

ПРОЦЕДУРЫ ОПТИМИЗАЦИИ ПРИ ВЕДЕНИИ БАЛАНСИРУЮЩЕГО РЫНКА ЭЛЕКТРОЭНЕРГИИ

*П.И. Бартоломей, Т.Ю. Паниковская,
В.Г. Неуймин, Н.Г. Шубин*

При проектировании и построении целевой модели конкурентного рынка электрической энергии рассматриваются различные секторы конкурентных отношений: рынок на сутки вперед, рынок резервов, балансирующий рынок, система прямых договоров между участниками рынка. Целевая модель рынка провозглашает необходимость обеспечения покрытия небаланса между производством и потреблением электрической энергии самыми экономичными (дешевыми) ресурсами. При этом подготовительный этап, заключающийся в выборе генераторных агрегатов для работы на рынке на сутки вперед и рынке резервов, производится в рамках задачи выбора состава оборудования при планировании. На целевом этапе функционирования рынка экономическая эффективность достигается путем минимизации стоимости удовлетворения спроса потребителей в рамках предложения объемов производства электроэнергии в секторе свободной торговли с учетом близких к реальному времени прогнозов потребления и данных о состоянии ЭЭС при соблюдении критериев надежности.

Балансирующий рынок является одним из важнейших элементов рынка электрической энергии. Выбор рациональных принципов функционирования балансирующего рынка и методов реализации этих принципов определяется требованиями к работе в режиме "реального времени". Вышеназванный рынок предназначен для компенсации формирующихся отклонений фактических объемов поставок электроэнергии (в связи со стохастическим характером нагрузки) от прогнозируемых объемов, определенных для рынка на сутки вперед. На балансирующем рынке не определяется состав генерирующего и сетевого оборудования, основной задачей является достижение оптимального поддержания баланса между генерацией и потреблением как с экономической, так и с технологической точек зрения.

С экономической точки зрения основным критерием служит достижение максимума функции благосостояния при определении равновесной цены (C_p), находящейся на пересечении кривых спроса и предложения (рис.1, а). Для участников электроэнергетического рынка кривая предложения вырождается в ступенчатую зависимость, а функция спроса для неэластичной нагрузки представляет прямую, параллельную оси ординат (рис.1, б).

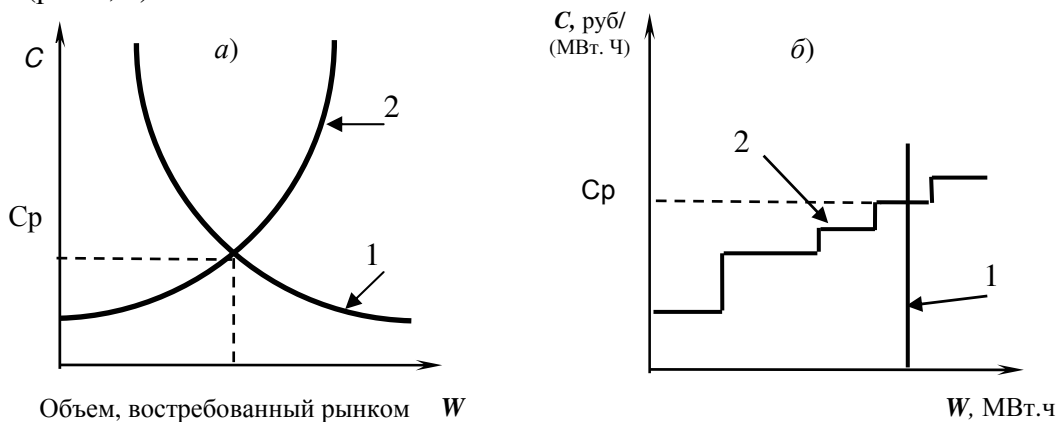


Рис. 1. Определение равновесной цены по кривым спроса (1) и предложения (2).

