



УДК 621.311+51.001

С. Е. Саух, А. В. Борисенко, д-ра техн. наук
Ин-т проблем моделирования в энергетике им. Г. Е. Пухова НАН Украины
(Украина, 03164, Киев-164, ул. Генерала Наумова, 15,
тел. (044) 4249164, e-mail: ssaukh@gmail.com,
С. В. Подковальников, канд. техн. наук, **О. В. Хамисов**, д-р физ.-мат. наук
Ин-т систем энергетики им. Л. А. Мелентьева СО РАН
(Россия, 664033, Иркутск, ул. Лермонтова, 130,
тел. (3952) 428930, e-mail: spodkovalnikov@isem.sei.irk.ru)

Математическое моделирование конкурентного равновесия на электроэнергетических рынках Российской Федерации и Украины. II. Математические модели олигополистических рынков электроэнергии и их применение

Рассмотрены концептуальные подходы к построению математических моделей олигополистических энергорынков Российской Федерации и Украины. Задачи моделирования энергорынков сформулированы в виде задачи нелинейного программирования и нелинейной смешанной задачи дополнителности. Представлены результаты моделирования текущего рыночного равновесия и долгосрочного планирования ввода генерирующих мощностей.

Розглянуто концептуальні підходи до побудови математичних моделей олігополістичних енергоринків Російської Федерації і України. Задачі моделювання енергоринків сформульовано у вигляді задачі нелінійного програмування і нелінійної змішаної задачі додатковості. Наведено результати моделювання поточної ринкової рівноваги і довгострокового планування введення генеруючих потужностей.

Ключевые слова: энергорынок, олигополия, математическая модель рынка, смешанная задача дополнителности, нелинейное программирование.

На протяжении последних десятилетий во многих странах мира наблюдается процесс формирования рыночных отношений в секторе электроэнергетики, сопровождаемый реорганизацией отрасли и созданием энергокомпаний, которые самостоятельно принимают решения относительно объемов производства и ввода генерирующих мощностей. Несовершенный тип конкуренции, объективно присущий ЭЭР, усугубляемый созданием в ходе рыночной интеграции нескольких крупных, доминирующих на ЭЭР компаний-производителей (олигополистов), дает последним возможность манипулировать ценами на отпускаемую электроэнергию, искусственно их завышая.

В связи с этим прогнозирование объемов производства электроэнергии и цен на олигополистическом рынке не может быть осуществлено только с помощью однокритериальных моделей минимизации общих затрат в системе. Поэтому в настоящее время в странах, где проводилось реформирование рынков электроэнергетики, оказываются востребованными равновесные модели, в которых адекватно отражаются стратегии поведения компаний на энергорынке вместе с экономико-технологическими процессами и условиями функционирования основных энергообъектов [1—3].

Исследования олигополистических рынков РФ и Украины требуют применения аналогичных методических подходов и разработки математических моделей, учитывающих особенности национальных энергорынков. Такие модели разрабатываются авторами независимо в течение ряда лет. Подходы к моделированию, используемые российскими и украинскими учеными, различны. Анализ и обобщение результатов решения актуальных задач различными методами позволяет уточнить наиболее целесообразные области применения разработанных подходов и наметить общую методологию моделирования энергорынков, рационально сочетающую возможности применяемых подходов.

Моделирование несовершенного электроэнергетического рынка РФ. Детально разработанная электроэнергетическая модель Курно, учитывающая развитие генерирующих мощностей для нескольких компаний («горизонтальное выравнивание интересов») без учета сетевых ограничений, описана в [3]. В более позднюю версию модели введены пространственно распределенный ЭЭР и сетевые ограничения на перетоки мощности и энергии между узлами [4].

Одноузловая модель рынка. Моделируем оптовый рынок электроэнергии, на котором присутствуют несколько ГК и потребители, заданные агрегированной функцией спроса. Они находятся в одном узле. В собственности ГК находятся генерирующие мощности различных типов (КЭС, ТЭЦ, ГЭС, ГАЭС, АЭС). Поведение ГК определяется, с одной стороны, стремлением максимизировать свою прибыль (задаваемую как целевая функция компании), а с другой, — необходимостью учета балансовых и режимных ограничений ЭЭС. Для максимизации целевой функции компании могут вводить новые и загружать имеющиеся генерирующие мощности, ограничивать вводы новых мощностей и загрузку своих электростанций (демонстрируя рыночную власть в условиях несовершенного рынка). Целевая функция компании $l \in L$ (где L — общее число ГК) определяется так:

$$\sum_{i \in I} \sum_{s \in S} \sum_{t \in T} \tau_s^w (p - c_{li}) x_{list} + \sum_{i \in I} \sum_{s \in S} \sum_{t \in T} \tau_s^h (p - c_{li}) y_{list} - f \sum_{i \in I} k_{li} (z_{li} - z_{li}^0) - \sum_{i \in I} k_{li} b_{li} z_{li}, \quad (1)$$

где $i \in I$ — индекс типа станций; $s \in S$ — номер сезона; $t \in T$ — индекс часа суток; c_{li} , $l \in L$, $i \in I$, — удельные издержки на генерацию электроэнергии станциями типа i , принадлежащими компании l ; τ_s^w , $s \in S$, — эквивалентное число рабочих суток в сезоне s (т.е. такое число суток, при умножении которого на объем электроэнергии в максимальных сутках сезона получаем электропотребление, равное принятому сезонному потреблению); τ_s^h , $s \in S$, — эквивалентное число выходных суток в сезоне s ; k_{li} , $l \in L$, $i \in I$, — удельные капвложения, осуществляемые компанией l , в развитие электростанций типа i ; константа f — коэффициент возврата капитала; b_{li} , $l \in L$, $i \in I$, — постоянные эксплуатационные издержки станций типа i компании l ; z_{li}^0 , $l \in L$, $i \in I$, — уровень установленной мощности станций типа i , принадлежащих компании l , с учетом демонтажа и предопределенных вводов в течение расчетного периода; x_{list} , $l \in L$, $i \in I$, $s \in S$, $t \in T$, — рабочая мощность в сезон s в час t в рабочие дни станций типа i , принадлежащих компании l ; y_{list} , $l \in L$, $i \in I$, $s \in S$, $t \in T$, — рабочая мощность в сезон s в час t в выходные дни станций типа i , принадлежащих компании l ; z_{li} , $l \in L$, $i \in I$, — установленная мощность на станциях типа i , принадлежащих компании l ; p — среднегодовая рыночная цена за единицу электроэнергии.

Первое слагаемое в (1) представляет собой разницу дохода, получаемого компанией, и топливных затрат в рабочие дни за год, второе — то же, но в выходные дни в течение года. Третье слагаемое — это затраты на вводы новых генерирующих мощностей, приведенные к годовой размерности с использованием коэффициента возврата капитала, а четвертое — годовые постоянные эксплуатационные затраты.

В силу технических требований вводим ограничения на рабочие мощности, которые имеют вид

$$\alpha_{lis} z_{li} \leq x_{list} \leq \beta_{lis} z_{li}, l \in L, i \in I, s \in S, t \in T,$$

$$\alpha_{lis} z_{li} \leq y_{list} \leq \beta_{lis} z_{li}, l \in L, i \in I, s \in S, t \in T,$$

где α_{lis} , $l \in L$, $i \in I$, $s \in S$, — коэффициент минимально допустимой мощности в сезон s в рабочие дни станций типа i , принадлежащих компании l ; β_{lis} , $l \in L$, $i \in I$, $s \in S$, — коэффициент готовности в сезон s станций типа i , принадлежащих компании l .

