

ЭКОНОМИЧЕСКИЕ ПОДХОДЫ К СОВЕРШЕНСТВОВАНИЮ СТРУКТУРЫ РЫНКА ЭЛЕКТРОЭНЕРГИИ

Николай РОГАЛЕВ,

доктор экономических наук, профессор,
кафедра тепловых электрических станций,
Национальный исследовательский университет
«Московский энергетический институт»,
Москва, Россия,
e-mail: rogalevnd@mpei.ru;

Евгения СУХАРЕВА,

кандидат экономических наук, доцент,
кафедра экономики в энергетике и промышленности,
Национальный исследовательский университет
«Московский энергетический институт»,
Москва, Россия,
e-mail: sukharevayev@mpei.ru;

Гжегож МЕНТЕЛ,

PhD,
кафедра количественных методов,
факультет менеджмента,
Ржешовский технологический университет,
Жешув, Польша,
и Центр энергетических исследований,
Пражская бизнес-школа,
Прага, Чехия,
e-mail: gmentel@prz.edu.pl;

Яцек БРОЖИНА,

PhD,
кафедра количественных методов,
факультет менеджмента,
Ржешовский технологический университет,
Жешув, Польша,
e-mail: jacek.brozyna@prz.edu.pl

В данной статье рассматриваются экономические подходы, которые могут быть использованы для улучшения функционирования рынков электроэнергии. Комбинированное производство электроэнергии и тепла на ТЭЦ является наиболее эффективным процессом комплексного энергоснабжения потребителей, обеспечивающим минимальные

удельные расходы топлива и формирующим значительные резервы снижения тарифов на электроэнергию. Однако обязательное участие ТЭЦ в торгово-экономических отношениях оптового рынка электроэнергии привело к снижению их тепловой нагрузки и функционированию в низко-экономичных режимах с постепенным вытеснением их производственных мощностей в зону вынужденной генерации электроэнергии. В свою очередь, повышенные затраты на производство электроэнергии на ТЭЦ стали перекладываться на тепло, что вызвало снижение эффективности централизованной системы теплоснабжения потребителей и спровоцировало их переход на существенно менее эффективные котельные малой мощности, что стало причиной значительного перерасхода топлива в отрасли. Наша статья предлагает структурно-организационное решение данной проблемы, заключающееся в совершенствовании модели оптового и розничного рынков электроэнергии и сложившихся торгово-экономических отношений рыночных субъектов. Ключевым положением предложения является возвращение ТЭЦ с оптового энергорынка на региональные рынки электроэнергии, что позволит им вернуть свои позиции основного поставщика тепловой энергии, создаст условия для заключения прямых договоров между потребителями и местными электростанциями, а также развития конкуренции на розничном рынке и создания местных генерирующих мощностей.

Ключевые слова: рынки электроэнергии; теплофикационные электростанции; конкурентоспособность; тарифы; потребители

ECONOMIC APPROACHES FOR IMPROVING ELECTRICITY MARKET

Nikolay ROGALEV,

Doct. Econ. (DSc), Professor,
Department of Thermal Power Plants,
National Research University «Moscow Power Engineering Institute»,
Moscow, Russian Federation,
e-mail: rogalevnd@mpei.ru;

Yevgenya SUKHAREVA,

Cand. Sci. (Econ.), Associate Professor,
Department of Economics in Power Engineering and Industry,
National Research University «Moscow Power Engineering Institute»,
Moscow, Russian Federation,
e-mail: sukharevayev@mpei.ru;

Grzegorz MENTEL,

PhD,
Department of Quantitative Methods,
Faculty of Management,
Rzeszow University of Technology,
Rzeszow, Poland,
and Centre for Energy Studies,
Prague Business School,
Prague, Czech Republic,
e-mail: gmentel@prz.edu.pl;

Jacek BROŻYNA,

PhD,

Department of Quantitative Methods,
Faculty of Management,
Rzeszow University of Technology,
Rzeszow, Poland,
e-mail: jacek.brozyna@prz.edu.pl

