

6. Долженко, Р. А. Возможности реализации аутплейсмента персонала как форма корпоративной социальной ответственности компании / Р. А. Долженко // Изв. Юго-Запад. гос. ун-та. Сер. Экономика. Социология. Менеджмент. — 2013. — № 4. — С. 156—163.

Dolzhenko, R. A. Vozmozhnosti realizatsii autpleysmenta personala kak forma korporativnoy sotsial'noy otvetstvennosti kompanii / R. A. Dolzhenko // Izv. Yugo-Zapad. gos. un-ta. Ser. Ekonomika. Sotsiologiya. Menedzhment. — 2013. — № 4. — S. 156—163.

7. Долженкова, Ю. В. Аутплейсмент как инструмент антикризисного управления / Ю. В. Долженкова // Вестн. Ом. ун-та им. Ф. М. Достоевского. Сер. Экономика. — 2011. — № 3. — С. 122—134.

Dolzhenkova, Yu. V. Autpleysment kak instrument antikrizisnogo upravleniya / Yu. V. Dolzhenkova // Vestn. Om. un-ta im. F. M. Dostoevskogo. Ser. Ekonomika. — 2011. — № 3. — S. 122—134.

Статья поступила в редакцию 03.12.2016 г.

УДК 338.22.021.4

T. Zorina
BSEU (Minsk)

RATES SETTING IN THE WHOLESALE ELECTRICITY MARKET

This article aims to address a rating process in the wholesale electricity market. The author identifies main participants in the wholesale electricity market, defines their role in the process of rates setting and explains cost structure of production, transmission and distribution of energy. Furthermore, the article presents a wholesale electricity market formation model in the Republic of Belarus, and offers a methodical approach to establishing hourly rates using the coefficient of elasticity, based on which various methods of electric rates setting for energy makers and suppliers are elaborated. Also presented in the article are the wholesale electricity rates calculated using author's techniques.

Keywords: electrical energy industry; liberalization of market; wholesale electricity market; load schedule; cost value; hourly rates; elasticity coefficient; energy makers; energy suppliers; electrical energy system in the Republic of Belarus.

Т. Г. Зорина
кандидат экономических наук, доцент
БГЭУ (Минск)

ФОРМИРОВАНИЕ ТАРИФОВ НА ОПТОВОМ РЫНКЕ ЭЛЕКТРИЧЕСКОЙ ЭНЕРГИИ

Статья посвящена вопросам формирования тарифов на электрическую энергию в условиях оптового рынка. Автором определены основные участники оптового рынка электроэнергии, выделены их функции в тарифообразовании, обоснована структура затрат на производство, передачу, распределение и реализацию электроэнергии. Кроме того, представлена модель формирования оптового рынка электроэнергии Республики Беларусь, предложен методический подход к формированию почасовых тарифов с помощью коэффициента эластичности и на его основе разработаны методики тарифообразования на электрическую энергию энергопроизводителей и энергоснабжающих организаций. В статье произведен расчет оптовых тарифов на электрическую энергию с учетом авторских методик.

Ключевые слова: электроэнергетика; либерализация рынка; оптовый рынок электроэнергии; график нагрузки; себестоимость; почасовые тарифы; коэффициент эластичности; энергопроизводители; энергоснабжающие организации; белорусская энергосистема.

Согласно Отраслевой программе развития электроэнергетики на 2016—2020 годы, утвержденной постановлением Министерства энергетики Республики Беларусь от 31.03.2016 г. № 8, предусматривается реализация следующих основных принципов структурного преобразования: разделение конкурентных и естественно-монопольных видов деятельности; создание в конкурентных видах экономической деятельности равных условий осуществления деятельности для всех организаций независимо от формы собственности и ведомственной подчиненности; осуществление единого оперативно-диспетчерского управления; корректировка действий на основе мониторинга эффективности проведения структурных преобразований, системной проработки и анализа нормативных правовых актов, оценки влияния реструктуризации энергетической отрасли на финансово-экономические показатели функционирования энергосистемы и надежность энергоснабжения потребителей.

Анализ мирового опыта показывает, что в большинстве государств, вставших на путь либерализации рынков электроэнергии, необходимость реформирования отрасли была обусловлена неэффективностью вертикально-интегрированных компаний, демонстрирующих рост издержек производства электроэнергии и значительный рост тарифов.

