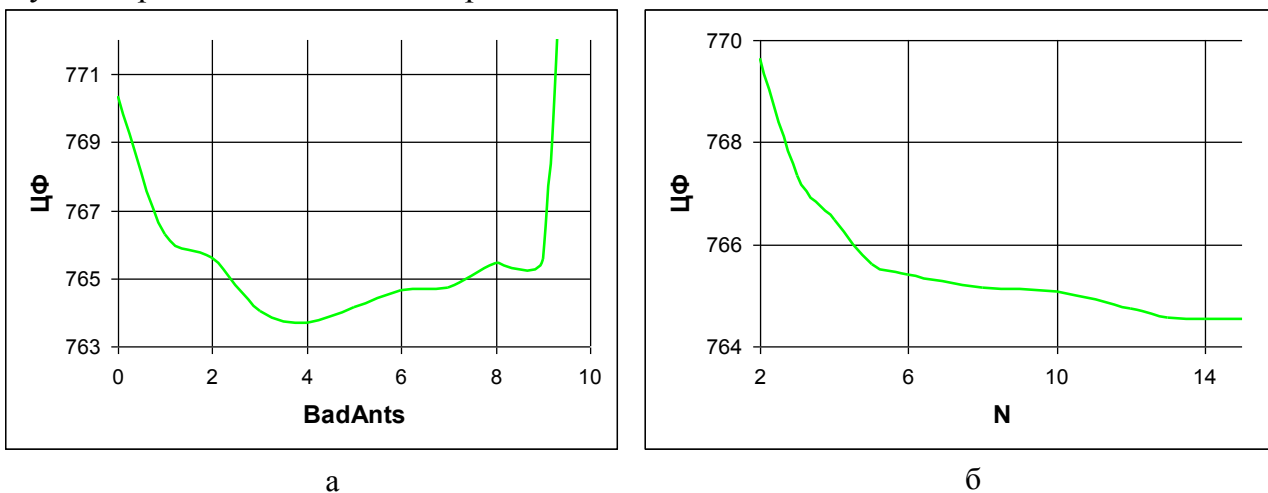


Рис. 3

Муравьиный алгоритм:

1. Случайным образом в области допустимых значений генерируется набор возможных решений N .
2. Решения сортируются в зависимости от их пригодности (значения целевой функции), от лучшего к худшему.
3. Происходит обновление показателя интенсивности фермента τ_j^i ($\tau_{j0}^i = 1$) для каждой переменной j решения i согласно позиции в отсортированном списке,

$$\tau_j^i = \tau_{j0}^i + \alpha(N_G - i), \quad i < N_G,$$

где N_G – число пригодных решений, $\alpha \in [0, 1]$ – вес фермента, характеризующий величину обновления показателя τ_j^i (принимается $\alpha = 0,5$).

4. Каждому решению приписывается значение случайной величины $p \in [0, 1]$. Модификация решения производится, если величина p меньше заданного значения $q \in [0, 1]$ (принимается $q = 0,9$, чтобы большинство решений участвовали в процессе модификации).

Вероятность для решения i выбрать переменную j определяется случайным выбором из вероятностей p_i^j , где

$$p_i^j = \frac{\tau_i^j}{\sum_{i=1}^N \tau_i^j}$$

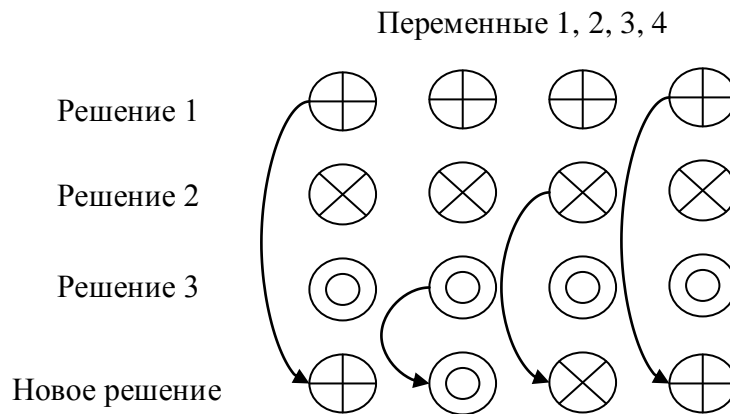


Рис. 4

На рис. 4 показан принцип модификации решения i .

5. Отбрасываются худшие решения и случайным образом генерируется такое же количество новых возможных решений.

