

DOI: 10.21122/1029-7448-2017-60-3-276-286

УДК 338.49

Регламентирование деятельности блок-станций на традиционных видах топлива

Т. Г. Зорина¹⁾

¹⁾Белорусский государственный экономический университет (Минск, Республика Беларусь)

© Белорусский национальный технический университет, 2017
Belarusian National Technical University, 2017

Реферат. Статья посвящена проблеме регламентирования деятельности блок-станций на традиционных видах топлива. Целью являлась разработка мер по ограничению влияния блок-станций на Белорусскую энергосистему, поскольку их деятельность имеет негативные экономические последствия. При выполнении исследования были использованы такие методы, как системный анализ, метод аналогий и учета затрат. Проведена сравнительная характеристика энергопроизводства в типовой рабочий день отопительного периода 2013 и 2014 гг. в разрезе конденсационных электростанций, теплоэлектроцентралей и блок-станций. Рассчитан потенциальный ущерб, наносимый блок-станциями энергосистеме, сделан анализ существующих в Республике Беларусь ограничений негативного влияния блок-станций. Разработан комплекс мер в рамках политики регламентирования деятельности блок-станций на традиционных видах топлива: плата за горячий резерв, необходимый энергосистеме в случае отказа работы блок-станции; плата за диспетчеризацию; плата за передачу и распределение. Преимуществами от принятия предлагаемых мер являются: качественный рост энергоэффективности электроэнергетики; снижение себестоимости электрической энергии в целом по энергосистеме; стимулирование рыночных элементов в электроэнергетике; возможность достаточно быстро реагировать на изменение экономических условий.

Ключевые слова: блок-станция, установленная мощность, график нагрузки, перерасход топлива, плата за горячий резерв, плата за диспетчеризацию, плата за передачу и распределение, Белорусская энергосистема, отпуск электрической энергии, теплоэлектроцентраль, конденсационная электростанция

Для цитирования: Зорина, Т. Г. Регламентирование деятельности блок-станций на традиционных видах топлива / Т. Г. Зорина // *Энергетика. Изв. высш. учеб. заведений и энерг. объединений СНГ*. 2017. Т. 60, № 3. С. 276–286. DOI: 10.21122/1029-7448-2017-60-3-276-286

Function Regulation of Customer's Plant that Burn Traditional Types of Fuel

T. G. Zoryna¹⁾

¹⁾Belarusian State Economic University (Minsk, Republic of Belarus)

Abstract. This article deals with the issue of function regulation of customer's plants that burn traditional types of fuel. Its aim was to develop certain measures for reducing customer's plants

Адрес для переписки
Зорина Татьяна Геннадьевна
Белорусский государственный
экономический университет
просп. Партизанский, 26,
220070, г. Минск, Республика Беларусь
Тел.: +375 17 209-88-88
tanyazorina@tut.by

Address for correspondence
Zoryna Tatyana G.
Belarus State
Economic University
26 Partizansky Ave.,
220070, Minsk, Republic of Belarus
Tel.: +375 17 209-88-88
tanyazorina@tut.by

influence on the Belarusian power supply system as their activity has unfavorable economic consequences. The following methods were used in the present research: the system analysis, the method of analogies and expenses calculation. The article presents the comparative characteristics of the power production during the typical working day of the heating period in the years 2013 and 2014 in terms of condensation power plants, central heating and power plants and customer's plants. The potential damage caused by the customer's plants to the power supply system has been calculated, the restrictions for the customer's plants activity existing in the Republic of Belarus nowadays has been analyzed. The author has developed a number of measures within the framework of regulation policy of the activity of customer's plants that burn traditional types of fuel: the fee for the spinning reserve necessary for the power supply system in case of the customer's plants breakdown; the fee for the supervisory control; the fee for the service of transfer and distribution. The introduction of the proposed measures is supposed to bring the following advantages: high-quality growth of energy efficiency of the power industry; prime cost reduction of power energy in the power supply system as a whole; stimulation of market elements implementation in the power industry; the ability to react fairly fast to the alterations of economic conditions.