This paper focuses on the economic approaches that can be used for improving the functioning of the electricity markets. The combined production of electricity and heat at the combined heat and power (CHP) is the most profitable complex energy supply which ensures the minimum specific fuel consumption and forms the reserve of reduce of electricity tariffs. However, the obligatory participation of the CHP in the trade and economic relations of the wholesale electricity market led to a decrease in their heat load and functioning in low-economic modes with the gradual displacement of their production capacities into the zone of forced generation of electricity. In turn, the increased costs for electricity generation at CHP plants began to be shifted to heat, which caused a decrease in the efficiency of the centralized system of heat supply to consumers and triggered their transition to significantly less efficient low-capacity boiler houses, which caused a significant over-expenditure of fuel in the energy industry. Our paper proposes a structural and organizational solution to this problem, which consists in improving the model of the wholesale and retail electricity markets and the existing trade and economic relations of market entities. The key provision of the proposal is the return of the CHP from the wholesale energy market to the regional electricity markets, which will enable them to regain their positions as the main supplier of heat energy, create conditions for concluding direct contracts between consumers and local power plants, and develop competition in the retail market and build local generating capacities.

Keywords: economic modeling; electricity markets; competitiveness; energy tariffs; consumer demand

JEL classifications: Q40; Q48; L11; L94

Введение

В России, как и в других многих посткоммунистических экономиках бывшего социалистического блока, в основном завершена структурная реформа электроэнергетики, образовано большое количество субъектов хозяйствования и функционирует оптовый рынок электроэнергии (Jiroudková et al., 2015; Štreimikienė et al., 2016; Lisin et al., 2016; Brożyna et al., 2018). Однако полноценный розничный рынок электроэнергии до сих пор не сформирован. Это объясняется принятой неудачной моделью оптового рынка электроэнергии, согласно которой на оптовый рынок выведены электростанции с мощностью 5 МВт и выше (Maximov et al., 2008; Lisin et al., 2015a; Lisin et al., 2015b; Strielkowski & Lisin, 2016; Rogalev et al., 2017; Lisin et al., 2018).

В данных условиях создание местных генерирующих мощностей для поставки электроэнергии на розничный рынок становится экономически нецелесообразным, что препятствует развитию конкуренции на розничном рынке между гене-

рирующими компаниями (Stoft, 2002; Lisin & Strielkowski, 2014; Lisin et al., 2018). В связи с этим потребители не могут воспользоваться дешевой электроэнергией, производимой местными электростанциями, поскольку генерирующие компании как участники оптового энергорынка вынуждены вначале поставить электроэнергию на оптовый рынок, а потребители приобрести ее с оптового рынка, заплатив при этом все дополнительные рыночные надбавки, включающие издержки администратора торговой системы, системного и коммерческого операторов. На текущий момент все совершенствование правил функционирования розничного рынка сводится в основном к развитию конкуренции между энергосбытовыми компаниями за потребителя, что является недостаточным для снижения стоимости электроэнергии в регионах.

С наибольшими проблемами при выходе на оптовый энергорынок столкнулись ТЭЦ, чьи производственные мощности изначально были предназначены в соответствии с технологическими особенностями комбинированного производства энергетической продукции для экономичного комплексного энергоснабжения потребителей на региональных рынках (Rogalev et al., 2007; Lisin et al., 2015a). Массовый вывод ТЭЦ на оптовый рынок привел к тому, что данный эффективный когенератор электроэнергии и тепла, работая в неоптимальных режимах, не смог конкурировать с крупными КЭС и АЭС и был отнесен действующей структурой рынка в разряд вынужденных поставщиков электроэнергии. Таким образом, обязательное участие ТЭЦ на оптовом рынке привело к тому, что производство электроэнергии на их генерирующих мощностях зачастую осуществляется без тепловой нагрузки и является убыточным. В свою очередь, повышенные затраты на производство электроэнергии на ТЭЦ в неэффективных режимах работы перекладываются на тепло, а рост стоимости тепловой энергии приводит к уходу крупных промышленных потребителей тепла из централизованных систем теплоснабжения и организации локальных источников тепловой энергии – котельных (Zeigarnik, 2006; Lisin et al., 2016). Производство тепла на ТЭЦ замещается существенно менее эффективными котельными малой мощности, и в результате в отрасли тратятся миллионы тонн топлива напрасно.

