



УДК 621.311.001.57:519.86

С.Е. Саух, д-р техн. наук
Ин-т проблем моделирования
в энергетике им. Г.Е. Пухова НАН Украины
(Украина, 03164, Киев, ул. Генерала Наумова, 15,
e-mail: ssaukh@gmail.com)

Математическая модель равновесного состояния нового конкурентного рынка электрической энергии Украины

Предложена математическая модель равновесного состояния нового либерализованного рынка электрической энергии Украины. Модель представлена в виде системы задач нелинейной оптимизации, в которой адекватно отражены цели и условия деятельности основных участников рынка таких, как генерирующие компании, оператор системы передачи, операторы систем распределения, трейдер, поставщики и конечные потребители. В модели установлены взаимосвязи между такими ценами на электрическую энергию в региональных энергоузлах и такими объемами производства, передачи, распределения и потребления электроэнергии, при которых результаты деятельности каждого участника рынка в наибольшей мере близки к его собственным целям. Модель позволяет анализировать состояние рынка при различных сценариях поведения его участников.

Ключевые слова: модель, рынок, равновесие, цена, тариф, электроэнергия, сеть, задача оптимизации.

Запропоновано математичну модель рівноважного стану нового лібералізованого ринку електричної енергії України. Модель представлено у вигляді системи задач нелінійної оптимізації, в якій адекватно відображено цілі та умови діяльності основних учасників ринку таких, як генеруючі компанії, оператор системи передачі, оператори систем розподілу, трейдер, постачальники і кінцеві споживачі. В моделі встановлено взаємозв'язки між такими цінами на електричну енергію в регіональних енерговузлах і такими обсягами виробництва, передачі, розподілу та споживання електроенергії, при яких результати діяльності кожного учасника ринку в найбільшій мірі близькі до його власних цілей. Модель дозволяє аналізувати стан ринку при різних сценаріях поведінки його учасників.

Ключові слова: модель, ринок, рівновага, ціна, тариф, електроенергія, мережа, задача оптимізації.

Согласно принятому 13.04.2017 г. Закону «О рынке электрической энергии» [1] в Украине начат процесс имплементации европейского законодательства по созданию условий функционирования нового либерализованного рынка электрической энергии. Основным принципом работы буду-

© С.Е. Саух, 2017

щего рынка является его функционирование на конкурентных основах в рамках установленных законодательством ограничений. Свобода действий участников рынка при этом будет играть ведущую роль в развитии электроэнергетического комплекса страны. Участники нового либерализованного рынка электрической энергии Украины своим рациональным поведением совокупно способны оказывать существенное влияние друг на друга, а также на функционирование объединенной электроэнергетической системы (ОЭС) Украины и, в пределах допустимых технологических режимов функционирования ее отдельных объектов и системы в целом, достигать текущего равновесия собственных целей.

Существующие математические модели равновесия либерализованных рынков электроэнергии с совершенной и несовершенной конкуренцией [2—6] не обеспечивают достаточно полного и адекватного отображения целей и условий деятельности основных участников нового рынка электрической энергии Украины.

Предлагаемая математическая модель равновесного состояния нового рынка электрической энергии Украины позволяет определить такие цены на электрическую энергию в региональных энергоузлах и объемы производства, передачи, распределения и потребления электроэнергии, при которых результаты деятельности каждого из участников рынка в наибольшей мере близки к их собственным целям. Такая модель является системной, объединяющей модели поведения ее основных участников, в частности таких, как генерирующие компании, оператор системы передачи, трейдер, операторы систем распределения, потребители. В ней отражены особенности поведения участников рынка как на сегменте рынка двусторонних договоров, так и на сегменте рынка «на сутки вперед». При этом учитываются различия в конкурентном поведении производителей электроэнергии на этих сегментах рынка.

Модель ОЭС представлена в агрегированном виде, где региональные системы распределения и поставки электроэнергии для соответствующих групп потребителей концентрируются в энергоузлах, а междузловые интерфейсы характеризуются физико-техническими характеристиками существующей сети линий электропередачи. Формирование такой агрегированной модели осуществляется на основе полномасштабной модели стационарных режимов ОЭС.

