

г. Москве 09.12.2010 г.] // ЭТАЛОН. Международные договоры / ООО «ЮрСпектр», Нац. центр правовой информ. Респ. Беларусь. — Минск, 2014.

2. О Концепции согласованной (скоординированной) агропромышленной политики государств — членов Таможенного союза и Единого экономического пространства [Электронный ресурс] // Евразийская экономическая комиссия. — 2013. — Режим доступа: http://www.eurasiancommission.org/ru/act/prom_i_agroprom/dep_agroprom/agroprom/Pages/default.aspx. — Дата доступа: 10.07.2014.

3. Об утверждении программы социально-экономического развития Республики Беларусь на 2011—2015 годы : Указ Президента Респ. Беларусь, 11 апр. 2011 г., № 136 // Нац. реестр правовых актов Респ. Беларусь. — 2011. — № 43. — 1/12462.

4. Дорожная карта государственной аграрной политики Республики Беларусь. — Минск : Беларусь, 2014. — 64 с.

LARISA KORBUT

**METHODOLOGICAL ASPECT OF IMPROVING
SYSTEM OF GOVERNMENT SUPPORT
OF AGRICULTURAL PRODUCERS**

Author affiliation. Larisa KORBUT (korbut-bseu@mail.ru), *Belarusian State Economic University (Minsk, Belarus)*.

Abstract. The article proves the need to improve the system of state support of agricultural producers. Methodological approaches are suggested that enable improvement of the mechanism of the provision and distribution of subsidies from the state budget.

Keywords: agricultural commodity producers, agro-industrial policy, domestic support, rural economics.

UDC 338.43.02(476)

*Статья поступила
в редакцию 06.10. 2014 г.*

Н. А. ХАУСТОВИЧ

**СОВЕРШЕНСТВОВАНИЕ РАСПРЕДЕЛЕНИЯ
ЗАТРАТ ТЕПЛОЭЛЕКТРОЦЕНТРАЛИ**

В Беларуси централизованное теплоснабжение из-за высоких тарифов теряет конкурентоспособность перед автономными источниками теплоснабжения. Способом повышения ценовой конкурентоспособности тепловой энергии, отпускаемой теплоэлектроцентралью (ТЭЦ), будет совершенствование методики перераспределения затрат станции между электрической и тепловой энергией. Одним из возможных подходов к решению такой задачи будет перенос затрат ТЭЦ с себестоимости тепловой энергии на себестоимость электрической. За основу предлагаемого подхода взят метод распределе-

Наталья Александровна ХАУСТОВИЧ (natahk@mail.ru), кандидат экономических наук, ассистент кафедры экономики и управления Белорусского государственного экономического университета (г. Минск, Беларусь).

ния затрат ТЭЦ: себестоимость тепловой энергии устанавливается с помощью скидки, рассчитанной с учетом предельно допустимой себестоимости 1 кВт·ч электроэнергии.

Ключевые слова: электрическая энергия, тепловая энергия, себестоимость, перераспределение затрат.

УДК 621.311.22:697.34:338.512(476)

В условиях высокой волатильности на мировых рынках энергоресурсов Белорусская энергетическая система (БЭС) сталкивается с рядом проблем, в числе которых принятие решений о вводе новых энергетических установок; модернизация действующих мощностей; формирование тарифной политики; обеспечение рентабельной работы генерирующих станций.

В настоящее время в республике наблюдается избыток мощностей для производства электрической энергии. В краткосрочной перспективе, с учетом ожидаемого экономического спада в Российской Федерации, а также минимального планируемого роста белорусской экономики потребность промышленного сектора и населения в электроэнергии вряд ли будет расти.

После ввода Белорусской АЭС на полную мощность в 2021 г. она впишется в базовую часть суточного графика электрической нагрузки, вытеснив из нее все конденсационные мощности энергосистемы в отопительный период. Таким образом, после ввода АЭС планируется сокращение объемов отпуска электроэнергии от тепловых станций конденсационного типа, а электрическая нагрузка крупных теплоэлектроцентралей предположительно не изменится [1, 12–14].