6. Обновление показателя τ_j^i для каждого решения, согласно новой сортировке

$$\tau_j^i(t+1) = \rho \tau_j^i(t) + \alpha(N_G - i), \quad i < N_G$$

в противном случае

$$\tau_j^i(t+1) = \rho \tau_j^i(t),$$

где $\tau_j^i(t+1)$ – значение показателя τ_j^i на следующем шаге, $\rho \in [0, 1]$ – интенсивность испарения фермента (принимается $\rho = 0,7$).

7. Случайный поиск.

Чтобы сохранить скорость вычисления алгоритма, случайный поиск применяется только к лучшему решению в некоторой окрестности координат возможного решения.

После нескольких новых решений алгоритм выбирает между лучшим и случайным решением.

Алгоритм повторяется до тех пор, пока не сработает какой-нибудь из критериев остановки.

Среди общих особенностей эволюционных алгоритмов можно отметить следующие:

1. Эволюционные алгоритмы – поисковые алгоритмы оптимизации, которые не гарантируют нахождения (глобального оптимума) точного решения, но, тем не менее, с их помощью можно «достаточно быстро и достаточно точно» получить решение.

2. На каждой итерации оперируют с совокупностью решений.

3. Не требуют каких-либо дополнительных ограничений для оптимизируемой функции (непрерывность, дифференцируемость), что является особенно важным для решения практических (реальных) задач.

4. Достаточно просты в понимании и в реализации в виде программы.

5. В зависимости от условий задачи, приведенные алгоритмы можно настраивать, например, по точности или скорости выполнения, что определяется выбором определенных параметров для каждого алгоритма.

В третьей главе выполнены исследования по решению оптимизационных задач ЭЭС с использованием эволюционных алгоритмов.

Решаются следующие оптимизационные задачи: 1) оптимизация режима электроэнергетической системы по активной мощности тепловых электростанций; 2) оптимизация режима электроэнергетической системы по реактивной мощности; 3) общая задача комплексной оптимизации.

Задача оптимизации режима по активной мощности решается как самостоятельная задача оптимизации режима либо, как подзадача в более сложной задаче комплексной оптимизации.

Задача оптимизации режима по активной мощности формулируется как стандартная задача оптимизации с ограничениями:

- минимизировать целевую функцию, представляющую собой суммарные затраты на топливо в ЭЭС:

$$F = \sum_{i=1}^n C_i(P_{Gi}) \rightarrow \min ,$$

где P_{Gi} – активная мощность, генерируемая в i -м узле,

$C(P_{Gi})$ – расходная характеристика на i -й станции;

- учитывая ограничения в виде равенств, представляющие собой уравнения установившегося режима (УУР), следующего вида:

$$\begin{aligned} P_k - V_k^2 G_{kk} - V_k \sum_{m \in k} V_m (G_{km} \cos \delta_{km} + B_{km} \sin \delta_{km}) &= 0 \\ Q_k + V_k^2 B_{kk} + V_k \sum_{m \in k} V_m (B_{km} \cos \delta_{km} - G_{km} \sin \delta_{km}) &= 0 \end{aligned} \quad (1)$$

где V_k, δ_k, P_k, Q_k – модуль и фазовый угол комплекса напряжения, активная и реактивная мощности узла k ; $G_{km} + jB_{km} = Y_{km}$ – элемент матрицы комплекса узловых проводимостей; $\delta_{km} = \delta_k - \delta_m$ – разность фазовых углов между смежными узлами k и m ;

- учитывая ограничения в виде неравенств, представляющие собой предельные ограничения на следующие переменные: активные мощности в генераторных узлах, модули и фазовые углы комплекса напряжений.

Результатом решения данной задачи являются такие значения активных мощностей генераторных станций, которые отвечают минимальному значению целевой функции.

Рассмотрена оптимизация режимов на примере стандартной 30-узловой схемы IEEE (Institute of Electric and Electronic Engineers), изображенной на рис. 5.

В представленной системе имеется 6 тепловых электростанций (ТЭС) – узлы 1,2,5,8,11,13, а также 24 нагрузочные станции.

Для агрегатов ТЭС известны расходные характеристики (зависимости стоимости расхода топлива C от активной мощности P_G , вырабатываемой ТЭС). На рис. 6а представлены характеристики квадратичных зависимостей, а на рис. 6б расходные характеристики имеют разрывы (возможно, при изменении состава работающих агрегатов). Каждая ТЭС имеет по величине генерирования активной мощности пределы снизу и сверху.

