

МАТЕМАТИЧЕСКАЯ МОДЕЛЬ ПЛАНИРОВАНИЯ РЕЖИМОВ ЭЭС В РЫНОЧНЫХ УСЛОВИЯХ НА СРЕДНЕСРОЧНУЮ ПЕРСПЕКТИВУ

Н.И. Айзенберг, ayzenberg.nata@gmail.com

С.И. Паламарчук, palam@isem.irk.ru

Институт систем энергетики им. Л.А. Мелентьева СО РАН, Иркутск, Россия

Аннотация. В статье представлена математическая модель планирования состояний электроэнергетической системы (ЭЭС) в среднесрочном периоде с учетом правил, действующих на рынках электроэнергии России. Необходимость такой модели обусловлена потребностью планирования электроэнергетических режимов с учётом интересов потребителей, включающих их надежное электроснабжение при минимизации затрат на покупку электроэнергии. При планировании режимов необходимо принимать во внимание возможные действия поставщиков, стремящихся максимизировать собственную прибыль при узловом ценообразовании на рынках. В представленной модели период планирования разбит на несколько временных интервалов, задача решается с учётом балансовых ограничений в узлах ЭЭС, ограничений по допустимым значениям генерации, перетокам и объемам энергоресурсов. Рыночное равновесие моделируется одновременно в нескольких интервалах с учётом многократности и длительности взаимодействия. Рассмотрены подходы поиска равновесного состояния в многоинтервальной задаче. Приводятся результаты численного моделирования на примере упрощенной схемы реальной ЭЭС.

Ключевые слова: электроэнергетический рынок, математическая модель, условия оптимальности, несовершенная конкуренция, равновесное состояние, узловые цены

Благодарности. Работа выполняется в рамках государственного задания (№ FWEU-754 2021-0001) Программы фундаментальных исследований Российской Федерации на 2021–2030 годы.

Для цитирования: Айзенберг Н.И., Паламарчук С.И. Математическая модель планирования режимов ЭЭС в рыночных условиях на среднесрочную перспективу // Вестник ЮУрГУ. Серия «Энергетика». 2024. Т. 24, № 1. С. 16–25. DOI: 10.14529/power240102

Original article
DOI: 10.14529/power240102

A MATHEMATICAL MODEL FOR SCHEDULING THE MODES OF AN ELECTRIC POWER SYSTEM IN MARKET CONDITIONS OVER THE MEDIUM-TERM

N.I. Aizenberg, ayzenberg.nata@gmail.com

S.I. Palamarchuk, palam@isem.irk.ru

Melentiev Energy Systems Institute of SB RAS, Irkutsk, Russia

Abstract. This paper presents a mathematical model for scheduling the modes of an electric power system (EPS) over the medium term, with a focus on the rules for the Russian electricity market. Such a model is required to plan power flows considering the interests of consumers – a reliable power supply and minimum cost. Power system scheduling should take into account the actions of suppliers seeking to maximize their profits under nodal pricing. In the model, the scheduling horizon is divided into several time intervals, and the problem is solved taking into account the balance constraints at the EPS nodes; limitations on generation, flows, and the volumes of energy consumption. Market equilibrium is modeled simultaneously for several intervals, given the multiplicity and duration of interactions. The study analyses approaches to solving the multi-interval problem of the search for an equilibrium state. The results of medium-term scheduling are exemplified by a simplified scheme of a real-world electric power system.

Keywords: electric power market, mathematical model, optimality conditions, imperfect competition, equilibrium, nodal prices

Acknowledgments. This work was carried out as part of the State Assignment Project (no. FWEU-2021-0001) of the Russian Fundamental Research Program 2021–2030.

For citation: Aizenberg N.I., Palamarchuk S.I. A mathematical model for scheduling the modes of an electric power system in market conditions over the medium-term. *Bulletin of the South Ural State University. Ser. Power Engineering*. 2024;24(1): 16–25. (In Russ.) DOI: 10.14529/power240102

Введение

Планирование электроэнергетических режимов играет критическую роль в современной оперативно-диспетчерской практике управления ЭЭС [1]. Эта задача нацелена на множество важных аспектов. Планирование режимов позволяет:

- гарантировать надежность поставок электроэнергии для населения и промышленности;
- обеспечивать необходимые объемы энергоресурсов для работы электростанций;
- оптимизировать графики технического обслуживания и ремонта оборудования, что и повышает эффективность работы;
- минимизировать негативное воздействие на окружающую среду при производстве электроэнергии, учитывая экологические ограничения;
- адаптировать электроэнергетическую систему к новым механизмам рыночных отношений [2].

Для планирования режимов и определения планового производства и потребления электроэнергии подразделения Системного оператора (СО) формируют актуализированные расчетные модели ЭЭС для каждого рассматриваемого временного интервала. Перечень информации, передаваемой Коммерческому оператору (КО) в согласованном формате, представлен в [3]. КО выполняет входной контроль поступившей от СО информации и формирует для каждого временного интервала модельные пары «цена – количество». Эти пары необходимы для определения равновесных цен и объемов электроэнергии, включаемых в плановое производство и потребление участников рынка. Модель, на основе которой КО рассчитывает цены и объемы поставок, использует критерий максимизации общественного благосостояния (суммарной выгоды поставщиков и покупателей электроэнергии), обеспечивая максимально возможное удовлетворение потребителей по минимальным ценам.

Кроме определения плановых объемов электроэнергии в функции КО входит корректирование поданных заявок участниками рынка. Такая коррекция необходима для уточненного учета величин нагрузочных потерь, рассмотрения поставщиков, на которых применена мера оперативного воздействия, для более строгого представления заявок на потребление, зарегистрированного за гарантирующими поставщиками, для приведения заявленных объемов экспорта/импорта электроэнергии в соответствии с величинами, сформированными СО в утвержденной расчетной модели. Коррекция ценовых заявок – важная и необходимая функция КО. Однако в рамках настоящей статьи причины и способы коррекции заявок не рассматриваются.

Для каждого узла расчетной модели КО определяет объемы поставок и потребления электроэнергии с учетом найденных значений узловых цен. Без уточненного расчета этих величин планирование режимов ЭЭС не возможно. Поэтому под-

задача определения цен и объемов поставок является основным разделом математической модели рыночного планирования режимов ЭЭС на среднесрочную перспективу.