Цены играют решающую роль в создании механизма принятия эффективных решений в отношении деятельности либерализованных рынков и инвестиций в эти рынки. С помощью разработки модели рынка электроэнергии и ее реализации правительством, независимыми регулирующими органами и независимыми системными операторами можно устанавливать цены, отражающие реальные затраты, посредством механизмов, включающих составляющие времени, объема и местоположения.

Под ценообразованием в электроэнергетике подразумеваются принципы и конкретные механизмы формирования цен и тарифов. Различают два важнейших вида ценообразования — регулируемое государством и конкурентное (рыночное).

Можно выделить следующие подходы к тарифообразованию в электроэнергетике:

- метод экономически обоснованных затрат. При использовании этого метода базу для расчета тарифа составляет необходимая валовая выручка для осуществления регулируемого вида деятельности;
- метод экономически обоснованной доходности инвестированного капитала. При использовании данного метода базой для расчета тарифа является рассчитанный в соответствии с основами ценообразования инвестиционный капитал организации, осуществляющей регулируемый вид деятельности;
- метод индексации тарифов. Этот метод базируется на основе прогнозируемого уровня инфляции (индекса потребительских цен). Индексации подлежат ранее утвержденные предельные уровни и конкретные тарифы.

В настоящее время широкое распространение получила практика использования дифференцированных тарифов. При этом тарифы для потребителей на розничном электроэнергетическом рынке дифференцируются по следующим критериям:

- по потребителям;
- по числу заявленной мощности часов использования;
- в зависимости от объемов потребления электрической энергии;
- в зависимости от уровня номинального напряжения;
- дифференцированные по времени тарифы, в том числе тарифы, дифференцированные по времени потребления; тарифы в режиме реального времени.

Что касается Республики Беларусь, то в электроэнергетике существует вертикально-интегрированная монополия и, следовательно, регулируемые государством тарифы на электрическую энергию. В соответствии с постановлением Совета Министров Республики Беларусь от 17 марта 2014 г. № 222 тарифы на электрическую энергию формируются на основе метода экономически обоснованных затрат [1]. В Республике Беларусь промышленные и приравненные к ним потребители электрической энергии с присоединенной мощностью 750 кВА и выше, имеющие расчетную автоматизированную систему

контроля и учета электрической энергии и мощности, по их желанию могут переходить на расчеты по двухставочным тарифам в соответствии с Инструкцией по применению двухставочного и двухставочно-дифференцированного по зонам суток тарифов на активную электрическую мощность и энергию с основной платой за фактическую величину наибольшей потребляемой активной мощности в часы максимальных нагрузок белорусской энергосистемы. Для всех остальных потребителей электрической энергии реального сектора экономики (за исключением электрической энергии, расходуемой на нужды отопления и горячего водоснабжения) применяются одноставочные тарифы с платой за $1 \text{ кВт} \cdot \text{ч}$ потребленной электрической энергии, учтенной коммерческими приборами учета, согласно постановлению Совета Министров Республики Беларусь от 30 декабря 2013 г. № 1166 [2]. С 2013 г. в республике действует дифференцированная в зависимости от объемов потребления система оплаты населением потребленной электрической энергии. В случае установки электронных приборов учета электрической энергии и перехода на оплату электрической энергии по тарифам, дифференцированным по временным периодам, дифференциация тарифов в зависимости от объемов потребления к абонентам не применяется. Вследствие того, что использование дифференцированных по временным периодам тарифов на электрическую энергию для населения, а также двухставочных тарифов для промышленных и приравненных к ним потребителей электрической энергии с присоединенной мощностью 750 кВА и выше является добровольным, применение данных тарифов не дает должного эффекта для энергосистемы в части выравнивания графика нагрузок.

Применяемый затратный метод ценообразования в Республике Беларусь характеризуется недостаточной прозрачностью, отсутствием заинтересованности в снижении затрат у энергетиков, установлением тарифов по политическим мотивам, необходимостью содержания громоздкого аппарата регулирования и др.