Установленные мощности должны быть не меньше существующих и не больше максимально возможных: $z_{li}^0 \leq z_{li} \leq \bar{z}_{li}$, где \bar{z}_{li} , $l \in L$, $i \in I$, — максимально возможный уровень установленной мощности станций типа i , принадлежащих компании l . Кроме того, необходимо учесть ограничения на суммарную годовую выработку тепловых и атомных станций. Ограничения для ГАЭС записываем для каждого сезона, а для ГАЭС — для каждого суток. Вводим дополнительные режимные ограничения на выработку

электростанций в ночные часы (за исключением АЭС) и на сезонную выработку с учетом суточной, недельной и сезонной (внутригодовой) неравномерности электропотребления. Задаем расчетный перспективный временной уровень. Все зависимости полагаем линейными. Резервы мощностей частично учитываются при задании коэффициента готовности.

Потребители электроэнергии в долгосрочном периоде могут реагировать на уровни цен, меняя объемы потребления. Поэтому в модель вводим переменную величину годового максимума нагрузки v ($0 \leq v \leq \bar{v}$), что позволяет учитывать реакцию потребителей на цену электроэнергии. Предварительно определяем максимум годовой нагрузки $\bar{v} = \max_{s \in S, t \in T} \{w_{st}\}$ и доли

этого максимума, характеризующие часовые нагрузки:

$$\delta_{st}^w = \frac{w_{st}}{\bar{v}}, \quad \delta_{st}^h = \frac{h_{st}}{\bar{v}}, \quad s \in S, \quad t \in T.$$

Полагая, что уменьшение величины годового максимума пропорционально уменьшению нагрузок по сезонам и часам, баланс рабочих мощностей записываем в виде

$$\sum_{l \in L} \sum_{i \in I} x_{list}^*(p) = \delta_{st}^w v, \quad \sum_{l \in L} \sum_{i \in I} y_{list}^*(p) = \delta_{st}^h v, \quad s \in S, \quad t \in T.$$

Значение переменной v определяем из условия равенства годового предложения электроэнергии годовому спросу:

$$v \left[\sum_{s \in S} \sum_{t \in T} \tau_s^w \delta_{st}^w + \sum_{s \in S} \sum_{t \in T} \tau_s^h \delta_{st}^h \right] = d - qp,$$

где d — свободное слагаемое в линейной функции спроса; константа q — коэффициент, определяющий переменную составляющую линейной функции спроса.

При моделировании рынка олигополии цена p в выражении (1) является обычной переменной, учитываются режимные ограничения и ограничения на развитие генерирующих мощностей, а также добавляются выражения, определяющие спрос и связывающие его с предложением. Соответствующие задачи становятся задачами нелинейного программирования. Для нахождения равновесного значения используется методика Курно, суть которой состоит в том, что каждая компания по очереди максимизирует свою прибыль, изменяя объем предлагаемой годовой энергии (и соответственно величину p) при неизменном поведении остальных компаний до тех пор, пока цена p и годовые объемы электроэнергии не станут по-

стоянными. Полученные с использованием данной методики решения являются точками рыночного равновесия Нэша.

Данная модель — двухэтапна. На первом этапе определяются годовая выработка электроэнергии ГК, равновесная среднегодовая цена на электроэнергию, объемы новых вводов, которые должны (в совокупности с имеющимися мощностями) обеспечить требуемую выработку электроэнергии. На втором этапе полученные годовые показатели выработки электроэнергии распределяются по сезонам года, дням недели и часам суток для обеспечения почасового баланса мощностей в ЭЭС. Для выполнения указанного распределения требуется решение вспомогательной задачи линейного программирования.

Все решаемые с использованием этой модели задачи оптимизации имеют большую размерность (несколько десятков тысяч переменных и уравнений). Решение осуществляется в системе GAMS (General Algebraic Modeling Systems).

С использованием разработанной модели проводились исследования ЭЭР в границах ОЭС Центра Европейской секции ЕЭС России для временного уровня 2030 г. В данной энергозоне действуют электростанции следующих генерирующих компаний: ОГК-1,3,4,5,6; ТГК-2,3,4,6; МОЭК; «Интер РАО ЕЭС»; «РусГидро»; «Росэнергоатом». Возможное развитие этих ГК на рассматриваемую перспективу принимается согласно базовому сценарию энергетической стратегии России до 2030 г. [5]. Мелкие ТЭЦ, принадлежащие промышленным предприятиям, объединены в отдельную категорию — блок-станции. Для расчетов ставка дисконтирования была принята равной 15 %, срок возврата капитала — равным 15 годам [6].

Рассмотрено несколько сценариев развития ЭЭР. В первом, «базовом» сценарии, исследован совершенный рынок. Сравнение с ним последующих сценариев позволяет увидеть, насколько отличны результаты, полученные для условий несовершенного рынка. Во втором сценарии существующая на российском ЭЭР ситуация экстраполирована на весь расчетный период, в третьем — рассмотрена ситуация, когда проявляется намечающаяся на российском ЭЭР тенденция слияний ГК, в четвертом — появляется новый участник ЭЭР. В пятом сценарии принято, что «Росэнергоатом», являясь государственной корпорацией, осуществляет вводы АЭС, не ориентируясь на рыночную конъюнктуру с использованием своей рыночной власти, а согласно принятым государственным программам развития ядерно-энергетической отрасли, т.е. фактически моделируется регулирование вводов мощностей на АЭС.

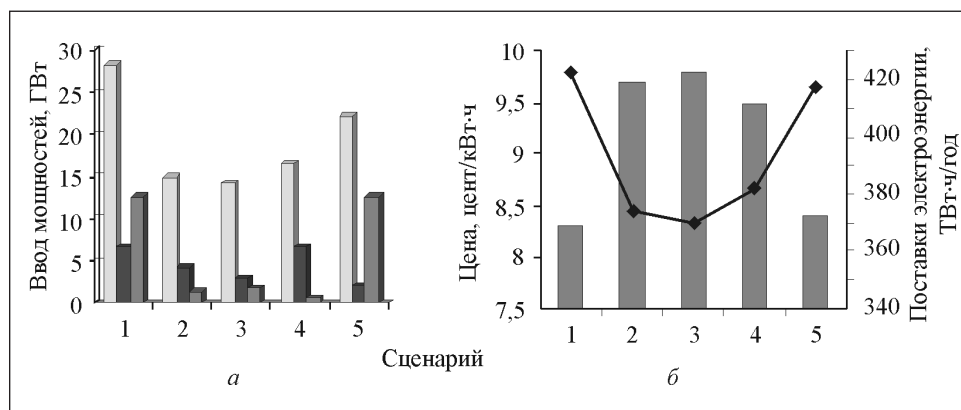


Рис. 1. Диаграммы вводов мощностей (а), цен и поставок электроэнергии (б) на ЭЭР Центральной энергосистемы ЕЭС России, 2030 г.: а — □ — всего; ■ — КЭС; ▨ — АЭС; б — ■ — цена; ◆ — поставки

На рис. 1 представлены результаты расчетов, выполненных с использованием разработанной модели. Как видно, в условиях несовершенного рынка без необходимых регулирующих воздействий вводы новых генерирующих мощностей уменьшаются почти в два раза. В первую очередь сокращаются вводы капиталоемких атомных и угольных КЭС. Они минимальны при слиянии генкомпаний, что обусловлено возрастанием рыночной власти консолидированных ГК. Сокращение вводов приводит к соответствующему занижению предложения электроэнергии на ЭЭР. В результате в условиях несовершенного рынка возрастают цены (на 14—18 %), потери потребителей и прибыль производителей (на 5—6 млрд. дол.). При регулировании все рассмотренные энергоэкономические показатели значительно улучшаются и почти приближаются к уровню показателей совершенного рынка.