Выход из сложившейся ситуации видится в нахождении места ТЭЦ в рыночной организации производства энергетической продукции, позволяющего им преимущественно функционировать в наиболее эффективном теплофикационном режиме работы. Ввиду того что теплофикация обеспечивает минимальные удельные расходы топлива и создает значительные резервы снижения тарифов на электроэнергию, поиск эффективных структурно-организационных решений, повышающих конкурентоспособность ТЭЦ в рыночных условиях, является одной из важнейших задач, стоящих перед энергетической отраслью.

Анализ оптового энергорынка

Основу электроэнергетической отрасли России формируют крупные ТЭС, ГЭС и АЭС, особенностями которых является большой радиус покрытия нагрузок потребителей. Доля крупных электростанций (600 МВт и более) составляет более 60% от всей установленной мощности единой энергосистемы страны (Proskuryakova et al., 2015; Favorskii et al., 2017). Они обеспечивают электроэнергией большинство городов и населенных пунктов страны через протяженные электрические сети и каскады понижительных подстанций. Вместе с тем городские и сельские населенные пункты получают электроэнергию от местных ТЭЦ с общей установленной мощностью около 70 млн кВт (43% в структуре мощности ТЭС), функционирующих с теплофикационной загрузкой в среднем 50%, обеспечивающей экономию топлива в объеме 20 млн т.у.т. ежегодно (Lisin et al., 2016). На рис. 1 приведена структура электрических мощностей единой энергосистемы страны.

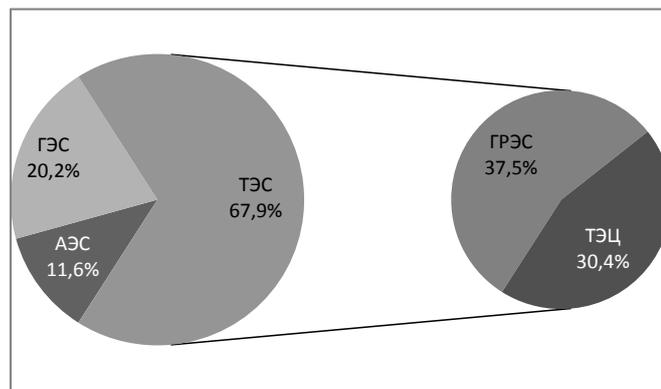


Рис. 1. Структура электрических мощностей энергосистемы страны
Источник: Own results based on Information Review (2017)

Несмотря на развитие ГЭС и АЭС, в стране преобладает производство электроэнергии на тепловых электростанциях, использующих органическое топливо. Доля малой распределенной генерации, включающей ВИЭ, составляет не более 1,5%.

Велика роль тепловых электростанций и в теплоснабжении, где на долю ТЭЦ приходится около 37% нагрузки потребителей тепла. В целом, вырабатывая около 40% энергетической продукции, ТЭЦ расходуют только 12% органического топлива, поступающего на нужды тепло- и электроэнергетики, что говорит о высокой значимости когенерации для российской энергетической отрасли (Lisin et al., 2015; Stennikov et al., 2016). Вместе с тем на сегодняшний день централизованное теплоснабжение от ТЭЦ зачастую оказывается затратным для потребителя ввиду слабой приспособленности данного вида генерации к функционированию в сложившихся рыночных условиях, а также значительных издержек на передачу тепловой энергии, что обусловлено протяженностью и изношенностью тепловых сетей. Такие факторы, как снижение промышленной тепловой нагрузки, переход крупных потребителей на локальные источники тепла, рост потребности в электроэнергии, значительно превышающий увеличение потребности в тепловой энергии в городах, ошибочная тарифная политика и сложившаяся нерациональная рыночная структура в энергетике, в последние годы приводят к существенному уменьшению когенерации на действующих тепловых электрических станциях (рис. 2).