Keywords: customer's plant, installed power, load curve, fuel overconsumption, fee for hot spare, fee for dispatching, fee for transmission and distribution, Belarusian power supply system, electric power dispensing, power-and-heating plant, condensing power plant

For citation: Zoryna T. G. (2017) Function Regulation of Customer's Plant that Burn Traditional Types of Fuel. *Energetika. Proc. CIS Higher Educ. Inst. and Power Egn. Assoc.* 60 (3), 276–286. DOI: 10.21122/1029-7448-2017-60-3-276–286 (in Russian)

Введение

Разнообразным аспектам функционирования блок-станций посвящены работы отечественных ученых. В частности, Е. П. Забелло и В. А. Тополев изучают режимы работы блок-станций с точки зрения соблюдения их интересов и интересов энергосистемы [1], Л. И. Филатова исследует тарифную политику на электрическую энергию, приобретаемую у блок-станций [2], Б. Г. Дегиль рассматривает порядок включения блок-станции в сеть энергосистемы и технические требования энергообеспечивающей организации при подключении блок-станции к ее сети [3], И. В. Солодухо выделяет проблемы во взаимодействии блок-станций и энергосистемы [4], Ф. Молочко и А. Молочко анализируют затраты энергосистемы на содержание заявленного резерва мощности, необходимого для компенсации аварийного отключения блок-станции [5].

В настоящее время параллельно с энергосистемой функционируют когенерационные блок-станции, установленные на предприятиях и в организациях других отраслей экономики. Избытки вырабатываемой ими электроэнергии могут продаваться энергосистеме. Таким образом, в отношении интеграции блок-станций в Белорусскую энергосистему можно выделить ряд проблем:

- неконтролируемая в ряде случаев выдача не востребовавшей мощности в энергосистему в ночные часы суток;
- необходимость поддержания энергосистемой горячего резерва мощности, компенсирующего возможное прекращение поставок электрической энергии от блок-станций;
- недостаточное количество реальных рычагов воздействия со стороны энергосистемы на владельцев блок-станций.

Целью исследования является разработка мероприятий по ограничению влияния блок-станций на Белорусскую энергосистему. В ходе реализации данной цели должны быть решены следующие задачи:

- оценить ущерб Белорусской энергосистемы от отпуска электроэнергии в сеть блок-станциями;
- провести анализ существующих мер, регулирующих деятельность блок-станций;
- разработать экономические меры, позволяющие обеспечить сбалансированную работу блок-станций в рамках Белорусской энергосистемы.

Основная часть

В процессе выполнения исследований использовали такие методы, как системный анализ, метод аналогий и учета затрат. Информационной базой послужили данные, предоставленные ГПО «Белэнерго». Информация о работе блок-станций за 2010–2014 гг. [6] представлена в табл. 1

Таблица 1

Информация о работе блок-станций за 2010–2014 гг.

Data on customer's plants functioning in 2010–2014

Год	Установленная мощность, МВт	Выработка, тыс. кВт·ч	Отпуск в сеть, тыс. кВт·ч
2010	453,7	2327269,1	575132,7
2011	497,7	2456933,4	653539,1
2012	558,4	2697068,4	568638,1
2013	635,8	2920563,4	609004,2
2014	718,1	3114200,5	643043,4

Как следует из табл. 1, в 2014 г. мощность блок-станций в Республике Беларусь увеличилась в 1,58 раза по сравнению с 2010-м, а отпускаемая в сеть электрическая энергия – в 1,12 раза. Потенциальный ущерб, наносимый блок-станциями энергосистеме, можно оценить по следующим критериям.

1. Изменение максимальной выдачи в сеть мощности от блок-станций в ночное время отопительного периода

$$\Delta N_{\max} = N_{1\max} - N_{0\max}, \quad (1)$$

где ΔN_{\max} – изменение максимальной выдачи в сеть мощности от блок-станций в ночное время отопительного периода, МВт; $N_{1\max}$ – максимальная выдача в сеть мощности от блок-станций в ночное время отчетного отопительного периода, МВт; $N_{0\max}$ – максимальная выдача в сеть мощности от блок-станций в ночное время базисного отопительного периода, МВт.

График нагрузки Белорусской энергосистемы в типовой рабочий день в декабре 2014 г. представлен на рис. 1.