Многоузловая модель рынка. В отличие от рассмотренной выше данная модель описывает пространственно распределенный ЭЭР, представленный несколькими узлами. При этом учтены ограничения на потоки между узлами и потери на передачу электроэнергии. Затраты на сооружение и эксплуатацию линий электропередачи между узлами пока не учитывались. При построении балансов мощности на втором этапе также учтены сетевые ограничения.

Каждый узел представляет отдельную ОЭС ЕЭС России (рис. 2). Рассмотрен ЭЭР в рамках европейской секции ЕЭС России, включая ОЭС Северо-Запада, Центра, Юга, Средней Волги и ОЭС Урала.

Для проведения расчетов с учетом сетевых ограничений описанная выше двухэтапная технология модифицирована следующим образом. На

первом этапе, который остается без изменений, определяется равновесная цена и объемы новых вводимых мощностей в целом по всему ЭЭР без разделения на отдельные узлы. На втором этапе, в дополнение к нахождению сезонной, дневной и часовой выработки электроэнергии, удовлетворяющей балансовым соотношениям, определяются почасовые величины перетоков между узлами.

Результирующей задачей второго этапа, как и ранее, является задача линейного программирования большой размерности. Поскольку рассматриваемая задача связана с развитием исследуемой ЭЭС и, следовательно, с расширением пропускных способностей межсистемных ЛЭП, целевая функция этой задачи — определение суммарного объема такого расширения. При этом существуют балансовые ограничения, ограничения на техническое функционирование станций различных типов и ограничения, гарантирующие каждой ГК сохранение величины прибыли, полученной на первом этапе. Решение данной задачи позволяет определить минимально необходимое развитие электрической сети. Следует заметить, что при такой постановке задачи пропускные способности ЛЭП будут соответствовать равновесному решению, найденному на первом этапе, обеспечивая требуемые перетоки мощности и электроэнергии между узлами. В этом случае вместо суммарных пропускных способностей ЛЭП можно рассматривать затраты на них (с учетом развития) и их минимизировать.

Было проведено предварительное тестирование модифицированного двухэтапного подхода с использованием данных [5], соответствующих расчетной схеме, приведенной на рис. 2. В результате определена среднегодовая равновесная цена, объемы вводов новых мощностей, а также объемы перетоков между узлами. Программная реализация модифицированного двухэтапного подхода по рассматриваемой схеме не вызвала затруднений. Соответствующие задачи оптимизации содержали несколь-

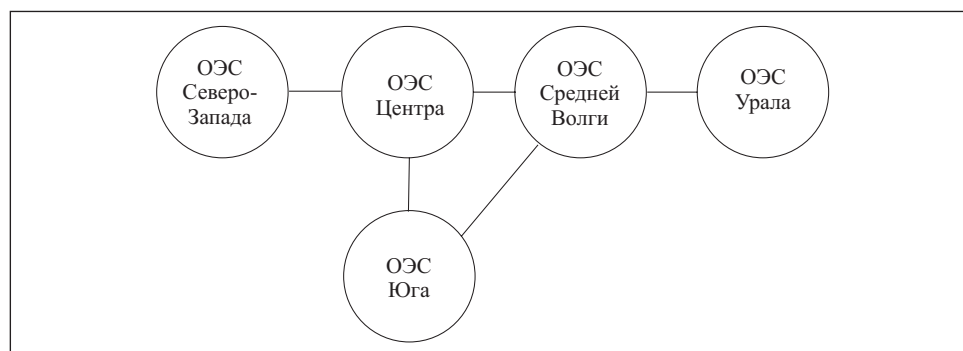


Рис. 2. Расчетная схема европейской секции ЕЭС России и ОЭС Урала, 2030 г.

ко десятков тысяч переменных и ограничений, суммарное время решения не превышало 10 мин. В дальнейшем предполагается развитие модели в направлении учета затрат, связанных с передачей электроэнергии по электрическим сетям, и учета деятельности ФСК как отдельного участника ЭЭР наряду с ГК.

Математическое моделирование ЭЭР Украины позволяет определить его равновесное состояние, когда цены на электроэнергию в энергоузлах, объемы производства, передачи и потребления электроэнергии устанавливаются на уровне, при котором результаты деятельности каждого из участников рынка в наибольшей степени близки к достижению их целей. Максимизация прибыли является целью деятельности каждого участника рынка электроэнергии.

Модель рынка электроэнергии Украины состоит из совокупности моделей поведения отдельных его участников, которые действуют в соответствии с собственными интересами. В представленных моделях приняты следующие обозначения: $q \in Q$ — индекс множества Q прогнозных периодов; $\tau \in (qT - T, qT]$ — индекс множества $(qT - T, qT]$ характерных состояний нагружения ЭЭС на протяжении q -го прогнозного периода; $i \in I$ — индекс множества I узлов ЭЭС; $f \in F$ — индекс множества F компаний-производителей электроэнергии; $h \in H(f, i)$ — индекс множества $H(f, i)$ генерирующих мощностей компании f в узле i , причем $H(f, i) = \bar{H}(f, i) \cup \tilde{H}(f, i)$, где подмножества $\bar{H}(f, i)$ и $\tilde{H}(f, i)$ образуют генерирующие мощности, для которых соответственно действуют тарифы и применяются рыночные механизмы формирования цены на отпущенную электроэнергию; $k \in K$ — индекс множества K межузловых интерфейсов. Звездочка у переменной указывает на то, что такая переменная является внешней для модели поведения данного участника, но внутренней для модели рынка в целом.

Модель текущей стратегии поведения генерирующей компании на ЭЭР. Целевая функция для генерирующей компании $f \in F$, работающей на конкурентном ЭЭР в условиях тарифицированной оплаты части произведенной электроэнергии, имеет вид [7, 8]

$$\sum_{i \in I} \left[(1 - B_{fi}) \frac{P_i^* - \bar{\kappa} \bar{p}}{1 - \bar{\kappa}} + B_{fi} \frac{P_i \left(a_i^* + \sum_{f \in F} s_{fi} \right) - \bar{\kappa} \bar{p}}{1 - \bar{\kappa}} - w_i^* \right] \tilde{s}_{fi} + p_r^* \sum_{i \in I} \sum_{h \in \tilde{H}(f, i)} r_{fih} - \sum_{i \in I} \sum_{h \in \tilde{H}(f, i)} [C_{fih}(g_{fih}) - w_i^* g_{fih}] \xrightarrow{\{\tilde{s}_{fi}, r_{fih}, g_{fih}\}_{h \in \tilde{H}(f, i), i \in I}} \max,$$

где \bar{p} — средний тариф на всю отпущенную по разным тарифам электроэнергию; \bar{k} — часть отпуска тарифицированной электроэнергии в общем объеме ее отпуска всеми генерирующими компаниями; P_i — обратная функция спроса на электроэнергию в узле i , грн/МВт; наличие слагаемого a_i^* в определении независимой переменной функции $P_i\left(a_i^* + \sum_{f \in F} s_{fi}\right)$ имеет смысл лишь в случае доступа к узлу i арбитражного торговца, обычно функция P_i представляется приближенно в виде линейной зависимости

$$P_i\left(a_i^* + \sum_{f \in F} s_{fi}\right) = \alpha_i - \beta_i \left(a_i + \sum_{f \in F} s_{fi}\right);$$

– w_i^* — удельные выплаты компании f в пользу оператора сети за услугу по передаче ее электроэнергии из хаба в узел i , грн/МВт; $+w_i^*$ — удельные выплаты оператора сети в пользу компании f за передачу в хаб электроэнергии, произведенной в узле i генераторами $h \in \tilde{H}(f, i)$ этой компании, грн/МВт; g_{fih} — объем производства электроэнергии генератором h компании f в узле i , МВт; p_r^* — цена резервирования мощностей в системе, грн/МВт; r_{fih} — резервирование мощности генератора h компании f в узле i , МВт; \tilde{s}_{fi} — объем продажи электроэнергии компанией f в узле i на конкурентном сегменте рынка, МВт; a_i^* — объем продажи электроэнергии арбитражным торговцем в узле i , МВт; $C_{fih}(g_{fih})$ — себестоимость производства электроэнергии в объеме g_{fih} на генераторе h , установленном в узле i компанией f (функции C_{fih} должны быть выпуклыми; обычно они представляются линейными или квадратичными зависимостями); B_{fi} — индекс, значение которого устанавливается в зависимости от того, является ли поведение фирмы f на энергорынке конкурирующим ($B_{fi} = 0$, т.е. поведение по Бертрану) или стратегически осмысленным ($B_{fi} = 1$, т.е. поведение по Курно).