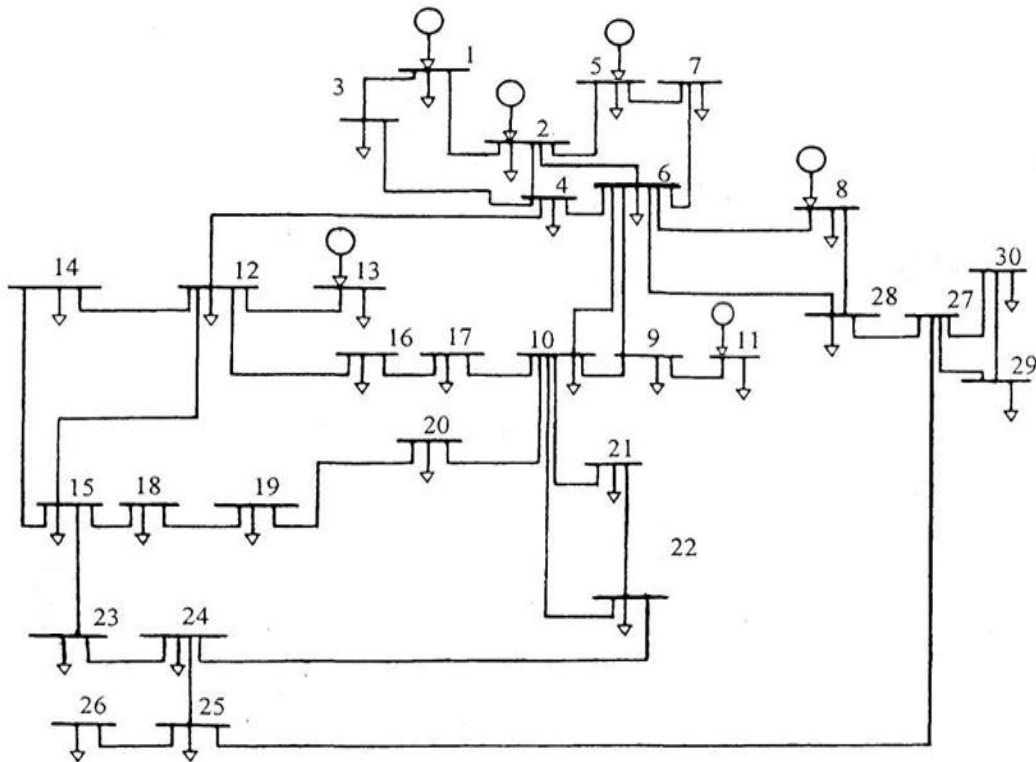


Рис. 5

Издержки на топливо для каждой ТЭС (зависимость стоимости выработки (\$/ч) от генерируемой активной мощности) определяются как

$$C(P_G) = a + bP_G + cP_G^2 ,$$

где a , b , c – известные коэффициенты для каждой станции.