Среди наблюдаемых в белорусской электроэнергетике тенденций следует отметить увеличение числа установок по производству электро- и теплоэнергии, обособленных от БЭС и включенных в технологический процесс конкретных промышленных предприятий — промышленных блок-станций (например, установки по сжиганию отходов на деревообрабатывающих фабриках). По состоянию на 2011 г. их общая установленная мощность составляла свыше 400 МВт.

Данная тенденция является следствием завышенных энерготарифов в условиях перекрестного субсидирования промышленного и коммунального теплового потребления, когда предприятия платят за энергию, получаемую от централизованных источников, в несколько раз больше ее себестоимости. Результаты применения этого «механизма» — сооружение на предприятиях собственных источников энергии, вызвавшее отказ потребителей от услуг действующих систем теплофикации и централизованного теплоснабжения и, как следствие, неоправданный пережог топлива [2]. В результате действия белорусских промышленных потребителей, стремящихся снизить собственные энергозатраты за счет строительства автономных энергоустановок, увеличиваются затраты в целом по БЭС, поскольку крупные ТЭЦ в результате снижения потребления электро- и теплоэнергии начинают работать вхолостую.

Для сокращения затрат в целом по БЭС снижения тарифов на тепло- и электроснабжение для промышленных потребителей в результате ликвидации перекрестного субсидирования может оказаться недостаточно. Требуется, кроме этого, снижение себестоимости электрической и тепловой энергии, производимой на теплоэлектроцентралях, в том числе за счет совершенствования распределения затрат ТЭЦ между электрической и тепловой энергией. Прежде чем обобщить результаты в отношении существующих подходов к решению данной задачи, рассмотрим некоторые технико-экономические характеристики ТЭЦ.

В качестве объекта настоящего исследования выбрана Минская теплоэлектроцентраль № 4 — крупнейшая в Белорусской энергосистеме и одна из наиболее современных электростанций в стране.

Анализ структуры и технико-экономических особенностей производства электрической и тепловой энергии. Теплоэлектроцентраль — это разновид-

ность тепловой электростанции, которая не только производит электроэнергию, но и является источником тепловой энергии в централизованных системах теплоснабжения (в виде пара и горячей воды, в том числе для обеспечения горячего водоснабжения и отопления жилых и промышленных объектов).

Главное отличие ТЭЦ от электростанции конденсационного типа (КЭС) состоит в возможности отобрать часть тепловой энергии пара после того как он выработает электрическую энергию. Турбины ТЭЦ позволяют регулировать количество отбираемого пара. Отобранный пар конденсируется в сетевых подогревателях и передает свою энергию сетевой воде, которая направляется на пиковые водогрейные котельные и тепловые пункты. На ТЭЦ есть возможность перекрывать тепловые отборы пара, в этом случае ТЭЦ становится обычной КЭС. Это дает возможность работать ТЭЦ по двум графикам нагрузки:

по тепловому — электрическая нагрузка жестко зависит от тепловой нагрузки (приоритет — тепловая нагрузка);

электрическому — электрическая нагрузка не зависит от тепловой либо тепловая нагрузка вовсе отсутствует (приоритет — электрическая нагрузка).

Большинство ТЭЦ работает по тепловому графику в зимний период, когда приоритетом является отопление жилых помещений, а по электрическому — в летний период, когда городские отопительные системы отключены.

Режимы работы ТЭЦ существенным образом влияют на экономические показатели станции, в том числе на удельный расход топлива, приходящийся на единицу вырабатываемой энергии. Так, удельный расход топлива на ТЭЦ при работе по тепловому графику составляет около 160 г у.т./кВт·ч, а при работе в конденсационном режиме — 450 г у.т./кВт·ч [3, 15]. Для сравнения: средний удельный расход топлива на отпуск электроэнергии в белорусской энергосистеме в 2012 г. составил 254,8 г у.т./кВт·ч [4, 19] (у.т. — условное топливо).