Деятельность каждой генерирующей компании осуществляется в условиях:

ограничений на объем производства электроэнергии в узле i генератором h , принадлежащим компании f ,

$$g_{fih} + r_{fih} \leq G_{fih}^{\max}, \quad g_{fih} + r_{fih} \geq G_{fih}^{\min} = C_{fih}^G G_{fih}^{\max}, \quad 0 \leq C_{fih}^G < 1;$$

ограничений на объем резервирования мощности генератора $h \in \tilde{H}(f, i)$, принадлежащего компании f в узле i (предельные объемы горячего резерва мощности определяются коэффициентом резервирования $C_{fih}^R \geq 0$),

$$r_{fih} \leq C_{fih}^R g_{fih};$$

ограничения объемов производства электроэнергии до минимального уровня G^N для группы генераторов $h \in \tilde{H}(f, i)$, которые по условиям эксплуатации не прекращают работу в периоды ночного уменьшения производства,

$$\sum_{f \in F} \sum_{i \in I} \sum_{h \in \tilde{H}(f, i)} \{C_{fih}^N g_{fih} + \sigma(-C_{fih}^N) G_{fih}^{\min}\} \leq G^N,$$

здесь $C_{fih}^N \in \{0, 1\}$, где 0 означает принадлежность, а 1 — непринадлежность генератора h к указанной группе; $\sigma(\cdot)$ — функция Хевисайда;

баланса объемов \bar{s}_{fi} и g_{fih} ($h \in \bar{H}(f, i)$) тарифицированной продажи и производства электроэнергии компанией f ,

$$\sum_{i \in I} \bar{s}_{fi} = \sum_{i \in I} \sum_{h \in \bar{H}(f, i)} g_{fih}, f \in F;$$

баланса объемов \tilde{s}_{fi} и g_{fih} ($h \in \tilde{H}(f, i)$) нетарифицированной продажи и производства электроэнергии компанией f ,

$$\sum_{i \in I} \tilde{s}_{fi} = \sum_{i \in I} \sum_{h \in \tilde{H}(f, i)} g_{fih}, f \in F.$$

Долгосрочная стратегия поведения генерирующей компании. Достигая текущей цели в течение T часов к моменту времени $t = qT$, $q \in Q$, каждая компания $f \in F$ ежечасно получает суммарную прибыль объемом

$$\pi(q, G_{qf}) = \sum_{\tau \in (qT-T, qT]} \left\{ \sum_{i \in I} \left[(1-B_{fi}) \frac{p_i^* - \bar{\kappa} \bar{p}}{1-\bar{\kappa}} + B_{fi} \frac{P_i \left(a_i^* + \sum_{f \in F} s_{fi} \right) - \bar{\kappa} \bar{p}}{1-\bar{\kappa}} - w_i^* \right] \tilde{s}_{fi} + \right. \\ \left. + p_r^* \sum_{i \in I} \sum_{h \in \tilde{H}(f, i)} r_{fih} - \sum_{i \in I} \sum_{h \in \tilde{H}(f, i)} [C_{fih}^{\max}(g_{fih}) - w_i^* g_{fih}] \right\}.$$

В соответствии с ожидаемой динамикой потребления электроэнергии $\{P_{q\tau i}, q \in Q, \tau \in (qT-T, qT], i \in I\}$ на периоде планирования $(0, QT]$ стратегическая цель каждой компании f ($\forall f \in F$) состоит в таких изменениях собственного парка генерирующих мощностей $\{G_{qfih}^{\max}, i \in I, h \in \tilde{H}(f, i)\}$,

которые максимизируют ее будущую прибыль, а именно

$$\sum_{q \in Q-1} \delta^q [\pi(q, G_{qf}) - \Psi(q, \Delta G_{qf})] + \frac{\delta^Q}{1-\delta} \pi(Q, G_{Qf}) \rightarrow \max,$$

где $\Delta G_{qf} = G_{qf} - G_{(q-1)f} \geq 0$; $\Delta G_{Qf} = 0$; δ — коэффициент дисконтирования составляющих прибыли; G_{qf} — вектор генерирующих мощностей, образованный из элементов множества $\{G_{qfih}^{\max}, i \in I, h \in h \in \tilde{H}(f, i)\}$, среди которых элементы G_{qfih}^{\max} имеют значения генерирующих мощностей, установленных в базовом периоде, а остальные элементы являются искомыми; $\Psi(q, \Delta G_{qf})$ — инвестиционные расходы компании на введение в действие новых генерирующих мощностей ΔG_{qf} , приобретенных по ценам $\{P_{qfih}^G(t), i \in I, h \in h \in \tilde{H}(f, i), f \in F\}$. Если последние представим в виде вектора цен P_q^G , то получим $\Psi(q, \Delta G_{qf}) = P_q^G \Delta G_{qf}$.

Модель поведения на ЭЭР оператора сети. Цель деятельности оператора сети заключается в достижении максимальной прибыли от оплаты услуг по передаче электроэнергии [9, 10]:

$$\sum_{i \in I} w_i^* y_i \xrightarrow{y_i} \max,$$

где w_i^* — удельные расходы на передачу электроэнергии из хаба в узел i , грн/МВт; y_i — объем электроэнергии, передаваемой оператором сети из хаба в узел i , МВт.

Деятельность оператора сети осуществляется в условиях ограничений на объемы передачи электроэнергии по линиям электросети, т.е.

$$\left| \sum_{i \in I} \Omega_{ik} y_k \right| \leq Y_k^{\max}, \quad k \in K.$$

Здесь Ω — $(I \times K)$ -матрица чувствительности изменений потоков нагрузки ЛЭП к изменениям несбалансированных потоков мощностей от генерации-потребления электроэнергии в узлах сети $i \in I$; Y_k^{\max} , МВт, — максимально допустимая нагрузка ЛЭП.

Матрицу Ω рассчитывают методом потока нагрузок [11], который базируется на законах Ома и Кирхгофа. Полный поток нагрузки представляется активной и реактивной составляющими и рассчитывается с использованием методов теории цепей переменного тока. Обычно при приближенном описании сети переменного тока применяют упрощенный вариант метода полной нагрузки в виде соотношений, аналогичных используемым в теории цепей постоянного тока.

Модель поведения на ЭЭР арбитражного торговца. Цель деятельности арбитражного торговца заключается в достижении максимальной прибыли от оплаты услуг [9, 10],

$$\sum_{i \in I} (p_i^* - w_i^*) a_i \xrightarrow{a_i} \max,$$

при условии соблюдения баланса объемов купли-продажи электроэнергии:

$$\sum_{i \in I} a_i = 0,$$

где p_i^* — цена электроэнергии в узле, грн/МВт; w_i^* — удельные расходы на передачу электроэнергии объемом a_i от узла-хаба в узел i , грн/МВт. Величина a_i может быть как положительной, так и отрицательной.