С технологической точки зрения рассматриваемый режим должен удовлетворять следующим системным ограничениям:

- сетевым ограничениям – пределам пропускной способности определенных сечений сети, рассчитанных из условий предотвращения перегрузки или потери устойчивости;
- техническим ограничениям по режиму работы генераторных агрегатов

$$P_{ген_i}^{\min} \leq P_{ген_i} \leq P_{ген_i}^{\max}. \quad (1)$$

Некоторые генераторные агрегаты занимают особое место при ведении режима, так как они должны работать из соображений надежности, качества электроснабжения, общей экономичности, энергобезопасности и соблюдения экологических норм. Такие генераторные агрегаты называются системными.

Оплата за проданные (купленные) объемы электроэнергии на рынке зависит от следующих факторов:

- объема проданной (купленной) электроэнергии (с увеличением потребления загружаются более "дорогие" генераторы, что приводит к увеличению цены, определяемой рынком);
- наличия ограничений на пропускную способность сети;
- территориальной принадлежности участников рынка и расчетной цены поставки;
- причины возникновения отклонений режима выработки и потребления от прогноза.

Указанные особенности рынка при формировании цены отражаются в понятии "узловая цена". Она оценивает стоимость электроэнергии в конкретной точке ЭЭС с учетом конфигурации сети и возникших при генерации и передаче электроэнергии ограничений, зависит от режима работы и отражает свойства ЭЭС. Узловые цены могут существенно отличаться даже для географически близко расположенных узлов.

Известны несколько подходов к определению узловой цены [1-3], основанные на оптимизационных алгоритмах. Наиболее часто данная проблема решается в линейной постановке.

В работе [1] описано определение минимума целевой функции

$$\min \bar{C}(P_{ген}) + C_H(P_{H\Sigma}), \quad (2)$$

при учете следующих ограничений

$$[\alpha] \cdot \bar{P} \leq \bar{P}_L^{\max(\min)}, \quad (3)$$

$$\bar{P}_{ген}^T + P_{H\Sigma} = 0, \quad (4)$$

где $\bar{C}(P_{ген})$ – вектор ценовых заявок генераторных узлов; $[\alpha]$ – матрица коэффициентов токораспределения; \bar{P} – вектор узловых мощностей; $\bar{P}_{ген}$ – вектор активных мощностей источников активной мощности (ИАМ); $P_{H\Sigma}$ – суммарная нагрузка ЭЭС; $\bar{P}_L^{\max(\min)}$ – вектор ограничений по связям.

Для определения объемов электроэнергии и узловых цен в [1] обсуждается подход, основанный на множителях Лагранжа. Множители Лагранжа к ограничениям по балансу мощности в узлах с экономической точки зрения интерпретируются как цены. Множители Лагранжа характеризуют величину изменения значения целевой функции в результате малого изменения спроса в определенном узле. Эта величина отражает стоимость покрытия последнего (маржинального) одного МВт спроса со стороны самого дорогого генераторного агрегата, задействованного в производстве.