Модель поведения сосредоточенных в энергоузлах потребителей электроэнергии отражает намерения каждого из них максимизировать свое благосостояние, определяемое интегрированием обратной функции спроса потребителя по объему потребленной им электроэнергии. Поэтому обратные функции спроса представлены взаимозависимостями цен и объе-

мов потребления электроэнергии для того, чтобы охарактеризовать особенности поведения каждой группы потребителей. Построение обратных функций спроса выполняется для каждой региональной группы потребителей: отдельно для группы бытовых потребителей и групп промышленных потребителей первого и второго классов напряжения. Построение обратных функций спроса осуществляется для каждого часа усредненных за месяц суточных графиков потребления электроэнергии в региональных энергоузлах.

Модель региональных систем распределения представлена в обобщенном виде без детального воспроизведения перетоков электроэнергии в распределительных сетях. При этом учитывается специфическая для каждого региона связь между расходами на поддержку работоспособности распределительной сети и объемами потребления электроэнергии. Заметим, что тарифы на услуги операторов систем распределения устанавливаются регулятором для каждого региона отдельно.

Модель поведения оператора системы передачи отражает его основные функции, связанные с акцептированием суточных графиков электроэнергии участников рынка, эксплуатацией сети межгосударственных и межсистемных линий электропередачи и диспетчеризации режимов работы ОЭС. Модель оператора системы передачи дополнена следующими условиями:

- балансирование потоков электроэнергии в энергоузлах агрегированной модели ОЭС посредством формирования такого распределения потоков в междузловых интерфейсах, которые компенсируют разницу в объемах потребления и производства электроэнергии в каждом энергоузле;

- соблюдение ограничений при использовании сечений междузловых интерфейсов;

- определение объемов и стоимости потерь электроэнергии в каждом междузловом интерфейсе и в агрегированной ОЭС в целом;

- определение стоимости услуг по передаче электроэнергии и диспетчеризации режимов работы ОЭС.

В модели поставщика электроэнергии поставщик представлен в виде агента рынка, который удовлетворяет спрос потребителей на электроэнергию с учетом ее стоимости у производителей, стоимости собственной услуги и услуг операторов систем передачи и распределения. Цены на услуги поставщика универсальных услуг и поставщика «последней надежды» устанавливаются регулятором.

В модели равновесного состояния нового рынка электрической энергии Украины предполагается, что потребители электроэнергии и ее поставщики попарно объединены и локализованы в энергоузлах. Поэтому,

выполняя функцию поставщика электроэнергии в региональном энергоузле, поставщик универсальной услуги прибавляет стоимость собственной услуги к сумме следующих стоимостей, оплачиваемых потребителями:

объемов электроэнергии, покупаемых им у генерирующих компаний на рынке для потребителей;

услуг оператора региональной системы распределения электроэнергии; услуг оператора системы передачи.

Модель трейдера отображает его осмысленное рыночное поведение, обусловленное максимизацией прибыли от покупок электроэнергии в энергоузлах с низкими ценами потребления и ее продаж в энергоузлах с высокими ценами потребления. При этом сальдо объемов купли-продажи электроэнергии должно быть нулевым.

В модели генерирующей компании отражена основная цель ее деятельности — максимизация собственной прибыли. С учетом высокого уровня концентрации производственных мощностей в отдельных генерирующих компаниях Украины предусмотрена возможность модельного воспроизведения их рыночной игры по двум основным стратегиям: стратегии Курно (игра объемами продаж электроэнергии) и стратегии Бертра-на (игра ценами продаж электроэнергии). Модель отражает основной принцип либерализованного рынка — свободный выбор каждой генерирующей компанией энергоузлов и объемов продаж в них электроэнергии в соответствии с условиями внебиржевой торговли на рынке двусторонних договоров, а также свободный выбор объемов продаж электроэнергии на таких сегментах рынка, как рынок «на сутки вперед» и балансирующий рынок. Покупателями электроэнергии у генерирующих компаний являются поставщики электроэнергии, а также операторы систем передачи и распределения. В модели учитывается баланс между суммарными объемами собственного отпуска и продаж электроэнергии. В модели поведения генерирующей компании учитывается обязывающее ограничение, устанавливаемое регулятором для части объемов обязательных продаж электроэнергии на рынке «на сутки вперед».