Модель поведения конечного потребителя электроэнергии. Цель его деятельности заключается в достижении им максимального благосостояния, т.е.

$$[\xi_i(S_i) - p_i^* S_i] \xrightarrow{S_i} \max,$$

где $S_i = a_i^* + \sum_{f \in F} s_{fi}$ — объем потребленной электроэнергии (МВт) в узле i стоимостью $p_i^* S_i$ (грн); $\xi_i(S_i)$ — функция полезности объема потребления электроэнергии, $\xi_i(S_i) = P_i \left(a_i^* + \sum_{f \in F} s_{fi} \right) S_i$ [9].

Условия сопряжения (клиринга) переменных в моделях агентов ЭЭР. Неизвестные переменные в моделях отдельных агентов рынка электроэнергии должны быть согласованы по ценам,

$$p_i^* = P_i \left(a_i^* + \sum_{f \in F} s_{fi} \right), \quad i \in I,$$

объемам купли-продажи электроэнергии $a_i^* = a_i, i \in I$, потокам мощностей в узлах

$$y_i = a_i + \sum_{f \in F} \left(s_{fi} - \sum_{h \in H(f, i)} g_{fih} \right), \quad i \in I.$$

Общие требования к объемам горячего резервирования мощностей в системе:

$$\sum_{f \in F} \sum_{i \in I} \sum_{h \in H(f, i)} r_{fih} \geq C^{RH} \sum_{f \in F} \sum_{i \in I} s_{fi},$$

где C^{RH} — коэффициент горячего резервирования, к объемам холодного резервирования мощностей в системе:

$$\sum_{f \in F} \sum_{i \in I} \sum_{h \in H(f, i)} G_{fih}^{\max} \geq C^{RC} \sum_{f \in F} \sum_{i \in I} S_{fi},$$

где C^{RC} — коэффициент холодного резервирования ($C^{RC} > 1$).

Задача определения текущего и долгосрочного равновесия ЭЭР как смешанная задача дополнителности. Представленные выше математические модели поведения на рынке генерирующих компаний, оператора сети, арбитражного торговца и конечных потребителей вместе с условиями сопряжения переменных и общесистемными требованиями образуют многокритериальную задачу оптимизации $\Phi(\mathbf{X}) \rightarrow \max$ с ограничениями в виде системы равенств $\Gamma(\mathbf{X})=0$ и системы неравенств $\Psi(\mathbf{X}) \leq 0$, $\mathbf{X} \geq 0$, где

$$\mathbf{X} = |x_1, x_2, \dots, x_{N_x}|^T, \quad \Phi = |\phi_1, \phi_2, \dots, \phi_{N_\phi}|^T,$$

$$\Gamma = |\gamma_1, \gamma_2, \dots, \gamma_{N_\gamma}|^T, \quad \Psi = |\psi_1, \psi_2, \dots, \psi_{N_\psi}|^T.$$

Полагая линейными зависимости себестоимостей от объемов производства электроэнергии, а именно $C_{fih}(g_{fih}) = C_{fih}^M g_{fih}$, модель равновесного состояния рынка электроэнергии в условиях первого порядка (ККТ-условия (Karush-Kuhn-Tucker) [12]) приводим к смешанной задаче дополнителности.

• *Модель поведения генерирующей компании* (текущая и долгосрочная стратегии):

для каждого $g_{q\tau fih}$, $q \in Q$, $\tau \in (qT - T, qT]$, $f \in F$, $i \in I$, $h \in \tilde{H}(f, i)$,

$$0 \leq g_{q\tau fih} \perp -C_{q\tau fih}^M + w_{q\tau i}^* - \mu_{q\tau fih}^{\max} + \mu_{q\tau fih}^{\min} + C_{q\tau fih}^R v_{fih} - C_{q\tau fih}^N \eta_{q\tau} + \theta_{q\tau f} \leq 0; \quad (2)$$

для каждого ΔG_{qfih}^{\max} , $q \in Q - 1$, $f \in F$, $i \in I$, $h \in \tilde{H}(f, i)$,

$$0 \leq \Delta G_{qfih}^{\max} \perp -\delta^q P_{qfih}^G + \sum_{z=q}^{Q-1} \delta^z \sum_{\tau \in (qT-T, qT]} [\mu_{z\tau fih}^{\max} - C_{z\tau fih}^G \mu_{z\tau fih}^{\min} - (1 - C_{z\tau fih}^N) C_{z\tau fih}^G \eta_{z\tau} + (p_R^*)_{z\tau}] + \frac{\delta^Q}{1 - \delta} \sum_{\tau \in (qT-T, qT]} [\mu_{Q\tau fih}^{\max} - C_{Q\tau fih}^G \mu_{Q\tau fih}^{\min} - (1 - C_{Q\tau fih}^N) C_{Q\tau fih}^G \eta_{Q\tau} + (p_R^*)_{Q\tau}] \leq 0; \quad (3)$$

для каждого $r_{q\tau fih}, q \in Q, \tau \in (qT-T, qT], f \in F, i \in I, h \in \tilde{H}(f, i)$,

$$0 \leq r_{q\tau fih} \perp (p_r^*)_{q\tau} - \mu_{q\tau fih}^{\max} - v_{q\tau fih} \leq 0; \quad (4)$$

для каждого $v_{q\tau fih}, q \in Q, \tau \in (qT-T, qT], f \in F, i \in I, h \in \tilde{H}(f, i)$,

$$0 \leq v_{q\tau fih} \perp r_{q\tau fih} - C_{q\tau fih}^R g_{q\tau fih} \leq 0; \quad (5)$$

для каждого $\mu_{q\tau fih}^{\max}, q \in Q, \tau \in (qT-T, qT], f \in F, i \in I, h \in \tilde{H}(f, i)$,

$$0 \leq \mu_{q\tau fih}^{\max} \perp g_{q\tau fih} + r_{q\tau fih} - \left(G_{0fih}^{\max} + \sum_{z=1}^q \Delta G_{zfih}^{\max} \right) \leq 0; \quad (6)$$

для каждого $\mu_{q\tau fih}^{\min}, q \in Q, \tau \in (qT-T, qT], f \in F, i \in I, h \in \tilde{H}(f, i)$,

$$0 \leq \mu_{q\tau fih}^{\min} \perp C_{q\tau fih}^G \left(G_{0fih}^{\max} + \sum_{z=1}^q \Delta G_{zfih}^{\max} \right) - g_{q\tau fih} \leq 0; \quad (7)$$

для $\eta_{q\tau}, q \in Q, \tau \in (qT-T, qT]$,

$$0 \leq \eta_{q\tau} \perp \sum_{f \in F} \sum_{i \in I} \sum_{h \in \tilde{H}(f, i)} \left[C_{q\tau fih}^N g_{q\tau fih} + \sigma (-C_{q\tau fih}^N) \times \right. \\ \left. \times C_{q\tau fih}^G \left(G_{0fih}^{\max} + \sum_{z=1}^q \Delta G_{zfih}^{\max} \right) \right] - G_{q\tau}^N \leq 0; \quad (8)$$

для каждого $\tilde{s}_{q\tau fi}, q \in Q, \tau \in (qT-T, qT], f \in F, i \in I$,

$$0 \leq \tilde{s}_{q\tau fi} \perp \frac{p_{q\tau i}^* - \bar{\kappa}_{q\tau} \bar{p}_{q\tau}^* - B_{q\tau fi} \beta_i \tilde{s}_{q\tau fi} - w_{q\tau i}^*}{1 - \bar{\kappa}_{q\tau}} - \\ - \theta_{q\tau f} - C_{q\tau}^{RH} (p_r^*)_{q\tau} - C_{q\tau}^{RC} (p_r^*)_{q\tau} \leq 0; \quad (9)$$

для каждого $\theta_{q\tau f}, q \in Q, \tau \in (qT-T, qT], f \in F$,

$$\sum_{i \in I} \tilde{s}_{q\tau fi} - \sum_{i \in I} \sum_{h \in \tilde{H}(f, i)} g_{q\tau fih} = 0. \quad (10)$$

