

УДК 332.1:338.45:519.868

**МОДЕЛИРОВАНИЕ ОПТОВОГО РЫНКА ЭЛЕКТРОЭНЕРГИИ МАКРОРЕГИОНА
С ПОМОЩЬЮ НЕПРЕРЫВНО-ДИСКРЕТНЫХ МОДЕЛЕЙ**

© 2016 г. Е. А. ПОПОВА, А. Л. ЧАДОВ

Национальный исследовательский университет “Высшая школа экономики”, Москва

E-mail: ea_popova@hse.ru, achadov@hse.ru

В статье рассмотрена непрерывно-дискретная модель функционирования оптового рынка электроэнергии в макрорегионе России, учитывающая взаимное влияние потребления и цены. Предложен метод оценки и проведена идентификация модели на примере объединенной энергетической системы Урала. Значимость идентифицированных параметров проверяется по их устойчивому поведению на выборках меньшего размера. Расчеты проводятся для недельных данных в 2011–2014 гг., предполагается, что сезонность рядов полностью объясняется температурой окружающей среды. По результатам моделирования не отвергается гипотеза о неэластичности спроса по цене, статистически значимое влияние на потребление оказывает технологический показатель работы энергетической сети — средняя частота тока. Кроме того, не отвергается гипотеза о нелинейном влиянии температуры окружающей среды на спрос на электроэнергию.

Ключевые слова: рынок электроэнергии, непрерывно-дискретная модель, идентификация модели.

DISCRETE-CONTINUOUS MODELS IN THE WHOLESALE ELECTRICITY MACROREGION MARKET MODELING

Е. А. POPOVA, A. L. CHADOV

National Research University Higher School of Economics, Moscow

E-mail: ea_popova@hse.ru, achadov@hse.ru

Discrete-continuous wholesale electricity market operating model with cross-effect of electricity price and load is suggested in the article. Model identification method is proposed and applied on the united power system of the Urals' data. The significance of estimated parameters is proved by stable behavior of parameters, performed on subsample. The calculations are performed on base of weekly data from 2011 to 2014 year and the seasonal effects are included in the model due to weather variables. The results indicate that hypothesis of inelasticity of demand is not rejected and significance of such technological parameter as frequency is confirmed. The hypothesis of non-linear influence of temperature on electricity demand is not rejected.

Key words: electricity market, discrete-continuous model, model identification.

ВВЕДЕНИЕ

Функционирующий оптовый рынок электроэнергии России сформирован в начале XXI века. Суть реформы [1] заключалась в разбиении монополии РАО “ЕЭС России” на компании по видам деятельности: производство, передача, распределение, сбыт. В отрасли появились новые компании, производящие электроэнергию, и компании, ее сбывающие. В результате их взаимодействия формируются объемы поставки и потребления электроэнергии и равновесные цены. Вопросы моделирования равновесной цены, влияние спроса на цену и цены на спрос актуальны для большинства участников рынка.

В работе [2] формализованы основные этапы работы оптового рынка электроэнергии России и предложены модель выбора состава генерирующего оборудования, модель рынка на сутки вперед и модель балансирующего рынка, которые применяются для каждого субъекта оптового рынка России в ОАО “СО ЕЭС” и ОАО “Администратор торговой системы”. Решением этих моделей являются объемы выработки и потребления всех субъектов оптового рынка, а также цены покупки и продажи электроэнергии на каждом этапе работы оптового рынка.

В [3] описана оптимизационная экономико-инженерная модель Европейской энергосистемы. На каждый день максимизируется общественное благосостояние всех игроков рынка с учетом физических ограничений: на максимальный переток по линии электропередач, ограничения на выработку электростанций, энергетический баланс в каждом узле модели.

Особенности моделей [2] и [3] состоят в том, что они всесторонне анализируют оптовый рынок электроэнергии: учитывают физическую составляющую процесса выработки и передачи энергии, уделяют внимание экономической составляющей – процессу ценообразования. Но для получения численных решений данного типа моделей необходимо иметь всю информацию относительно спроса и предложения в каждом узле энергетических систем.

В работе [4] приведен обзор механизмов организации аукционов продажи электрической энергии: аукцион Курно, аукцион функций предложения, двухуровневый аукцион. Авторы анализируют данные механизмы с точки зрения поиска равновесного состояния, с учетом стратегического взаимодействия генерирующих компаний. В [5] авторы рассматривают различные механизмы устройства оптового рынка и анализируют их на примере объединенной энергетической системы Сибири. При этом для определения устойчивости функции предложения авторы выделяют аукцион линейных функций предложения, который приводит также и к меньшей равновесной цене на рынке. Особенность моделей – учет ограничения на мощность электростанций, что приближает эти модели к действительному рынку. Основным ограничением рассмотренных моделей является отсутствие возможности потребителей стратегически взаимодействовать с генерирующими компаниями на рынке и тем самым влиять на формирование равновесной цены. Но с 2011 г. потребители на российском рынке электроэнергии при подаче заявок на аукцион имеют право подавать ценовую заявку и влиять на цену.