Суммарные расходы генерирующих компаний на нужды производства определяются постоянными и переменными составляющими расходов. Последние определяются технико-экономическими характеристиками генерирующих блоков, теплотворностью используемых видов топлива, ценами продаж и стоимостью услуг по транспортировке соответствующих видов топлива. Расходные характеристики генерирующих блоков представляются в виде функциональных зависимостей их маржинальных расходов от уровней мощностных нагрузок. Такие функции могут быть как линейными, так и нелинейными, но обязательно являются непрерывными

и монотонными. Для каждого генерирующего блока учитываются технологические ограничения на его использование, допустимые границы нагрузки снизу и сверху, а также возможность ночной остановки.

В модели учтена возможность получения дохода генерирующей компанией от продажи резервов мощности на рынке вспомогательных услуг. При этом общий уровень резервирования мощностей устанавливается оператором системы передачи.

Модель генерирующей компании представим в виде оптимизационной задачи максимизации ее прибыли, а именно: $\forall f \in F$ нагрузки g_{fih} генерирующих блоков $h \in H(f, i)$, множествами $H(f, i)$ которых владеет компания f в энергоузлах $i \in I$ энергосистемы, объемы r_{fih}^+ и r_{fih}^- резервирования мощностей для загрузки и разгрузки блоков, а также объемы s_{fi} и \bar{s}_{fi} продаж электроэнергии компанией f соответственно потребителям и компаниям, передающим, распределяющим и поставляющим электроэнергию, выбираются такими, чтобы совокупно обеспечить получение максимально возможной прибыли:

$$\sum_{i \in I} \left[(1-B)p_i + BP_i \left(s_{fi} + a_i + \sum_{j \in F, j \neq f} s_{ji} \right) - P^{TS} - P_i^{DS} - P_i^O \right] s_{fi} + \sum_{i \in I} P^S \bar{s}_{fi} + \sum_{i \in I} \sum_{h \in H(f, i)} [P^+ r_{fih}^+ + P^- r_{fih}^- - C_{fih}^M(g_{fih})] \xrightarrow{\{s_{fi}, \bar{s}_{fi}, g_{fih}, r_{fih}^+, r_{fih}^-\}} \max. \quad (1)$$

Здесь обратные функции спроса

$$p_i = p_i \left(a_i + \sum_{f \in F} s_{fi} \right) = \alpha_i - \beta_i \left(a_i + \sum_{f \in F} s_{fi} \right) \quad (2)$$

определяют цену электроэнергии в энергоузлах $i \in I$ в зависимости от объемов ее продаж потребителям, осуществляемых трейдером в объеме a_i и генерирующими компаниями $f \in F$ в объемах s_{fi} . В (2) коэффициенты $\alpha_i > 0$ и $\beta_i > 0$ линейных функций p_i определяются на основе статистических данных по объемам и ценам потребления электроэнергии. Параметр B может принимать одно из двух значений, а именно 0 или 1, что соответствует моделям Бертрана или Курно стратегического поведения генерирующих компаний на рынке электроэнергии [2, 3, 5].

В выражении (1) аргументы функций p_i не указаны, поскольку они не относятся к варьируемому параметрам, а аргументы функций P_i вида

$$P_i \left(s_{fi} + a_i + \sum_{j \in F, j \neq f} s_{ji} \right) = p_i \left(a_i + \sum_{f \in F} s_{fi} \right)$$

представлены явно суммой варьируемых s_{fi} и неварьируемых $a_i + \sum_{j \in F, j \neq f} s_{ji}$ частей слагаемых. Соккрытие аргументов функций p_i и выделение варьируемых параметров в аргументах функций P_i фиксирует влияние параметров максимизации функционала в выражении (1) на эти ценовые функции и адекватно отражает особенности моделей Бертрана и Курно стратегического поведения генерирующих компаний на рынке.

Функции $C_{fih}^M(g_{fih})$ отражают себестоимости производства электроэнергии на генерирующих блоках в зависимости от их уровней нагрузок g_{fih} , при этом $\partial C_{fih}^M / \partial g_{fih} \geq 0$. Обычно эти функции представляются в линейном виде, $C_{fih}^M(g_{fih}) = C_{fih} g_{fih}$, что позволяет использовать коэффициенты удельных маржинальных затрат C_{fih} для определения себестоимости производства электроэнергии на генерирующих блоках.