Анализ динамики удельного расхода топлива на отпуск электроэнергии по крупным ТЭЦ ПАО «Белэнерго» за 2012 г. показал, что для разных станций данный показатель в течение года изменяется в различных пределах. Так, на Витебской ТЭЦ его значения колебались от 150 г у.т./кВт·ч зимой до 165 г у.т./кВт·ч летом; на Минской ТЭЦ-3 — от 170 г у.т./кВт·ч зимой до 230 г у.т./кВт·ч летом; а на Минской ТЭЦ-4 — от 180 г у.т./кВт·ч зимой до 370 г у.т./кВт·ч летом [5, 15]. Такая существенная разница в удельном расходе топлива отмеченных ТЭЦ в межотопительный (летний) период обусловлена, на наш взгляд, динамикой спроса на тепловую энергию со стороны различных категорий потребителей.

Так, Минская ТЭЦ-3 отпускает тепло крупным промышленным потребителям, расположенным в восточной части г. Минска, а Минская ТЭЦ-4 — преимущественно в спальные районы, расположенные в западной части города. Спрос на теплоэнергию со стороны промышленных потребителей менее зависит от времени года в сравнении со спросом населения, следовательно, обслуживающие промышленность ТЭЦ больше времени в течение года загружены по тепловому графику и отпускаемая ими в межотопительный период электроэнергия дешевле.

Анализ структуры производства электрической и тепловой энергии показывает, что в отличие от электроэнергии производство тепловой энергии в республике в большей степени децентрализованно: около половины источников тепла, включая котельные и теплоутилизационные установки, являются автономными [6, 54–66]. Следовательно, промышленным потребителям тепла, особенно крупным, достаточно легко отказаться от централизованного теплоснабжения в случае высоких тарифов на тепловую энергию, а значит, именно централизованно поставляемая тепловая энергия должна быть конкурентоспособной по цене для промышленных потребителей.

Распределение затрат ТЭЦ на себестоимость электрической и тепловой энергии. По мнению Б. В. Яковлева, определение себестоимости электрической и тепловой энергии, производимой в отдельных специализированных теплоэнергетических установках (электрической — в конденсационных паротурбинных, газотурбинных, парогазотурбинных; тепловой — в котельных), не вызывает сложностей, поскольку главная составляющая стоимости энергии топливная, а точнее, расход топлива поддается простому расчету и учету. Сложнее определить реальные топливные затраты на каждый вид энергии (электрической, тепловой), производимой в комбинированном теплофикационном цикле (в мировой терминологии — когенерационном), что обусловлено не только термодинамической и физической особенностью такого цикла, но и механизмом формирования тарифов на энергоресурсы, учитывающим коммерческие интересы производителей и потребителей энергии.

В теплофикационном цикле изначально заложена выгода для производителя и потребителя (благодаря которому и возможно такое производство энергоресурсов), поскольку при использовании теплоты отработавшего рабочего (пара, газа) топлива расходуется на 20—40 % меньше, чем при отдельной выработке электрической и тепловой энергии. И этой выгодой надо делиться с потребителем тепловой энергии, чего сейчас не наблюдается [2].

Применяемый сегодня так называемый физический метод отнесения затрат топлива на производимую в теплофикационном цикле электрическую и тепловую энергию исходит из того, что вся получаемая при этом экономия топлива относится на отпускаемую от ТЭЦ электроэнергию, а расход топлива на отпускаемую теплоэнергию принимается по его расходу котлом. Предлагаются также другие методы распределения затрат: эксергетический метод, а также пропорциональное распределение топливных затрат [2]. Эти методы позволяют разделить затраты топлива на производство электрической и тепловой энергии в соответствии с технико-экономическими параметрами работы ТЭЦ.

Перечисленные методы, по мнению автора, имеют следующие недостатки: с их помощью распределяются не экономические, а физические затраты — только затраты топлива, в граммах условного топлива на киловатт в час электроэнергии (гигакалорию тепловой энергии);

затраты распределяются в расчете на производимую, а не отпускаемую энергию (некоторая часть произведенной энергии потребляется на самой станции и не отпускается в сети).

При применении перечисленных методов остается открытым вопрос о распределении на себестоимость прочих затрат ТЭЦ, не относимых к топливной составляющей.