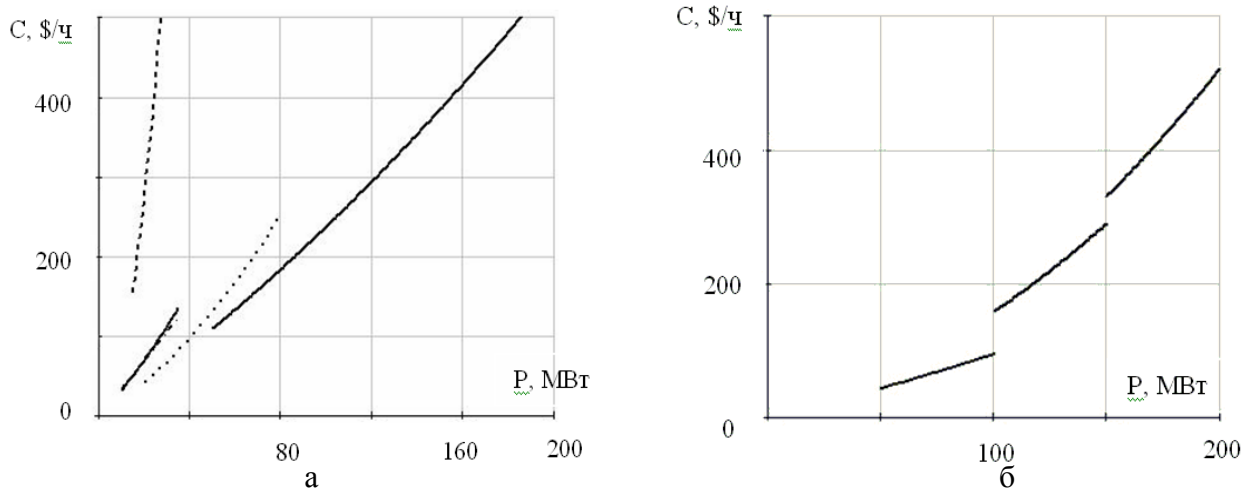


Рис. 6

Оптимизация режима электрической сети по реактивной мощности является самостоятельной задачей минимизации потерь в тех случаях, когда отсутствует резерв активной мощности, и все активные мощности генераторных узлов, кроме балансирующего узла, фиксированы на наибольших значениях, либо подзадачей в более общей задаче комплексной оптимизации режима. Принимается допущение, что на генерацию реактивной мощности не требуется каких-либо затрат.

Задача формулируется как стандартная задача оптимизации с ограничениями:

- минимизировать целевую функцию, представляющую собой активную мощность балансирующей станции:

$$F = P_0(Q_{КУ}) \rightarrow \min ,$$

где P_0 – активная мощность, генерируемая в балансирующем узле,

$Q_{КУ}$ – реактивная мощность компенсирующих устройств (КУ) (на схеме, изображенной на рис. 5 в нагрузочных узлах № 10, 12, 17, 19, 24 и 30 установлены КУ).

- учитывая ограничения в виде равенств, представляющие собой УУР (1);
- учитывая ограничения в виде неравенств, представляющие собой предельные ограничения на следующие переменные: реактивные мощности компенсирующих устройств $Q_{КУ}$, модули и фазовые углы комплекса напряжений.

Результатом решения данной задачи являются реактивные мощности КУ, которые отвечают минимальному значению целевой функции.

В качестве исходных данных принимаются результаты расчета режима по активной мощности, то есть все активные мощности генераторных станций, кроме балансирующей, фиксированы. Рассмотрена оптимизация режима по реактивной мощности, как подзадача в составе комплексной оптимизации, где на первом этапе решается задача оптимизации режима по активной мощности, а на втором по реактивной мощности.

Комплексная оптимизация режима электрической системы состоит в определении оптимальных значений всех параметров режима, которые соответствуют минимальным затратам на ТЭС и которые соответствуют техническим ограничениям контролируемых величин. При комплексной оптимизации определяются

оптимальные значения активных мощностей станций, генерируемых реактивных мощностей станций и других источников, модулей и фаз напряжений в узлах, регулируемых коэффициентов трансформации.

Формулировка задачи:

- минимизировать целевую функцию, представляющую собой суммарные затраты на топливо:

$$F = \sum_{i=1}^n C_i(P_{Gi}) \rightarrow \min ,$$

где P_{Gi} – активная мощность, генерируемая в i -м узле,

$C_i(P_{Gi})$ – расходная характеристика на i -й станции;

- учитывая ограничения в виде равенств, представляющие собой УУР (1);
- учитывая ограничения в виде неравенств, представляющие собой предельные ограничения на следующие переменные: активные и реактивные мощности в генераторных узлах, реактивные мощности узлов с КУ (на схеме, изображенной на рис. 5 в нагрузочных узлах № 10, 12, 17, 19, 24 и 30 установлены КУ), модули и фазовые углы комплекса напряжений.

Разработанная методология для расчета оптимальных режимов ЭЭС на основе эволюционных алгоритмов представляет собой итерационный процесс, который включает в себя расчет установившегося режима ЭЭС на каждой итерации. **Обобщенный алгоритм** оптимизации режимов, в зависимости от вида задачи оптимизации (блок-схема алгоритма изображена на рис. 7):

Шаг 1: Случайным образом в интервале допустимых значений формируется начальная популяция, представляющая собой совокупность индивидуумов, которые соответствуют возможным решениям задачи (в зависимости от вида задачи).

Шаг 2: Производится расчет системы нелинейных уравнений установившегося режима методом Ньютона.

После расчета системы происходит проверка ограничений, наложенных на переменные (в зависимости от вида задачи) с помощью метода штрафных функций.

