

УДК 338.45:621.31

ЭКОНОМИКО-МАТЕМАТИЧЕСКАЯ МОДЕЛЬ ОПРЕДЕЛЕНИЯ ОПТИМАЛЬНОГО ОБЪЕМА ПЕРЕВОДА КОНДЕНСАЦИОННЫХ ЭЛЕКТРОСТАНЦИЙ НА ПАРОГАЗОВУЮ ТЕХНОЛОГИЮ

Асп. МОРОЗОВ С. Г.

Белорусский национальный технический университет

В соответствии с утвержденными программными документами важнейшим направлением технологического развития электроэнергетики Республики Беларусь в среднесрочном периоде будет являться модернизация тепловых электростанций (ТЭС) на базе парогазовой технологии. Так, согласно [1] прирост электрической мощности Белорусской энергосистемы (БЭС) за счет реализации парогазовой технологии на действующих электростанциях в период до 2011 г. составит 930 МВт, или 60 % от суммарного прироста установленной мощности БЭС.

Методические подходы к оценке энергетической и экономической эффективности парогазовых установок (ПГУ) на ТЭС достаточно широко освещены в [2–4]. Вместе с тем используемые методики позволяют лишь оценить объем экономии топлива в энергосистеме за счет модернизации генерирующих мощностей ТЭС на базе ПГУ и обосновать экономическую целесообразность данной модернизации на отдельной ТЭС. Однако в настоящее время в Белорусской энергосистеме особую актуальность

приобретает технико-экономическая проблема определения оптимального объема реализации парогазовой технологии на ТЭС в масштабах всей энергосистемы с учетом существующих режимных ограничений эксплуатации генерирующих мощностей БЭС, обусловленных производственной структурой белорусской электроэнергетики [5]. Анализ работ, посвященных вопросам научно-методического обеспечения формирования оптимальной структуры генерирующих мощностей в БЭС [6–8], показал, что в такой постановке задача технико-экономического обоснования эффективности ПГУ ТЭС не рассматривалась. В связи с этим предлагаемая в данной работе экономико-математическая модель определения оптимального объема перевода белорусских электростанций на парогазовую технологию имеет определенную научную значимость. Практическая апробация предлагаемой модели в условиях ограниченного объема инвестиционных ресурсов позволит определить целесообразные масштабы развития парогазовых технологий в белорусской электроэнергетике, обеспечивающие наибольший

экономический эффект в отрасли и способствующие оптимизации режима загрузки генерирующих мощностей БЭС.

Методические основы оптимизации производственной структуры Белорусской энергосистемы. В настоящее время в производственной структуре белорусской электроэнергетики доминируют энергоемкие паротурбинные технологии. Срок эксплуатации данных генерирующих источников приближается к нормативному сроку службы, что обуславливает рост удельного расхода топлива на тепловых электростанциях (ТЭС) Белорусской энергосистемы, а также увеличение затрат на ремонтное обслуживание энергооборудования и, в определенной степени, снижение надежности энергоснабжения потребителей. Оптимизация производственной структуры электроэнергетики

Республики Беларусь представляет собой сложную технико-экономическую задачу и заключается в формировании такой структуры генерирующих мощностей, при которой обеспечение баланса производства и потребления электрической и тепловой энергии в энергосистеме в различных временных разрезах осуществляется с наименьшими затратами. В [9] было обосновано, что наиболее приоритетным направлением оптимизации структуры генерирующих мощностей Белорусской энергосистемы в среднесрочном периоде является реализация парогазовой технологии на действующих ТЭС. С экономической точки зрения, особую важность приобретает определение оптимального объема перевода паротурбинных ТЭС на парогазовую технологию. Рассмотрим данную задачу применительно к конденсационным электростанциям Белорусской энергосистемы. Данную задачу можно представить как задачу оптимизационного типа с критерием оптимальности для статической постановки вида

$$\min \{k_y N^{\text{пр}} (E + p) + C_T\}, \quad (1)$$

где k_y – удельные капитальные затраты, необходимые для модернизации КЭС за счет газотурбинной надстройки к действующим паротурбинным агрегатам; $N^{\text{пр}}$ – суммарная мощность энергоагрегатов, переводимых на паро-