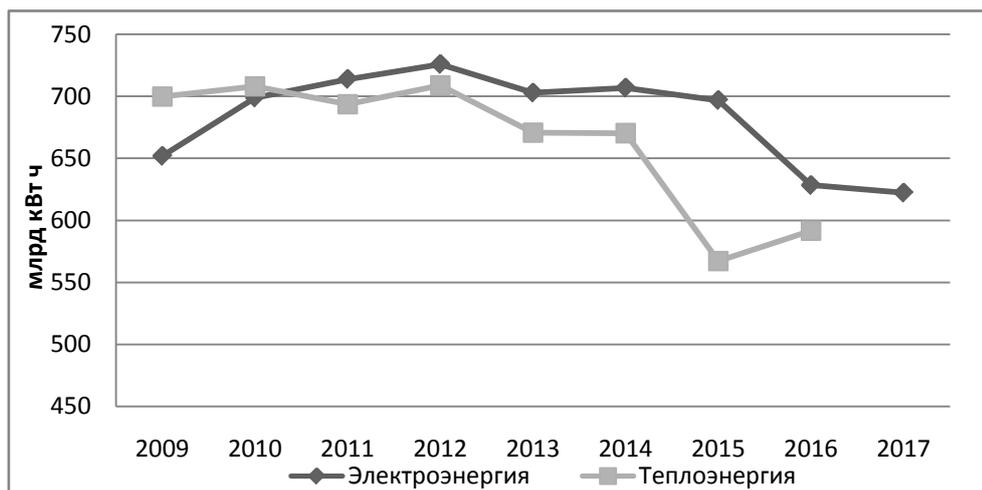


Рис. 2. Динамика изменения комбинированного производства энергетической продукции на действующих тепловых электростанциях
Источник: Own results based on Energy Bulletin (2018)

Наиболее существенными факторами, повлекшими постепенное снижение доли когенерационной выработки на ТЭС, являются введенные в 2006 г. новые правила функционирования оптового и розничного рынка, а в 2008 г. – формирования рынка мощности, предполагающие переход в 2011 г. к полноценной свободной модели купли-продажи электроэнергии и мощности или по результатам проведения конкурентного отбора. В итоге реформ большая часть ТЭЦ оказалась на оптовом рынке электроэнергии, что в последующие годы существенно отразилось на эффективности их работы в новых рыночных условиях. Это привело к существенному росту удельных затрат топлива на производство тепла и электроэнергии по энергосистеме (рис. 3). При этом не допустить дальнейшего увеличения топливных затрат на производство электроэнергии удалось только за счет изменения в 2011 г. правил рынка мощности и введения долгосрочных договоров о поставке мощности (ДПМ), позволивших за счет инвестиционных программ с гарантированным возвратом капитала инвестору с необходимой доходностью в последующие 10 лет осуществлять постепенное технологическое перевооружение энергетической отрасли.