Опыт эмпирических исследований в сфере электроэнергетики накоплен в США и странах Европы, так как создание оптового рынка электроэнергетики в этих странах началось в конце XX века. В частности, в [6] выделены основные факторы, определяющие спрос, – это цена на электроэнергию и цена на другие энергетические ресурсы. В дальнейших исследованиях список факторов расширился за счет температуры окружающей среды [7]. Для российского рынка в [8] определена статистическая значимость длины светового дня и курса евро на объем потребления электроэнергии. Исследователи [9] акцентировали внимание на непрерывной природе показателя “потребление электроэнергии”. Они предложили аппроксимировать спрос “периодическими кубическими сплайнами”, тем самым учитывая внутрисуточную сезонность. Было проанализировано влияние средней температуры окружающей среды на потребление и установлен значительный нелинейный эффект: кубическая зависимость спроса от температуры [10].

Анализ цены на электроэнергию имеет ряд сложностей. В соответствии с [11] цена обладает высокой волатильностью, тенденцией возвращения к среднему значению в динамике цены являются значительные скачки цены в краткосрочном периоде. В [8] отмечено, что цены подвержены цикличным (дневным, недельным, годовым) и сезонным колебаниям.

В [12] дан анализ изменения цены на электроэнергию на оптовом рынке Великобритании в зависимости от институциональных изменений и реформ. Автор смоделировал цену с помощью уравнений среднего и условной волатильности, учитывая, что цена определяется ценой в предыдущий момент времени, фактом проведения реформ и сезонной составляющей. Сезонная составляющая учитывается как сумма периодических синусоидальных функций. Однако в исследовании [12] не учитывалась природа формирования цены и влияние спроса и предложения на цену электроэнергии.

Авторы [13] сравнивают различные методы прогнозирования цен с учетом различных факторов на оптовых рынках Калифорнии и Скандинавии. Все модели объединяет учет недельной сезонности посредством авторегрессионной составляющей модели и фиктивных переменных на дни недели. По результатам анализа моделей выявлено, что лучше других можно считать модель, которая учитывает потребление электроэнергии. При этом температура окружающей среды более других природных факторов влияет на цену, но не менее, чем спрос.

Настоящее исследование учитывает спрос и цену на электроэнергию при их взаимном влиянии, с учетом непрерывной природы потребления электроэнергии и дискретном формировании цены. Особенность работы — применение функционально-дифференциальных уравнений для оценки данной системы, в работе предложен метод идентификации модели. Недостатком приведенных выше эмпирических моделей является то, что они не учитывают влияние технических особенностей функционирования энергетических систем. В данной работе авторы учитывают технологическую составляющую, а именно частоту тока в сети при анализе спроса.

ОПИСАНИЕ ОПТОВОГО РЫНКА ЭЛЕКТРОЭНЕРГЕТИКИ

Единая энергетическая система (ЕЭС) России представляет собой разветвленную сеть линий электропередач, трансформаторов, блок-станций, электростанций и других объектов электроэнергетики, объединенных процессом производства, передачи и распространения электроэнергии. Для проведения основных расчетов на оптовом рынке используется математическая модель [2]. Для ее построения необходимо схематическое описание ЕЭС России, которое называется “расчетная модель” [14]. Составной частью “расчетной модели” является узел — соединение линий электропередач и места присоединения электростанций и потребителей. Расчеты объема производства и потребления электроэнергии и соответствующие им равновесные цены проводятся для каждого узла “расчетной модели” ЕЭС России.

Цены на электроэнергию формируются на оптовом рынке посредством аукциона покупателей¹ и производителей, который называется “рынок на сутки вперед” [15]. За одни сутки до поставки покупатели подают заявки на плановый объем потребления на каждый час на сутки вперед, аналогично поставщики подают заявки на плановый объем выработки электроэнергии. Заявки всех покупателей проранжированные по цене в данном конкретном узле, формируют функцию спроса; заявки всех поставщиков², также проранжированные по цене, формируют функцию предложения. Таким образом, равновесная

¹ Под «покупателями» будем понимать только покупателей оптового рынка электроэнергии, а именно гарантирующих поставщиков, энергосбытовых компаний, крупных предприятий и компаний, которые получили статус субъекта оптового рынка.

² На рынке на сутки вперед приоритетные заявки имеют атомные электростанции и гидроэлектростанции, что реализуется следующим образом: цена в заявке электростанций данного типа приравнивается к нулю. Это связано со стратегической важностью данного типа электростанций во всей энергетике страны и с малой себестоимостью производства единицы мощности.

цена рассчитывается как пересечение функции спроса и функции предложения. При этом объемы поставщиков с высокой ценой (выше равновесной цены) не отобраны для поставки электроэнергии в данном узле. Аналогично спрос покупателей с ценой ниже равновесной является непокрытым.

В режиме реального времени фактический объем потребления электроэнергии может значительно отличаться от планового объема. Причинами могут быть аварии на производстве, которые приводят к значительному снижению потребления, или некачественный прогноз планового объема потребления. Это же относится к поставщикам, на электростанциях также возможны сбои, которые приводят к уменьшению выработки. Увеличение выработки происходит по команде диспетчеров Системного оператора для равновесия системы: например, для покрытия возросшего спроса или для стабилизации частоты тока энергетической системы.