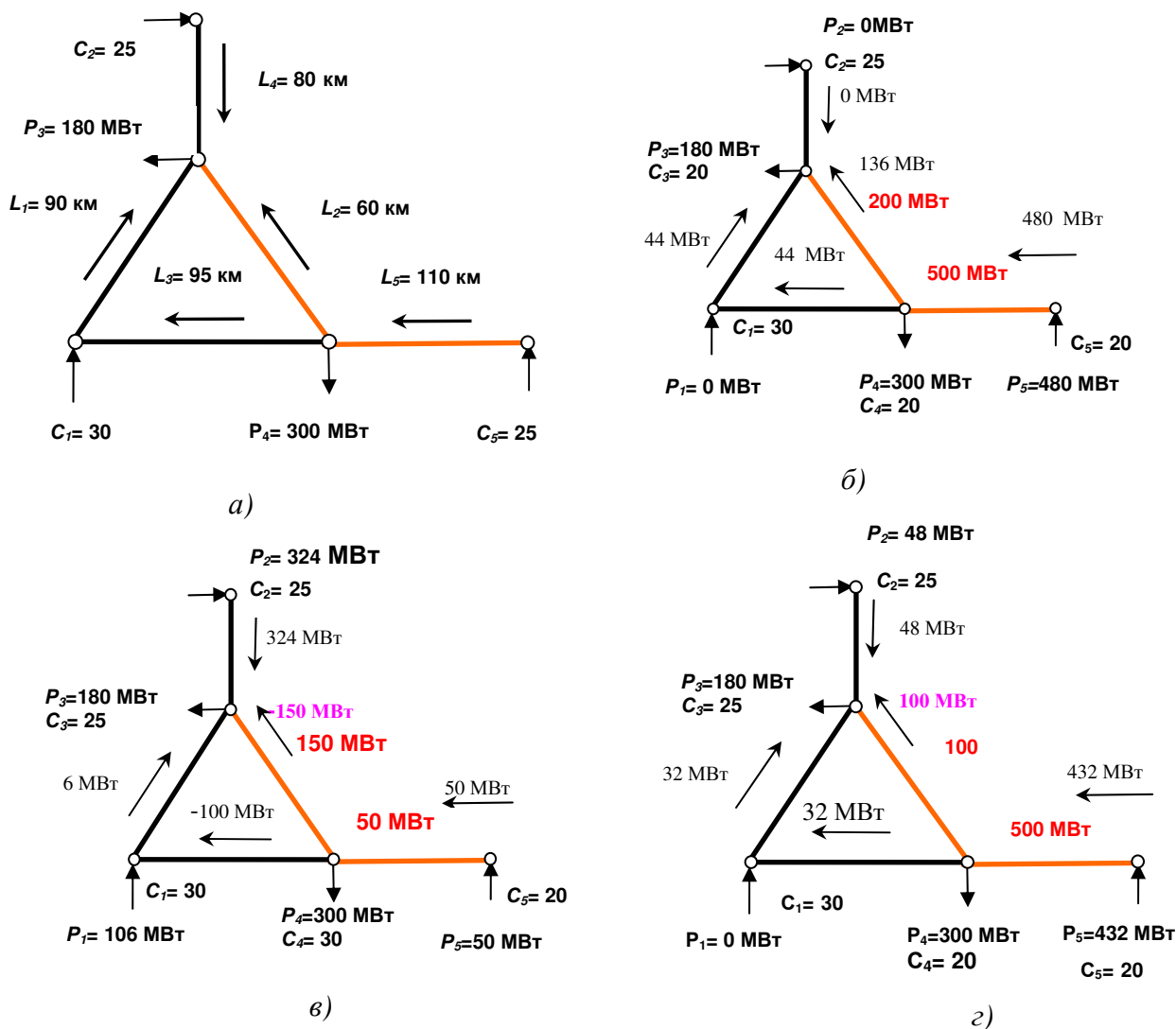


Рис. 2. Тестовая схема электрической сети (а) для апробации методики расчета узловых цен (б, в, з).

Для иллюстрации рассмотрена пятиузловая сеть со следующими характеристиками (рис.2, а) и допущениями:

- сеть является однородной;
- потери в сети не учитываются, расчет режима осуществляется при использовании коэффициентов потокораспределения;
- нагрузка считается ценопринимательной;
- ограничения (1) заданы в виде $P_{ген_i} \geq 0$, значения C_i характеризуют ценовые заявки генераторных агрегатов.

При решении оптимизационной задачи формируется функция Лагранжа следующего вида:

$$L = \vec{C} \cdot (P_{ген}) - \lambda \cdot (\vec{P}_{ген}^T + P_{H\Sigma}) - \vec{\mu}^T \cdot ([\alpha] \cdot \vec{P} - \vec{P}_L^{\max(\min)}) , \quad (5)$$

где $\lambda, \vec{\mu}$ – неопределенные множители Лагранжа.