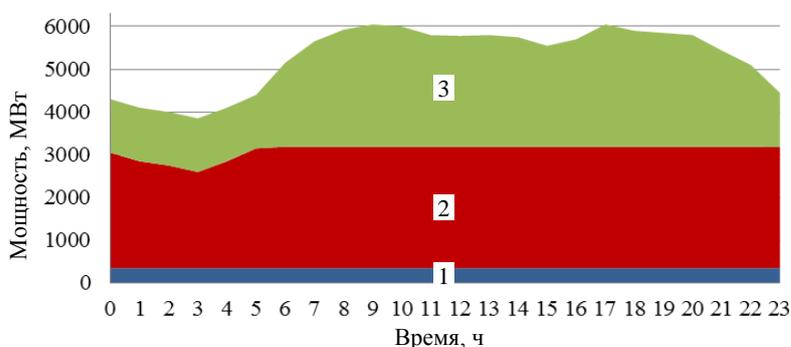


Рис. 1. График нагрузки Белорусской энергосистемы в типовой рабочий день в декабре 2014 г.: 1 – генерация блок-станциями; 2 – то же теплоэлектроцентралями; 3 – то же конденсационными электростанциями

Fig. 1. Load curve of the Belarusian power supply system during a typical working day in December, 2014: 1 – production by customer's plants; 2 – production by power-and-heating plants; 3 – production by condensing power plants

Как видно из рис. 1, максимальная выдача в сеть мощности от блок-станций в ночное время отопительного периода 2014 г. составила 348 МВт.

График нагрузки Белорусской энергосистемы в типовой рабочий день в декабре 2013 г. представлен на рис. 2.

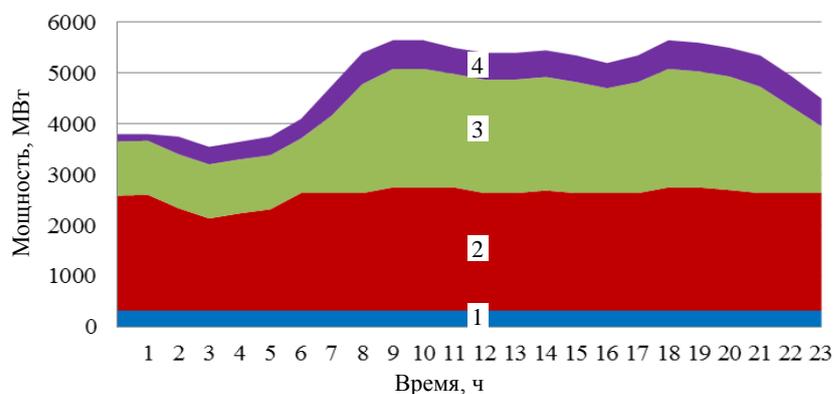


Рис. 2. График нагрузки Белорусской энергосистемы в типовой рабочий день в декабре 2013 г.: 1 – генерация блок-станциями; 2 – то же теплоэлектроцентралями; 3 – то же конденсационными электростанциями; 4 – импорт

Fig. 2. Load curve of the Belarusian power supply system during a typical working day in December, 2013: 1 – production by customer's plants; 2 – production by power-and-heating plants; 3 – production by condensing power plants; 4 – import

Согласно рис. 2, максимальная выдача в сеть мощности от блок-станций в ночное время отопительного периода 2013 г. составила 325 МВт.

Таким образом, изменение максимальной выдачи в сеть мощности от блок-станций в ночное время отопительного периода в 2014 г. по сравнению с 2013 г. составило

$$\Delta N_{\max} = 348 - 325 = 23 \text{ МВт.}$$

2. Перерасход топлива на станциях Белорусской энергосистемы при замещении собственной выработки покупкой электрической энергии от блок-станций, использующих традиционные виды топлива, в ночное время отопительного периода:

$$\Delta b_{\max} = \frac{B_{\text{КЭС}}^{\max} + B_{\text{1ТЭЦ}}^{\max} + B_{\text{6-с}}^{\max}}{\mathcal{E}_{\text{КЭС}}^{\max} + \mathcal{E}_{\text{1ТЭЦ}}^{\max} + \mathcal{E}_{\text{16-с}}^{\max}} - \frac{B_{\text{КЭС}}^{\max} + B_{\text{2ТЭЦ}}^{\max}}{\mathcal{E}_{\text{КЭС}}^{\max} + \mathcal{E}_{\text{2ТЭЦ}}^{\max}}; \quad (2)$$