Задача моделирования является сложной и требует учета множества факторов, включая несовершенную конкуренцию на электроэнергетическом рынке (олигополию генерирующих компаний) [4, 5], ценовую эластичность и случайную природу данных о спросе [6–8], сложную структуру генерирующих компаний с электростанциями в разных узлах ЭЭС.

Среднесрочное планирование может осуществляться на различные периоды – месяц, квартал, год, при этом используя совместные ограничения по объему расходуемых энергоресурсов, по генерирующей мощности, по использованию накопителей электроэнергии в нескольких интервалах.

Исследовательский интерес представляет моделирование действий поставщиков (генерирующих компаний), стремящихся к максимизации собственной выгоды, на рынке электроэнергии. Для моделирования интересов поставщиков часто используются теоретико-игровые постановки [9–13]: КО определяет цены на основе заявок поставщиков и потребителей, используя решение задачи максимизации общественного благосостояния, при этом поставщики подают заявки, исходя из максимизации прибыли.

Целью предлагаемой работы является представление усовершенствованной постановки задачи планирования режимов ЭЭС, которая в большей степени соответствует условиям российского рынка электроэнергии. Эта статья представляет развитие модели, представленной ранее в [14]. Задача учитывает случайный характер данных как со стороны спроса, так и со стороны генерации в нескольких временных интервалах с совместными ограничениями. Обсуждаются методы решения задачи. Модель иллюстрируется на упрощенном примере реальной энергосистемы.

1. Математическая модель планирования режимов ЭЭС с учётом несовершенноконкурентного взаимодействия поставщиков электроэнергии в среднесрочном периоде

Современная постановка задачи планирования режимов ЭЭС при оперативно-диспетчерском управлении предполагает решение задачи оптимизации по критерию максимизации общественного благосостояния. Планирование режимов ведется с учётом допустимости функционирования ЭЭС. В результате определяется режим работы ЭЭС, включая узловые цены на электроэнергию как для потребителей, так и для поставщиков.

В то же время на действующем рынке каждый поставщик преследует цели, отличные от общественно-эффективных, – максимизацию собственной

выгоды. Это определяет дополнительные критерии при решении общей задачи. Кроме того, поставщики будут учитывать действия своих конкурентов и реакцию потребителей на изменение цен. Предполагается, что спрос для большинства потребителей в среднесрочной перспективе обладает ценовой эластичностью [6, 7]. Таким образом, в результате планирования режимов необходимо обеспечить равновесие интересов поставщиков и потребителей, определив объемы выработанной $W_{i\text{ТЭС}}^t, W_{i\text{ГЭС}}^t, W_{iR}^t$ и потребленной электроэнергии W_{di}^t . Здесь и дальше GT – множество всех генерирующих мощностей, включающих тепловые электростанции (ТЭС), гидроэлектростанции (ГЭС) и генерирующие мощности, использующие природные возобновляемые ресурсы \mathbb{R} ; $I_{\text{ТЭС}}, I_{\text{ГЭС}}, I_R$ – множества номеров узлов системы с соответствующими мощностями; I_d^t – множество номеров узлов системы с потреблением электроэнергии интервале t ; I_n^t – множество номеров узлов в ЭЭС в интервале t .

Необходимо максимизировать функцию общественного благосостояния FM , отражающую общий выигрыш от участия поставщиков и потребителей в рынке. Участники рынка подают свои заявки в виде функций спроса и предложения. КО формирует план поставок и потребления рынка.

В [3] описаны правила нахождения узловых цен. Критерий – максимизация общественного благосостояния, который представлен как сумма всех заявок (пар) со стороны спроса (цена в заявке \hat{p}_{di}^t , количество W_{di}^t) минус сумма всех заявок со стороны предложения (цена в заявке \hat{p}_{gi}^t , количество W_{iGT}^t):

$$FM(W) = \sum_t^T \left(\sum_{i \in I_d^t} W_{di}^t \cdot \hat{p}_{di}^t - \sum_{i \in I_{GT}^t} W_{iGT}^t \cdot \hat{p}_{gi}^t \right) \rightarrow \max_W \quad (1)$$

с учетом следующих ограничений:

балансов электроэнергии в узлах ЭЭС

$$W_{i\text{ТЭС}}^t + W_{i\text{ГЭС}}^t + W_{iR}^t - W_{di}^t - \sum_{j \in \mathfrak{R}_i^t} (W_{ij}^t - (1 - \Delta_{ij}^t)W_{ij}^t) = 0, \quad i \in I_n, \quad (2)$$

ограничений на выработку электроэнергии в узлах с генерацией

$$W_{iGT}^t \max \geq W_{iGT}^t \geq W_{iGT}^t \min, \quad i \in I_{GT}, \quad (3)$$

ограничений на перетоки электроэнергии в связях

$$W_{ij}^t \max \geq W_{ij}^t \geq W_{ij}^t \min, \quad i \in I_n^t, j \in \mathfrak{R}_i^t, j > i, \quad (4)$$

ограничений на потребляемые объемы электроэнергии в узлах

$$W_{di}^t \geq W_{di}^t \min, \quad W_{di}^t \leq W_{di}^t \max, \quad i \in I_d^t, \quad (5)$$

где Δ_{ij}^t – доля потерь электроэнергии от перетока W_{ij}^t в связи $i-j$ в интервале t ; \mathfrak{R}_i^t – множество номеров узлов, связанных с узлом i .

В решаемой оптимизационной задаче рассматриваются несколько временных интервалов, при этом в представленной модели объемы энергии, выработанной с использованием ветра, солнца, и объемы воды Q_i^t в водохранилищах ГЭС считаются случайными. Объемы притоков и запасенной воды обозначим через \tilde{A}_i^t и $\tilde{V}_i^t, i \in I_{\text{ГЭС}}$.