Финансовые расчеты по итогам поставки производятся следующим образом. Покупатели, заявки которых по результатам аукциона являются покрытыми, приобретают электроэнергию по равновесной цене в объеме отобранного на рынке потребления. Поставщики, отобранные для поставки, продают электроэнергию по равновесной цене в объеме отобранной на рынке выработки³. В случае превышения фактического потребления над плановым объем отклонения покупатель приобретает по штрафной цене, которая выше установленной равновесной цены. В противоположном случае, когда плановое потребление превышает фактическое, покупатели продают отклонения по цене, ниже равновесной [16]. Аналогично поставщики продают или покупают разницу между плановой и фактической выработкой электроэнергии на рынке по штрафным ценам.

Таким образом, для минимизации издержек поставщикам и покупателям необходимо прогнозировать свои плановые объемы максимально точно. В тех ситуациях, когда это невозможно сделать, — планировать свой профиль потребления и выработки в зависимости от равновесных цен. В этом случае можно говорить о взаимном влиянии объемов и цен.

ОПИСАНИЕ ДАННЫХ И ПОСТАНОВКА МОДЕЛИ

В настоящем исследовании используются данные макрорегиона России — объединенной энергетической системы Урала (ОЭС Урала). Деление ЕЭС России на части обусловлено исторически по единой диспетчеризации макрорегионов. Исследуемый регион находится в диспетчерском управлении филиала Системного оператора энергетической сети — Оперативного диспетчерского управления (ОДУ Урала)⁴.

В состав ОЭС Урала входят 11 субъектов России: Республика Башкортостан, Республика Удмуртия, Ханты-Мансийский и Ямало-Ненецкий автономные округа, Пермский край, Кировская, Курганская, Оренбургская, Свердловская, Тюменская и Челябинская области. Из специфики данных регионов следует особенность ОЭС Урала — самая высокая доля⁵ промышленного потребления в суммарном потреблении макрорегиона среди всех ОЭС России. Общее потребление и выработка электроэнергии в ОЭС Урала также самые большие.

С августа 2011 по май 2014 г. в недельной динамике собраны данные по потреблению и выработке электроэнергии в Мвт · ч, средней температуре окружающей среды в °С, частоте тока в сети в Гц по ОЭС Урала с официального сайта ОАО «СО ЕЭС»; цены на

³ Поставщики продают электроэнергию не только по свободным (механизм описан в статье), но и по регулируемым ценам. Регулируемые цены закреплены в регулируемых договорах, которые заключают поставщики на поставку электроэнергии для населения и приравненным к ним категориям. Цены по этим договорам утверждаются ФСТ на 1 год.

⁴ ЕЭС России делится на 7 ОЭС, каждая из которых управляется отдельным филиалом Системного оператора энергетической сети.

⁵ Более 50% (информация представлена на сайте системного оператора http://so-ups.ru/index.php?id=oes_ural).

электроэнергию в руб./Мвт · ч, сложившиеся по результатам “рынка на стуки вперед”, собраны с официального сайта ОАО “АТС”.

Недельная динамика данных обусловлена спецификой работы оптового рынка электроэнергии России в период до мая 2014 г.⁶, а именно на семидневный период вперед определяется, какие электростанции будут работать (процедура выбора состава включенного генерирующего оборудования – ВСВГО) и какой максимальный объем мощности они будут вырабатывать. Для анализа более частой динамики необходимо учитывать максимально возможный сброс и увеличение выработки мощности по всем работающим электростанциям. При работе с данными в недельной динамике можно предположить, что ограничений на увеличение и на уменьшение выработки нет.

В этом исследовании предлагается гибридная, в соответствии с терминологией, используемой в работе [17], непрерывно-дискретная модель функционально-дифференциальных уравнений ОЭС Урала:

$$\begin{cases} D'(t) = aD(t) + b \sum_{t-1 \leq t_i < t} \Delta Price(t_i) + Temp'(t)(c_2 + 2c_1 Temp(t)) + \\ + d \sum_{t-1 \leq t_i < t} \Delta Fr(t_i), \quad t \in [0, T], \\ Price(t_i) = \alpha Price(t_i - 1) + \beta D(t_i) + \gamma D^2(t_i) + \eta, \quad t_i = 1, 2, \dots, 147. \end{cases} \quad (1)$$

Здесь $D(t)$ – суммарный фактический объем потребления электроэнергии по всем узлам ОЭС Урала за неделю t ; $Price(t)$ – индекс равновесной цены на покупку в объединенной энергетической системе Урала. Он формируется как средняя цена в узлах по всей ОЭС Урала на неделе t , взвешенная по объемам потребления в этих узлах; символ Δ обозначает первую разность: $\Delta Price(t_i) \equiv Price(t_i) - Price(t_{i-1})$; показатель $Temp(t)$ – температура окружающей среды; $Fr(t)$ – средняя частота тока в электроэнергетической сети на неделе t , которая характеризует сбалансированность работы системы; $\{a, b, c, d, \alpha, \beta, \gamma, \eta\}$ – действительные числа: неизвестные параметры модели, подлежащие идентификации; $D'(t)$, $Temp'(t)$ – производные по t от функций $D(t)$, $Temp(t)$, соответственно.