• *Модель поведения оператора сети:*

для каждого $y_{q\tau i}, q \in Q, \tau \in (qT-T, qT], i \in I$,

$$w_{q\tau i}^* + \sum_{k \in K} \Omega_{q\tau ki} (\lambda_{q\tau k}^- - \lambda_{q\tau k}^+) = 0; \quad (11)$$

для каждого $\lambda_{q\tau k}^+, q \in Q, \tau \in (qT-T, qT], k \in K_q,$

$$0 \leq \lambda_{q\tau k}^+ \perp \sum_{i \in I} \Omega_{q\tau ki} y_{q\tau i} - Y_{q\tau k}^{\max} \leq 0; \quad (12)$$

для каждого $\lambda_{q\tau k}^-, q \in Q, \tau \in (qT-T, qT], k \in K_q,$

$$0 \leq \lambda_{q\tau k}^- \perp -\sum_{i \in I} \Omega_{q\tau ki} y_{q\tau i} - Y_{q\tau k}^{\max} \leq 0. \quad (13)$$

• *Модель поведения арбитражного торговца:*

для каждого $a_{q\tau i}, q \in Q, \tau \in (qT-T, qT], i \in I,$

$$p_{q\tau i}^* - w_{q\tau i}^* - (p_a)_{q\tau} = 0, \quad (14)$$

для цен на услуги арбитражного торговца $(p_a)_{q\tau}, q \in Q, \tau \in (qT-T, qT],$

$$\sum_{i \in I} a_{q\tau i} - \sum_{f \in F} \sum_{i \in I} \bar{s}_{q\tau fi} = 0. \quad (15)$$

• *Условия сопряжения (клиринга) агентских переменных и переменных рынка:*

для каждого $p_{q\tau i}^*, q \in Q, \tau \in (qT-T, qT], i \in I,$

$$p_{q\tau i}^* - P_{q\tau i} \left(a_{q\tau i} + \sum_{f \in F} s_{q\tau fi} \right) = p_{q\tau i}^* - \alpha_{q\tau i} + \beta_{q\tau i} \left(a_{q\tau i} + \sum_{f \in F} s_{q\tau fi} \right) = 0, \quad (16)$$

где

$$\sum_{f \in F} s_{q\tau fi} = \sum_{f \in F} \bar{s}_{q\tau fi} + \sum_{f \in F} \tilde{s}_{q\tau fi};$$

для каждого $w_{q\tau i}^*, q \in Q, \tau \in (qT-T, qT], i \in I,$

$$y_{q\tau i} - a_{q\tau i} - \sum_{f \in F} \left(s_{q\tau fi} - \sum_{h \in H(f, i)} g_{q\tau fih} \right) = 0; \quad (17)$$

для каждого $\bar{\kappa}_{q\tau}, q \in Q, \tau \in (qT-T, qT],$

$$\bar{\kappa}_{q\tau} \sum_{f \in F} \sum_{i \in I} \sum_{h \in H(f, i)} g_{q\tau fih} - \sum_{f \in F} \sum_{i \in I} \sum_{h \in \bar{H}(f, i)} g_{q\tau fih} = 0; \quad (18)$$

для $\bar{p}_{q\tau}, q \in Q, \tau \in (qT-T, qT],$

$$\bar{p}_{q\tau} \sum_{f \in F} \sum_{i \in I} \sum_{h \in \bar{H}(f, i)} g_{q\tau fih} - \sum_{f \in F} \sum_{i \in I} \sum_{h \in \bar{H}(f, i)} \bar{p}_{q\tau fih} g_{q\tau fih} = 0. \quad (19)$$

• *Общие требования:*

для каждого $(p_r^*)_{q\tau}, q \in Q, \tau \in (qT - T, qT]$,

$$0 \leq (p_r^*)_{q\tau} \perp C_{q\tau}^{RH} \sum_{f \in F} \sum_{i \in I} s_{q\tau fi} - \sum_{f \in F} \sum_{i \in I} \sum_{h \in H(f, i)} r_{q\tau fih} \leq 0; \quad (20)$$

для каждого $(p_R^*)_{q\tau}, q \in Q, \tau \in (qT - T, qT]$,

$$0 \leq (p_R^*)_{q\tau} \perp C_{q\tau}^{RC} \sum_{f \in F} \sum_{i \in I} s_{q\tau fi} - \sum_{f \in F} \sum_{i \in I} \sum_{h \in H(f, i)} \left(G_{0fih}^{\max} + \sum_{z=1}^q \Delta G_{z fih}^{\max} \right) \leq 0. \quad (21)$$

При всех индексах q, τ, f, i, h переменные $\lambda, \mu^{\min}, \mu^{\max}, \nu, \eta, \theta, p_a, p_r^*, p_R^*$ в выражениях (2)—(21) являются искусственными переменными.

Методы и алгоритмы решения смешанных задач дополнителъности. В сформулированной смешанной задаче дополнителъности (2)—(21) нелинейные функции — непрерывные и выпуклые. Эффективными методами решения подобных задач являются методы Ньютона проекционного типа, обеспечивающие глобальную сходимость итерационных процедур в выпуклой многомерной нелинейной односвязной области [12, 14]. Применение методов Ньютона возможно при использовании C -функций для переформулирования смешанной задачи дополнителъности в задачу решения системы нелинейных уравнений в ограниченной области. Ограниченность области решаемой системы нелинейных уравнений — определяющий фактор при выборе способа аппроксимации обобщенных градиентов Кларка и построении глобально сходящихся итерационных процедур Ньютона.

Опыт решения множества задач моделирования текущего равновесного состояния рынка электроэнергии Украины подтвердил эффективность подобных методов и алгоритмов, примененных в программном солвере RATH [1, 13, 15, 16]. Однако при решении ряда задач долгосрочного планирования ввода генерирующих мощностей, когда размерность линеаризованных систем алгебраических уравнений составляет 15000 и более, наблюдается неустойчивость функционирования солвера RATH вследствие возрастания числа обусловленности системных матриц и значительного повышения чувствительности применяемых алгоритмов линейной алгебры к вычислительным ошибкам. Поэтому для математического обеспечения решения задач моделирования ЭЭР с несовершенной конкуренцией требуются более совершенные методы и алгоритмы решения смешанных задач дополнителъности большой размерности.

Адекватность модели текущего равновесного состояния энергосистемы подтверждена совпадением результатов компьютерного моделиро-

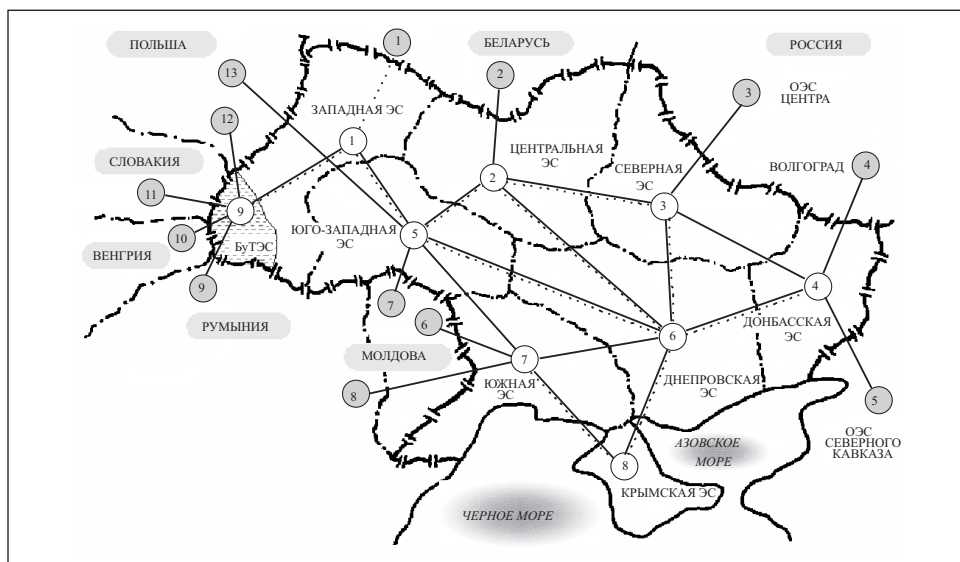


Рис. 3. Расчетная схема ЭЭС Украины: ○ — внутренние энергоузлы; ● — внешние энергоузлы; — — линия электропередачи (220, 330, 400, 500, 750 кВ); - - - — линия электропередачи, запланированная к вводу

вания со статистическими показателями, соответствующими периоду максимума нагрузки в 2006 г. [16]. Тестирование на тестовых данных энергосистем стран Бенилюкс, Франции и Германии подтвердило корректность разработанной модели [1].