В модели рассматриваются следующие межинтервальные ограничения:

по балансам воды в водохранилищах ГЭС в интервале t :

$$\tilde{V}_i^t = \tilde{V}_i^{t-1} - Q_i^t + \tilde{A}_i^t, \quad i \in I_{\text{ГЭС}}; \quad (6)$$

на расход воды в створах ГЭС в интервале t :

$$Q_i^t \max \geq Q_i^t, \quad i \in I_{\text{ГЭС}}; \quad (7)$$

на запасы воды в водохранилищах ГЭС на конец интервала t :

$$V_i^t \min \leq \tilde{V}_i^t \leq V_i^t \max, \quad i \in I_{\text{ГЭС}}; \quad (8)$$

на объем сработанной воды за M интервалов:

$$Q_i^M \min \leq \sum_{t \in M} Q_i^t \leq Q_i^M \max, \quad i \in I_{\text{ГЭС}}; \quad (9)$$

на объем выработанной электроэнергии $W_{iGT}^M = \sum_{t \in M} W_{iGT}^t$ за M интервалов:

$$W_{iGT}^M \min \leq W_{iGT}^M \leq W_{iGT}^M \max. \quad (10)$$

Задача максимизации прибыли (1) решается для всех временных интервалов с ограничениями равенствами (2), (6) и ограничениями неравенствами (3)–(5), (7)–(10). Система равенств и неравенств (2)–(10) моделирует установившийся режим в ЭЭС.

Искомыми переменными в задаче (1)–(10) являются объемы выработанной электроэнергии $W_{iGT}^t, i \in I_{GT}^t$ и значения объемов потребляемой электроэнергии $W_{di}^t, i \in I_d^t$, величины перетоков электроэнергии $W_{ij}^t, W_{ji}^t, i \in I_n^t, j \in \mathfrak{R}_i^t, j > i$, в связях ЭЭС и узловые цены $p_i^t, i \in I_n^t, t = 1, \dots, T$. Узловые цены совпадают с двойственными переменными $p_i^t = \lambda_i^t, i \in I_n^t, t = 1, \dots, T$ к балансовым ограничениям (2).

При планировании режимов ЭЭС требуется учитывать возможные действия поставщиков (генерирующих компаний $f \in GK$, где GK – множество генерирующих компаний), которые стремятся максимизировать свою прибыль S_f за весь период планирования:

$$S_f(\lambda; W_{GM}) = \sum_t \sum_{i \in I_f} (W_{iGM}^t \lambda_i^t - C_i^t(W_{iGM}^t)) \rightarrow \max_{\lambda, W_{GM}} f \in GK, \quad (11)$$

где $W_{iGM}^t \lambda_i^t$ – выручка компании f от продажи электроэнергии объемом $W_{iGM}^t \geq 0$ по ценам $\lambda_i^t, i \in I_f^t$. Значения цен определяются КО из решения задачи (1)–(10). В (11) функция $C_i^t(W_{iGM}^t)$ – это издержки на производство электроэнергии W_{iGT}^t в узле i в интервале t . В модели GM – это множество генерирующих мощностей, участвующих в конкурентном отборе на оптовом рынке (ТЭС и R), остальные действуют как ценопринимающие.

Поставщики, максимизируя прибыль (11), используют узловые цены $\lambda_i^t, i \in I_n^t, t = 1, \dots, T$. Задача (1)–(10) считается вспомогательной. Перепишем задачу (1)–(10) в свернутой форме:

$$FM(W) \rightarrow \max_W; \quad (12)$$

$$g(W) = 0 \perp \lambda; \quad h(W) \leq 0 \perp \mu,$$

где $g(W)$ соответствует ограничениям равенствам (2), $h(W)$ представляют ограничения (3)–(10), а λ, μ – двойственные переменные (множители Лагранжа) к ограничениям (2)–(10). Предположим, что функции $FM(W)$, $g(W)$ и $h(W)$ непрерывно дифференцируемы, тогда для задачи (12) можно записать условия Каруша – Куна – Таккера (ККТ). Вспомогательная задача (12), сформулированная в виде условий ККТ, встраивается в ограничения задачи максимизации прибыли по критерию (11). Совместная задача планирования режимов принимает следующий вид:

$$S_f(W_{GM}) \rightarrow \max_{\lambda, W_{GM}} f \in GK;$$

$$\nabla_W FM(W) + \lambda \cdot \nabla_W g(W) + \mu \cdot \nabla_W h(W) = 0;$$

$$g(W) = 0 \perp \lambda \geq 0; \quad h(W) \leq 0 \perp \mu \geq 0, \quad (13)$$

где $\nabla_W FM(W)$, $\nabla_W g(W)$, $\nabla_W h(W)$ – градиенты соответствующих функций. Задача (13) является поиском равновесия с равновесными ограничениями и определением цен в узлах энергосистемы из (1)–(10). Узловое ценообразование закреплено в методике, используемой КО российского оптового рынка [3].

Задача планирования режимов имеет стохастический характер. В рассматриваемой постановке предполагается, что все случайные величины имеют конечное число возможных реализаций в интервале t . Задача (13) решается для каждой возможной реализации рассматриваемой случайной величины. В результате определяются математические ожидания прибылей поставщиков, на основе которых принимается решение по планированию режимов на несколько интервалов времени вперед.

Итак, среднесрочное планирование режимов предполагает одновременное решение задач максимизации прибыли (11) и вспомогательной задачи (1)–(10) относительно узловых цен p_i^t с определением в интервалах $t \in T$ переменных $W_{iТЭС}^t$, $W_{iГЭС}^t$, W_{iR}^t в узлах с генерацией, значений объемов потребления $W_{di}^t, i \in I_d^t$, перетоков электроэнергии в связях $W_{ij}^t, W_{ji}^t, i \in I_n^t, j \in \mathfrak{R}_i^t, j > i$.

2. Методы решения задачи планирования режимов ЭЭС в условиях оптового рынка электроэнергии

Для решения задачи среднесрочного планирования с учетом стохастической информации используется подход [15, 16], в котором задача (1)–(10) формулируется в виде совместных условий оптимальности для каждой реализации рассматриваемых случайных величин. Значения переменных задачи, обеспечивающих максимум прибыли генерирующих компаний (11), ищется на множестве решений задачи (12) [9, 17, 18], в результате чего формулируется задача (13). Такой прием носит название математического программирования с равновесными ограничениями (МРЕС) или его разновидности равновесного программирования с равновесными ограничениями (ЕРЕС) [7, 19, 20].

Обсуждаемая двухуровневая постановка является невыпуклой. Это означает, что у нее нет единственного равновесия [8, 21, 22]. В таких случаях исследователи часто используют приближение к решению, поиск которого не будет являться ресурсоемким. В частности, распространенным подходом является определение приближения к равновесному состоянию на основе итеративного метода, оценивающего на каждой итерации степень выполнения условий задачи [9].