$$\Delta b_{\min} = \frac{B_{\text{КЭС}}^{\min} + B_{\text{1ТЭЦ}}^{\min} + B_{\text{6-с}}^{\min}}{\mathcal{E}_{\text{КЭС}}^{\min} + \mathcal{E}_{\text{1ТЭЦ}}^{\min} + \mathcal{E}_{\text{16-с}}^{\min}} - \frac{B_{\text{КЭС}}^{\min} + B_{\text{2ТЭЦ}}^{\min}}{\mathcal{E}_{\text{КЭС}}^{\min} + \mathcal{E}_{\text{2ТЭЦ}}^{\min}}, \quad (3)$$

где Δb_{\max} , Δb_{\min} – максимальное и минимальное изменение удельного расхода топлива при включении в энергосистему блок-станций в ночное время отопительного периода, г у. т./кВт·ч; $B_{\text{КЭС}}^{\max}$, $B_{\text{КЭС}}^{\min}$ – расход топлива на конденсационных электростанциях (КЭС) в момент максимальной и минимальной нагрузки блок-станций в ночное время отопительного периода, г у. т./кВт·ч; $B_{\text{1ТЭЦ}}^{\max}$, $B_{\text{1ТЭЦ}}^{\min}$ – расход топлива на теплоэлектроцентралях (ТЭЦ) в момент максимальной и минимальной нагрузки блок-станций в ночное время отопительного периода, г у. т./кВт·ч; $B_{\text{6-с}}^{\max}$, $B_{\text{6-с}}^{\min}$ – то же на блок-станциях в момент их максимальной и минимальной нагрузки в ночное время отопительного периода, г у. т./кВт·ч; $B_{\text{2ТЭЦ}}^{\max}$, $B_{\text{2ТЭЦ}}^{\min}$ – то же на ТЭЦ в момент максимальной и минимальной нагрузки блок-станций в ночное время отопительного периода в условиях замещения работы блок-станций горячим резервом, г у. т./кВт·ч; $\mathcal{E}_{\text{КЭС}}^{\max}$, $\mathcal{E}_{\text{КЭС}}^{\min}$ – выработка электрической энергии на КЭС в момент максимальной и минимальной нагрузки блок-станций в ночное время отопительного периода, кВт·ч; $\mathcal{E}_{\text{1ТЭЦ}}^{\max}$, $\mathcal{E}_{\text{1ТЭЦ}}^{\min}$ – то же на ТЭЦ в момент максимальной и минимальной нагрузки блок-станций в ночное время отопительного периода, кВт·ч; $\mathcal{E}_{\text{16-с}}^{\max}$, $\mathcal{E}_{\text{16-с}}^{\min}$ – максимальный и минимальный отпуск электрической энергии от блок-станций в сеть в ночное время отопительного периода, кВт·ч; $\mathcal{E}_{\text{2ТЭЦ}}^{\max}$, $\mathcal{E}_{\text{2ТЭЦ}}^{\min}$ – выработка электрической энергии на ТЭЦ в момент максимальной и минимальной нагрузки блок-станций в ночное время отопительного периода в условиях замещения работы блок-станций горячим резервом, кВт·ч.

По мнению экспертов, перерасход топлива на станциях энергосистемы при замещении собственной выработки покупкой электрической энергии от блок-станций, использующих в качестве топлива природный газ и продукты перегонки нефти, составляет от 0,3 до 1,2 г у. т./кВт·ч в зависимости от режимов работы оборудования [4].