Рассмотрим каждое уравнение системы (1). Особенность потребления электроэнергии заключается в непрерывной природе данного показателя. Динамика потребления электроэнергии в каждый момент времени определяется текущим уровнем потребления, текущей температурой и ее производной, а также изменением равновесной цены и средней частоты тока в электроэнергетической сети. Равновесная цена на электроэнергию изменяется дискретно каждый период, что приводит к изменению скорости роста потребления в начале каждого периода. При этом мы наблюдаем фактический объем потребления на некоторой дискретной сетке времени – наблюдаем объем потребления $D(t)$ только один раз в неделю. Поэтому возникает задача идентификации параметров непрерывно-дискретного уравнения по наблюдениям, имеющим дискретную природу. Далее будет предложен и применен один подход к решению этой задачи.

В значительной степени потребление электроэнергии определяется температурой окружающей среды $Temp(t)$. Этот показатель представляет собой среднюю температуру по территории ОЭС Урала. В модели предполагается квадратичная зависимость спроса от температуры $D(t) = c_1 Temp^2(t) + c_2 Temp(t)$, из нее следует, что $D'(t) = Temp'(t)(c_2 + 2c_1 Temp(t))$.

Следует отметить, что рост потребления электрической энергии должен зависеть непосредственно от уровня фактического потребления в данный момент времени, так как изменение потребления из-за технологических особенностей ограничено. Согласно класси-

⁶ С мая 2014 г. временные рамки процедуры ВСВГО изменились: расчеты выбора генерирующего оборудования проводятся ежедневно.

ческой микроэкономической теории, предполагаем, что изменение фактического спроса объясняется изменением цены продажи электроэнергии в тот же момент времени.

Цена $Price(t)$ формируется как равновесная цена при пересечении планируемого объема потребления и выработки в данном узле. Затем фактический объем потребления в узле, который отличается от планируемого, продается по сформированной в узле цене. Таким образом, цена $Price(t)$ объясняется плановым потреблением электроэнергии, в отличие от [18], где авторы цену объясняли потреблением в прошлый период времени. Из-за отсутствия информации о плановом потреблении в данном исследовании $Price(t)$ анализируется относительно фактического потребления, которое принимается в качестве заменителя планового потребления.

Цена $Price(t)$ объясняется плановой выработкой электроэнергии. В случае, когда электростанция с “дешевой” себестоимостью электроэнергии (в частности, ГЭС) уменьшает выработку (например, уходит на плановый ремонт), предложение уменьшается. Это в свою очередь приводит к тому, что равновесная цена формируется на более высоком уровне. Показатель плановой суммарной выработки $Gen(t)$ в ОЭС Урала включает агрегированно все плановые ремонты электростанций. Особенность любой энергосистемы [19] заключается в том, что в каждый момент времени она является самодостаточной, то есть потребление равняется выработке электроэнергии с учетом потерь в сетях и экспорта либо импорта в систему. В нашем случае коэффициент корреляции выработки $Gen(t)$ и потребления $D(t)$ в ОЭС Урала равен 0,98 и статистически их средние величины не отличаются друг от друга при уровне значимости 0,01. Поэтому в рамках исследования для того, чтобы избежать проблем, связанных с мультиколлинеарностью, рассматривается только потребление электроэнергии.

При прочих равных условиях рост объема потребления приводит к увеличению цены. Это объясняется тем, что для покрытия выросшего потребления, Системный оператор подключает дополнительные электростанции из «горячего резерва». Стоимость выработки единицы мощности таких электростанций выше уже работающих, что приводит к росту равновесной цены электроэнергии, при этом цена растет до некоторого уровня и далее может уменьшаться.

Отклонение частоты тока $Fr(t)$ от нормативного уровня (50 Гц) характеризует ситуацию, когда спрос отличается от предложения в данный момент времени. Для приведения системы в стабильное состояние Системный оператор отдает команду увеличить или уменьшить выработку отдельных электростанций, либо увеличить или уменьшить потребление покупателей с регулируемой нагрузкой. Следовательно, изменение частоты приводит к изменению потребления в тот же момент времени.

Предполагается, что скорость изменения фактического потребления электроэнергии положительно зависит от текущего уровня спроса, отрицательно — от прироста цены и от изменения средней частоты тока в прошлом периоде и имеет квадратичную зависимость от температуры.

Во втором уравнении системы (1) фактор $Price(t)$ в каждый момент времени значительно связан с заявками покупателей и производителей. В свою очередь цена, указываемая на торгах “на рынке на сутки вперед” в заявке производителей, коррелирует с уровнем предельных издержек электростанций, изменения которого происходят в более длительной перспективе, чем недельная динамика. Таким образом, как и в [13], равновесная цена во втором уравнении системы (1) определяется равновесной ценой прошлого периода и имеет положительную квадратичную зависимость от фактического объема потребления.

В исследовании проверяются следующие гипотезы.

Гипотеза 1. Спрос по цене не эластичен в ОЭС Урала в недельной динамике.

Для проверки этой гипотезы анализируется рост потребления электроэнергии относительно изменения цены в тот же период времени.

Гипотеза 2. Функциональная зависимость цены на электроэнергию от спроса — полиномиальная, второго порядка.