газовую технологию; E – коэффициент приведения капиталовложений; p – коэффициент, учитывающий отчисления на эксплуатацию (амортизация, заработная плата, ремонты и др.) парогазовых установок; C_T – затраты на топливо на паротурбинных и парогазовых КЭС, используемых для покрытия полупиковой и пиковой части графика электрических нагрузок Белорусской энергосистемы,

$$C_T = c_T b^{\text{пр}} (\Theta^{\Sigma} - \Theta^{\text{пр}}) + c_T b^{\text{пр}} \Theta^{\text{пр}},$$

где c_T – цена топлива; $b^{\text{пр}}$ – удельный расход топлива на выработку электроэнергии на паротурбинных блоках КЭС; Θ^{Σ} – общий объем выработки электроэнергии в переменной части графика электрических нагрузок Белорусской энергосистемы; $\Theta^{\text{пр}}$ – объем выработки электроэнергии на КЭС энергосистемы, паротурбинные агрегаты которых переведены на парогазовую технологию; $b^{\text{пр}}$ – удельный расход топлива на выработку электроэнергии на парогазовых блоках КЭС.

Экономическая сущность выбранного критерия состоит в следующем: первая составляющая целевой функции (1) определяет общие затраты в модернизацию действующего оборудования КЭС. Они складываются из инвестиционных затрат в газотурбинную надстройку к ПТУ КЭС и затрат, связанных с эксплуатацией сооружаемой парогазовой установки. Вторая составляющая целевой функции учитывает затраты на топливо для: 1) паротурбинных агрегатов КЭС, которые не переводятся на парогазовую технологию, но участвуют в покрытии полупиковой и пиковой зоны графика электрической нагрузки; 2) для модернизированных за счет газотурбинной надстройки агрегатов КЭС. При увеличении масштабов перевода КЭС на парогазовую технологию инвестиционные затраты в энергосистеме возрастают, однако при этом уменьшаются затраты на топливо на паротурбинных КЭС энергосистемы, поскольку модернизированные КЭС с ПГУ будут в большем объеме замещать выработку электроэнергии на менее экономичных паротурбинных КЭС. Отметим, что в предлагаемой экономико-математической модели выбора оптимальной мощности паротурбинных агрегатов КЭС Белорусской

энергосистемы для перевода на парогазовую технологию приняты следующие условные допущения: в суточном графике электрической нагрузки выделяются постоянная (базовая нагрузка) и переменная (полупиковая и пиковая нагрузка) части; переменная часть графика покрывается лишь за счет мощности конденсационных электростанций.

Годовая выработка электроэнергии всеми генерирующими мощностями Белорусской энергосистемы для покрытия переменной части графика электрической нагрузки \mathcal{E}^Σ составляет порядка 7909630 тыс. кВт·ч. Разница между \mathcal{E}^Σ и $\mathcal{E}^{пр}$ дает величину выработки электроэнергии конденсационными мощностями энергосистемы $\mathcal{E}^{КЭС}$, которые не переведены на парогазовую технологию. Задавая различными значениями $N^{пр}$, согласно графикам электрической нагрузки за рабочие (Р) и выходные (В) сутки зимнего и летнего периодов определяются величины $\mathcal{E}^{пр}$ и $\mathcal{E}^{КЭС}$. Далее при заданном режиме электропотребления (максимальная нагрузка, суточные графики нагрузки) определяется функциональная зависимость объема электропотребления, покрываемого паротурбинными агрегатами КЭС, от величины установленной мощности ПГУ–КЭС; $\mathcal{E}^{КЭС} = f(N^{пр})$ (рис. 1).