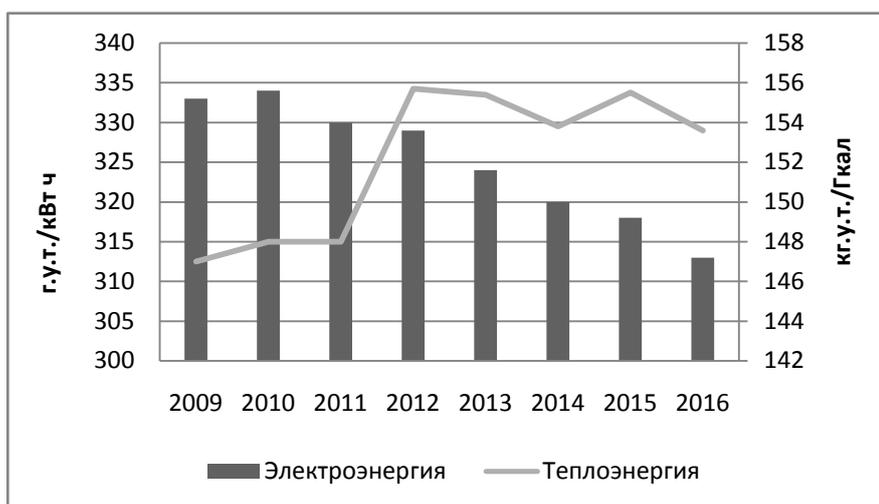


Рис. 3. Динамика изменения удельных расходов топлива на тепловых электрических станциях

Источник: Russian Statistics (2016)

Несмотря на то что в Энергетической стратегии России до 2030 г. первостепенное внимание уделяется развитию когенерации, доля комбинированной выработки на ТЭС продолжает снижаться. Соответственно коэффициент использования топлива на ТЭС снизился с 52% (2008 г.) до 48% (2016 г.). Площадки многих ТЭЦ используются крайне нерационально. Если на КЭС съём мощности с 1 га составляет около 40-45 МВт/га, то с площадок большинства ТЭЦ – 5-10 МВт/га. В табл. 1 приведены агрегированные данные о текущем состоянии когенерации в сопоставлении с плановыми показателями к 2030 г.

Достичь плановых показателей энергоэффективности тепловых электростанций возможно за счет разработки масштабной программы технического перевооружения ТЭЦ с привлечением инвестиций на ее реализацию через обсуждаемый на текущий момент второй этап формирования долгосрочных договоров на поставку мощности. При этом необходимо учитывать, что для инвесторов данные проекты должны быть экономически эффективными. Это подразумевает создание рыночных условий, в которых ТЭЦ будут конкурентоспособными и займут понятную для участников государственно-частного партнерства нишу в рыночной организации производства энергетической продукции, обеспечивающей большую часть времени функционирования ТЭЦ в экономичном теплофикационном режиме.

Таблица 1

Текущие и плановые показатели энергоэффективности ТЭС

Показатели энергоэффективности	2017	2030
Удельный расход топлива на электроэнергию, г.у.т./кВт ч	313	270
Коэффициент полезного использования топлива, %	49	78
КПД ТЭС, %		На новых станциях
на газе	36	53-55
на угле	34	41
Доля электроэнергии ТЭС, выработанной на когенерации, %	30	45
Доля отпуска тепла на базе когенерации, %	37	50
Удельный расход топлива на котельных, кг.у.т./Гкал	169,9	155,9

Источник: Energy Strategy (2018a; 2018b).

Достичь плановых показателей энергоэффективности тепловых электростанций возможно за счет разработки масштабной программы технического перевооружения ТЭЦ с привлечением инвестиций на ее реализацию через обсуждаемый на текущий момент второй этап формирования долгосрочных договоров на поставку мощности. При этом необходимо учитывать, что для инвесторов данные проекты должны быть экономически эффективными. Это подразумевает создание рыночных условий, в которых ТЭЦ будут конкурентоспособными и займут понятную для участников государственно-частного партнерства нишу в рыночной организации производства энергетической продукции, обеспечивающей большую часть времени функционирования ТЭЦ в экономичном теплофикационном режиме.

Иерархическая система рынков электроэнергии

Значительные резервы повышения эффективности работы рынка и стабилизации тарифов на электроэнергию лежат в согласованном реформировании оптового и розничного рынков электроэнергии на основе создания полноценного двухуровневого рынка электроэнергии. Необходимо убрать существующий барьер по разнесению генераций на оптовые и розничные рынки, в максимально возможной мере создав условия для заключения договоров между потребителями и местными электростанциями. Таким образом, будет создана конкуренция между производителями электроэнергии на розничных рынках электроэнергии.