Анализ динамики доли топливной составляющей в себестоимости электрической энергии на Минской ТЭЦ-4 в период с 2008 по 2011 г. показал, что эта величина варьируется в течение года в зависимости от режимов работы ТЭЦ и иногда опускается до 60 %. В результате до 40 % затрат остаются нераспределенными при использовании физического и прочих названных выше методов, при этом их распределение, пропорциональное расходу топлива, может оказаться экономически не обоснованным.

В работах [1; 7, 8—12] авторы предлагают использование экономического метода распределения затрат, в котором за основу взяты не технические параметры станции, а экономические результаты ее работы.

Предложенный подход был взят за основу при разработке авторского подхода распределения затрат ТЭЦ и базируется на тождестве (1), описывающем полные затраты ТЭЦ. При этом первоначальные значения параметров себестоимости электрической и тепловой энергии рассчитаны на основе использования физического метода распределения затрат

$$\text{Затраты}_t = \text{ССЭ}_t \cdot \text{ОШ}_t \cdot 1000/100 + \text{ССТ}_t \cdot \text{ОК}_t \cdot 1000, \quad (1)$$

где Затраты_t — полные затраты станции в месяц t ; ССЭ_t — полная себестоимость отпущенной электрической энергии, цент/кВт·ч; ССТ_t — полная себестоимость отпущенной тепловой энергии, дол./Гкал; ОШ_t — отпуск с шин, характеризующий объем поставки в сеть электрической энергии, тыс. кВт·ч/месяц; ОК_t — отпуск с коллекторов, характеризующий объем поставки в сеть тепловой энергии, тыс. Гкал/месяц; 1000 — коэффициент пересчета тыс. кВт·ч и тыс. Гкал в кВт·ч и Гкал соответственно; 100 — коэффициент пересчета центов в доллары США.

Далее экспериментальным путем устанавливается скидка X_t в себестоимости тепловой энергии. Себестоимость электрической энергии определяется по формуле (2) с учетом скидки для тепловой энергии

$$\text{ССЭ}_t = (\text{Затраты}_t - \text{ССТ}_t(1 - X_t/100) \text{ОК}_t \cdot 1000) / (\text{ОШ}_t \cdot 1000/100), \quad (2)$$

где X_t — скидка себестоимости тепловой энергии в месяце t , %.

При этом должно соблюдаться условие неперевышения расчетной себестоимости электроэнергии предельного значения, устанавливаемого в целом по БЭС (ССЭ_{max}). Ориентиром может стать, например, себестоимость электроэнергии на станциях конденсационного типа

$$\text{ССЭ}_t < \text{ССЭ}_{\text{max}}. \quad (3)$$

На рис. 1 представлен расчет себестоимости электроэнергии на Минской ТЭЦ-4 в период с 2006 по 2011 г. при следующих условиях:

себестоимость тепловой энергии остается фактической;

себестоимость тепловой энергии снижается на 50 %;

себестоимость тепловой энергии не начисляется, все затраты ТЭЦ ложатся на электроэнергию.

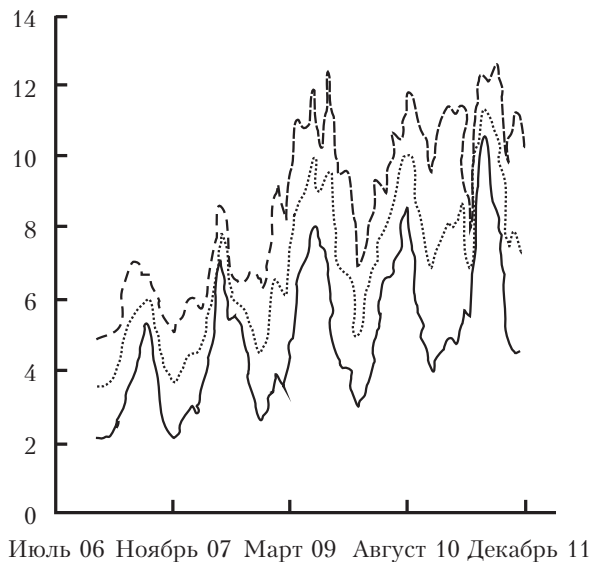


Рис. 1. Расчеты себестоимости электроэнергии при разных размерах скидки, центов: — себестоимость 1 кВт·ч фактическая; себестоимость 1 кВт·ч при снижении стоимости тепловой энергии на 50 %; --- себестоимость 1 кВт·ч при бесплатном отпуске тепла