При создании электроэнергетического рынка необходимо внедрение рыночных механизмов ценообразования. Конкурентное ценообразование в первую очередь позволяет участникам рынка получать ценовые сигналы о потребности в электрической энергии и мощностях, создает стимулы к экономии электрической энергии и достаточному уровню инвестиций. При создании оптового рынка производители будут иметь возможность продавать электроэнергию энергоснабжающим организациям и крупным потребителям под управлением оператора рынка.

В настоящее время в Республике Беларусь отсутствует практика установления оптовых тарифов на электроэнергию. В связи с этим существует необходимость разработки соответствующих методик на основе данных имеющейся статистической отчетности.

На наш взгляд, наиболее целесообразно рассмотреть две методики формирования оптовых тарифов на электроэнергию: на основе себестоимости ее производства и на основе коэффициента эластичности. Исходной информацией для расчета оптовых тарифов явились данные статистической отчетности ГПО «Белэнерго» за 2014 г. [3].

Подход к тарифообразованию на основе себестоимости производства электроэнергии. Данный подход может быть реализован путем прохождения следующих этапов:

1) *анализ графиков нагрузки Белорусской энергосистемы.* На первом этапе были проанализированы графики нагрузки Белорусской энергосистемы в типовые рабочие и выходные дни в отопительный и неопотительный периоды.

На рис. 1 в качестве примера представлен график нагрузки Белорусской энергосистемы в типовой рабочий день в декабре 2014 г.;

2) *распределение себестоимости производства электроэнергии по часам.* На основе анализа графиков нагрузки в типовые рабочие и выходные дни отопительного и неопотительного периодов, а также режимов работы участвующих в генерации электроэнергетических станций в 2014 г. была распределена по часам себестоимость производства электроэнергии. В 2014 г., согласно данным ГПО «Белэнерго», себестоимость $1 \text{ кВт} \cdot \text{ч}$ электроэнергии составила $916,2 \text{ р./кВт} \cdot \text{ч}$;

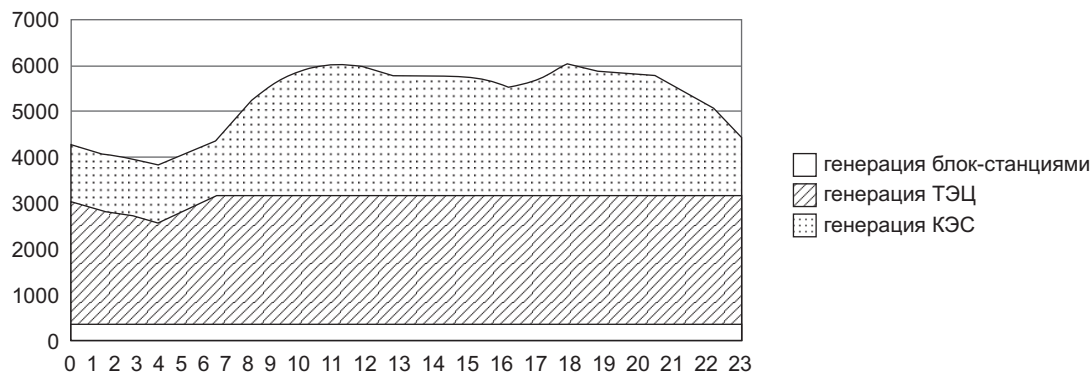


Рис. 1. График нагрузки Белорусской энергосистемы в типовой рабочий день в декабре 2014 г.

Источники: разработано автором.

3) расчет затрат на диспетчеризацию, на эксплуатацию сетей и на покрытие потерь от передачи и распределения электроэнергии:

- расчет затрат на диспетчеризацию. Согласно данным ГПО «Белэнерго», оплата оперативно-диспетчерских услуг РУП ОДУ в 2014 г. составила 48 444,6 млн р. Полезный отпуск электроэнергии в 2014 г. составил 30 075,0 млн кВт·ч. Таким образом, затраты на диспетчеризацию составили 1,61 р./кВт·ч;

- расчет затрат на эксплуатацию сетей. В основе расчета затрат на эксплуатацию сетей лежит информация о структуре полезного отпуска электроэнергии по группам потребителей. В зависимости от уровня номинального напряжения разные группы потребителей подключены к разным видам сетей. Таким образом, данная информация позволяет рассчитать уровень эксплуатации различных видов сетей.