При дифференцировании функции Лагранжа по переменным, соответствующим генераторным узлам, могут быть получены значения множителей, определяющие узловые цены. Первый множитель Лагранжа λ соответствует узловым ценам

покрытия нагрузки самым дешевым генераторным агрегатом при отсутствии режимных ограничений.

При наличии ограничений элементы вектора $\vec{\mu}$, соответствующие номеру связи (линии) отличны от нуля, поэтому цены в нагрузочных узлах будут определяться следующим образом:

$$\vec{C} = \lambda \cdot \vec{E} + \vec{\mu}^T \cdot [\alpha]. \quad (6)$$

Для рассматриваемого примера матрицы коэффициентов токораспределения, вектора мощностей ИАМ и ограничений перетоков по связям имеют вид:

$$[\alpha] = \begin{bmatrix} 0,388 & -0,245 & -0,245 & 0 \\ 0,388 & 0,755 & 0,755 & 0 \\ 0,612 & 0,245 & 0,245 & 0 \\ 0 & 1 & 0 & 0 \\ 1 & 1 & 1 & 1 \end{bmatrix}, \quad \vec{P}_{ген}^T = \begin{bmatrix} P_1 \\ P_2 \\ 0 \\ 0 \\ P_5 \end{bmatrix}, \quad \vec{\mu} = \begin{bmatrix} 0 \\ \mu_2 \\ 0 \\ 0 \\ \mu_5 \end{bmatrix},$$

где количество ненулевых элементов вектора $\vec{\mu}$ соответствует количеству заданных ограничений.

Функция Лагранжа при наличии односторонних ограничений по связям, соответствующих линиям 2 (связь 4-3) и 5 (связь 5-4), имеет вид

$$L = 30 \cdot P_1 + 25 \cdot P_2 + 20 \cdot P_5 - \lambda \cdot (P_1 + P_2 + P_5 - P_H) - \mu_2 \cdot (0,388 \cdot P_1 + 0,755 \cdot P_2 - P_{L2}^{\max(\min)}) - \mu_5 \cdot (P_1 + P_2 - P_{L5}^{\max(\min)}).$$

Определение производных от функции Лагранжа по переменным P_1, P_2, P_5 и приравнивание их к нулю, дает значение $\lambda = 20$. Это значение соответствует минимальной заявленной цене и будет равно значению узловых цен при отсутствии ограничений в рассматриваемой сети (рис.2, б).

$$\text{Решение системы уравнений} \begin{cases} \frac{\partial L}{\partial P_1} = 0, \\ \frac{\partial L}{\partial P_2} = 0. \end{cases}$$

дает следующие приращения узловых цен в различных узлах:

$\vec{\mu}^T = [0 \quad -13,624 \quad 0 \quad 0 \quad 15,286]$ и, соответственно, значения узловых цен $[30 \quad 25 \quad 25 \quad 30 \quad 25]$ (рис.2, в). Таким образом, ограничения по линиям 2 и 5 приводят к увеличению цен и невозможности поставки электроэнергии от наиболее дешевых генераторов в связи с наличием сетевых ограничений.

Рассматриваемый пример является идеальным, так как заложенные в него ограничения: во-первых, совместны, а во-вторых, они однозначно определяют сбалансированный режим электрической системы. Именно необходимость такой идеализации делает этот алгоритм уязвимым при постановке для реальных задач.

Другой наиболее часто используемый алгоритм при определении узловых цен основывается на линейном программировании [2] и теории двойственности. Применяется положение, по которому каждой прямой задаче соответствует двойственная в другом пространстве переменных, но с тем же значением целевой функции в точке оптимума.

В данной конкретной задаче в качестве ограничений выступают уравнение баланса активных мощностей и ограничения по связям, выраженные через узловые мощности. В связи с этим оценки вектора двойственных переменных \vec{C} к вектору \vec{P} можно рассматривать как узловые цены и цены ограничений перетоков по сечениям. После

решения прямой задачи – распределения загрузки генераторных агрегатов и при условии выполнения сетевых ограничений – решение двойственной задачи определяет влияние распределения загрузки генераторных агрегатов на узловые цены.