3. Дополнительные затраты на топливо в энергосистеме, возникающие в результате функционирования блок-станций:

$$Z_{\text{топл}}^{\text{доп}} = \overline{\Delta b} \cdot \mathcal{E}_{\text{б-с}}^{\text{год}} \frac{Z_{\text{топл}}^{\text{год}}}{B^{\text{год}}}, \quad (4)$$

где $Z_{\text{топл}}^{\text{доп}}$ – дополнительные затраты на топливо в энергосистеме, возникающие в результате функционирования блок-станций, бел. руб.; $\overline{\Delta b}$ – среднее изменение удельного расхода топлива при включении в энергосистему блок-станций в ночное время отопительного периода, г у. т./кВт·ч; $\mathcal{E}_{\text{б-с}}^{\text{год}}$ – годовой отпуск электрической энергии от блок-станций в сеть, кВт·ч; $Z_{\text{топл}}^{\text{год}}$ – годовые затраты на топливо на ТЭЦ, бел. руб.; $B^{\text{год}}$ – годовой расход топлива на ТЭЦ, г у. т./кВт·ч.

Дополнительные затраты на топливо в энергосистеме по формуле (4), возникающие в результате функционирования блок-станций, были рассчитаны за 2014 г.

$$Z_{\text{топл}}^{\text{доп}} = 0,07 \cdot 643043400 \cdot \frac{4906455000000}{2286400000000} = 1034944729 \text{ бел. руб.}$$

В пересчете на доллары США (по среднему официальному курсу белорусского рубля по отношению к доллару США за 2014 г., равному 10215,53 руб.) данный показатель составляет 101311 дол.

Следует отметить, что при снижении степени электрической нагрузки происходит значительный рост удельного расхода топлива – на 55–60 % (с 27 до 42 кг/Гкал при температуре 80 °С и с 30 до 48 кг/Гкал при 120 °С). Работа с низким уровнем нагрузок есть одна из главных причин роста энергоемкости электроэнергетики, так как эффективность функционирования ТЭЦ зависит от объема выработки электрической энергии в теплофикационном режиме.

Для ограничения негативного влияния блок-станций на энергосистему в Республике Беларусь принят ряд мер. В частности, постановлением Совета Министров Республики Беларусь от 17 октября 2011 г. № 1394 утверждены Правила электроснабжения, в которых установлен порядок взаимоотношений РУП-облэнерго с владельцами блок-станций [7]. Диспетчерская служба РУП-облэнерго в соответствии с месячной договорной величиной активной мощности и вырабатываемой электрической энергии задает блок-станции на каждые сутки график нагрузки и отдачи электрической энергии в электрическую сеть РУП-облэнерго. При составлении графиков работы

блок-станций учитываются технические условия и режимы работы энергосистемы, а также энергоузлов, к которым подключены блок-станции, и технические параметры оборудования блок-станций. Владелец блок-станции, которому для обеспечения надежности работы оборудования необходимо иметь резерв электрической мощности энергосистемы, указывает в договоре электроснабжения величину этого резерва в соответствии с техническими нормативными правовыми актами.

При недостаточной мощности блок-станции в договор электроснабжения с ее владельцем включается величина отпуска электрической энергии от электрических сетей РУП-облэнерго с разбивкой по суткам и соответствующая ей величина предельно допустимой суточной потребляемой активной мощности в часы утреннего и вечернего суточных максимумов энергосистемы. В случае наличия у владельца блок-станции избыточной активной мощности и вырабатываемой электрической энергии на тепловом потреблении при условии, что в ходе согласования с энергоснабжающей организацией графика отдачи электрической энергии от блок-станции в электрическую сеть РУП-облэнерго указанным владельцем будут представлены необходимые документы, подтверждающие объемы планируемой выработки в режиме теплоснабжения избыточной электрической энергии, которые он может выдавать в электрическую сеть РУП-облэнерго. РУП-облэнерго обязано принять их на условиях и в объемах, определенных договором электроснабжения.

Постановлением Министерства экономики Республики Беларусь от 15 мая 2015 г. № 32 установлены тарифы на электрическую энергию, производимую из невозобновляемых источников энергии и мазута индивидуальными предпринимателями и юридическими лицами, не входящими в состав ГПО «Белэнерго», и отпускаемую его энергоснабжающим организациям [8]. Согласно данному постановлению, тариф на электрическую энергию, производимую из невозобновляемых источников энергии, мазута на территории Республики Беларусь индивидуальными предпринимателями и юридическими лицами, не входящими в состав ГПО «Белэнерго», и отпускаемую энергоснабжающим организациям данного объединения за 1 кВт·ч без налога на добавленную стоимость принят в размере 859 бел. руб. при официальном курсе рубля, установленном Национальным банком Республики Беларусь, 14160 руб. за 1 дол. США. В случае отклонения официального курса от этого соотношения тариф корректируется. При продаже электрической энергии, производимой из попутного газа и продуктов его переработки, тариф на электрическую энергию изменяется с повышающим коэффициентом 1,5. К тарифам на электрическую энергию применяются следующие коэффициенты:

- при выполнении согласованных графиков отдачи электрической энергии: производимой из природного газа и мазута в часы минимальных нагрузок энергосистемы (с 23:00 до 6:00) – 0,85, в часы максимальных нагрузок энергосистемы (с 8:00 до 11:00 и с 18:00 до 21:00) – 1,15, в остальное время суток – 1,0;

производимой из невозобновляемых источников энергии, за исключением природного газа, в часы максимальных нагрузок энергосистемы (с 8:00 до 11:00 и с 18:00 до 21:00) – 1,15, в остальное время суток – 1,0;

- электрической энергии, производимой из природного газа и мазута, с отклонением более 5 % от объемов, предусмотренных согласованными графиками отдачи электрической энергии:

в сторону увеличения в части объемов, отпускаемых сверх 5 % от объемов, предусмотренных согласованными графиками отдачи: в часы минимальных нагрузок энергосистемы (с 23:00 до 6:00) – 0,2, в остальное время суток – 0,7;

в сторону уменьшения: в часы максимальных нагрузок энергосистемы (с 8:00 до 11:00 и с 18:00 до 21:00) – 1,0, в остальное время суток – 0,85 [4].

Тарифы на транспортировку электрической энергии, произведенной на не входящих в состав ГПО «Белэнерго» генерирующих мощностях, установлены постановлением Министерства экономики № 30 и составляют 305 бел. руб. за 1 кВт·ч [9, 10]. Эти тарифы распространяются на передачу электроэнергии всеми производителями – владельцами блок-станций, не входящими в состав ГПО «Белэнерго», как своим структурным подразделениям, так и любым другим юридическим лицам и индивидуальным предпринимателям, в пределах одной области или Минска.

В рамках политики регламентирования автор статьи предлагает ввести следующие меры по ограничению влияния блок-станций на энергосистему:

1) плату за горячий резерв, необходимый энергосистеме в случае отказа работы блок-станции:

$$T_{гр} = P_{б-с} Z_{уд-пост}, \quad (5)$$

где $T_{гр}$ – плата блок-станциями за горячий резерв, руб.; $P_{б-с}$ – мощность блок-станции, МВт; $Z_{уд-пост}$ – средние удельно-постоянные затраты ТЭЦ, входящих в энергосистему, которые рассчитываются по формуле

$$Z_{уд-пост} = \frac{\sum_i Z_{пост}^{ТЭЦ_i}}{\sum_i P^{ТЭЦ_i}}; \quad (6)$$

$Z_{пост}^{ТЭЦ_i}$ – постоянные затраты i -й ТЭЦ, руб.; $P^{ТЭЦ_i}$ – установленная мощность i -й ТЭЦ, МВт;

2) плату за диспетчеризацию

$$T_{дисп} = \frac{Z_{дисп}^T}{\mathcal{E}^T} \left(1 + \frac{p'}{100} \right) \mathcal{E}_{26-с}^T, \quad (7)$$

где $T_{дисп}$ – плата блок-станциями за диспетчеризацию, руб.; $Z_{дисп}^T$ – затраты на диспетчеризацию по энергосистеме за период, руб.; \mathcal{E}^T – выработка

электрической энергии по энергосистеме за период, кВт·ч; \mathcal{E}_{26-c}^T – то же на блок-станциях за период, кВт·ч; p' – норма прибыли за оказание услуг по диспетчеризации, %.

3) плату за передачу и распределение

$$T_{\text{расп}} = \frac{Z_{\text{расп}}^T}{\mathcal{E}^T} \left(1 + \frac{p'}{100} \right) \mathcal{E}_{26-c}^T, \quad (8)$$

где $T_{\text{расп}}$ – плата блок-станциями за передачу и распределение, руб.; $Z_{\text{расп}}^T$ – затраты на передачу и распределение по энергосистеме за период, руб.