Рис. 1. Зависимость величины покрытия графика нагрузки за счет паротурбинных КЭС энергосистемы от величины установленной мощности ПГУ–КЭС

Экономико-математическая модель определения оптимального объема перевода паротурбинных КЭС на парогазовую технологию. Из теории математического анализа известно, что данную зависимость можно аналитически описать полиномом вида $y(x) = a_0 + a_1x + a_2x^2 + \dots + a_nx^n$. Для поставленной задачи оптимизации объема мощности конденса-

ционных электростанций, переводимой на парогазовую технологию, достаточно ограничиться полиномом второй степени. Тогда оптимизируемую функцию можно записать в виде

$$F(N^{пр}) = k_y N^{пр} (E + p) + c_r b^{пр} (a_1 (N^{пр})^2 + a_2 (N^{пр}) + a_3 + c_r b^{пр} (\mathcal{E}^\Sigma - (a_1 (N^{пр})^2 + a_2 (N^{пр}) + a_3)), \quad (2)$$

$$F(N) \rightarrow \min.$$

Беря производную по $N^{пр}$, приравнявая ее нулю, получаем

$$k_y N^{пр} (E + p) + c_r a_2 \Delta b = -2c_r a_1 \Delta b N^{пр}.$$

Преобразуя данное уравнение и решая его относительно $N^{пр}$, получаем

$$N^{пр} = -\frac{k_y (E + p) + c_r \Delta b a_2}{2a_1 c_r \Delta b}, \quad (3)$$

где Δb – экономия топлива на модернизированных за счет газотурбинной надстройки агрегатах КЭС.

Коэффициенты a_1 и a_2 функции $\mathcal{E}^{КЭС} = f(N^{пр})$ можно получить, пользуясь методом наименьших квадратов (МНК). Так, уравнение кривой, которая наилучшим образом согласуется с известными «опытными точками» $x_i(N^{пр})$ и $y_i(\mathcal{E}^{КЭС})$, имеет вид $y(x) = a_1 x^2 + a_2 x + a_3$. Для определения a_1 , a_2 и a_3 согласно МНК составим систему уравнений:

$$-2 \sum_{i=1}^n (y_i - a_1 x_i^2 - a_2 x_i - a_3) x_i^2 = 0; \quad (4)$$

$$-2 \sum_{i=1}^n (y_i - a_1 x_i^2 - a_2 x_i - a_3) x_i = 0; \quad (5)$$

$$-2 \sum_{i=1}^n (y_i - a_1 x_i^2 - a_2 x_i - a_3) = 0. \quad (6)$$

В (4)–(6) подставляем известные значения $N^{пр}$ и $\mathcal{E}^{КЭС}$. Решая данные уравнения, получаем значения: $a_1 = 1,8995$ и $a_2 = -8080,17$. Подставляя в (3) найденные значения коэффициентов a_1 и a_2 , а также $k_y = 500$ дол./кВт, $E = 0,1$, $p = 0,05$, $c_r = 150$ дол./т у. т. и $\Delta b = 0,320 - 0,250 =$

= 0,070 кг у. т./ (кВт·ч), находим оптимальный объем перевода паротурбинных КЭС на парогазовую технологию

$$N^{opt} = \frac{500 \cdot 10^3 \cdot (0,1 + 0,05) + 150 \cdot 0,070 \cdot (-8080,17)}{2 \cdot 1,8995 \cdot 150 \cdot 0,070} \approx 250 \text{ МВт.}$$

Графическая интерпретация целевой функции и ее отдельных составляющих представлена на рис. 2. Как видно из графика, суммарные затраты на модернизацию генерирующих мощностей КЭС достигают минимума в точке с абсциссой 250 МВт (ось абсцисс – объем перевода паротурбинных энергоблоков КЭС на парогазовую технологию).

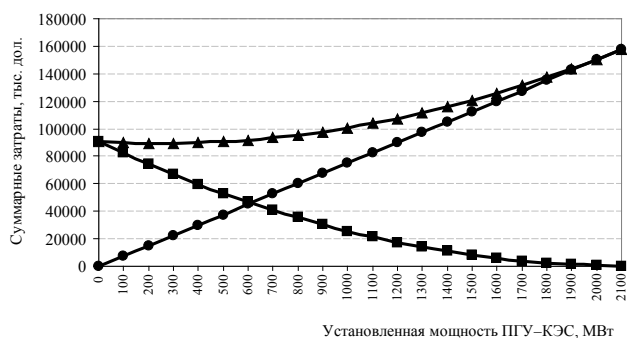


Рис. 2. Графическое изображение целевой функции:
 —●— — затраты на модернизацию и эксплуатацию КЭС;
 —■— — затраты на топливо в энергосистеме; —▲— — суммарные затраты (целевая функция)