Тариф на услуги оператора системы передачи и тариф на диспетчерское (организационно-технологическое) управление энергосистемой в модели представлены в виде суммарной их величины P^{TS} . В тарифе оператора системы передачи учтена необходимость покрытия расходов на покупку электроэнергии, теряемой в магистральных и межгосударственных электрических сетях; фонд заработной платы предприятий, предоставляющих услуги передачи электроэнергии; осуществление компенсационного платежа гарантированному покупателю; услуги коммерческого учета электроэнергии. В тарифе на диспетчерское (организационно-технологическое) управление энергосистемой учтена необходимость покрытия расходов на покупку вспомогательных услуг; хозяйственные нужды и фонд заработной платы предприятия, выполняющего указанные выше функции; покрытие расходов, возникающих у оператора системы передачи при устранении системных ограничений механизмами балансирующего рынка; выполнение функций администратора коммерческого учета; выполнение функций администратора расчетов.

Тарифы P_i^{DS} на распределение электроэнергии сетями первого и второго класса напряжений в энергоузлах $i \in I$, а также тарифы P_i^O на поставки электроэнергии потребителям первого класса первой группы, второго класса первой группы и населению являются величинами средневзвешенными по соответствующим объемам потребления электроэнергии. В выражении (1) величины P_i^{DS} и P_i^O заданы.

Покупка электроэнергии оператором системы передач, а также региональными компаниями в объемах, покрывающих потери электроэнергии соответственно в магистральных и межгосударственных электрических сетях, а также в распределительных сетях, осуществляется по сред-

ней цене продаж электроэнергии генерирующими компаниями в энергоузлах, т.е.

$$P^S = \frac{\sum_{i \in I} (p_i - P^{TS} - P_i^{DS} - P_i^O) \sum_{f \in F} \bar{s}_{fi}}{\sum_{i \in I} \sum_{f \in F} \bar{s}_{fi}}.$$

Параметры P^+ и P^- — заданные цены резервирования мощностей для загрузки и разгрузки генерирующих блоков.

В критериальное выражение (1) дополнительно введем следующие условия:

баланс произведенной и проданной электроэнергии компанией f ,

$$\sum_{i \in I} (s_{ji} + \bar{s}_{fi}) - \sum_{i \in I} \sum_{h \in H(f, i)} g_{fih} = 0;$$

ограничения сверху и снизу на величину генерируемой мощности каждого блока $h \in H(f, i)$ соответственно $-g_{fih} - r_{fih}^+ + G_{fih}^{\max} \geq 0$ и $g_{fih} - r_{fih}^- + G_{fih}^{\min} \geq 0$, где G_{fih}^{\max} и G_{fih}^{\min} — границы допустимых нагрузок блока;

ограничения горячего резервирования мощностей на загрузку и разгрузку каждого блока $h \in H(f, i)$ соответственно $-r_{fih}^+ + r_{fih}^{\max+} \geq 0$ и $-r_{fih}^- + r_{fih}^{\max-} \geq 0$, где $r_{fih}^{\max+}$ и $r_{fih}^{\max-}$ — максимально допустимые уровни резервирования таких мощностей.

Кроме того, компания f , наряду с другими, принимает участие в обеспечении горячего резервирования мощностей на загрузку и разгрузку генерирующих блоков в энергосистеме в целом. Поэтому соответственно можно записать

$$\sum_{f \in F} \sum_{i \in I} \sum_{h \in H(f, i)} r_{fih}^+ - R^+ = 0$$

и

$$\sum_{f \in F} \sum_{i \in I} \sum_{h \in H(f, i)} r_{fih}^- - R^- = 0,$$

где R^+ и R^- — объемы такого резервирования, устанавливаемые оператором системы передачи.

Модель оператора системы передачи имеет вид оптимизационной задачи, в которой отражены его основные функции, связанные с акцептированием суточных графиков электроэнергии участников рынка, эксплуа-

тацией сети межсистемных и межгосударственных линий электропередачи, а также диспетчеризацией режимов работы ОЭС, выполняемых с целью максимального содействия участникам рынка в выполнении взятых на себя договорных обязательств, т.е.

$$\sum_{i \in I} \left(y_i(\boldsymbol{\delta}) - a_i - L_i^{DS} + \sum_{f \in F} \sum_{h \in H(f, i)} g_{fih} \right) \xrightarrow{\{\delta_i\}, i \in I} \max,$$