На основе полученных расчетов для Минской ТЭЦ-4 построена статистическая зависимость между себестоимостью тепловой энергии, в долларах за гигакалорию, и себестоимостью электрической энергии, в центах за киловатт в час. Эта зависимость описана регрессионным уравнением, приведенным на рис. 2.

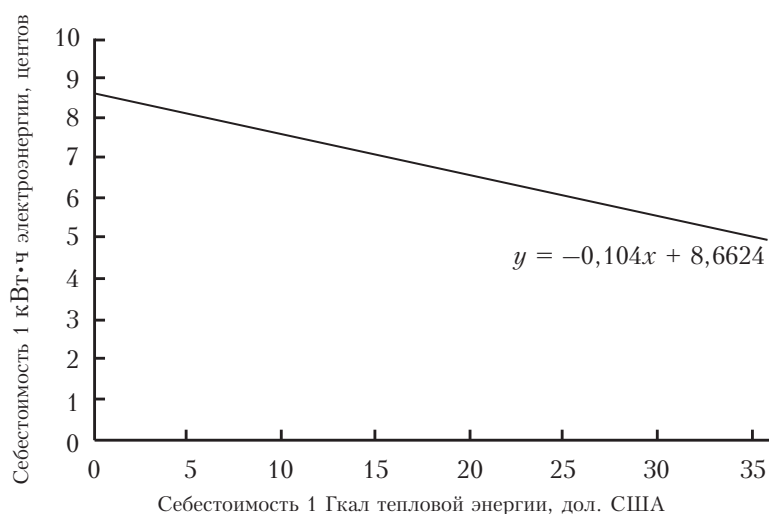


Рис. 2. Статистическая зависимость между себестоимостью тепловой и электрической энергии

Также для расчетных параметров себестоимости электроэнергии, полученных при условии различной себестоимости тепловой энергии, рассчитаны параметры стандартного отклонения, средней величины и коэффициента вариации. Последний равен отношению стандартного отклонения себестоимости за наблюдаемый период к ее средней величине. На рис. 3 для Минской ТЭЦ-4 представлена зависимость коэффициента вариации себестоимости электроэнергии от выбранной скидки снижения затрат на тепловую энергию.

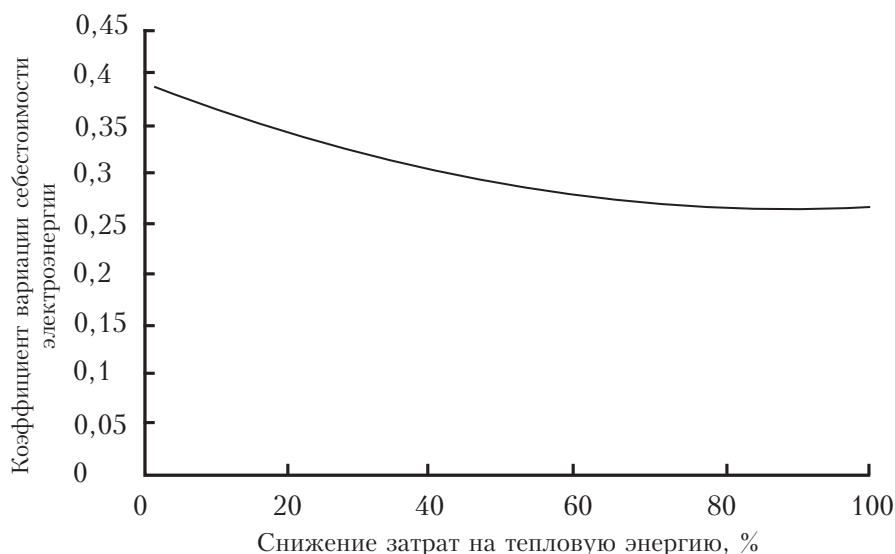


Рис. 3. Изменение коэффициента вариации себестоимости электроэнергии в зависимости от скидки в себестоимости тепловой энергии