Задача долгосрочного планирования ввода генерирующих мощностей. В соответствии с числом ЭЭС в составе НЭК «Укрэнерго» ЭЭС Украины представлена восемью узлами (рис. 3). Бурштынский остров (БуТЭС) рассматривается как отдельный девятый узел. Учтена возможность параллельной работы ЭЭС Украины и УСТЕ, начиная с 2016 г. Используются объемы потребления электроэнергии, базовые цены на нее, цены на энергетическое топливо, приведенные в работах [17, 18].

Формирование динамики характеристик системной сети, а также графиков ввода новых АЭС, ГЭС—ГАЭС, ТЭС, блок-станций и модернизации существующего оборудования ТЭС осуществлено на основе показателей имеющихся планов развития энергетических компаний, обобщенных специалистами НЭК «Укрэнерго». При расчетах учтено, что на протяжении прогнозного периода АЭС, ГЭС—ГАЭС, ТЭС и блок-станции обязаны отпускать всю произведенную электроэнергию по регулируемым тарифам, которые установлены по фактическим данным базового года с последующим их поэтапным ростом на 2,2 %. Величины нагрузок АЭС, ГЭС—ГАЭС, ТЭС

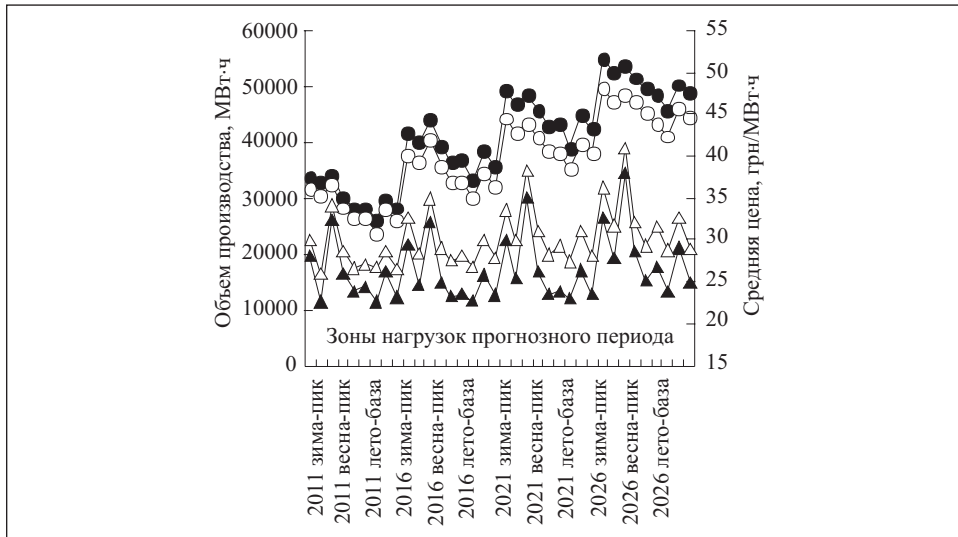


Рис. 4. Динамика объемов производства и цен на электроэнергию при совершенной и несовершенной конкуренции на рынке: ● — производство по Бертрану; ○ — производство по Курно; ▲ — цена по Бертрану; △ — цена по Курно

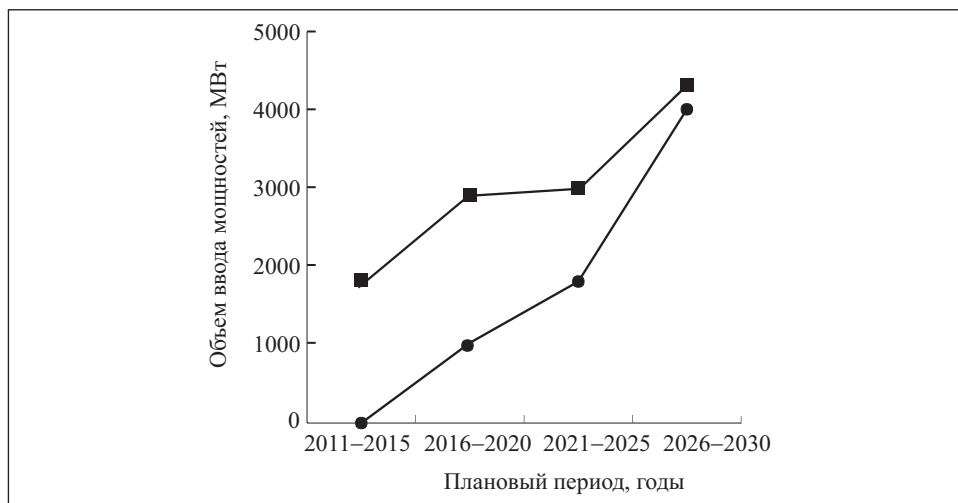


Рис. 5. Динамика ввода мощностей в ЭЭС Украины при совершенной и несовершенной конкуренции на рынке: ■ — по Бертрану; ● — по Курно

и блок-станций по сезонным зонам нагрузок и узлам установлены равными их значениям в базовом году и изменены в прогнозном периоде пропорционально изменениям установленной мощности соответствующего оборудования.

Планирование ввода мощностей осуществлено для следующего множества новых технологий: базовый угольный блок, полупиковый угольный блок, паро-газовая установка. Для уменьшения размерности задачи возможности каждой компании-производителя электроэнергии осуществлять ввод новых мощностей в различных узлах ЭЭС ограничены существующим ныне распределением ее мощностей по узлам.

В результате компьютерного моделирования рынка электроэнергии Украины и анализа полученных результатов установлено следующее:

переход от совершенной конкуренции (модель Бертрана) к несовершенной (модель Курно) приводит к возрастанию цен в среднем на 15,4 % и сокращению объемов потребления электроэнергии на 9,3 % (рис. 4);

работая в условиях несовершенной конкуренции на рынке, компании-производители сокращают объемы ввода новых мощностей на 43,6 %, при этом новые мощности вводятся позже, чем в условиях совершенной конкуренции на рынке (рис. 5).

Компьютерное моделирование рынка электроэнергии Украины было выполнено также для различных вариантов предлагаемых сценариев, в частности моделировались последствия сокращения потребления электроэнергии, роста цен на энергетическое топливо, объединения части энергокомпаний. Результаты всех выполненных расчетов свидетельствуют о существенном влиянии олигополий на состояние ЭЭС Украины, что подтверждает необходимость использования созданных математических моделей для решения задач текущего планирования и долгосрочного развития отрасли в условиях ее реформирования.

Выводы

1. Концептуальная общность подходов к построению математических моделей олигополистических энергорынков РФ и Украины заключается в использовании модели Курно рынка несовершенной конкуренции вместо модели Бертрана рынка совершенной конкуренции. Последняя равнозначна традиционным однокритериальным моделям минимизации общих затрат в ЭЭС.