Предположим, что для каждой тепловой станции функция издержек может быть представлена квадратичной зависимостью

$$C_{iGM}^t(W_{iGM}^t) = a_{iGM}^t + b_{iGM}^t \cdot W_{iGM}^t + \frac{1}{2} c_{iGM}^t \cdot (W_{iGM}^t)^2, i \in I_{GM}^t, \forall t,$$

где $a_{iGM}^t, b_{iGM}^t, c_{iGM}^t$ – экзогенные коэффициенты функции издержек мощности $i GM$ в интервале t . Тогда функции предложения имеют линейный вид:

$$SC_i^t(W_{iGM}^t) = \beta_{iGM}^t + c_{iGM}^t \cdot W_{iGM}^t, i \in I_{GM}^t, \forall t, \quad (14)$$

где β_{iGM}^t – переменные параметры функции предложения поставщика (заявки поставщика на оптовый рынок) $i \in I_{GM}^t, \forall t$, которые он определяет в результате решения задачи максимизации своей прибыли (11).

Определим функцию обратного спроса в каждом узле $i \in I_d$ в интервале времени t как линейную:

$$p_i^t(W_{di}^t) = k_{di}^t - l_{di}^t \cdot W_{di}^t, i \in I_d, \forall t. \quad (15)$$

Коэффициенты k_{di}^t и l_{di}^t характеризуют максимальную цену, по которой потребитель согласен покупать электроэнергию, и наклон функции обратного спроса в интервале t соответственно.

С учетом (14) и (15) функция общественного благосостояния (1) выглядит следующим образом¹:

$$FM = \sum_t^T \left(\sum_{i \in I_d^t} W_{di}^t \cdot \left(k_{di}^t - \frac{1}{2} l_{di}^t \cdot W_{di}^t \right) - \sum_{i \in I_{GM}^t} W_{iGM}^t \cdot \left(\beta_{iGM}^t + \frac{1}{2} c_{iGM}^t \cdot W_{iGM}^t \right) \right) \rightarrow \max_{W_{di}^t, W_{iGM}^t}. \quad (16)$$

Решение задачи (12) с целевой функцией (16) дает узловые цены λ_i^t в каждом узле $i \in I_n$ во временных интервалах $t \in T$ для каждой возможной реализации случайных величин и переменных параметров поставщика β_{iGM}^t . Эти цены (в данном случае это будут линейные функции от переменной β_{iGM}^t) будет использовать поставщик f , решая задачу максимизации своей суммарной прибыли по критерию (11) за весь период планирования.

При итеративном методе формируется совместная система условий ККТ (13). Затем один из поставщиков находит максимум своей прибыли, считая объемы электроэнергии, предлагаемые другими поставщиками, неизменными. На следующей итерации другой поставщик делает то же самое. Для достижения равновесия этот процесс повторяется до тех пор, пока никто из поставщиков не будет иметь стимула изменить свой объем производства.

Итеративный метод, описанный выше, позволяет находить равновесное состояние для широкого диапазона характеристик реальных ЭЭС [12]. Однако следует отметить, что равновесие в таких моделях не всегда является единственным [8]. Это демонстрируется ниже.

3. Численный пример

В разделе рассмотрена электроэнергетическая упрощенная схема замещения реальной ЭЭС. В схеме 15 узлов (рис. 1). В 9 узлах представлены поставщики, в 12 узлах ведется потребление электроэнергии. Приведены результаты моделирования по предложенной выше методике. Сравниваются решения двух задач максимизации общественного благосостояния (12) и нахождения равновесия на рынке электроэнергии с учётом целей поставщиков максимизации прибыли (13).

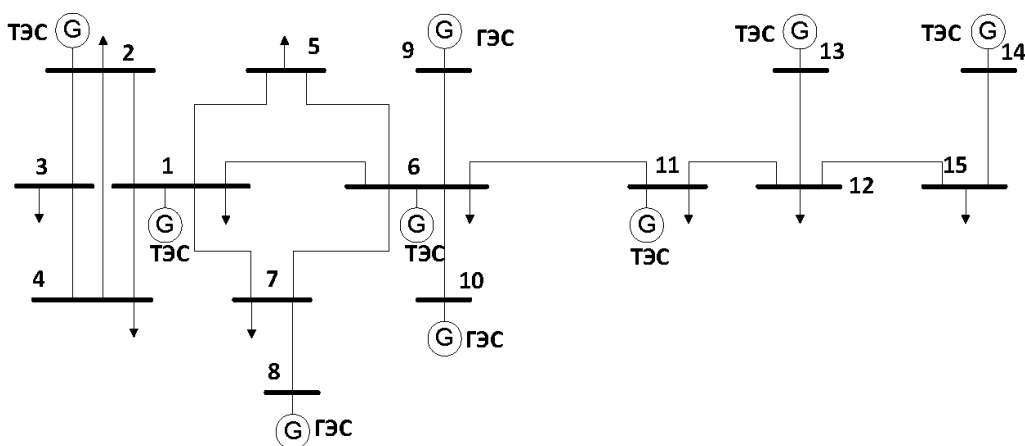


Рис. 1. Схема рассмотренной ЭЭС
Fig. 1. Scheme of the Electric Power System

Период планирования состоит из трех временных интервалов $t = t_1, t_2, t_3$. Поставщики в ЭЭС – тепловые и гидроэлектростанции. В узлах 1, 2, 6, 11, 13, 14 находятся тепловые электростанции с квадратичными характеристиками переменных издержек производства электроэнергии, одинаковыми во всех временных интервалах. В узлах 8, 9, 10 представлены гидроэлектростанции. Переменные издержки ГЭС принято считать нулевыми.

Заданы пределы на выработку объемов электроэнергии всеми поставщиками в рассматриваемые интервалы времени. Определены длительности трех временных интервалов. Заданы предельные значения потоков электроэнергии в некоторых связях и доли потерь электроэнергии в них. Учитывались межинтервальные ограничения на выработку ТЭС и ГЭС, случайные значения для объемов воды в водохранилищах, а также коэффициенты в функции спроса.

¹ Общественное благосостояние рассчитывается через разность площадей фигур, находящихся под обратной функцией спроса (15) (первый член FM) и функцией предложения поставщиков (14) (второй член FM).