ИДЕНТИФИКАЦИЯ МОДЕЛИ

Идентификация модели (1) основывается на анализе стационарных временных рядов. При этом ни потребление, ни цена не являются стационарными рядами. Наблюдения спроса обладают четко выраженной сезонностью: объем потребления увеличивается к зиме (январь–февраль 2012, 2013, 2014 годов), затем уменьшается к лету (август–сентябрь 2011, 2012, 2013, 2014). Предположительно это связано с тем, что основная причина расхода электроэнергии – обогрев. Кроме того, увеличение длины светового дня летом приводит к уменьшению объема потребленной электроэнергии. Таким образом, сезонность в потреблении объясняется временем года. Аналогичную динамику имеет временной ряд – температура окружающей среды. Сезонность ряда объясняется временем года.

Цена на электроэнергию также обладает сезонностью, она направлена в противоположную сторону от сезонности спроса. Весенне-летний период характеризуется высоким уровнем паводка, что приводит к увеличению выработки гидроэлектростанций. Зимой–осенью увеличивается объем генерации тепловых электростанций. Стоимость генерации гидроэлектростанций на порядок ниже⁷ стоимости тепловых электростанций, что может привести к росту цен осенью–зимой и их снижению весной–летом. Однако на практике этого не происходит – ремонтные компании электростанций приходится на весенне-летний период, что значительно уменьшает предложения и приводит к росту цен в этом периоде.

Статистически с 2011 по 2014 г. растут и потребление, и цена электроэнергии. Поэтому кажется целесообразным учитывать составляющую тренда для обоих временных рядов. На такой краткосрочной динамике важно учесть фактор праздников, во время которых потребление снижается.

Учтем сезонную составляющую и тренд с помощью синусоиды вида:

$$\begin{aligned} D(t) &= A^D \sin(\varphi t + \mu) + B^D t + C^D \cdot Hol + D_0; \\ Temp(t) &= A^{Temp} \sin(\varphi t + \mu) + Temp_0; \\ Price(t) &= A^P \sin(\varphi^P t + \mu) + B^P t + Price_0. \end{aligned} \quad (2)$$

В системе (2) φ отвечает за период сезонности. В нашем случае наблюдения обладают недельной сезонностью, поэтому $\varphi = 2\pi/52 \approx 0,121$. При этом не обязательно сезонность цены полностью определяется сезонностью потребления. На цену на электроэнергию влияет цена на газ, которая также имеет сезонность. Поэтому предполагается, что период сезонности цены можно вычислить следующим образом: $\varphi^1 = \varphi + \Delta$.

Значение μ характеризует сдвиг синусоиды. Поэтому первое наблюдение в выборке на 1 августа необходимо сдвинуть вправо на 14 радиан, следовательно, $\mu = -14$. И у цены, и у спроса сезонность недельная, и сдвиг синусоиды для обоих временных рядов имеет одинаковую величину.

В (2) A^D , A^P , A^{Temp} – амплитуды сезонности спроса и цены, соответственно; D_0 , $Temp_0$, $Price_0$ – средние значения наблюдений (уровень, относительно которого колеблется синусоида) спроса и цены, соответственно; Hol – фиктивная переменная на присутствие новогодних или майских праздников на этой неделе; t – переменная, отвечающая за спрос.

⁷ На официальных сайтах ОАО “РусГидро” (компания, владеющая основными гидроэлектростанциями страны) и компаний, владеющих тепловыми генерациями, публикуются цены на электрическую энергию по договорам, заключенным с гарантирующими поставщиками, в целях обеспечения потребления населением и приравненными к нему категориями потребителей. Цены ОАО “РусГидро” и других компаний отличаются в среднем в десять раз.

Оценки параметров уравнения учета сезонности и спроса

	Спрос	Температура	Цена
$\sin(\varphi t + \mu)$	646937,5*** (11794,6)	-18,08*** (0,475)	-87,32*** (6,786)
t (тренд)	346,8 (191,3)		1,652*** (0,112)
Hol	-174825,2*** (29733,6)		
Константа	4892064,4*** (16315,9)	3,233*** (0,329)	873,8*** (9,452)
φ	0,121	0,121	0,117
N	147	147	147
R_{adj}^2	0,954	0,908	0,699

В скобках представлены стандартные ошибки. * $p < 0,05$; ** $p < 0,01$; *** $p < 0,001$.

Параметры $\{A^D, B^D, C^D, D_0, A^{Temp}, Temp_0, A^P, B^P, Price_0\}$ уравнений (2) оцениваются методом наименьших квадратов для каждого $\Delta = \pm 0,001i$, где $i = 0, 1, 2, \dots, 100$, и выбирается наилучшее решение по минимизации ошибок. Результаты оценок представлены в табл. 1.

Величина R_{adj}^2 для модели спроса принимает значение, близкое к единице. Это объясняется тем, что на практике потребители (особенно промышленные предприятия, доля которых значительна в ОЭС Урала) редко меняют свое потребление от недели к неделе, за исключением чрезвычайных или других неожиданных ситуаций. При этом коэффициент при фиктивной переменной Hol значим на уровне 1% и отрицателен, то есть в праздничные дни потребление в ОЭС Урала снижается в среднем на 174,8 Гвт · ч.