Шаг 3: Расчет суммарных потерь в энергосистеме:

$$\pi_P = G_{km}(V_k^2 + V_m^2 - 2V_kV_m \cos(\delta_k - \delta_m)),$$

$$\pi_Q = B_{km}(V_k^2 + V_m^2 - 2V_kV_m \cos(\delta_k - \delta_m)).$$

Шаг 4: Расчет мощности балансирующего узла:

$$P_0 = P_n + \pi_P - \sum_{i=1}^5 P_{Gi}, \quad Q_0 = Q_n + \pi_Q - \sum_{i=1}^5 Q_{Gi} - Q_{КУ}.$$

Шаг 5: Производится расчет целевой функции для каждого возможного решения.

Шаг 6: Проверка критерия остановки процесса оптимизации. Если выполнено заданное количество итераций для ЭА, то алгоритм прекращает работу и будет выбран режим, для которого значение целевой функции имеет наилучшее значение, и параметры которого удовлетворяют заданным требованиям. Если заданное количество итераций не выполнено, то переход к выполнению шага 7.

Шаг 7: С помощью ЭА формируется новая популяция, соответствующая новым возможным решениям задачи.

Далее алгоритм переходит на Шаг 2 и так далее, пока не сработает критерий остановки в виде заданного количества итераций.

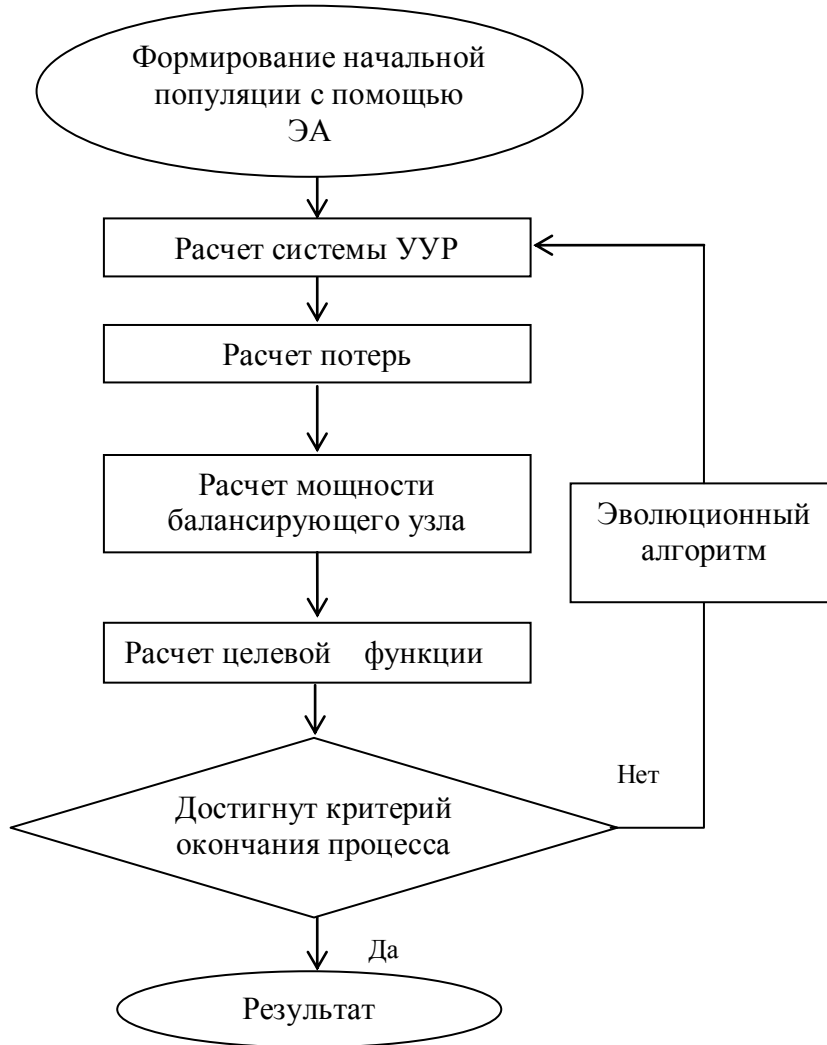


Рис. 7

Сравнительные результаты расчетов оптимизации по активной мощности с использованием упрощенных расходных характеристик и характеристик с разрывами представлены в табл. 1, 2, соответственно.