Ниже представлены результаты планирования в условиях рынка несовершенной конкуренции (13), когда каждый поставщик максимизирует свою прибыль с учетом межинтервальных ограничений в сравнении с результатами планирования по критерию максимума благосостояния (12). Изменения потребления и генерации электроэнергии представлены на рис. 2 и 3. Для расчетов применялся итеративный метод. При рассмотрении нескольких реализаций случайных величин для нагрузок в узлах потребления, объемов выработки электроэнергии, значений перетоков и узловых цен определялись их математические ожидания для рассмотренных состояний случайных величин.

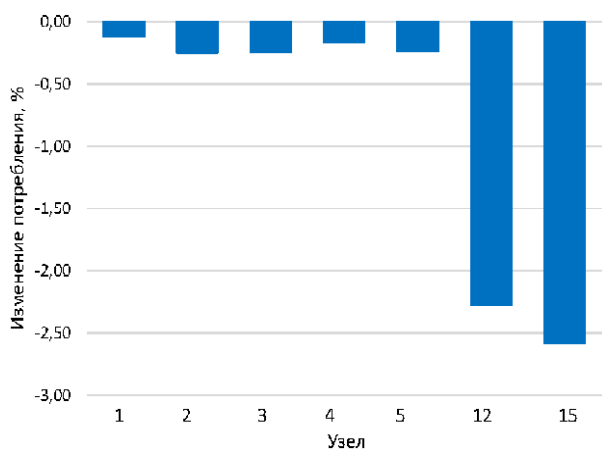


Рис. 2. Сокращение объема потребления в нескольких узлах в случае несовершенной конкуренции в сравнении с расчётом по максимуму общественного благосостояния

Fig. 2. Reducing the volume of electricity consumption at several nodes for imperfect competition compared to maximum social welfare

В представленной модели спрос в каждом узле эластичный (15), т. е. потребитель будет снижать объемы потребления при росте цены на электроэнергию. Так, на рис. 2 видно, на сколько процентов сжимается спрос в случае несовершенной конкуренции по сравнению с расчётом по максимуму общественного благосостояния.

Соответственно, в условиях несовершенной конкуренции объемы генерации электроэнергии сокращаются (см. рис. 3), узловые цены (рис. 4) и прибыли компаний (рис. 5) растут. На рис. 5 представлены значения приростов прибылей генерирующих компаний в условиях несовершенной конкуренции (13) относительно расчёта по максимизации благосостояния (12) для одной реализа-

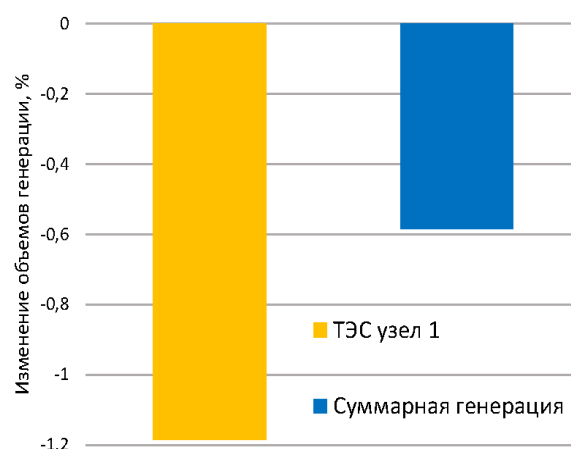


Рис. 3. Сокращение объема выработки электроэнергии на ТЭС в 1-м узле и в целом по системе в случае несовершенной конкуренции в сравнении с расчётом по максимуму общественного благосостояния

Fig. 3. Reducing on in the volume of electricity generation at thermal power plants at the 1st node and in the system as a whole for imperfect competition compared to maximum social welfare

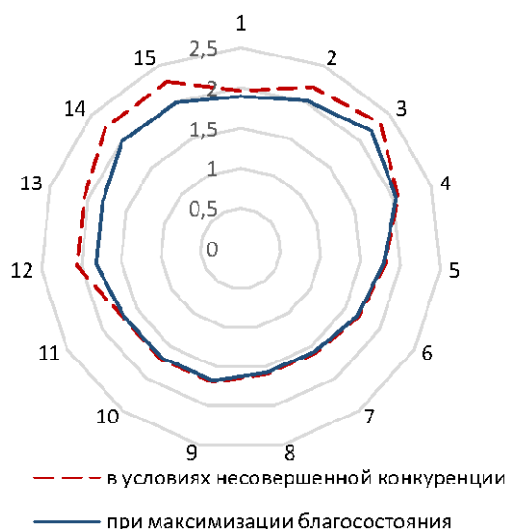


Рис. 4. Узловые цены в тысячах рублей в случае несовершенной конкуренции и в случае расчёта по максимуму общественного благосостояния

Fig. 4. Nodal prices in thousands of rubles for imperfect competition and for maximum social welfare

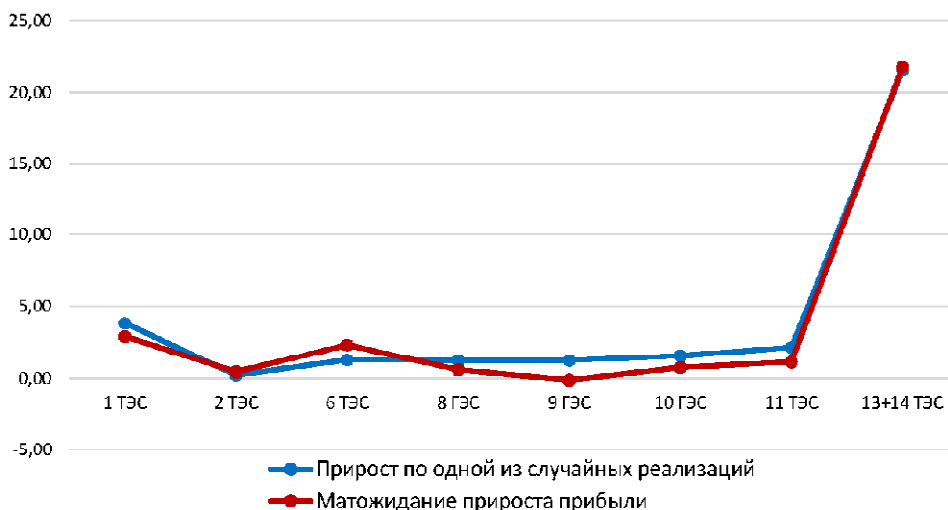


Рис. 5. Прирост прибыли генерирующих компаний при переходе от расчёта по максимизации благосостояния к несовершенной конкуренции, %
Fig. 5. The increase in the profit of generating companies during the transition from wealth maximization to imperfect competition, %