Ключевым моментом в совершенствовании структуры рыночных отношений и ценообразования в электроэнергетике является необходимость формирования новой модели розничных рынков электроэнергии, согласно которой основными поставщиками на розничных рынках должны стать местные ТЭЦ.

Сегодня на розничных рынках нет производителей электроэнергии, кроме мелких электростанций разного типа, работающих на электрическую нагрузку в структуре частных предприятий, которые не могут создать конкурентную среду. Можно говорить о том, что розничные рынки представляют всего лишь региональные зоны сбора денег с потребителей гарантирующими поставщиками и множеством других энергосбытовых компаний, между которыми более 10 лет пытаются организовать конкуренцию, необходимую для снижения тарифов. При этом потенциал снижения стоимости электроэнергии за счет конкуренции между энергосбытовыми компаниями достаточно низок и оценивается всего лишь в 0,5% конечной цены электроэнергии.

Весомый эффект конкуренция на розничных рынках принесет только при ее организации в сфере производства электроэнергии и тепла. Для этого необходимо формировать конкурентную среду для всех местных производителей энергетической продукции, способствующей реализации топливно-экономического эффекта на ТЭЦ путем увеличения их тепловой нагрузки и повышения экономической эффективности за счет средств технической модернизации. При этом поставки электроэнергии от электростанций с оптового энергорынка должны выравнять стоимость электроэнергии на розничных рынках.

Предлагается следующая модель рыночных отношений, обеспечивающая создание двухуровневого (оптового и розничного) конкурентного рынка электроэнергии.

1. Все ТЭЦ возвращаются с оптового на соответствующие розничные рынки и обеспечивают конкуренцию местных производителей энергетической продукции на розничных рынках электроэнергии и локальных рынках тепла за договоры с потребителями.

2. Формируется ценовая конкуренция местных электростанций розничного рынка с поставщиками электроэнергии с оптового рынка, что обеспечит действенный механизм выравнивания цен по всем розничным рынкам.

3. Выдача мощности всех без ограничения потребителей и местных электростанций независимо от их типа и величины установленной мощности осуществляется в сеть межрегиональных распределительных сетевых компаний (МРСК) и территориальных сетевых организаций (ТСО).

4. Для местных потребителей на розничный рынок электроэнергия поставляется от местных ТЭЦ по стоимости только теплофикационной выработки электроэнергии с конкурентным участием других местных электростанций (на основе маржинальной цены рынка) и с оптового рынка по цене оптового рынка с учетом дифференцированного тарифа на транспорт по магистральным сетям ФСК ЕЭС.

5. Электроэнергия ТЭЦ, произведенная в конденсационном режиме, предлагается на оптовый рынок для покрытия пиковой части нагрузок и используется как ресурс на рынке системных услуг.

6. Субъектами оптового рынка остаются электростанции оптовых генерирующих компаний (ОГК), ГЭС и АЭС. Конкурентный ценовой отбор на оптовый рынок осуществляется с участием в конкурентном отборе конденсационных «хвостов» ТЭЦ для покрытия пиковой части суммарного графика электрических нагрузок ОРЭМ.

7. Ценовые предложения АЭС и ГЭС на оптовом рынке регулируются государством. Отпускная цена электроэнергии с оптового рынка на розничный определяется как средневзвешенная цена, получаемая из маржинальной цены электроэнергии ТЭС и регулируемых цен поставки электроэнергии от АЭС и ГЭС.

8. Зонами действия конкурентных розничных рынков являются зоны свободного перетока электроэнергии, а также в некоторых случаях территории отдельных крупных субъектов РФ. При этом функции коммерческих операторов таких конкурентных розничных рынков необходимо возложить на гарантирующих поставщиков, что потребует преобразования их в филиалы (отделения) действующего администратора торговой системы (коммерческого оператора оптового рынка).