Высокая вариация связана с сезонными переходами станции от конденсационного режима работы к теплофикационному и обратно. По мере снижения доли затрат, относимых на теплоэнергию, и соответственно увеличения себестоимости электроэнергии вариация снижается. Чем она ниже, тем выше стабильность финансовых показателей электростанции и проще их планирование. Однако при скидке в себестоимости тепловой энергии выше 50 % снижение коэффициента вариации становится незначительным.

Рассмотрим пример распределения затрат Минской ТЭЦ-4 на электрическую и тепловую энергию с использованием предложенного подхода.

Примем за ограничение себестоимости 1 кВт·ч электроэнергии $ССЭ_{\max}$ значение, на 50 % превышающее фактическую среднегодовую себестоимость Минской ТЭЦ-4, что примерно должно соответствовать себестоимости энергии, вырабатываемой белорусскими КЭС [8, 16]. Получим значения предельной себестоимости электроэнергии, обозначенной ступенчатой линией на рис. 4.

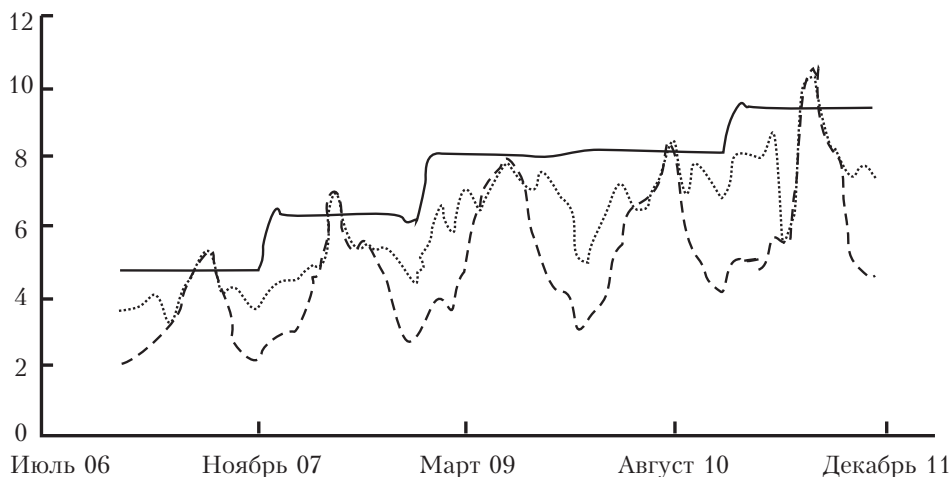


Рис. 4. Моделирование себестоимости отпускаемой электроэнергии на Минской ТЭЦ-4, цент/кВт·ч: себестоимость расчетная; --- себестоимость фактическая; — себестоимость предельная

Далее, используя формулу (2), будем подбирать скидку в себестоимости тепловой энергии таким образом, чтобы выполнялось условие (3).

В результате подбора получены следующие значения скидок для каждого года: с октября по апрель включительно скидка в себестоимости тепловой энергии $X_t = 50\%$; с мая по сентябрь включительно $X_t = 0\%$. Иными словами, в отопительный период тепловая энергия будет оцениваться наполовину дешевле, чем обычно; а в межотопительный — по фактической себестоимости, оцененной физическим методом распределения затрат.

График изменения расчетной себестоимости электроэнергии, оцененной по формуле (2), приведен на рис. 4. При этом средняя себестоимость за рассмотренный период повысилась с 4,9 до 6,2 цента за 1 кВт·ч, а коэффициент вариации снизился с 0,39 до 0,27 отн. ед. Применение предложенного подхода, таким образом, привело к некоторому повышению себестоимости электроэнергии, но при этом сезонные колебания данного показателя существенно снизились.

На рис. 5 показаны фактические и расчетные значения себестоимости тепловой энергии с учетом установленных скидок.