Таблица 1

	Метод расчета			
	Ньютон	ГА	ПА	МА
Потери, МВт	9,2	9,33	9.36	9.36
Цена, \$/ч	777,60	776, 14	776.12	776.12
Время, с	>20	12, 72	11,03	13,46

Таблица 2

	Метод расчета		
	ГА	ПА	МА
Потери, МВт	8.30	8.18	8.19
Цена, \$/ч	763.65	763.42	763.44
Время, с	13,23	12,45	13,38

При оптимизации режима ЭЭС по активной мощности с использованием расходных характеристик с разрывами удалось снизить стоимость расхода топлива на 1,8 %. Указанная разница становится более ощутимой при росте числа узлов генерирования и размерности электрической сети. Результаты оптимизации для разных ЭА существенно не различаются, как по стоимости, так и по времени расчета. Зависимость значения целевой функции от числа итераций для оптимизации по активной мощности с помощью разных эволюционных алгоритмов представлена на рис. 8.

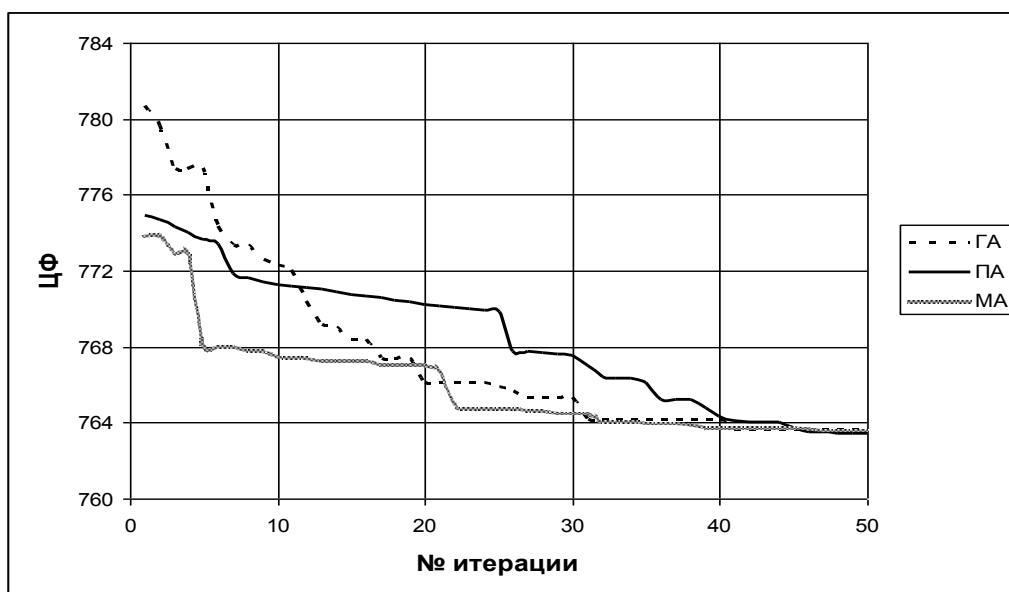


Рис. 8

При оптимизации режима по реактивной мощности с помощью ЭА удалось снизить суммарные потери активной мощности в ЭЭС до 8,10 МВт (на 1 %).

При комплексной оптимизации суммарные потери активной мощности в сети составили 8,15 МВт, но при этом время расчета уменьшилось почти в 2 раза (по сравнению с оптимизацией в 2 этапа).

В четвертой главе выполнены исследования по применению эволюционных алгоритмов в задачах оптимального размещения устройств регулирования потоков мощности и компенсации реактивной мощности.

В современной электротехнике особое место занимают, так называемые, устройства *FACTS* (Flexible AC Transmission Systems) или гибкие системы передачи переменного тока (в отечественных публикациях чаще встречается термин «*устройства управления передачей электроэнергии*»). Основная функция *FACTS* заключается в возможности «гибкого» управления режимами в реальном времени: поддержания необходимого уровня напряжения в сети, управления потоками мощности, повышения пропускной способности линий электропередач, повышения статической и динамической устойчивости ЭЭС.

Целью исследования является оценка влияния компенсирующих устройств (линейных регуляторов) на параметры режима ЭЭС.