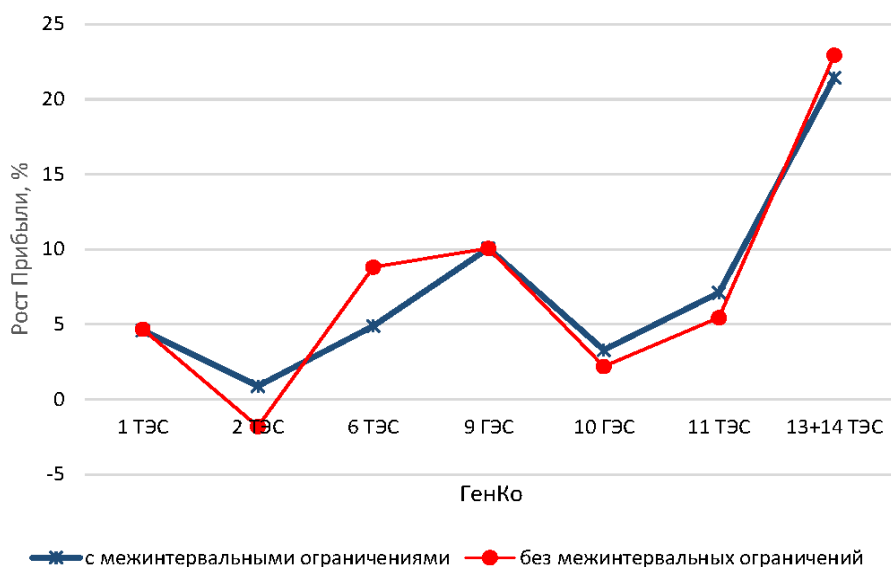


Рис. 6. Прирост прибыли поставщиков в случае несовершенной конкуренции при наличии межинтервальных ограничений и без них
Fig. 6. The increase in supplier profits for imperfect competition with and without inter-interval restrictions

ции случайных величин спроса, запасов воды и приточности в водохранилища, а также математическое ожидание такого прироста при многократном моделировании случайных параметров по узлам. В случае несовершенной конкуренции имеем рост прибылей для всех генерирующих компаний. На рис. 6 рост прибыли показан в процентах при наличии межинтервальных ограничений и без них. В нашем примере эти ограничения вынужденно сократили выпуск поставщика в узле 6 с ТЭС с дешевой генерацией, повысив цены в целом по системе и увеличив прибыль других участников. Численное моделирование показало, что:

– наличие сетевых ограничений приводит к разным узловым ценам (рис. 7). В узлах потре-

ния при условии максимизации общественного благосостояния цена определяется из обратной функции спроса, а в узлах генерации равна предельным издержкам;

– при несовершенной конкуренции поставщики способны завышать узловые цены на электроэнергию (см. рис. 4) относительно общественно эффективных. В примере цены увеличиваются в 1,05–1,13 раза (см. рис. 4). Соответственно, прибыли поставщиков в этом случае выше, чем при варианте максимизации общественного благосостояния (см. рис. 5, 6). В данном примере прибыли поставщиков увеличиваются в среднем на 3%, хотя есть и увеличение на 22% для узлов, имеющих слабые связи с общей системой;

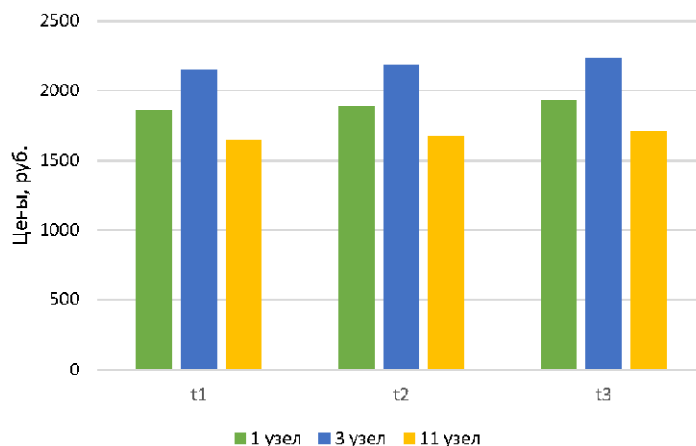


Рис. 7. Цены в нескольких узлах энергосистемы при расчёте по максимуму общественного благосостояния
 Fig. 7. Prices at several nodes of the system according to maximum social welfare

– в условиях стохастической информации важным является обоснованное моделирование случайных величин. Одним из возможных вариантов учёта случайного характера получаемых характеристик является использование математических ожиданий искомых величин при многократном моделировании на основе случайных начальных данных. Это повысит качество планирования режимов электроэнергетических систем.

Заключение

В статье представлена математическая модель для решения задачи планирования режимов ЭЭС на среднесрочную перспективу. В модели учитывается возможность задания периода планирования несколькими временными интервалами, зависимость потребляемых объемов электроэнергии от уровней узловых цен и представление отдельных условий работы поставщиков электроэнергии случайными величинами.

Предложенная модель относится к двухуровневым игровым моделям. Поставщики (производители) электроэнергии максимизируют свою прибыль на верхнем уровне задачи. Коммерческий оператор рынка максимизирует общественное благосостояние на нижнем уровне. Этот вариант моделирования наиболее правдоподобно описывает

взаимоотношения экономических агентов на электроэнергетическом рынке.

Выполнен расчёт по модели на упрощенной схеме реальной ЭЭС. Получены и сопоставлены результаты планирования режимов для условий поиска максимума общественного благосостояния (суммарной выгоды поставщиков и покупателей электроэнергии) и для случая рассмотрения рынка с несовершенной конкуренцией (генерирующие компании стремятся к максимуму собственной прибыли).

Показано влияние представления отдельных внешних условий (объемов потребления электроэнергии, запасов и приточности воды в водохранилища ГЭС) случайными величинами. При решении задачи планирования с учетом стохастической информации целесообразно использовать математические ожидания искомых параметров, вычисленные по нескольким возможным реализациям случайных величин.