Ее себестоимость снизилась в отопительный период, когда объемы потребления велики. В межотопительный период, когда объемы отпуска тепла невелики, себестоимость тепловой энергии соответствует значениям, рассчитанным физическим методом распределения затрат. Общая ценовая конкурентоспособность тепловой энергии при использовании предложенного подхода, таким образом, повышается.

Выбор рационального значения скидки в себестоимости тепловой энергии базируется на первоначальном распределении затрат ТЭЦ физическим методом, но представляет собой разновидность экономического метода распределения затрат ТЭЦ.

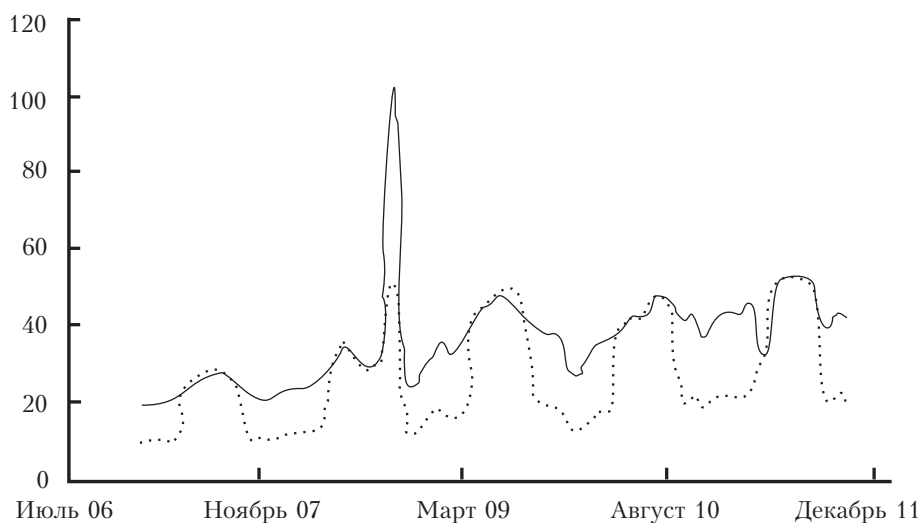


Рис. 5. Результаты моделирования себестоимости тепловой энергии, дол./Гкал: — себестоимость фактическая; себестоимость расчетная

Снижение себестоимости тепловой энергии повысит ценовую конкурентоспособность ТЭЦ по отношению к децентрализованным источникам теплоснабжения.

В случае если тепловая энергия будет отпускаться бесплатно, электроэнергия подорожает в среднем на 70 %, примерно с 5 до 8,5 цента за 1 кВт·ч при ценовых условиях, наблюдавшихся в период с 2006 по 2011 г. на Минской ТЭЦ-4.

Снижение себестоимости тепловой энергии положительно влияет на снижение волатильности цены электроэнергии, что уменьшает негативные эффекты смены режимов работы станции, но существенное влияние наблюдается только если скидка меньше 50 %.

Применение предложенного подхода, по нашему мнению, позволит повысить конкурентоспособность ТЭЦ на рынке тепловой энергии. Для этого рекомендуется ввести дифференцированные тарифы на тепловую энергию: в межотопительный период тарифы для промышленных потребителей могут быть снижены в зависимости от размера установленной скидки X_t .

Литература и электронные публикации в Интернете

1. Падалко, Л. Снижение тарифов на электроэнергию на основе модернизации системы энергоснабжения / Л. Падалко, Т. Киселева // Энергетика и ТЭК. — 2014. — № 7/8. — С. 12–14.

Padalko, L. Snizhenie tarifov na elektroenergiyu na osnove modernizatsii sistemy energosnabzheniya [The decrease in electricity tariffs on the basis of the modernization of power supply] / L. Padalko, T. Kiseleva // Energetika i TEK. — 2014. — N 7/8. — P. 12–14.

2. Яковлев, Б. В. Распределение топливных затрат на электрическую и тепловую энергию, производимую ТЭЦ [Электронный ресурс] / Б. В. Яковлев // Новости теплоснабжения. — 2006. — № 3. — Режим доступа: <http://www.combienergy.ru/stat1076.html>. — Дата доступа: 10.01.2015.