Формулировка задачи определения оптимальных параметров и мест установки устройств FACTS:

- минимизировать целевую функцию, представляющую собой суммарные потери активной мощности в ЭЭС:

в случае размещения КУ: $F = \sum_{i=1}^n \Delta P(Q_i) \rightarrow \min$, где Q_{KYi} – вектор значений реактивных мощностей КУ;

в случае размещения линейных регуляторов (ЛР): $F = \sum_{i=1}^n \Delta P(\delta_{ЛРi}) \rightarrow \min$,

где $\delta_{ЛРi}$ – вектор значений углов ЛР;

- учитывая ограничения в виде равенств, представляющие собой УУР: для КУ:

$$P_k - V_k^2 G_{kk} - V_k \sum_{m \in k} V_m (G_{km} \cos \delta_{km} + B_{km} \sin \delta_{km}) = 0$$

$$Q_k + Q_{KYi} + V_k^2 B_{kk} + V_k \sum_{m \in k} V_m (B_{km} \cos \delta_{km} - G_{km} \sin \delta_{km}) = 0'$$

где Q_{KYi} – значение реактивной мощности КУ в i узле; для ЛР:

$$P_k - V_k^2 G_{kk} - V_k \sum_{m \in k} V_m (G_{km} \cos(\delta_{km} + \delta_{ЛРi}) + B_{km} \sin(\delta_{km} + \delta_{ЛРi})) = 0$$

$$Q_k + V_k^2 B_{kk} + V_k \sum_{m \in k} V_m (B_{km} \cos(\delta_{km} + \delta_{ЛРi}) - G_{km} \sin(\delta_{km} + \delta_{ЛРi})) = 0'$$

где $\delta_{ЛРi}$ – значение угла ЛР в i ветви;

- учитывая ограничения в виде неравенств, представляющие собой предельные ограничения на следующие переменные: реактивные мощности КУ или значения углов ЛР, модули и фазовые углы комплекса напряжений.

Обобщенный алгоритм для поиска оптимальных мощностей или фазовых углов (в зависимости от вида задачи) и мест установки КУ (или ЛР) в ЭЭС. Поскольку расчетная часть не изменяется, а с помощью ЭА образуется циклический процесс, укрупненный обобщающий алгоритм выглядит следующим образом:

Шаг 1: Случайным образом в интервале допустимых значений формируется начальная популяция, представляющая собой совокупность индивидуумов, которые соответствуют возможным решениям задачи (в зависимости от вида задачи).

Шаг 2: Производится расчет системы нелинейных уравнений установившегося режима методом Ньютона.

После расчета системы происходит проверка ограничений, наложенных на переменные (в зависимости от вида задачи) с помощью метода штрафов.

Шаг 3: Расчет целевой функции – суммарных потерь в ЭЭС:

$$\pi_P = \sum G_{km} (V_k^2 + V_m^2 - 2V_k V_m \cos(\delta_k - \delta_m)).$$

Шаг 4: Проверка критерия остановки процесса оптимизации. Если выполнено заданное количество итераций для ЭА, то алгоритм прекращает работу и будет выбран режим, для которого значение целевой функции имеет наилучшее значение, и параметры которого удовлетворяют заданным требованиям. Если заданное количество итераций не выполнено, то переход к выполнению шага 5.

Шаг 5: С помощью ЭА формируется новая популяция, соответствующая новым возможным решениям задачи.

Далее алгоритм переходит на Шаг 2 и так далее, пока не сработает критерий остановки в виде заданного количества итераций.

В качестве исходных данных используется ЭЭС изображенная на рис.5 и результаты расчета режима по активной мощности, то есть все активные мощности генераторных станций, кроме балансирующей, фиксированы.

Имеется 5 КУ(ЛР) с пределами регулирования реактивной мощности от 0 до 10 МВар (для ЛР от -5 до +5 градусов), требуется найти такие места размещения КУ (ЛР) и их параметры, чтобы суммарные потери активной мощности в сети были минимальными.

На рис.9 представлена зависимость целевой функции (потерь активной мощности) от числа итераций разными эволюционными алгоритмами для задачи размещения ЛР в ЭЭС. С помощью ЭА при размещении ЛР и КУ удалось снизить потери активной мощности в ЭЭС до 8 МВт и 7,95 МВт соответственно (или на 3,5%).