В 2014 г. технические потери электроэнергии при ее передаче и распределении составили 9,2 % производства электроэнергии. Распределение потерь в сетях имеет следующую структуру: 22 % — в высоковольтных магистральных сетях, 44,5 % — в сетях среднего напряжения, 33,5 % — в сетях низкого напряжения [4]. На основе данной информации был рассчитан объем прохождения полезно отпущенной электроэнергии для различных групп потребителей, а также общий объем прохождения электроэнергии, включая потери, по данному виду сети.

Объем электроэнергии, проходящей по высоковольтным магистральным сетям, составил 30 683,7 млн кВт·ч; по сетям среднего напряжения — 16 202,2 млн кВт·ч; низкого напряжения — 7153,9 млн кВт·ч.

С учетом того, что затраты на передачу и распределение составляют около 25 % себестоимости производства электроэнергии, а 9,2 % себестоимости производства приходится на покрытие потерь, можно сделать вывод, что затраты на эксплуатацию сетей в 2014 г. составили 144,8 р./кВт·ч, в том числе: затраты на эксплуатацию высоковольтных магистральных сетей — 82,2 р./кВт·ч; сетей среднего напряжения — 43,4 р./кВт·ч; низкого напряжения — 19,2 р./кВт·ч;

- расчет затрат на покрытие потерь от передачи и распределения электроэнергии. Учитывая уровень потерь на передачу и распределение, а также структуру потерь в сетях различного вида напряжения [5], было определено, что затраты на покрытие потерь от передачи и распределения в 2014 г. составили 84,2 р./кВт·ч, в том числе затраты на покрытие потерь в высоковольтных магистральных сетях — 18,5 р./кВт·ч; в сетях среднего напряжения — 37,5 р./кВт·ч; низкого напряжения — 28,2 р./кВт·ч;

4) расчет себестоимости электроэнергии без затрат на передачу и распределение электроэнергии. Суммарные затраты на передачу и распределение электроэнергии составляют 229 р./кВт·ч. Средняя себестоимость электроэнергии без затрат на передачу и распределение электроэнергии будет равна 687,2 р./кВт·ч;

5) расчет нормы рентабельности от отпуска энергии (электроэнергии и тепловой энергии) по Белорусской энергосистеме. Выручка от отпуска энергии в 2014 г. составила 44 181 220,3 млн р., себестоимость валового отпуска энергии — 39 367 942,6 млн р. Прибыль составила 4 813 277,7 млн р. Таким образом, норма рентабельности от отпуска энергии по энергосистеме составила 10,89 %;

6) расчет оптовых почасовых тарифов, основанных на себестоимости производства электроэнергии. Оптовые тарифы, основанные на себестоимости производства электроэнергии, включают в себя себестоимость электроэнергии (без затрат на передачу и распределение электроэнергии) по часам, затраты на диспетчеризацию, на эксплуатацию высоковольтных магистральных сетей и на покрытие потерь от передачи электроэнергии, а также норму рентабельности от отпуска энергии в целом по энергосистеме (рис. 2). Средний оптовый тариф равен 875,5 р./кВт·ч.