Результаты выбора оптимального объема перевода КЭС Белорусской энергосистемы на парогазовую технологию для покрытия переменной части графика электрической нагрузки зависят от величины параметра c_T . Чем выше стоимость природного газа, сжигаемого на конденсационных электростанциях энергосистемы, тем больше мощностей КЭС целесообразно модернизировать за счет газотурбинных надстроек. Рассчитаем величину установленной мощности ПГУ–КЭС и срок окупаемости инвестиционных затрат в развитие парогазовой технологии на КЭС для различных значений параметра c_T . Результаты расчета представлены ниже (табл. 1).

Как видно из таблицы, по мере увеличения значения цены топлива оптимальная величина мощности конденсационных агрегатов Бело-

русской энергосистемы, модернизируемых за счет газотурбинной надстройки, возрастает. Так, при увеличении c_T от 150 до 400 дол./т у. т. оптимальный объем перевода паротурбинных КЭС увеличивается более чем в 5,5 раза – от 250 до 1420 МВт.

Таблица 1

Оптимальная мощность перевода паротурбинных КЭС на парогазовую технологию и срок окупаемости инвестиций для различных цен на природный газ

c_T , дол./т у. т.	150	200	250	300	350	400
N^{opt} , МВт	250	720	1000	1190	1320	1420
$T_{ок}$, лет	9,11	7,25	6,01	5,14	4,48	3,98

В заключение отметим, что согласно инвестиционному плану развития белорусской электроэнергетики в целях укрепления энергетической безопасности страны в структуру генерирующих мощностей БЭС к 2018 г. планируется ввести атомную электростанцию мощностью 2000 МВт и угольную КЭС – 400 МВт. Поскольку основным побудительным мотивом для сооружения АЭС и угольной КЭС в Республике Беларусь является замещение природного газа в топливном балансе электроэнергетической отрасли, данные электростанции «должны использоваться в базовой зоне суточных графиков электрической нагрузки энергосистемы и по возможности работать с полной загрузкой в течение года» [10]. Таким образом, суммарная установленная мощность БЭС к 2020 г. превысит 11000 МВт при прогнозируемом максимуме электрической нагрузки 8000 МВт. В этой связи возникает вопрос: какова экономическая целесообразность развития парогазовых технологий в Белорусской энергосистеме в условиях существующего избытка электрических мощностей?

Как показало исследование проблемы обеспечения баланса мощности в БЭС и регулирования суточного графика нагрузки [5, 10], существующий резерв мощности в энергосистеме является весьма условным вследствие некоторых особенностей производственной структуры белорусской электроэнергетики [11]. Кроме того, необходимость ввода ПГУ и ГТУ в структуру генерирующих мощностей БЭС обусловлена изменчивым характером спроса на электрическую энергию в различных временных разрезах (суточном, недельном, сезонном). Для покрытия базовой, пиковой и полупиковой частей графика нагрузок в составе генерирующих

мощностей любой энергосистемы должны находиться турбоагрегаты различных видов. Данные агрегаты различаются по своим технико-экономическим показателям и наиболее эффективны в определенных зонах графика электрической нагрузки. Так, для покрытия базовой нагрузки наиболее экономичны крупные атомные электростанции, конденсационные электростанции с современным энергооборудованием, а также теплоэлектроцентрали, обеспеченные соответствующей тепловой нагрузкой. Полупиковую часть графика электрической нагрузки экономически целесообразно покрывать за счет маневренных паротурбинных и парогазовых энергоблоков. Пиковые нагрузки потребителей покрываются преимущественно за счет мощностей гидроэлектростанций, маневренных газотурбинных агрегатов.

В перспективе оптимизацию загрузки генерирующих мощностей БЭС для покрытия характерных зон графика электрической нагрузки целесообразно выполнить следующим образом. АЭС и угольная ТЭС покрывают базовую зону графика электрической нагрузки в полупиковой части графика, а в пиковой зоне модернизированные за счет парогазовой технологии белорусские ТЭС будут замещать выработку электроэнергии на менее экономичных энергоблоках Лукомльской ГРЭС, которая в настоящее время является замыкающей электростанцией Белорусской энергосистемы.