Yakovlev, B. V. Raspredelenie toplivnykh zatrat na elektricheskuyu i teplovuyu energiyu, proizvodimuyu TETs [Allocation of fuel costs for electric and thermal energy produced by CHP] [Elektronnyiy resurs] / B. V. Yakovlev // Novosti teplosnabzheniya. — 2006. — N 3. — Rezhim dostupa: <http://www.combienergy.ru/stat1076.html>. — Data dostupa: 10.01.2015.

3. Особенности режимов работы ТЭЦ [Электронный ресурс]. — Режим доступа: <http://portal.tpu.ru/SHARED/g/GAL/education/reg/Tab/RRTES3.pdf>. — Дата доступа: 10.01.2015.

4. *Стриха, И. И.* Анализ технико-экономических показателей работы тепловых электростанций / И. И. Стриха, И. И. Россейкина // Энергоэффективность. — 2013. — № 5. — С. 18–20.

Striha, I. I. Analiz tehniko-ekonomicheskikh pokazateley raboty teplovyih elektrostantsiy [Analysis of technical and economic performance of thermal power plants] / I. I. Striha, I. I. Rosseykina // Energoeffektivnost. — 2013. — N 5. — P. 18–20.

5. *Савчук, Е. Л.* Состояние энергосистемы Республики Беларусь и краткая оценка ее эффективности / Е. Л. Савчук // Энергоэффективность. — 2013. — № 6. — С. 14–16.

Savchuk, E. L. Sostoyanie energosistemyi Respubliki Belarus i kratkaya otsenka ee effektivnosti [State Power System of the Republic of Belarus and a brief evaluation of its effectiveness] / E. L. Savchuk // Energoeffektivnost. — 2013. — N 6. — P. 14–16.

6. Энергетический баланс Республики Беларусь : стат. сб. / Национальный стат. ком. Респ. Беларусь. — Минск, 2012. — 129 с.

7. *Падалко, Л. П.* О принципах взаимосогласованного распределения затрат энергосистемы между тепловой и электрической энергией / Л. П. Падалко, А. М. Заборовский // Энергия и менеджмент. — 2006. — № 1. — С. 8–12.

Padalko, L. P. O printsipah vzaimosoglasovannogo raspredeleniya zatrat energosistemyi mezhdru teplovoiy i elektricheskoy energiyey [On the principles of mutually agreed cost-sharing between the power system heat and electricity] / L. P. Padalko, A. M. Zaborovskiy // Energiya i menedzhment. — 2006. — N 1. — P. 8–12.

8. *Гуторцев, А.* Выравнивание графика электрической нагрузки энергосистемы / А. Гуторцев, Е. Забелло // Энергетика и ТЭК. — 2008. — № 7/8. — С. 13–20.

Gutortsev, A. Vyiravnivanie grafika elektricheskoy nagruzki energosistemyi [Aligning the schedules of electric power system load] / A. Gutortsev, E. Zabello // Energetika i TEK. — 2008. — N 7/8. — P. 13–20.

NATALIA KHAUSTOVICH

IMPROVING COST ALLOCATION OF HEAT AND POWER PLANT SYSTEM

Author affiliation. *Natallia KHAUSTOVICH* (natahk@mail.ru), *Belarusian State Economic University (Minsk, Belarus)*.

Abstract. In Belarus centralized heat supply system is losing competitive advantage over autonomous heat supply sources due to high rates. Price competitiveness of heat power supplied by heat and power plants can be enhanced by improved techniques of power plant cost allocation between electrical and heat power. One possible approach to solve this task will be transfer of costs of a heat and power plant from heat prime cost to electrical power prime cost. The approach suggested is based on the method of heat cost allocation by a heat and power plant: heat power prime cost is set with the help of a discount calculated taking into account maximum allowable prime cost of 1 kWh power.

Keywords: electric power, heat energy, net cost, costs allocation.

UDC 621.311.22:697.34:338.512(476)

*Статья поступила
в редакцию 12.02. 2015 г.*