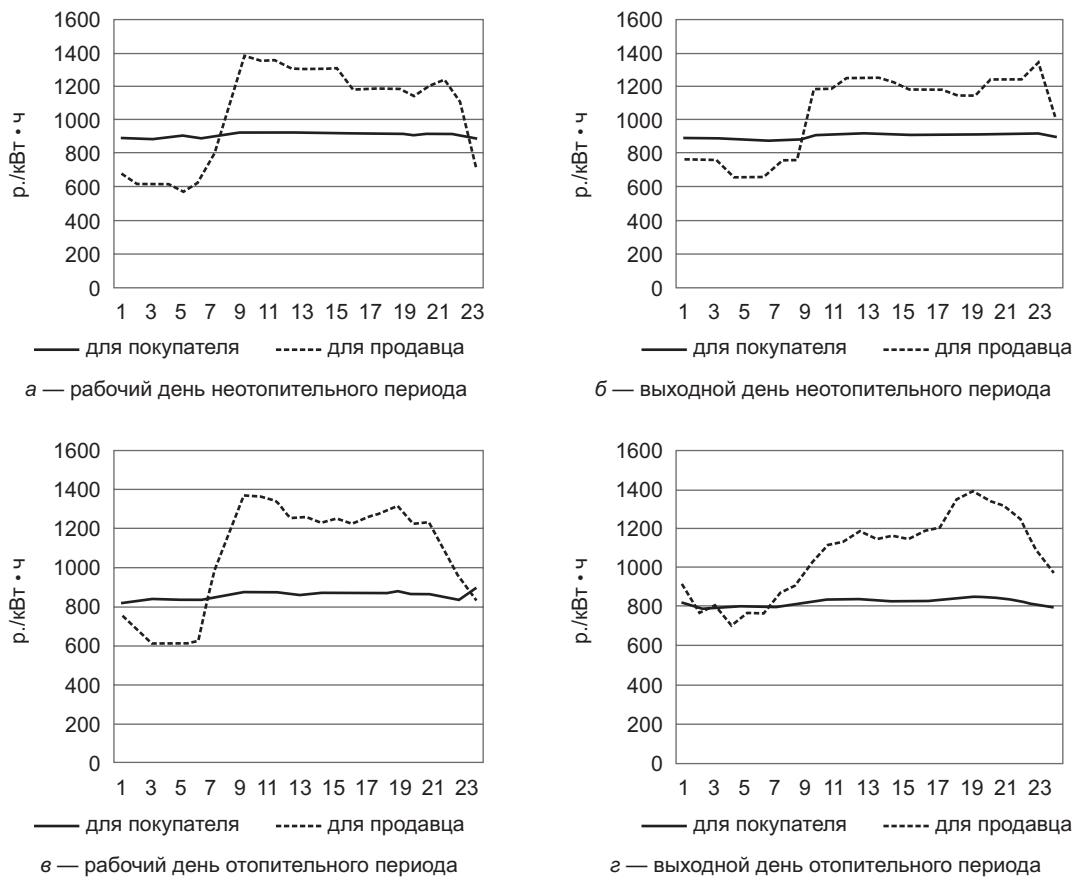


Рис. 2. Оптовые тарифы на электроэнергию в 2014 г.

Источники: разработано автором.

Такие тарифы наиболее выгодны для покупателей (энергоснабжающих организаций), поскольку включают норму рентабельности от отпуска энергии по Белорусской энергосистеме, которая значительно ниже, чем норма рентабельности от отпуска электроэнергии.

Подход к тарифообразованию на основе коэффициента эластичности. В настоящее время в функциях спроса на электрическую энергию часто используется коэффициент эластичности спроса по цене. Это безразмерный коэффициент, который показывает, на сколько процентов изменится спрос на электрическую энергию под воздействием изменения ее цены на 1 %

$$E = \frac{(Q_1 - Q_0)P_0}{(P_1 - P_0)Q_0},$$

где E — коэффициент эластичности спроса на электрическую энергию по цене; Q_1 — электропотребление, полученное в результате влияния нового тарифа; Q_0 — существующее электропотребление; P_0 — существующий тариф на электрическую энергию в энергосистеме; P_1 — новый тариф на электрическую энергию в энергосистеме [6].

В мире накоплен значительный опыт оценки функций спроса на электрическую энергию. Обобщая его, Дж. Коурис пришел к следующим выводам:

- оценка коэффициентов эластичности критическим образом зависит от наличия данных, спецификации модели и структуры экономики в каждый момент времени;
- коэффициенты эластичности меняются во времени под воздействием причинно-следственных связей;
- прогнозы спроса на электрическую энергию должны базироваться не на статистически оцененных, а на прогнозных эластичностях [7].

Х. Велш выявил, что не существует единой модели спроса на электрическую энергию для каждой страны и нельзя использовать одинаковую модель для разных стран [8].