9. Функции ныне действующих гарантирующих поставщиков необходимо передать региональным отделениям МРСК, обособив их как отдельный вид деятельности.

10. Формируется рынок системных услуг как отдельная торговая площадка на оптовом рынке с обязательным участием на нем на платной основе потребителей с управляемой нагрузкой и промышленных блок-станций.

Предложение о передаче ТЭЦ с оптового на региональные розничные рынки электроэнергии было поддержано научно-технической коллегией НП «НТС ЕЭС». Данное структурно-организационное решение позволит наиболее эффективно формировать и распределять экономию затрат, достигаемую при работе ТЭЦ в теплофикационном

режиме, и обеспечит снижение тарифа на электроэнергию для потребителя. В свою очередь, тепло на региональном рынке должно продаваться по цене не выше цены альтернативной котельной, а некомпенсированные затраты целесообразно перенести на производство электроэнергии.

Заключение

Комбинированная выработка электроэнергии и тепла на тепловых электростанциях является одной из наиболее энергоэффективных и ресурсосберегающих технологий производства энергетической продукции. Теплофикация обеспечивает минимальные удельные расходы топлива и, таким образом, формирует значительные резервы снижения тарифов на электроэнергию. Для ТЭЦ необходимо формировать рыночные условия, при которых они будут работать преимущественно в теплофикационном режиме, реализуя потенциал экономии топлива в 30% в сравнении с отдельным способом энергоснабжения городов.

Экономическая природа технико-экономической эффективности комбинированного энергоснабжения на ТЭЦ не изменилась при проведенной либерализации электроэнергетической отрасли. Изменению подверглись лишь только торгово-экономические отношения в созданной структуре рынка электроэнергии и мощности. В данной структуре рынка электроэнергии финансовые механизмы, действующие между субъектами рынка, вступили в естественное противоречие с экономической эффективностью комбинированного энергоснабжения потребителей и их необходимо привести в соответствие между собой.

В целях преодоления возникшего противоречия и создания эффективной конкуренции за поставки электроэнергии и тепла по приемлемым тарифам необходимо предусмотреть в ФЗ «Об электроэнергетике» возможность ТЭЦ работать на розничных рынках электроэнергии. В данном случае потребители смогут заключать прямые договоры как с местными электростанциями, так и с поставщиками оптового рынка электроэнергии. Таким образом, у потребителей появится реальная возможность выбрать для себя поставщика, производящего наиболее дешевую энергию, а местным электростанциям повысить экономическую привлекательность ценовых предложений за счет работы в экономичных режимах на розничных рынках электроэнергии с минимальными транзакционными издержками.

ЛИТЕРАТУРА / REFERENCES

Brożyna, J., Mentel, G., Szetela, B. and Strielkowski, W. (2018). Multi-seasonality in the TBATS model using demand for electric energy as a case study // *Economic Computation & Economic Cybernetics Studies & Research*, 52(1), 229–246. DOI: 10.24818/18423264/52.1.18.14.

Energy Bulletin (2018). Cogeneration Prospects. (<http://ac.gov.ru/files/publication/a/16709.pdf> – Access Date: 04.05.2018).

Energy Strategy (2018a). Energy strategy of Russia for the period up to 2030. (<https://minenergo.gov.ru/node/1026> – Access Date: 04.05.2018).

Energy Strategy (2018b). Energy Strategy of Russia for the period up to 2035 (main provisions). (<http://ac.gov.ru/files/content/1578/11-02-14-energostrategy-2035-pdf.pdf> – Access Date: 04.05.2018).

Favorskii, O., Filippov, S. and Polishchuk, V. (2017). Priorities in providing Russia's power industry with competitive equipment // *Herald of the Russian Academy of Sciences*, 87(4), 310–317.