Показано, что в условиях несовершенной конкуренции генерирующие компании имеют возможность менять собственные объемы поставок и влиять на уровень цен на рынке. Соответственно, прибыли поставщиков в этом случае выше, чем при варианте максимизации общественного благосостояния.

Список литературы

1. Правила оперативно-диспетчерского управления в электроэнергетике. Постановление Правительства РФ от 27.12.2004 г. N 854. URL: <https://energoworld.ru/library/pravila-operativno-dispatcherskogo-upravleniya-v-elektroenergetike/> (дата обращения: 20.05.2023).
2. Joskow P.L. Lessons learned from electricity market liberalization // The Energy Journal. 2008. Vol. 29 (Special issue no. 2). P. 9–42. DOI: 10.5547/ISSN0195-6574-EJ-Vol29-NoSI2-3
3. Регламент проведения конкурентного отбора ценовых заявок на сутки вперед. Приложение № 7 к Договору о присоединении к торговой системе оптового рынка. НП «Совет рынка». URL: https://www.nr-sr.ru/sites/default/files/sr_regulation/reglaments/r7_01012020_22042019.pdf (дата обращения: 22.03.2023).
4. Айзенберг Н.И., Дзюба С.А. Проявление рыночной власти на российском рынке электроэнергии // Всероссийский экономический журнал ЭКО. 2020. № 10 (556). С. 102–126. DOI: 10.30680/ECO0131-7652-2020-10-102-126

5. Стофт С. Экономика энергосистем. Введение в проектирование рынков электроэнергии: пер. с англ. М.: Мир, 2005. 623 с.
6. Shable G. Demand Is Very Elastic! // *IEEE Power and Energy Magazine*. 2011. Vol. 9, no. 2. P. 14–20. DOI: 10.1109/MPE.2011.940264
7. Application of Ramsey model in transition economy: a Russian case study / B. Nahata, A. Izyumov, V. Busygin, A. Mishura // *Energy Economics*. 2007. Vol. 29, no. 1. P. 105–125. DOI: 10.1016/j.eneco.2005.09.011
8. Sharma K.C., Bhakar R., Tiwari H.P. Stochastic EPEC approach for wind power trading in competitive electricity market // *2014 Eighteenth National Power Systems Conference (NPSC)*. Guwahati, India, 2014. P. 1–6. DOI: 10.1109/NPSC.2014.7103830
9. Day C.J., Hobbs B.F., Pang J.S. Oligopolistic competition in power networks: a conjectured supply function approach // *IEEE Transactions on Power Systems*. 2002. Vol. 17, no. 3. P. 597–607. DOI: 10.1109/TPWRS.2002.800900
10. Electricity market modeling trends / M. Ventosa, A. Baillo, A. Ramos, M. Rivier // *Energy Policy*. 2005. Vol. 33, no. 7. P. 897–913. DOI: 10.1016/j.enpol.2003.10.013
11. Newbery D.M., Greve T. The strategic robustness of oligopoly electricity market models // *Energy Economics*. 2017. Vol. 68. P. 124–132. DOI: 10.1016/j.eneco.2017.09.020
12. A supply function model for representing the strategic bidding of the producers in constrained electricity markets / E. Bompard, W. Lu, R. Napoli, X. Jiang // *International Journal of Electrical Power & Energy Systems*. 2010. Vol. 32 (6). P. 678–687. DOI: 10.1016/j.ijepes.2010.01.001
13. Hobbs B.F., Metzler C.B., Pang J.-S. Strategic gaming analysis for electric power systems: An MPEC approach // *IEEE Transactions on Power Systems*. 2000. Vol. 15, no. 2. p. 638–645. DOI: 10.1109/59.867153
14. Айзенберг Н.И., Паламарчук С.И. Среднесрочное планирование режимов электроэнергетических систем в условиях оптового рынка электроэнергии // *Известия Российской академии наук. Энергетика*. 2020. № 6. P. 17–30. DOI: 10.31857/S0002331020050039
15. Zangwill W.I. *Nonlinear programming: a unified approach*. Englewood Cliffs, NJ: Prentice-Hall, 1969.
16. Luo Z.Q., Pang J.S., Ralph D. *Mathematical Programs with Equilibrium Constraints*. Cambridge: Cambridge University Press, 1996.
17. Jin S., Ryan S.M. A tri-level model of centralized transmission and decentralized generation expansion planning for an electricity market – Part I // *IEEE Transactions on Power Systems*. 2013. Vol. 29, no. 1. P. 132–141. DOI: 10.1109/TPWRS.2013.2280085
18. An MPEC reformulation of an EPEC model for electricity market / L. Guo, G.H. Lin, D. Zhang, D. Zhu // *Operations Research Letters*. 2015. Vol. 43, no. 3. P. 262–267. DOI: 10.1016/j.orl.2015.03.001
19. Gaming strategy for electric power with random demand / P. Couchman, B. Kouvaritakis, M. Cannon, F. Prashad // *IEEE Transactions on Power Systems*. 2005. Vol. 20, no. 3. P. 1283–1292. DOI: 10.1109/TPWRS.2005.851954
20. Mitridati L., Pinson P. Optimal coupling of heat and electricity systems: A stochastic hierarchical approach // *2016 International Conference on Probabilistic Methods Applied to Power Systems (PMAPS)*. Beijing, China, 2016 P. 1–6. DOI: 10.1109/PMAPS.2016.7764188
21. Baldick R., Grant R., Kahn E. Theory and Application of Linear Supply Function Equilibrium in Electricity Markets // *Journal of Regulatory Economics*. 2004. Vol. 25, no. 2. P. 143–167. DOI: 10.1023/B:REGE.0000012287.80449.97
22. Holmberg P., Newbery D. The supply function equilibrium and its policy implications for wholesale electricity auctions // *Utilities Policy*. 2010. Vol. 18, no. 4. P. 209–226.