Анализ существующих в мире оценок ценовой эластичности спроса на электрическую энергию показал следующее:

- средняя краткосрочная эластичность спроса по цене составила $-0,320$, а средняя долгосрочная эластичность — $-0,471$;
- коэффициенты эластичности меняются во времени: параметры ценовой эластичности существенно выросли после повышения цен на энергоносители в 1970-х и начале 1980-х гг. и наоборот снизились после снижения реальных цен на энергоносители в 1990-х гг.;
- для многих стран в период роста цен ценовые эластичности выше, чем в период стабильных цен; начальная поведенческая реакция на рост цен может быть компенсирована в период снижения цен, и часть энергосберегающего эффекта может быть потеряна, однако обратимая часть энергосберегающего эффекта роста цен довольно мала;
- запаздывание эффекта от роста цен больше, чем от роста дохода;
- оценки для экономики в целом могут скрывать существенные различия в параметрах эластичности в отдельных секторах; наиболее часто оцениваются параметры эластичности для промышленности и населения.

На основе анализа мирового опыта ценовой эластичности спроса на электрическую энергию была выдвинута гипотеза о возможности установления дифференцированных по времени тарифов с использованием коэффициента эластичности. Выбор данного метода обусловлен тем, что в Республике Беларусь остро стоит проблема выравнивания графиков нагрузки, и в настоящее время не существует достаточно эффективных экономических рычагов для ее решения. Оптовые тарифы, рассчитанные на основе коэффициента эластичности, предполагают наиболее высокую цену на электроэнергию в пиковый период и наиболее низкую во время ночных минимумов нагрузки и стимулируют более равномерное распределение нагрузки в течение суток.

Расчет оптовых тарифов на основе коэффициента эластичности целесообразно осуществлять путем реализации следующих этапов:

1) *анализ графиков нагрузки Белорусской энергосистемы;*

2) *расчет почасовых розничных тарифов на основе коэффициента эластичности.*

Почасовой тариф на электрическую энергию предлагается рассчитывать следующим образом:

$$P_1 = \bar{3} + (P_0 - \bar{3}) \left(1 + \frac{1}{-E} \cdot \frac{Q_0 - \bar{Q}}{\bar{Q}} \right),$$

где $\bar{3}$ — средняя почасовая существующая себестоимость электропроизводства в энергосистеме за сутки, р./кВт·ч; \bar{Q} — среднесуточное существующее почасовое электропотребление, р./кВт·ч.

Поскольку при прогнозировании суточных тарифов с целью выравнивания графика суточной нагрузки следует придерживаться логики, для момента времени, характеризующегося максимальным потреблением (применять максимальный размер тарифа), в расчетах необходимо использовать величину, обратную коэффициенту эластичности ($-E$).

Оценить изменение структуры потребления электрической энергии в течение суток при использовании почасовых тарифов при сохранении среднесуточного электропотребления неизменным можно с помощью почасового электропотребления, которое можно рассчитать следующим образом:

$$Q_1 = Q_0 + \bar{Q} \cdot E \cdot \frac{P_1 - P_0}{P_0}.$$

На основе предложенной методики [9] были рассчитаны почасовые средневзвешенные розничные тарифы.

В качестве исходных данных были использованы графики почасовых нагрузок Белорусской энергосистемы в типовые рабочие и выходные дни отопительного и неотопительного периода 2014 г., среднесуточная себестоимость производства электрической энергии за 2014 г., действующие в 2014 г. тарифы на электроэнергию (средний тариф в 2014 г. составил 1229,1 р./кВт·ч), коэффициент эластичности спроса на электрическую энергию по цене в размере $-0,32$ [10]. При прогнозе почасовых тарифов следует руководствоваться единым коэффициентом эластичности, так как использование различных коэффициентов эластичности для отдельных групп потребителей не позволяет спрогнозировать изменение суточного графика нагрузки в целом по энергосистеме;

3) *расчет затрат на эксплуатацию сетей среднего и низкого напряжения, затрат на покрытие потерь в сетях среднего и низкого напряжения, прибыли от распределения электроэнергии.* Расчет затрат на эксплуатацию сетей среднего и низкого напряжения и затрат на покрытие потерь в сетях среднего и низкого напряжения приводился в подходе к тарифообразованию на основе себестоимости электроэнергии.

Расчет прибыли от распределения был проведен путем распределения общей прибыли по Белорусской энергосистеме между оптовым и розничным тарифами пропорционально затратам на передачу и затратам на распределение электроэнергии в общей себестоимости электроэнергии.