На первом этапе решения задачи определяется минимум целевой функции вида:

$$\min F(\vec{P}_{ген}) = \sum C_i \cdot P_{ген_i} \quad (7)$$

при наличии ограничений
$$\begin{cases} [\alpha_{ген}] \cdot \vec{P}_{ген} - [\alpha_{нагр}] \cdot \vec{P}_{нагр} \leq P_L^{\max}, \\ [\alpha_{ген}] \cdot \vec{P}_{ген} - [\alpha_{нагр}] \cdot \vec{P}_{нагр} \geq P_L^{\min}. \end{cases} \quad (8)$$

Найденное решение определяет значения узловых мощностей ИАМ, распределение потоков активной мощности по связям при соблюдении режимных ограничений, а также активные ограничения. Для прямой задачи линейного программирования формируется двойственная задача типа:

$$\min D(\vec{Y}) = \sum K_i \cdot Y_i \quad (9)$$

при наличии ограничений

$$[\alpha]^T \cdot \vec{Y} \geq -\vec{C}, \quad (10)$$

где \vec{Y} – вектор двойственных переменных.

Определение оптимального решения \vec{Y} двойственной задачи соответствует значениям узловых цен

$$\vec{C} = [\alpha]^T \cdot \vec{Y} + c_{\min}. \quad (11)$$

Ненулевые элементы вектора \vec{Y} соответствуют изменениям узловых цен из-за наличия активных ограничений и тождественны вектору $\vec{\mu}$ при использовании метода Лагранжа.

Для тестовой пятиузловой схемы были определены граничные режимы (рис.2, б и 2, в), а также некоторый промежуточный режим (рис.2, з), отражающий влияние ограничения по связи 2 (линия 4-3) на формирование узловых цен.

Достоинство такого подхода заключается в возможности использования готовых программных продуктов линейного программирования, а также представления ограничений в форме неравенств, что приводит к повышению надежности получения оптимального решения.

Недостаток приведенных выше алгоритмов заключается в сложности учета потерь активной мощности, которую можно преодолеть только через последовательную итерационную линеаризацию. Кроме того, поскольку потери также зависят и от распределения реактивных мощностей, необходимо задавать некоторый определенный базовый режим. То же самое относится к учету других, явно нелинейных зависимостей и ограничений. Поэтому предлагается перейти к квадратичной постановке задачи.

В ОДУ Урала с 1991 г. используется программный комплекс ЛИНКОР оптимизации режима по активной и реактивной мощностям, созданный на кафедре "Автоматизированные электрические системы" УГТУ-УПИ. Программа предназначена для разработки диспетчерского суточного графика работы электростанций в ЭЭС. Реализованные алгоритмы квадратичной аппроксимации и их развитие через аппроксимирующее и сепарабельное программирование описаны в [4, 5].

В качестве целевой функции при оптимизации режима используется стоимость затрат на выработку и передачу электроэнергии в целом на рассматриваемом интервале времени