ВЫВОД

Модернизация генерирующих мощностей электроэнергетики Республики Беларусь на базе парогазовой технологии позволит решить проблему регулирования графика нагрузки, будет способствовать повышению экономичности работы Белорусской энергосистемы и окажет положительный эффект в масштабах всей национальной экономики в виде сокращения объемов потребления топливно-энергетических ресурсов. Это подтверждается соответствующими расчетами на основе предложенной в данной статье экономико-математической модели определения оптимального объема перевода паротурбинных конденсационных электростанций на парогазовую технологию. Вместе с тем, при реализации всех намеченных мероприятий по технологической модернизации действующих электростанций, а также в ре-

зультате сооружения атомной и угольной электростанций к 2018 г. установленная электрическая мощность Белорусской энергосистемы будет превышать прогнозируемый максимум электрической нагрузки в энергосистеме не менее чем на 15 %. В этой связи в перспективе особую важность и актуальность приобретет проблема оптимизации загрузки и режима работы всех генерирующих источников Белорусской энергосистемы.

ЛИТЕРАТУРА

1. **Об утверждении** Государственной комплексной программы модернизации основных производственных фондов Белорусской энергосистемы, энергосбережения и увеличения доли использования в республике собственных топливно-энергетических ресурсов на период до 2011 г.: Указ Президента Респ. Беларусь, 15 нояб. 2007 г., № 575 // Нац. реестр правовых актов Респ. Беларусь. – 2007. – № 276. – 1/9095.
2. **Андрюшенко, А. И.** Системная эффективность бинарных ПГУ–ТЭЦ / А. И. Андрюшенко // Теплоэнергетика. – 2000. – № 12. – С. 11–15.
3. **Жарков, С. В.** Парогазовые ТЭЦ / С. В. Жарков // Энергия: экономика, техника, экология. – 2006. – № 6. – С. 34–39.
4. **Яковлев, Б. В.** Эффективность современных энергоустановок ТЭС / Б. В. Яковлев, А. С. Гринчук // Энергетика... (Изв. высш. учеб. заведений и энерг. объединений СНГ). – 2007. – № 1. – С. 41–51.
5. **Короткевич, А. М.** О балансе мощности Белорусской энергосистемы и проблемах регулирования суточного графика нагрузок: настоящее и перспективы / А. М. Короткевич, О. Г. Фоменко // Энергетическая стратегия. – 2008. – № 2. – С. 24–28.
6. **Развитие** системы электрогенерирующих источников с учетом диверсификации энергоносителей и роста цен на первичные энергоресурсы / М. Герман [и др.] // Энергетика и ТЭК. – 2007. – № 5, 6. – С. 38–41, 16–18.
7. **Трутаев, В. И.** Цены на топливо как движущий фактор структурных преобразований в энергетике / В. И. Трутаев // Энергия и Менеджмент. – 2006. – № 4. – С. 7–11.
8. **Якушев, А. П.** Ядерная энергетика в Беларуси / А. П. Якушев // Энергетика Беларуси: пути развития: материалы междунар. конф., Минск, 2 ноября 2005 г. / ИЦ Ин-та приватизации и менеджмента. – Минск, 2005. – С. 72–84.
9. **Падалко, Л. П.** Экономические аспекты выбора оптимального направления развития системы энергоснабжения Беларуси / Л. П. Падалко, С. Г. Морозов // Вестник БНТУ. – 2008. – № 4. – С. 76–82.
10. **Сыропуцинский, В. М.** Белорусская АЭС и традиционная энергетика / В. М. Сыропуцинский, В. И. Трутаев // Энергия и Менеджмент. – 2008. – № 3. – С. 8–15.
11. **Морозов, С. Г.** К вопросу об оценке экономической эффективности инвестиционных проектов в электроэнергетике Республики Беларусь / С. Г. Морозов // Проблемы теории и практики формирования белорусской экономической модели: материалы междунар. науч.-практ. конф., Минск, 30 мая 2008 г. / Институт экономики НАН Беларуси. – Минск, 2008. – С. 318–320.