2. Результаты компьютерного моделирования долгосрочных стратегий ввода генерирующих мощностей в ЭЭС РФ и Украины свидетельствуют о существенном влиянии условий несовершенной, олигополистической конкуренции на объемы и темпы ввода новых мощностей. По сравнению с моделью Бертрана модель Курно обеспечивает сокращение объемов ввода мощностей почти в два раза в обеих ЭЭС. Совпадение оценок тенденций роста цен и сокращения объемов производства также под-

тверждает корректность построенных моделей и схожесть условий их применения.

3. Несмотря на концептуальную общность подходов к построению математических моделей олигополистических рынков РФ и Украины, существующие принципиальные различия в структурной организации ЭЭР, а также в технологических условиях работы энергооборудования обуславливают особенности формируемых и решаемых математических задач.

Математическая модель ЭЭР РФ является двухэтапной и формируется на первом этапе, как задача нелинейного программирования относительно усредненных годовых показателей, решение которой детализируется на втором этапе в результате решения вспомогательных задач линейного программирования большой размерности.

Математическая модель ЭЭР Украины представляется в виде целостной нелинейной смешанной задачи дополнителности большой размерности, содержащей детальное отражение рыночных и экономико-технологичных процессов, наблюдаемых в разные периоды нагружения ЭЭС.

4. Схожесть методических подходов к математическому моделированию олигополистических энергорынков РФ и Украины, а также накопленный опыт решения практических задач являются основой для формулирования и решения задач анализа последствий возможной интеграции ЭЭР двух стран.

Conceptual approaches to construction of mathematical models of oligopolistic power markets of the Russian Federation and Ukraine are considered. The power market modeling problems are formulated as a nonlinear programming problem and nonlinear mixed complementarity problem. The results of modeling of current market equilibrium and long-term planning of introduction of generating capacities are represented.

1. Борисенко А. В., Саух С. Е. Моделирование равновесного состояния электроэнергетических систем в рыночных условиях // Сб. тр. конф. «Моделирование-2008». — Киев : Ин-т проблем моделирования в энергетике им. Г. Е. Пухова, 2008. — С. 172—177.
2. Борисенко А. В. Моделирование развития мощностей электростанций в условиях несовершенной конкуренции // Электрон. моделирование. — 2009. — 31, № 5. — С. 3—27.
3. Подковальников С. В., Хамисов О. В. Развитие генерирующих мощностей в условиях олигопольного электроэнергетического рынка // Там же. — 2011. — 33. — № 4. — С. 1—16.
4. Подковальников С. В., Хамисов О. В. Моделирование и исследование организационных структур электроэнергетических рынков // Управление развитием крупномасштабных систем (MLSD'2011): Материалы Пятой международной конференции (3—5 октября 2011 г., Москва, Россия). В 2-х т. Т. 1. — М. : Ин-т проблем управления им. В. А. Трапезникова РАН, 2011. — С. 378—380.
5. Энергетическая стратегия России на период до 2030 г. — 2009. — Сайт Ин-та энергетической стратегии — <http://www.energystrategy.ru/>

6. <http://www.bigpowernews.ru/news/document17599.html>
7. Саух С. Е., Борисенко А. В. Равновесные модели процессов функционирования и развития генерирующих мощностей Украины в рыночных условиях // Энергетика России в XXI веке: стратегия развития — восточный вектор. Энергетическая кооперация в Азии: что после кризиса? Сб. докл. объединенного симпозиума 30 августа — 3 сентября 2010 г., Иркутск, Россия. — Иркутск: ИСЭМ СО РАН, 2010. — С. 413—419.
8. Саух С. Е., Семагина Э. П. Определение равновесного состояния рынка электрической энергии в Украине методами математического моделирования // Электрон. моделирование. — 2011. — 33, № 4. — С. 3—14.
9. Hobbs B. F. LCP models of Nash-Cournot competition in bilateral and POOLCO-based power markets // IEEE Transactions on Power System. — 2001. — Vol. 16. — P. 194—202.
10. Murphy F., Smeers Y. Generation capacity expansion in imperfectly competitive restructured electricity markets // Operations Research. — 2005. — Vol. 53, № 4. — P. 646—661.
11. Wang L., Mazumdar M. Contingency Selection in Security Constrained Optimal Power Flow Problem: A Multi-Objective Approach // Department of Industrial Engineering University of Pittsburgh. — 2006. www.ece.cmu.edu/~electricityconference/2006/Wang_Mazumdar_paper.pdf.
12. Facchinei F., Pang J.-S. Finite-dimensional Variational Inequalities and Complementarity Problems. Vol. I. — NY : Springer, 2003. — 728 p.
13. Facchinei F., Pang J.-S. Finite-dimensional Variational Inequalities and Complementarity Problems. Vol. II. — NY : Springer, 2003. — 704 p.
14. Cottle R. W., Pang J.-S., Stone R. E. The Linear Complementarity Problem // SIAM. — 2009. — 762 p.
15. Billups S. C., Dirkse S. P., Ferris M. C. A comparison of large scale mixed complementarity problem solvers // Computational Optimization and Applications. — 1997. — № 7. — P. 3—25.
16. Борисенко А. В., Саух С. Е. Использование равновесных моделей для исследования процессов функционирования и развития электроэнергетики Украины в рыночных условиях // Сб. тр. конф. «Моделирование-2010». — Киев : Ин-т проблем моделирования в энергетике им. Г. Е. Пухова, 2010. — С. 185 — 194.
17. Плачков І. В., Кулик М. М. Зміст енергетичної стратегії України на період до 2030-го року // Відомості Міністерства палива та енергетики України. Спец. вип. «Енергетична стратегія України на період до 2030-го року». — 2006. — С. 29—111.
18. Annual Energy Outlook 2008 with Projections to 2030 // Energy Information Administration, the independent statistical and analytical agency within the U. S. Department of Energy. — 224 p. — <http://www.trb.org/Main/Blurbs/157084.aspx>.

Поступила 12.01.12

САУХ Сергей Евгеньевич, д-р техн. наук, гл. науч. сотр. Ин-та проблем моделирования в энергетике им. Г. Е. Пухова НАН Украины. В 1978 г. окончил Киевский ин-т инженеров гражданской авиации. Область научных исследований — численные операторные методы решения дифференциальных уравнений, декомпозиционные и итерационные методы решения линейных систем большой мерности, математическое моделирование технологических процессов в энергетике и газотранспортных системах, экономико-математические методы моделирования финансовых и макроэкономических процессов.

БОРИСЕНКО Андрей Владимирович, д-р техн. наук, ст. науч. сотр. Ин-та проблем моделирования в энергетике им. Г. Е. Пухова НАН Украины. В 1994 г. окончил Национальный тех-

нический университет Украины «Киевский политехнический ин-т». Область научных исследований — технико-экономическая оптимизация характеристик и режимов работы энергогенерирующего оборудования.

ПОДКОВАЛЬНИКОВ Сергей Викторович, канд. техн. наук, ст. науч. сотр., зав. лабораторией Ин-та систем энергетики им. Л. А. Мелентьева СО РАН. В 1980 г. окончил Иркутский политехнический ин-т. Область научных исследований — методы обоснования решений в энергетике при неопределенности информации и многокритериальности, межгосударственные электрические связи и энергообъединения, развитие электроэнергетики, моделирование и исследование несовершенных электроэнергетических рынков.

ХАМИСОВ Олег Валерьевич, д-р физ.-мат. наук, ст. науч. сотр., зав. отделом Ин-та систем энергетики им. Л. А. Мелентьева СО РАН. В 1985 г. окончил Иркутский госуниверситет. Область научных исследований — глобальная оптимизация, стохастическое программирование и исследование операций.