Для идентификации модели (1) в качестве спроса будем использовать “чистый спрос”⁸ (далее обозначается $D^e(t)$), рассчитанный как разница наблюдений в точках и прогнозных значений по результатам модели (2). Аналогично, в качестве цены на электроэнергию будем использовать “чистую цену” $Price^e(t)$, в качестве температуры – “чистую температуру” $Temp^e(t)$. Полученные ряды являются стационарными по построению: из них исключены тренд и сезонная составляющая.

Модель (1) примет вид:

$$\begin{cases} D^e(t) = aD^e(t) + b \sum_{t-1 \leq t_i < t} \Delta Price^e(t_i) + \\ + (Temp^e(t))(c_2 + 2c_1 Temp^e(t)) + d \sum_{t-1 \leq t_i < t} \Delta Fr(t), \quad t \in [0, T]; \\ Price^e(t_i) = \alpha Price^e(t_i - 1) + \beta D^e(t_i) + \gamma (D^e(t_i))^2 + \eta, \quad t_i = 1, 2, \dots, 147. \end{cases} \quad (3)$$

Проинтегрируем первое уравнение системы (3) и получим:

⁸ Для объема выработки ОЭС Урала была оценена модель (2) для учета тренда и сезонной составляющей, и была рассчитана “чистая выработка”. В этом случае корреляция “чистой выработки” и “чистого потребления” также остается высокой – 0,98.

$$\begin{aligned}
D^e(t) = D^e(0) + a \int_0^t D^e(s) ds + b \int_0^t \sum_{s-1 \leq t_i < s} \Delta Price^e(t_i) ds + \\
+ c_1 (Temp^e(t))^2 + c_2 Temp^e(t) + d \int_0^t \sum_{s-1 \leq t_i < s} \Delta Fr(t_i).
\end{aligned} \tag{4}$$

Заменим в (4) интегральные выражения их численными приближениями:

$$\begin{aligned}
D^e(t) = D^e(0) + a \sum_0^t D^e(t_i) + b \sum_0^t \sum_{t-1 \leq t_i < t} \Delta Price^e(t_i) + \\
+ c_1 (Temp^e(t))^2 + c_2 Temp^e(t) + d \sum_0^t \sum_{t-1 \leq t_i < t} \Delta Fr(t_i).
\end{aligned} \tag{5}$$

Далее идентификация модели проводится на сетке наблюдений $t_i = 1, 2, \dots, 147$. Для этого в непрерывные переменные вместо t подставляется каждое наблюдение t_i . Учитывая, что

$$\sum_0^t \sum_{t-1 \leq t_i < t} \Delta Price^e(t_i) = Price^e(t_i) - Price^e(0)$$

и

$$\sum_0^t \sum_{t-1 \leq t_i < t} \Delta Fr(t_i) = Fr(t_i) - Fr(0)$$

(5) примет вид:

$$D^e(t_i) = a \sum_1^t D^e(t_i) + b Price^e(t_i) + c_1 Temp^2(t_i) + c_2 Temp(t_i) + d \cdot Fr(t_i) + \text{const}, \tag{6}$$

где $\text{const} = D^e(0) - b Price^e(0) - c Fr(0)$.

Таким образом, необходимо идентифицировать систему:

$$\begin{cases} D^e(t_i) = a \sum_0^t D^e(t_i) + b Price^e(t_i) + c_1 Temp^2(t_i) + c_2 Temp(t_i) + d \cdot Fr(t_i) + \text{const}; \\ Price^e(t_i) = \alpha Price^e(t_i - 1) + \beta D^e(t_i) + \gamma (D^e(t_i))^2 + \eta, \quad t_i = 1, 2, \dots, 147. \end{cases} \tag{7}$$

относительно параметров $\theta = \{a, b, c_1, c_2, d, \text{const}, \alpha, \beta, \gamma, \eta\}$.

Для идентификации (7) можно воспользоваться методом оценки коэффициентов системы [20]: идентифицировать первое и второе уравнения системы (7), минимизировать по параметрам $\theta = (a, b, c_1, c_2, d, \text{const}, \alpha, \beta, \gamma, \eta)$ следующие функции:

$$\sum_{t_i=1}^{147} (D^e(t_i) - D_{pred}^e(t_i))^2 \xrightarrow{\theta} \min; \tag{8}$$

$$\sum_{t_i=1}^{147} (Price^e(t_i) - Price_{pred}^e(t_i))^2 \xrightarrow{\theta} \min, \tag{9}$$

где $D_{pred}^e(t_i)$, $Price_{pred}^e(t_i)$ – значения потребления и цены на электроэнергию, рассчитанные по (7).

Для проверки качества и устойчивости полученных оценок задача (8) решалась на подвыборках размером $N = 100$, которые были созданы из имеющейся выборки по следующему правилу $\{[t_{i+1}, t_{i+100}], \forall i \in [0, 47]\}$. Для каждой подвыборки были получены оценки параметров по критерию минимизации квадрата ошибки объясняющего уравнения. В результате оценка коэффициента, характеризующего темп роста спроса, оказалась неустойчивой.