$$Z = \sum_{i \in \sigma} Z_i(P_{ген_i}) \rightarrow \min, \quad (12)$$

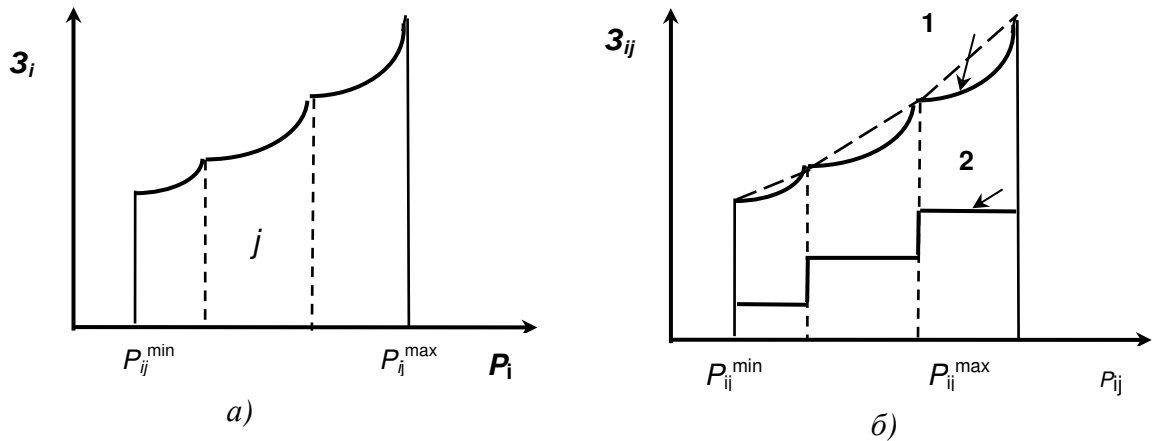


Рис. 3. Кусочно-квадратичная функция затрат на выработку и передачу электроэнергии (а) и ее разбиение (б).

где ω – множество ИАМ. $Z_i(P_{ген_i})$ функция затрат представляется кусочно-квадратичной зависимостью (рис.3, а), определяемой числом интервалов аппроксимации в рабочем диапазоне от $P_{ген_i}^{\min}$ до $P_{ген_i}^{\max}$. На каждом интервале функция $Z_i(P_{ген_i})$ аппроксимируется полиномом второй степени.

В отличие от постановки задачи (1) – (4), в которой участвует лишь уравнение баланса активной мощности по системе в целом (4), в алгоритме нелинейной оптимизации рассматривается баланс мощности в каждом узле через систему уравнений установившегося режима в форме баланса активных

$$W_P(U, \delta, P) = 0 \quad (13)$$

и реактивных мощностей

$$W_Q(U, \delta, Q) = 0, \quad (14)$$

где U, δ – векторы модулей и фаз узловых напряжений.

Таким образом, вопрос о потерях мощности не стоит, так как они автоматически учитываются в (13) и (14). Кроме рассмотренных ранее ограничений (1), (3), определяются допустимые диапазоны $Q_i^{\min} \leq Q \leq Q_i^{\max}$, $U_i^{\min} \leq U \leq U_i^{\max}$. Решение задачи выполняется с использованием методов аппроксимирующего и сепарабельного программирования. Здесь уместно отметить, что в части сепарабельного программирования квадратичная функция

$$Z_{ij} = a_{ij} \cdot P_i^2 + b_{ij} \cdot P_i + c_{ij}, \quad (15)$$

соответствующая интервалу j на рис.3а, в свою очередь, аппроксимируется несколькими линейными характеристиками. На рис.3б показано разбиение j -го интервала на три подинтервала. Вместе с функцией Z_{ij} (зависимость 1) показано изменение производной

ной $\frac{\partial Z_{ij}}{\partial P_i}$ (зависимость 2). Как видно, этот подход переключается с постановкой задачи

распределения нагрузки между ИАМ по ценовым заявкам. Необходимо лишь отказаться от определения узлов аппроксимации и перейти к их априорному заданию в соответствии с интервалами ценовых заявок. На первом этапе организации конкурентного рынка предполагается работа с трехступенчатыми ценовыми заявками, поэтому на рис.3б зависимость 2 представлена в виде трех ступеней.

Использование алгоритма ЛИНКОР снимает проблему задания совместных ограничений в форме равенства и учета потерь мощности. Расчет суточного графика $P_i(t)$ работы электростанций при учете только ограничений (3) на перетоки мощности в линиях можно рассматривать как упрощенную постановку задачи, если реактивные мощности считать заданными, либо определяемыми по известным значениям $\cos \varphi_i^0$, либо принимать равными из расчета предшествующего режима. Если же нужна комплексная оптимизация, в которой распределяется нагрузка между ИАМ и минимизируются потери ΔP_Q , зависящие от режима источников реактивной мощности, то можно сохранить полную постановку задачи (12) – (14).