Information Review (2017). Information Review of the System operator of the Unified Energy System. (http://so-ups.ru/fileadmin/files/company/reports/upsreview/2017/ups_review_0117.pdf – Access Date: 04.05.2018).

Jiroudková, A., Rovná, L. A., Strielkowski, W. and Šlosarčík, I. (2015). EU Accession, Transition and Further Integration for the Countries of Central and Eastern Europe // *Economics & Sociology*, 8(2), 11–25. DOI: 10.14254/2071-789X.2015/8-2/1.

Lisin, E., Lozenko, V., Komarov, I. and Zlyvko, O. (2015a). Business competitiveness of Russian power plants in current market situation // *Transformation in Business & Economics*, 14(2B), 557–574.

Lisin, E., Rogalev, A., Strielkowski, W. and Komarov, I. (2015b). Sustainable modernization of the Russian power utilities industry // *Sustainability*, 7(9), 11378–11400. DOI: 10.3390/su70911378.

Lisin, E., Shuvalova, D., Volkova, I. and Strielkowski, W. (2018). Sustainable Development of Regional Power Systems and the Consumption of Electric Energy // *Sustainability*, 10(4), 1111–1121. DOI: 10.3390/su10041111.

Lisin, E., Sobolev, A., Strielkowski, W. and Garanin, I. (2016). Thermal efficiency of co-generation units with multi-stage reheating for Russian municipal heating systems // *Energies*, 9(4), 269–288. DOI: 10.3390/en9040269.

Lisin, E. and Strielkowski, W. (2014). Modelling new economic approaches for the wholesale energy markets in Russia and the EU // *Transformation in Business & Economics*, 13(2B), 566–580.

Maximov, B. and Molodyuk, V. (2008). Theoretical and practical fundamentals of the electricity market. Moscow: MPEI Publishing House, 291 p.

Proskuryakova, L. and Filippov, S. (2015). Energy technology Foresight 2030 in Russia: an outlook for safer and more efficient energy future // *Energy Procedia*, 75, 2798–2806. DOI: 10.1016/j.egypro.2015.07.550.

Rausser, G., Strielkowski, W. and Štreimikienė, D. (2018). Smart meters and household electricity consumption: A case study in Ireland // *Energy & Environment*, 29(1), 131–146. DOI: 10.1177/0958305X17741385.

Rogalev, N., Zubkova, A. and Frey, D. (2007). Planning of the CHP production program in conditions of development of competitive relations in the energy markets // *Innovations*, 1(99), 77–81.

Rogalev, N. and Amelina, A. (2017). The strategy of selling electricity of generating companies on the DAM // *Safety & Reliability of Power Industry*, 2(21), 16–20.

Russian Statistics (2016). Statistical Compendium of Federal Service of State Statistics: Industrial production in Russia (http://www.gks.ru/free_doc/doc_2016/prom16.pdf – Access Date: 04.05.2018).

Stennikov, V. and Mednikova, E. (2016). Analysis of trends in the development of cities' heat supply systems // *Thermal Engineering*, 63(9), 657–665. DOI: 10.1134/S0040601516090068.

Stoft, S. (2002). Power System Economics: Designing Markets for Electricity. Hoboken, New Jersey: IEEE Press, 460 p.

Štreimikienė, D., Strielkowski, W., Bilan, Y. and Mikalauskas, I. (2016). Energy dependency and sustainable regional development in the Baltic states: A review // *Geographica Pannonica*, 20(2), 79–87. DOI: 10.5937/GeoPan1602079S.

Strielkowski, W. and Lisin, E. (2016). Optimizing energy contracts for business enterprises and companies // *Terra Economicus*, 14(2), 100–108. DOI: 10.18522/2073-6606-2016-14-2-100-109.

Zeigarnik, Y. (2006). Some problems with the development of combined generation of electricity and heat in Russia // *Energy*, 13, 2051–2058. DOI: 10.1016/j.energy.2006.04.003.