Для анализа качества полученного решения задачи (9) рассчитаны стандартные ошибки оценок параметров методом бутстрап (“bootstrap”) [21] на 1000 репликациях (“bootstrap samples”). Этот метод может применяться в случае, когда неизвестны асимптотические распределения. Метод применим на временных рядах [22]. Данная процедура представляет собой последовательность следующих шагов: на первом шаге строятся 1000 случайных величин p из равномерного распределения на $[0, 1]$; на втором шаге строятся 1000 репликаций как подвыборки: первый элемент выбирается из всей выборки с вероятностью p , следующий добавляется в подвыборку с вероятностью $1 - p$; на третьем шаге задача (9) решается на каждой репликации. В результате расчетов квадратичная зависимость цены от объема потребления не подтвердилась.

Для оценки качества подгонки в (8), (9) рассчитывается качество отдельно первого и второго уравнений системы (3), как доли объясненной дисперсии в общей дисперсии следующим образом:

$$R_{11} = 1 - \frac{\sum_{t_i=1}^{147} (D^e(t_i) - D_{pred}^e(t_i))^2}{\sum_{t_i=1}^{147} (D^e(t_i) - \overline{D^e})^2} = 0,45;$$

$$R_{12} = 1 - \frac{\sum_{t_i=1}^{147} (Price^e(t_i) - Price_{pred}^e(t_i))^2}{\sum_{t_i=1}^{147} (Price^e(t_i) - \overline{Price^e})^2} = 0,78,$$

где $\overline{D^e}$, $\overline{Price^e}$ – средние значения спроса и цены на электроэнергию, очищенные от сезонности.

Прогнозное качество модели в целом (с учетом трендовой и сезонной составляющих) рассчитывается аналогично:

$$R_{21} = 1 - \frac{\sum_{t_i=1}^{147} (D(t_i) - D_{pred}(t_i))^2}{\sum_{t_i=1}^{147} (D(t_i) - \overline{D})^2} = 0,95;$$

$$R_{22} = 1 - \frac{\sum_{t_i=1}^{147} (Price(t_i) - Price_{pred}(t_i))^2}{\sum_{t_i=1}^{147} (Price(t_i) - \overline{Price})^2} = 0,78.$$

Следует отметить, что учет сезонной и трендовой составляющих практически не повлиял на долю объясненной дисперсии цены: разница есть только в третьем знаке.

ИНТЕРПРЕТАЦИЯ РЕЗУЛЬТАТОВ

По результатам идентификации гибридная модель (3), описывающая взаимное влияние потребления и спроса, имеет вид:

$$\left\{ \begin{array}{l} D^e(t) = 0,0018D^e(t) + 0,177 \sum_{t-1 \leq t_i < t} \Delta Price^e(t_i) - \\ - (Temp^e(t))(18097,9Temp^e(t) + 506,8) - 7 \cdot 10^6 \sum_{t-1 \leq t_i < t} \Delta Fr(t), \quad t \in [0, T]; \\ Price^e(t_i) = 0,557Price^e(t_i - 1) + 0,000128D^e(t_i) - \\ - 2 \times 10^{-10}(D^e(t_i))^2 + \eta, \quad t_i = 1, 2, \dots, 147. \end{array} \right. \quad (10)$$

Коэффициент b , отражающий влияние цены на динамику спроса, равен 177 Квт · ч, что составляет 0,0004% от среднего потребления ОЭС Урала. Это объясняется тем, что потребители электроэнергии не могут изменять потребление в зависимости от цены от недели к неделе, особенно промышленные предприятия, доля которых значительна для ОЭС Урала. Этот коэффициент подтверждает неэластичность спроса по цене.

Значимость и знаки коэффициентов при температуре окружающей среды подтверждают гипотезу о квадратичной зависимости от потребления, представляющей параболу с ветвями, направленными вниз и с вершиной в точке $Temp^e = -18^\circ$. Значения очищенного от сезонности ряда температуры лежат в промежутке $[-15^\circ; 15^\circ]$. Таким образом, правая ветвь параболы характеризует взаимодействие температуры и спроса на электроэнергию. Действительно, при повышении температуры окружающей среды потребление электрической энергии падает и наоборот.

Коэффициент при частоте в первом уравнении системы (1) отрицательный, то есть увеличение частоты характеризует ситуацию уменьшения потребления электроэнергии: при увеличении частоты тока энергетической сети в тот же момент времени уменьшается выработка электростанций, что приводит систему к равновесию. Следовательно, потребление также уменьшается.

Во втором уравнении системы (10) коэффициент перед γ оказался статистически незначимым, гипотеза о квадратичной зависимости цены на электроэнергию от спроса не подтвердилась.

Коэффициент 0,557 перед авторегрессионной составляющей цены означает, что цена в текущий момент времени определяется ценой прошлого периода. Можно считать, что ценовые заявки покупателей и поставщиков на “рынке на сутки вперед” от недели к неделе изменяются мало. Существенные изменения цены объясняются сезонной составляющей и потреблением электроэнергии макрорегиона.

ЗАКЛЮЧЕНИЕ

В работе предложена непрерывно-дискретная модель, описывающая рынок электроэнергии ОЭС Урала. Предложен метод идентификации параметров модели. Полученные оценки подтверждают выдвинутые гипотезы: спрос по цене неэластичен в ОЭС Урала; функциональная зависимость цены от спроса квадратичная, ветви параболы направлены вниз.