На рис.2г показан режим линии 2 с одним линейным ограничением $P_{4-3} \leq 100$ и узловыми ограничениями $P_i \geq 0$ ($i = 1, 2, 5$). Для этого случая были приняты узловые заявки

$$C_1 = 25 + 0,02 \cdot P_1; \quad C_2 = 20 + 0,02 \cdot P_2; \quad C_5 = 15 + 0,02 \cdot P_5,$$

что соответствует квадратичным функциям затрат

$$F_1 = 25 \cdot P_1 + 0,01 \cdot P_1^2; \quad F_2 = 20 \cdot P_2 + 0,01 \cdot P_2^2; \quad F_5 = 15 \cdot P_5 + 0,01 \cdot P_5^2.$$

В целях сопоставления конечного результата с линейными моделями потери мощности также не учитывались. Как и ожидалось, в этом случае минимизация функции (12) привела к идентичному распределению мощности, представленному на рис. 2г.

Таким образом, расчет суточного графика по программе ЛИНКОР можно рассматривать как первый этап в общей задаче определения узловых цен. Второй этап аналогичен решению двойственной задачи линейного программирования (9) – (10). Представляется, что предложенный подход является наиболее перспективным для реализации процедуры ведения балансирующего рынка электроэнергии на уровне ЕЭС России.

ЛИТЕРАТУРА

1. **Singh H., Hao S., Papalexopoulos A.** Transmission congestion management in competitive electricity markets // IEEE Trans. on PWRs, 1998. – Vol. 13, No.2. – Pp. 672-680.
2. **Hogan W.** Contract networks for electric power transmission // Energy and Environmental Policy Center, Harvard University, September 1990.
3. **Данциг Дж.** Линейное программирование, его применения и обобщения. – М.: Прогресс, 1966. – 600 с.
4. **Бартоломей П.И., Грудинин Н.И.** Расчет установившихся режимов электрических систем и их оптимизация методом квадратичной аппроксимации // Изв. АН СССР. Энергетика, 1992. – № 5. – С. 95-106.
5. **Бартоломей П.И., Грудинин Н.И.** Оптимизация режимов энергосистем методами аппроксимирующего и сепарабельного программирования // Изв. АН СССР. Энергетика, 1993. – № 1. – С. 72-80.

Об авторах.

Бартоломей Петр Иванович, 1938 г.р., д.т.н., профессор. В 1959 г. окончил Уральский политехнический институт. Докторскую диссертацию защитил в 1985 г. в Новосибирском электротехническом институте. Работает в УГТУ-УПИ с 1959 г. В настоящее время является заведующим кафедрой "Автоматизированные электрические системы". Заслуженный работник высшей школы России, IEEE Senior Member. Область научных интересов – расчеты установившихся и оптимальных режимов, информационное обеспечение задач ЭЭС. Опубликовал более 240 работ, в т.ч. 25 монографий.

Паниковская Татьяна Юрьевна, 1964 г.р. Окончила УГТУ-УПИ в 1986 г. по специальности «Электрические системы и сети», в 1998 г. получила квалификацию инженера-экономиста, менеджера по специальности «Экономика и управление на предприятии». Защитила кандидатскую диссертацию в 1993 г. В настоящее время работает доцентом на кафедре «Автоматизированные электрические системы» в УГТУ–УПИ. Является генеральным директором Учебно-научно-производственного предприятия «УПИ-Энерго». Область научных интересов – управление режимами электрических систем в условиях конкурентного рынка электроэнергии.

Неуймин Владимир Геннадьевич, 1960 г.р. В 1982 г. окончил Уральский политехнический институт. В 1987 г. защитил кандидатскую диссертацию в том же институте. Автор более 30 научных публикаций. Начальник отдела службы программного обеспечения ОДУ Урала. Область научных интересов – расчеты и оптимизация установленных режимов.