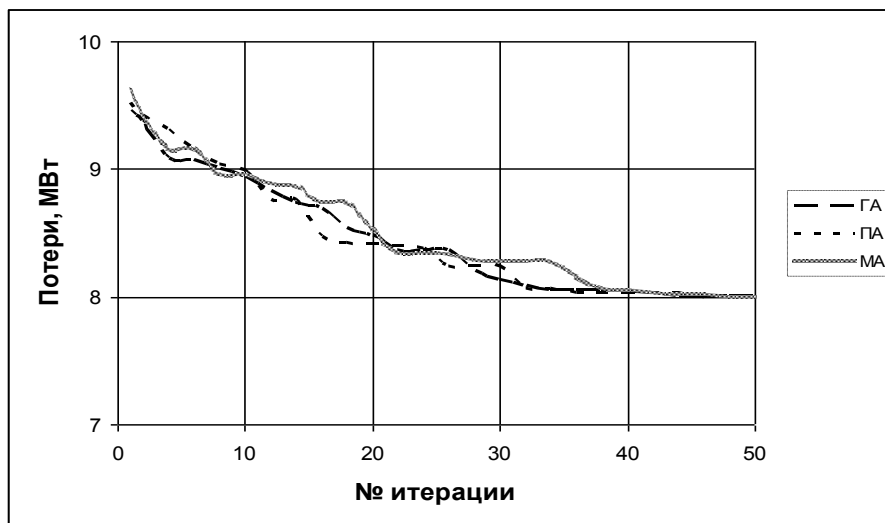


Рис. 9

Заключение

1. Использование эволюционных алгоритмов при оптимизации режима электрической системы позволяет, в отличие от традиционных методов, учитывать параметры реальных расходных характеристик электростанций, имеющих разрывы, что позволило снизить стоимость суммарного топлива на 1,8%.

2. Применение эволюционных алгоритмов в задаче комплексной оптимизации режима электрической системы позволило снизить время расчета задачи почти в 2 раза.

3. Применение эволюционных алгоритмов в задачах с дискретными значениями переменных не требует каких-либо допущений и упрощений задачи. При решении задачи оптимального размещения и определения параметров компенсирующих устройств и линейных регуляторов удалось снизить потери в системе на 3,5%.

4. Предложенная методика по практическому применению эволюционных алгоритмов для оптимизации режимов электроэнергетических систем включает систематизацию рекомендованных параметров эволюционных алгоритмов для оптимизации режимов ЭЭС.

5. Разработанный программный комплекс для оптимизации режимов электроэнергетических систем и пользовательские интерфейсы ориентированы на использование диспетчерами при управлении электроэнергетическими системами в качестве советчика в реальном времени.

Публикации по теме диссертации

Статьи, опубликованные в изданиях, включенных в перечень ВАК:

1. Поляхов Н.Д., Приходько И.А., Поляхов Д.Н., Швыров И.В. Диагностика состояния электротехнического оборудования/ Поляхов Н.Д., Приходько И.А., Поляхов Д.Н., Швыров И.В.// Изв. СПбГЭТУ «ЛЭТИ». СПб. 2011. №6. С.61-66

2. Поляхов Н.Д., Приходько И.А., Швыров И.В. Оптимизация распределения потоков мощности в энергосистеме с помощью генетических алгоритмов/ Н.Д. Поляхов, И.А. Приходько, И.В. Швыров// Современные проблемы науки и образования – 2012. – №3.

3. Поляхов Н.Д., Приходько И.А., Швыров И.В. Оптимальное размещение устройств FACTS в электрической системе с помощью эволюционных алгоритмов/ Н.Д. Поляхов, И.А. Приходько, И.В. Швыров // Образование и наука XXI века – 2013г., том 14.

Другие работы:

4. Поляхов Д.Н., Рубцов И.А., Швыров И.В. Диагностика развивающихся дефектов трансформаторного оборудования/ Поляхов Д.Н., Рубцов И.А., Швыров И.В.// Тез. доклада межд. молодеж. форума «Энергоэффективные электротехнологии», СПб - 2011

5. Рубцов И.А., Швыров И.В. Оптимальное потокораспределение мощности в энергосистеме/ Рубцов И.А., Швыров И.В.// Тез. доклада межд. молодеж. форума «Энергоэффективные электротехнологии», СПб - 2011

6. Поляхов Н.Д., Приходько И.А., Швыров И.В. Решение задач оптимизации режимов энергосистемы с помощью эволюционных алгоритмов/ Н.Д. Поляхов, И.А. Приходько, И.В. Швыров // Сб. тр. междунар. конф. по мягким вычислениям и измерениям SCM-2013. Saint-Petersburg, 23-25 May. – 2013.

7. Швыров И.В. Свидетельство о государственной регистрации программы для ЭВМ №2012613690. Комплексная оптимизация 30-ти узловой схемы с помощью генетического алгоритма. 19.04.2012г.

8. Швыров И.В. Свидетельство о государственной регистрации программы для ЭВМ №2013613037. Оптимизация режима 30-ти узловой схемы с помощью пчелиного алгоритма. 21.03.2013г.