Расчеты показали, что в 2014 г. ГПО «Белэнерго» могло бы получить дополнительную выручку в размере 885153,2 млн руб., или 63,225 млн дол. США, в том числе 91539,4 млн руб. в качестве платы за горячий резерв; 4475,2 млн руб. – за диспетчеризацию; 789138,6 млн руб. – за передачу и распределение электроэнергии, вырабатываемой на блок-станциях на традиционных видах топлива.

Величину платы за горячий резерв, необходимый энергосистеме в случае отказа работы блок-станции, платы за диспетчеризацию, передачу и распределение целесообразно устанавливать для каждой блок-станции в договоре электроснабжения после согласования методики расчета Министерством экономики Республики Беларусь.

ВЫВОДЫ

Преимуществами от принятия предлагаемых мер являются:

1) качественный рост энергоэффективности электроэнергетики. Предложенные меры ограничат отпуск электрической энергии от блок-станций в сеть, что в свою очередь будет способствовать снижению загрузки ТЭЦ в часы ночного минимума и соответственно уменьшению удельного расхода топлива на ТЭЦ, повышая таким образом энергоэффективность всей системы;

2) снижение себестоимости электрической энергии в целом по энергосистеме, которое будет обеспечено за счет: уменьшения переменных затрат вследствие более эффективной работы ТЭЦ; дополнительных доходов, поступающих от платы блок-станций за горячий резерв, диспетчеризацию, передачу и распределение; отсутствия дополнительных затрат энергосистемы на покупку электрической энергии от блок-станций;

3) стимулирование рыночных элементов в электроэнергетике. Предложенные меры позволят создать более здоровую конкурентную среду между объектами большой (ТЭЦ) и малой энергетики (блок-станции) вследствие

того, что ТЭЦ перестанут нести часть затрат (на диспетчеризацию, передачу и распределение) за своих конкурентов;

4) возможность достаточно быстро реагировать на изменение экономических условий. В отличие от существующего порядка установления тарифов для блок-станций, согласно которому тарифы пересматриваются нерегулярно (один или два раза в год), предложенная автором методика расчета платы за горячий резерв, диспетчеризацию, передачу и распределение позволит рассчитывать размер тарифов в режиме, близком к режиму реального времени (к примеру, по истечении месяца).

Кроме того, регламентирование деятельности блок-станций будет содействовать более широкому использованию возобновляемых источников энергии и развитию атомной энергетики.

ЛИТЕРАТУРА

1. Забелло, Е. П. Режимы работы блок-станций при параллельной работе с электрическими сетями энергосистемы / Е. П. Забелло, В. А. Тополев // Энергетическая стратегия. 2012. № 1 (25). С. 28–31.
2. Филатова, Л. И. Вопросы формирования тарифов на электрическую энергию, приобретаемую РУП-облэнерго у блок-станций, и доступа к электрическим сетям энергосистемы / Л. И. Филатова // Энергия и Менеджмент. 2012. Т. 66, № 3. С. 7–10.
3. Дегиль, Б. Г. Технические требования энергоснабжающей организации при подключении блок-станции к электрической сети / Б. Г. Дегиль // Энергетическая стратегия. 2011. № 4. С. 27–28.
4. Солодухо, И. В. О разработке требований к блок-станциям субъектов хозяйствования [Электронный ресурс] / И. В. Солодухо // Актуальные проблемы энергетики: материалы 65-й науч.-техн. конф. студ. и аспирантов. Минск: БНТУ, 2013. Режим доступа: <http://electro.bntu.by/user/seksiya7.pdf>. Дата доступа: 13.11.2015.
5. Молочко, Ф. Цена резерва / Ф. Молочко, А. Молочко // Энергетика и ТЭК. 2008. № 3. С. 22–23.
6. ГПО «Белэнерго» [Электронный ресурс]. Режим доступа: <http://www.energo.by/>. Дата доступа: 30.10.2015.
7. Об утверждении Правил электроснабжения: постановл. Совета Министров Респ. Беларусь, 17 окт. 2011 г., № 1394 // Нац. реестр правовых актов Респ. Беларусь, 2011, 5/34630.
8. О тарифах на электрическую энергию, производимую из невозобновляемых источников энергии, мазута на территории Республики Беларусь индивидуальными предпринимателями и юридическими лицами, не входящими в состав государственного производственного объединения электроэнергетики «Белэнерго», и отпускаемую энергоснабжающим организациям данного объединения: постановл. Министерства экономики Респ. Беларусь, 15 мая 2015 г., № 32 // Нац. реестр правовых актов Респ. Беларусь, 2015, 8/29964.
9. О внесении изменения в постановление Министерства экономики Республики Беларусь от 29 марта 2012 г. № 23: постановление Министерства экономики Респ. Беларусь, 9 апреля 2014 г., № 30 // Нац. реестр правовых актов Респ. Беларусь. 2014. 8/28580.
10. Интеграция Белорусской АЭС в энергосистему: влияние на национальную безопасность и экономическое развитие / Т. Г. Зорина [и др.] // Экономика и управление. 2015. № 4. С. 17–24.