Таким образом, общая прибыль по энергосистеме от отпуска электроэнергии составила 311,3 р./кВт·ч, в том числе прибыль в оптовом тарифе на электроэнергию (норма рентабельности равна 25,3 %) — 267,8 р./кВт·ч; прибыль в розничном тарифе на электроэнергию (норма рентабельности равна 25,3 %) — 43,5 р./кВт·ч;

4) *расчет оптовых тарифов, рассчитанных на основе коэффициента эластичности.* Для нахождения почасовых оптовых тарифов необходимо от почасовых средневзвешенных розничных тарифов отнять затраты на эксплуатацию сетей среднего и низкого напряжения, затраты на покрытие потерь в сетях среднего и низкого напряжения,

прибыль от распределения электроэнергии (см. рис. 2). Среднегодовой оптовый тариф, рассчитанный на основе коэффициента эластичности, равен 1057,3 р./кВт·ч.

Данные тарифы наиболее выгодны для производителей, поскольку они позволяют решить технические проблемы, существующие в Белорусской энергосистеме, в частности, проблему прохождения ночных минимумов и покрытия пиковой нагрузки. А решение названных проблем позволит снизить себестоимость производства электроэнергии в энергосистеме и приведет в конечном счете к снижению как оптовых, так и розничных тарифов.

Так как цены на электроэнергию на оптовом рынке устанавливаются в процессе торгов между производителями электроэнергии, с одной стороны, и энергоснабжающими организациями и крупными потребителями под управлением оператора рынка, с другой стороны, предложенные методы тарифообразования могут быть положены в основу установления оптовых цен на электроэнергию (см. рис. 2).

При сравнении оптовых тарифов на электроэнергию, рассчитанных на основе двух изложенных методов, можно сделать следующие выводы:

1) оптовые тарифы на электроэнергию для всех категорий потребителей должны быть установлены в пределах от наиболее выгодных для покупателя (энергоснабжающей организации) до наиболее выгодных для производителя;

2) оптовые тарифы на электроэнергию, наиболее выгодные для производителей, имеют более высокую степень дифференциации по времени, чем оптовые тарифы, наиболее выгодные для покупателей (энергоснабжающей организации);

3) оптовые тарифы на электроэнергию, наиболее выгодные для производителей, стимулируют выравнивание графика нагрузки за счет установления более высоких тарифов в пиковые периоды.

Л и т е р а т у р а

1. Об утверждении Положения о порядке формирования цен (тарифов) на природный и сжиженный газ, электрическую и тепловую энергию : постановление Совета Министров Респ. Беларусь, 17 марта 2014 г., № 222 // Нац. реестр правовых актов Респ. Беларусь. — 2014. — № 13. — 5/38560.

2. Об установлении для населения цен на газ, тарифов на электрическую и тепловую энергию, утверждении затрат на единицу оказываемых населению коммунальных услуг газо- и энергоснабжающими организациями Министерства энергетики и признании утратившими силу некоторых постановлений Совета Министров Республики Беларусь и отдельных структурных элементов постановлений Совета Министров Республики Беларусь : постановление Совета Министров Респ. Беларусь, 30 дек. 2013 г., № 1166 // Нац. реестр правовых актов Респ. Беларусь. — 2014. — № 3. — 5/38248.

3. ГПО «Белэнерго» [Электронный ресурс] // БЕЛЭНЕРГО. — Режим доступа: <http://www.energo.by/>. — Дата доступа: 08.09.2016.

4. Динамика и структура потерь электроэнергии [Электронный ресурс] // АВОК. — Режим доступа: http://www.abok.ru/for_spec/articles.php?nid=2833. — Дата доступа: 08.09.2016.

5. *Падалко, Л.* Методические подходы к дифференциации тарифов на электроэнергию по уровням номинального напряжения с учетом удаленности потребителей от источников питания [Электронный ресурс] / Л. Падалко // Энергетика и ТЭК. — Режим доступа: http://www.energetika.by/arch/~year__m21=2008-month__m21=10-page__m21=1-news__m21=222. — Дата доступа: 13.11.2015.