где выражение в скобках определяет объем купли-продажи электроэнергии всеми генерирующими компаниями и потребителями в энергоузле $i \in I$. Здесь $y_i(\boldsymbol{\delta})$ — суммарный объем поставок электроэнергии оператором системы передачи в энергоузел i ; L_i^{DS} — объем потерь электроэнергии в распределительной сети энергоузла i . Множество варьируемых величин $\{\delta_i\}$, $i \in I$, объединенных в вектор $\boldsymbol{\delta}$, представляет мгновенные фазовые углы сдвига векторов напряжения в энергоузлах с нулевой суммой значений: $\sum_{i \in I} \delta_i = 0$.

Объемы поставок и потребления электроэнергии в каждом региональном энергоузле являются сбалансированными, поэтому их можно представить в виде

$$y_i(\boldsymbol{\delta}) - a_i - L_i^{DS} - \sum_{f \in F} \left(s_{fi} - \sum_{h \in H(f, i)} g_{fih} \right) = 0, i \in I.$$

Для агрегированной сети ОЭС из M межузловых интерфейсов, находящихся под напряжениями $\{V_m, m \in M\}$ и характеризующихся активными $\{R_m, m \in M\}$ и реактивными $\{X_m, m \in M\}$ сопротивлениями, объем поставок электроэнергии в энергоузел i оператором системы передачи определяется выражением вида

$$y_i(\boldsymbol{\delta}) = \sum_{m \in M_-(i)} \left[-\frac{V_m^2 X_m}{R_m^2 + X_m^2} (\delta_i - \delta_j) - \frac{V_m^2 R_m}{R_m^2 + X_m^2} \frac{(\delta_i - \delta_j)^2}{2} \right] +$$

$$+ \sum_{m \in M_+(i)} \left[\frac{V_m^2 X_m}{R_m^2 + X_m^2} (\delta_i - \delta_j) - \frac{V_m^2 R_m}{R_m^2 + X_m^2} \frac{(\delta_i - \delta_j)^2}{2} \right],$$

где множества $M_-(i)$ и $M_+(i)$ представляют две группы интерфейсов, по которым потоки электроэнергии покидают энергоузел i и поступают в него.

В [6—8] показано, что потери электроэнергии в междузловом интерфейсе $m \in M$, подсоединенном к энергоузлам $i \in I$ и $j \in I$, определяются величиной

$$L_m = \frac{V_m^2 R_m}{R_m^2 + X_m^2} (\delta_i - \delta_j)^2,$$

а общие потери электроэнергии в сети межсистемных и межгосударственных линий электропередачи — величиной

$$L^{TS} = \sum_{m \in M} L_m = \sum_{i \in I} y_i(\delta).$$

По величине L^{TS} определяем составляющую P_L^{TS} тарифа P^{TS} , обусловленную потерями электроэнергии в сети, а именно

$$P_L^{TS} = \frac{P^S L^{TS}}{\sum_{i \in I} \sum_{f \in F} s_{ji}} = \frac{P^S \sum_{i \in I} y_i(\delta)}{\sum_{i \in I} \sum_{f \in F} s_{ji}}.$$

Каждый междузловый интерфейс $m \in M$ характеризуется ограниченной пропускной способностью, которая в прямом и обратном направлениях потока электроэнергии через него имеет значения Y_m^+ и Y_m^- . Поэтому потоки электроэнергии в междузловом интерфейсе m удовлетворяют ограничениям вида

$$Y_m^+ - \frac{V_m^2 X_m}{R_m^2 + X_m^2} (\delta_i - \delta_j) \geq 0, \quad Y_m^- + \frac{V_m^2 X_m}{R_m^2 + X_m^2} (\delta_i - \delta_j) \geq 0.$$

Модель оператора системы распределения представим в виде оптимизационной задачи максимизации объемов поставок электроэнергии потребителям в энергоузле i , а именно:

$$y_i(\delta) - a_i - L_i^{DS} + \sum_{f \in F} \sum_{h \in H(f, i)} g_{fih} \xrightarrow{L_i^{DS}} \max.$$

При этом учтем квадратичную зависимость потерь электроэнергии в распределительной сети L_i^{DS} от объема потребления электроэнергии $a_i + \sum_{f \in F} s_{fi}$. Такая зависимость имеет вид квадратного уравнения

$$\bar{\alpha}_i L_i^{DS} - \bar{\beta}_i \left(L_i^{DS} + a_i + \sum_{f \in F} s_{fi} \right)^2 = 0,$$