REFERENCES

1. Zabello Ye. P., Topolev V. A. (2012) Modes of Customer's Plant Operation in Parallel Functioning with the Electric Grids of the Power System. *Energeticheskaya Strategiya* [Power Strategy], 25 (1), 28–31 (in Russian).
2. Filatova L. I. (2012) Problems of Formation of Tariffs for Electric Power Purchased by the Oblenergo RUE at the Customer's Plants and of the Access to Electric Grids of the Power System. *Energiya i Menedzhment* [Energy and Management], 66 (3), 7–10 (in Russian).
3. Degil B. G. (2011) The Technical Requirements of the Power Supplying Organization in Connection the Customer's Plant to the Electricity Grid. *Energeticheskaya Strategiya* [Power Strategy], (4), 27–28 (in Russian).
4. Solodukho I. V. (2013) Requirements to the Customer's Plant of Economic Entities. *Aktualnye Problemy Energetiki: Materialy 65-i Nauchno-Tekhnicheskoi Konferentsii Studentov i Aspirantov* [Topical Problems of Power Engineering: Proceedings of the 65th Scientific and Technical Conference of Undergraduate and Graduate Students]. Available at: <http://electro.bntu.by/user/sekciya7.pdf>. (Accessed 13 November 2015) (in Russian).
5. Molochko F., Molochko A. (2008) The Price of the Stockpile. *Energetika i TEK* [Power Engineering and the Fuel-and-Energy Complex], (3), 22–23 (in Russian).
6. State Production Association of Power Engineering "Belenergo" Available at: <http://www.energo.by>. (Accessed 30 October 2015) (in Russian).
7. On Approval of the Rules of Electricity: Resolution of the Council of Ministers of the Republic of Belarus of 17.10.2011, No 1394. *Natsionalnyi Reestr Pravovykh Aktov Respubliki Belarus* [The National Register of Legal Acts of the Republic of Belarus], 2011, 5/34630 (in Russian).
8. On Tariffs for Electric Energy Produced of Non-Renewable Energy Sources, Boiler Oil on the Territory of the Republic of Belarus by Individual Entrepreneurs and Legal Persons not Belonging to the State Production Association of Power Engineering "Belenergo", and Delivered to the Power Supplying Organizations of the Association: Resolution of the Ministry of Economy of the Republic of Belarus of 15 May 2015, No 32. *Natsionalnyi Reestr Pravovykh Aktov Respubliki Belarus* [The National Register of Legal Acts of the Republic of Belarus], 2015, 8/29964 (in Russian).
9. On Introducing Alterations in the Decree of the Ministry of Economy of the Republic of Belarus of March 29, 2012, No 23: Resolution of the Ministry of Economy of the Republic of Belarus, April 9, 2014, No 30. *Natsionalnyi Reestr Pravovykh Aktov Respubliki Belarus* [The National Register of Legal Acts of the Republic of Belarus], 2014, 8/28580 (in Russian).
10. Zorina T. G., Rak V. A., Tkachev V. A., Shershunovich E. S. (2015) Integration of the Belarusian NPP to the Energy System: the Impact on National Security and Economic. *Ekonomika i Upravlenie* [Economy and Management], (4), 17–24 (in Russian).

Received: 9 February 2016

Accepted: 2 May 2016

Published online: 30 May 2017