References

1. *Pravila operativno-dispatcherskogo upravleniya v elektroenergetike. Postanovlenie Pravitel'stva RF ot 27.12.2004 g. N 854* [The rules of operational dispatch control in the electric power industry. The Resolution of the Government of the Russian Federation of December 27, 2004 No. 854]. (In Russ.) Available at: <https://energoworld.ru/library/pravila-operativno-dispatcherskogo-upravleniya-v-elektroenergetike/> (accessed 20.05.2023).
2. Joskow P.L. Lessons learned from electricity market liberalization. *The Energy Journal*. 2008;29(Special issue no. 2):9–42. DOI: 10.5547/ISSN0195-6574-EJ-Vol29-NoSI2-3
3. *Reglament provedeniya konkurentnogo otbora tsenovykh zayavok na sutki vpered. Prilozhenie No. 7 k Dogovoru o prisoedinenii k torgovoy sisteme optovogo rynka. NP "Sovet rynka"* [The rules for competitive selection of price bids for the day ahead. Appendix No. 7 to the Agreement on wholesale market trading system accession. NP "Market Council"]. (In Russ.) Available at: https://www.npr.ru/sites/default/files/sr_regulation/reglaments/r7_01012020_22042019.pdf (accessed 22.05.2023).
4. Aizenberg N., Dzuba S. Market Power Evidence from Electricity Market of Russian Federation. *ECO*. 2020;10(556):102–126. (In Russ.) DOI: 10.30680/ECO0131-7652-2020-10-102-126

5. Stoft S. *Power system economics: designing markets for electricity*. Piscataway: IEEE press; 2002. Vol. 468. 623 p.
6. Shable G. Demand Is Very Elastic! *IEEE Power and Energy Magazine*. 2009;9(2):14–20. DOI: 10.1109/MPE.2011.940264
7. Nahata B., Izyumov A., Busygin V., Mishura A. Application of Ramsey model in transition economy: a Russian case study. *Energy Economics*. 2007;29(1):105–125. DOI: 10.1016/j.eneco.2005.09.011
8. Sharma K.C., Bhakar R., Tiwari H.P. Stochastic EPEC approach for wind power trading in competitive electricity market. In: *2014 Eighteenth National Power Systems Conference (NPSC)*. Guwahati, India, 2014. P. 1–6. DOI: 10.1109/NPSC.2014.7103830
9. Day C.J., Hobbs B.F., Pang J.S. Oligopolistic competition in power networks: a conjectured supply function approach. *IEEE Transactions on Power Systems*. 2002;17(3):597–607. DOI: 10.1109/TPWRS.2002.800900
10. Ventosa M., Baillo A., Ramos A., Rivier M. Electricity market modeling trends. *Energy Policy*. 2005;33(7):897–913. DOI: 10.1016/j.enpol.2003.10.013
11. Newbery D.M., Greve T. The strategic robustness of oligopoly electricity market models. *Energy Economics*. 2017;68:124–132. DOI: 10.1016/j.eneco.2017.09.020
12. Bompard E., Lu W., Napoli R., Jiang X. A supply function model for representing the strategic bidding of the producers in constrained electricity markets. *International Journal of Electrical Power & Energy Systems*. 2010;32(6):678–687. DOI: 10.1016/j.ijepes.2010.01.001
13. Hobbs B.F., Metzler C.B., Pang J.-S. Strategic gaming analysis for electric power systems: An MPEC approach. *IEEE Transactions on Power Systems*. 2000;15(2):638–645. DOI: 10.1109/59.867153
14. Aizenberg N.I., Palamarchuk S.I. Medium-term scheduling of the electric power system states in the wholesale market environment. *Proceedings of the Russian academy of sciences. Power engineering*. 2020;(6):17–30. (In Russ.) DOI: 10.31857/S0002331020050039
15. Zangwill W.I. *Nonlinear programming: a unified approach*. Englewood Cliffs, NJ: Prentice-Hall; 1969.
16. Luo Z.Q., Pang J.S., Ralph D. *Mathematical Programs with Equilibrium Constraints*. Cambridge: Cambridge University Press; 1996.
17. Jin S., Ryan S.M. A tri-level model of centralized transmission and decentralized generation expansion planning for an electricity market – Part I. *IEEE Transactions on Power Systems*. 2013;29(1):132–141. DOI: 10.1109/TPWRS.2013.2280085
18. Guo L., Lin G.H., Zhang D., Zhu D. An MPEC reformulation of an EPEC model for electricity market. *Operations Research Letters*. 2015;43(3):262–267. DOI: 10.1016/j.orl.2015.03.001
19. Couchman P., Kouvaritakis B., Cannon M., Prashad F. Gaming strategy for electric power with random demand. *IEEE Transactions on Power Systems*. 2005;20(3):1283–1292. DOI: 10.1109/TPWRS.2005.851954
20. Mitridati L., Pinson P. Optimal coupling of heat and electricity systems: A stochastic hierarchical approach. In: *2016 International Conference on Probabilistic Methods Applied to Power Systems (PMAPS)*. Beijing, China, 2016 P. 1–6. DOI: 10.1109/PMAPS.2016.7764188
21. Baldick R., Grant R., Kahn E. Theory and Application of Linear Supply Function Equilibrium in Electricity Markets. *Journal of Regulatory Economics*. 2004;25(2):143–167. DOI: 10.1023/B:REGE.0000012287.80449.97
22. Holmberg P., Newbery D. The supply function equilibrium and its policy implications for wholesale electricity auctions. *Utilities Policy*. 2010;18(4):209–226.

Информация об авторах

Айзенберг Наталья Ильинична, канд. экон. наук, доц., старший научный сотрудник отдела электроэнергетических систем, Институт систем энергетики им. Л.А. Мелентьева СО РАН, Иркутск, Россия; ayzenberg.nata@gmail.com.

Паламарчук Сергей Иванович, д-р техн. наук, проф., главный научный сотрудник отдела электроэнергетических систем, Институт систем энергетики им. Л.А. Мелентьева СО РАН, Иркутск, Россия; palam@isem.irk.ru.

Information about the authors

Natalya I. Aizenberg, Cand. Sci. (Econ.), Ass. Prof., Senior Researcher of the Department of Electric Power Systems, Melentiev Energy Systems Institute of SB RAS, Irkutsk, Russia; ayzenberg.nata@gmail.com.

Sergey I. Palamarchuk, Dr. Sci. (Eng.), Prof., Chief Researcher of the Department of Electric Power Systems, Melentiev Energy Systems Institute of SB RAS, Irkutsk, Russia.

Статья поступила в редакцию 14.09.2023; одобрена после рецензирования 24.11.2023; принята к публикации 24.11.2023.

The article was submitted 14.09.2023; approved after review 24.11.2023; accepted for publication 24.11.2023.