где $\bar{\alpha}_i = S_{i0} + L_{i0}^{DS}$ и $\bar{\beta}_i = \frac{L_{i0}^{DS}}{S_{i0} + L_{i0}^{DS}}$ — коэффициенты, вычисленные по ранее наблюдаемым значениям S_{i0} и L_{i0}^{DS} объемов потребления и потерь электроэнергии. Составляющая P_{Li}^{DS} тарифа P_i^{DS} , обусловленная потерями электроэнергии в распределительной сети энергоузла i , определяется из выражения

$$P_{Li}^{DS} = \frac{P^S L_i^{DS}}{\sum_{f \in F} S_{fi}}$$

Модель трейдера имеет вид оптимизационной задачи поиска таких объемов покупок электроэнергии в энергоузлах с низкими ценами потребления и объемов ее продаж в энергоузлах с высокими ценами потребления, при которых достигается максимальная прибыль, т.е.

$$\sum_{i \in I} p_i a_i \xrightarrow{\{a_i\}, i \in I} \max.$$

Трейдер осуществляет свою функцию при условии, что сальдо объемов купли-продажи электроэнергии является нулевым. Следовательно, $\sum_{i \in I} a_i = 0$.

Выводы

В предложенной математической модели равновесного состояния нового рынка электрической энергии Украины адекватно отображены особенности поведения на нем генерирующих компаний, оператора системы передачи, операторов систем распределения, трейдера, поставщиков и потребителей электроэнергии, а также технологические процессы передачи электроэнергии в электрических сетях.

Математическая модель представляет собой систему взаимосвязанных моделей поведения отдельных участников рынка. Поскольку большинство моделей, составляющих систему, являются математическими задачами нелинейной оптимизации с ограничениями, решение такой сложной системы задач оптимизации предусматривает ее тождественное преобразование к виду смешанной задачи дополненности большой размерности, решение которой осуществляется специальными солверами [3, 5, 9, 10].

Предложенная модель позволяет определять основные составляющие цен и тарифов на товары и услуги, а также их объемы, покупаемые и продаваемые участниками рынка на таких его сегментах, как рынок двусторонних договоров, рынок «на сутки вперед», балансирующий рынок и рынок вспомогательных услуг.

Вычислительные эксперименты, проведенные с использованием модели равновесного состояния нового рынка электрической энергии Украины, подтвердили ее корректность и широкие возможности использования для анализа состояний рынка, достигаемых при различных сценариях стратегического поведения генерирующих компаний, в условиях присутствия или отсутствия трейдера, а также в условиях перераспределения генерирующих блоков между компаниями-собственниками с существенным увеличением числа компаний-участниц рынка, т.е. в условиях трансформации существующего рынка олигополистической конкуренции в рынок совершенной конкуренции.

СПИСОК ЛИТЕРАТУРЫ

1. Закон України від 13.04.2017 № 2019-VIII «Про ринок електричної енергії України». [Электронный ресурс] Режим доступа: <https://zakon3.rada.gov.ua/laws/show/2019-19>.
2. Wei J.-Y., Smeers Y. Spatial Oligopolistic Electricity Models with Cournot Generators and Regulated Transmission Prices // *Operations Research*. 1999, vol. 47, No. 1, p. 102—112.
3. Hobbs B.F. Linear Complementarity Models of Nash—Cournot Competition in Bilateral and POOLCO Power Markets // *IEEE Transactions on Power Systems*. 2001, vol. 16, No. 2, p. 194—202.
4. Day C.J., Hobbs B.F., Pang J.-S. Oligopolistic Competition in Power Networks: A Conjectured Supply Function Approach // *Ibid*. 2002, vol. 17, No. 3, p. 597—607.
5. Murphy F., Smeers Y. Generation capacity expansion in imperfectly competitive restructured electricity markets // *Operations Research*. 2005, vol. 53, No. 4, p. 646—661.
6. Саух С.Е. Модель конкурентного равновесия на рынке электроэнергии с улучшенной адекватностью математического описания генерирующих компаний, системного оператора и электрической сети // *Электрон. моделирование*. 2016. — 38, № 4, с. 49—64.
7. Hobbs B.F., Drayton G., Fisher E.B., Lise W. Improved Transmission Representations in Oligopolistic Market Models: Quadratic Losses, Phase Shifters, and DC Lines // *IEEE Transactions on Power Systems*. 2008, vol. 23, No. 3, p. 1018—1029.
8. Schweppe F.C., Caramanis M.C., Tabors R.E., Bohn R.E. *Spot Pricing of Electricity* // Kluwer Academic Publishers. Boston, MA. 1988, 355p.
9. Саух С.Е. Методы компьютерного моделирования конкурентного равновесия на рынках электроэнергии // *Электрон. моделирование*. 2013, 35, № 5, с. 11—26.
10. Саух С.Е. Метод смещения малых элементов в обобщенных якобианах Кларка для обеспечения численной устойчивости квази-ньютоновских методов решения вариационных неравенств // Там же. 2015, 37, № 4, с. 3—18.