К ограничениям модели можно отнести выбор в качестве объекта приложения модели ОЭС России. Расчеты по электроэнергетическому рынку “на сутки вперед” про-

водятся в каждом узле энергетической сети одновременно, поэтому имеется существенная связь между результатами расчета в соседних узлах. Но при анализе любых более крупных объектов (регионов, зон свободного перетока, ОЭС) необходимо агрегирование данных расчетов от узлов к регионам. Это приводит к потере этих взаимосвязей и, возможно, к смещению получаемых оценок.

В данной работе анализируется усредненный показатель температуры окружающей среды по ОЭС Урала. Этот макрорегион значительно протяжен с севера на юг, и температура в северных районах может значительно отличаться от температуры в южных. Учет среднего уровня температуры по ОЭС и среднеквадратичного отклонения в дальнейшем может привести к уточнению результатов.

Статья подготовлена в ходе проведения исследования (№ проекта 15-05-0063) по Программе «Научный фонд Национального исследовательского университета “Высшая школа экономики” (НИУ ВШЭ)» в 2015–2016 гг. и с использованием средств субсидии на государственную поддержку ведущих университетов Российской Федерации в целях повышения их конкурентоспособности среди ведущих мировых научно-образовательных центров, выделенной НИУ ВШЭ.

ЛИТЕРАТУРА

1. Жолнерчик С.С. Современная рыночная электроэнергетика Российской Федерации. М.: АНО Учебный центр НП “Совет рынка”, 2012. 368 с.
2. Давидсон М.Р., Догадушкина Ю.В., Крейнс Е.М. и др. Математическая модель управления энергосистемой в условиях конкурентного оптового рынка электроэнергии и мощности в России // Изв. РАН. Теория и системы управления. 2009. № 2. С. 84–94.
3. Leuthold F.U., Weigt H., von Hirschhausen C. A large-scale spatial optimization model of the European electricity market // Networks and spatial economics. 2012. V. 12. № 1. P. 75–107.
4. Васин А.А., Дайлова Е.А. Анализ краткосрочной эффективности механизмов оптового рынка электроэнергии // Журнал новой экономической ассоциации. 2013. № 2(18). С. 35–60.
5. Айзенберг Н.И., Зоркальцев В.И., Киселева М.А. Модели несовершенной конкуренции применительно к анализу электроэнергетического рынка Сибири // Журнал новой экономической ассоциации. 2013. № 2(18). С. 62–87.
6. Taylor L.D. The demand for electricity: a survey // The Bell Journal of Economics. 1975. P. 74–110.
7. Taylor J.W., Buizza R. Using weather ensemble predictions in electricity demand forecasting // Intern. J. of Forecasting. 2003. V. 19. № 1. P. 57–70.
8. Айзенберг Н.И., Филатов А.Ю. Моделирование и анализ механизмов функционирования электроэнергетических рынков. Иркутск: Изд-во Иркут. гос. ун-та, 2013. 100 с.
9. Harvey A., Koopman S.J. Forecasting hourly electricity demand using time-varying splines // J. of the American Statistical Association. 1993. V. 88. № 424. P. 1228–1236.
10. Bessec M., Fouquau J. The non-linear link between electricity consumption and temperature in Europe: a threshold panel approach // Energy Economics. 2008. V. 30. № 5. P. 2705–2721.
11. Weron R., Misiorek A. Forecasting spot electricity prices with time series models // Proc. of the European Electricity Market EEM-05 Conf. 2005. P. 133–141.
12. Tashpulatov S.N. Estimating the volatility of electricity prices: the case of the England and Wales wholesale electricity market // Energy Policy. 2013. V. 60. P. 81–90.
13. Weron R., Misiorek A. Forecasting spot electricity prices: A comparison of parametric and semiparametric time series models // Intern. J. of Forecasting. 2008. V. 24. № 4. P. 744–763.
14. Приложение № 17 к Договору о присоединении к торговой системе оптового рынка. Перечень определений и принятых сокращений, от 14.07.2006 (с изм. 21.08.2014).
15. Приложение № 7 к Договору о присоединении к торговой системе оптового рынка. Регламент проведения конкурентного отбора ценовых заявок на сутки вперед, от 14.07.2006 (с изм. 18.12.2014).

16. Приложение № 10 к Договору о присоединении к торговой системе оптового рынка. Регламент проведения конкурентного отбора заявок для балансирования системы, от 14.07.2006 (с изм. 24.02.2015).
17. Максимов В.П., Чадов А.Л. Гибридные модели в задачах экономической динамики // Вестн. Пермского ун-та. Экономика. 2011. № 2. С. 13–23.
18. Кудрин Н.В., Максимов А.Г. Моделирование динамики цены на рынке электроэнергии // Вестн. Костромского государственного ун-та им. Н.А. Некрасова. 2012. № 6. С. 126–134.
19. Беляев Л.С. Проблемы электроэнергетического рынка. Новосибирск: Наука, 2009. 296 с.
20. Попова Е.А., Кочкина Н.А. Идентификация гибридных динамических моделей на примере оптового рынка электроэнергетики // Региональная экономика: теория и практика. 2014. № 40. С. 35–43.
21. Poi B.P. From the help desk: some bootstrapping techniques // Stata J. 2004. V. 4. P. 312–328.
22. Анатольев С.А. Основы бутстрапирования // Квантиль. 2007. № 3. С. 1–12.

Поступила в редакцию
5.XI.2015