Padalko, L. Metodicheskie podkhody k differentsiatsii tarifov na elektroenergiyu po urovnyam nominal'nogo napryazheniya s uchetom udalennosti potrebiteley ot istochnikov pitaniya [Elektronnyy resurs] / L. Padalko // Energetika i TEK. — Rezhim dostupa: http://www.energetika.by/arch/~year__m21=2008-month__m21=10-page__m21=1-news__m21=222. — Data dostupa: 13.11.2015.

6. Эластичность спроса по цене. Концепции эластичности спроса по доходу и перекрестной эластичности спроса [Электронный ресурс] // Modern-econ.ru. — Режим доступа: <http://modern-econ.ru/micro/rynok/elasticnost/spros.html>. — Дата доступа: 13.11.2016.

7. Коурис, Дж. Эластичность — наука или вымысел? / Дж. Коурис // Экономика энергетики. — 1981. — № 4. — С. 66—70.

Kouris, Dzh. Elastichnost' — nauka ili vymysel? / Dzh. Kouris // Ekonomika energetiki. — 1981. — № 4. — S. 66—70.

8. Велш, Х. Постоянство совокупного спроса на энергоносители / Х. Велш // Экономика энергетики. — 1989. — Ч. 1, № 4. — С. 285—292.

Velsh, Kh. Postoyanstvo sovokupnogo sprosа na energonositeli / Kh. Velsh // Ekonomika energetiki. — 1989. — Ch. 1, № 4. — S. 285—292.

9. Зорина, Т. Г. Внедрение дифференцированных тарифов на электрическую энергию по временным периодам / Т. Г. Зорина // Гуманитар.-экан. весн. — 2015. — № 2. — С. 78—85.

Zorina, T. G. Vnedrenie differentsirovannykh tarifov na elektricheskuyu energiyu po vremennym periodam / T. G. Zorina // Gumanitar.-ekan. vesn. — 2015. — № 2. — S. 78—85.

10. Башмаков, И. Опыт оценки параметров ценовой эластичности спроса на энергию [Электронный ресурс] / И. Башмаков // Центр по эффективному использованию энергии (ЦЭНЭФ). — Режим доступа: <http://www.cenef.ru/file/Вpaper100.pdf>. — Дата доступа: 13.11.2016.

Bashmakov, I. Opyt otsenki parametrov tsenovoy elastichnosti sprosа na energiyu [Elektronnyy resurs] / I. Bashmakov // Tsentр po effektivnomu ispol'zovaniyu energii (TsENEF). — Rezhim dostupa: <http://www.cenef.ru/file/Вpaper100.pdf>. — Data dostupa: 13.11.2016.

Статья поступила в редакцию 24.11.2016 г.

УДК 336.22

E. Kireeva
BSEU (Minsk)

FISCAL TOOLS OF SUPPORT OF AGRICULTURE

The fiscal tools of agriculture support are considered in the article. Agriculture is defined as a priority area of public financing taking into account its industry specific, social importance in solving of poverty problems, economic growth and food security. The conclusion was made that, despite the preferential subsidies for the agricultural sector, tax regulators are actively used by different countries that lets take into consideration national specificities and priorities. The article presents current situation in agriculture of the Republic of Belarus. Directions of budgetary financing of agriculture and peculiarities of its taxation are considered. Due to active participation of Belarus in integration entities, the external factors that influence strategy of agricultural financing, such as obligations of reducing the budget and taxation of farmers within the EAEU, are analyzed.

Keywords: *an agrarian policy; budgetary subsidies; tax privileges; financial support of agriculture.*

Е. Ф. Киреева
доктор экономических наук, профессор
БГЭУ (Минск)

ФИСКАЛЬНЫЕ ИНСТРУМЕНТЫ ПОДДЕРЖКИ СЕЛЬСКОГО ХОЗЯЙСТВА¹

В статье исследуются фискальные инструменты поддержки сельского хозяйства. Сельское хозяйство с учетом его отраслевой специфики, социальной значимости в решении проблем бедности, экономического роста и продовольственной безопасности определено как приоритетное на-

¹ Статья выполнена при финансовой поддержке Белорусского республиканского фонда фундаментальных исследований в рамках выполнения совместного научного проекта «БРФФИ-РГНФ 2015»: «Совершенствование налоговых и бюджетных инструментов государственной финансовой поддержки агропромышленного комплекса в целях обеспечения экономической и продовольственной безопасности» (Г15Р-2015).