Поступила 06.10.17

REFERENCES

1. The Law of Ukraine dated April 13, 2017 No. 2019-VIII “About the Electricity Market of Ukraine”.
2. Wei, J.-Y. and Smeers, Y. (1999), “Spatial oligopolistic electricity models with cournot generators and regulated transmission prices”, *Operations Research*, Vol. 47, no. 1, pp. 102-112.

3. Hobbs, B.F. (2001), "Linear complementarity models of Nash–Cournot competition in bilateral and POOLCO power markets", *IEEE Transactions on Power Systems*, Vol. 16, no. 2, pp. 194-202.
4. Day, C.J., Hobbs, B.F. and Pang, J.-S. (2002), "Oligopolistic competition in power networks: A conjectured supply function approach", *IEEE Transactions on Power Systems*, Vol. 17, no. 3, pp. 597-607.
5. Murphy, F. and Smeers, Y. (2005), "Generation capacity expansion in imperfectly competitive restructured electricity markets", *Operations Research*, Vol. 53, no. 4, pp. 646-661.
6. Saukh, S.Ye. (2016), "Competitive equilibrium electricity market model with improved adequacy of mathematical description of the generating companies, the system operator and the electrical network", *Elektronnoe modelirovanie*, Vol. 38, no. 4, pp. 49-64.
7. Hobbs, B.F., Drayton, G., Fisher, E.B. and Lise, W. (2008), "Improved transmission representations in oligopolistic market models: Quadratic losses, phase shifters, and DC lines", *IEEE Transactions on Power Systems*, Vol. 23, no. 3, pp. 1018-1029.
8. Schweppe, F.C., Caramanis, M.C., Tabors, R.E. and Bohn, R.E. (1988), *Spot pricing of electricity*, Kluwer Academic Publishers, Boston, USA.
9. Saukh, S.Ye. (2013), "Methods of computer simulation of competitive equilibrium in electricity markets", *Elektronnoe modelirovanie*, Vol. 35, no. 5, pp. 11-26.
10. Saukh, S.Ye. (2015), "Method of shearing matrix elements of the Clarke's generalized Jacobian for providing numerical stability of the quasi-Newton methods of solving of the variational inequalities problems", *Elektronnoe modelirovanie*, Vol. 37, no. 4, pp. 3-18.

Received 06.10.17

S.Ye. Saukh

MATHEMATICAL MODEL OF THE EQUILIBRIUM STATE OF THE NEW COMPETITIVE ELECTRICITY MARKET OF UKRAINE

A mathematical model of the equilibrium state of the new liberalized electricity market of Ukraine is proposed. The model is presented in the form of a system of nonlinear optimization problems, which adequately reflects the goals and conditions of activity of key market participants such as generating companies, transmission system operator, distribution system operators, trader, suppliers and end-users. The model establishes interrelations between such prices for electric energy in regional energy units and such volumes of production, transmission, distribution and consumption of electricity, under which the performance of each market participant is most closely related to its own purposes. The model allows you to analyze the market conditions, achieved with different scenarios of the behavior of its participants.

Key words: model, market, equilibrium, price, tariff, electric power, network, optimization problems.

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, методы и технологии решения систем линейных алгебраических уравнений большой размерности, методы решения вариационных неравенств, равновесные модели, математическое моделирование энергорынков, газотранспортных систем, макроэкономических процессов.