

DOI: 10.18721/JEST.26404

УДК 621.438

*А.А. Калютик, Д.А. Трещёв, М.А. Трещёва*Санкт-Петербургский политехнический университет Петра Великого,  
Санкт-Петербург, Россия

## **ИСПОЛЬЗОВАНИЕ ПОКАЗАТЕЛЯ ОТНОСИТЕЛЬНОЙ ЭКОНОМИИ ТОПЛИВА ДЛЯ ОПТИМИЗАЦИИ ПАРАМЕТРОВ ТЕПЛОФИКАЦИОННОЙ ПГУ**

Обоснована возможность использования показателя относительной экономии топлива по сравнению с отдельной выработкой при решении задач, связанных с оптимизацией теплофикационных парогазовых установок (ТПГУ), в современных экономических условиях. Установлена взаимосвязь величины относительной экономии топлива по сравнению с отдельной выработкой для ТПГУ с внешними (системными) условиями, параметрами, структурой и режимом работы энергоустановки, а также интегральным экономическим эффектом. Установлено, что при заданном типе газотурбинной установки КПД цикла, удельная выработка электроэнергии на тепловом потреблении и относительная экономия топлива по сравнению с отдельной выработкой ТПГУ определяется параметрами утилизационного контура. Установлено, что коэффициент использования теплоты топлива ТПГУ, практически не зависит от начальных параметров пара. Установлено, что КПД цикла, удельная выработка на тепловом потреблении и относительная экономия топлива по сравнению с отдельной выработкой ТПГУ имеют ярко выраженный максимум, достигаемый при одном и том же значении начального давления пара. С помощью показателя относительной экономии топлива по сравнению с отдельной выработкой проведена оптимизация начального давления пара для ТПГУ (на базе ГТУ GT13E2) с паровым контуром одного уровня давления. Для данного типа ТПГУ оптимальное начальное давление составляет 5,5-6 МПа, в то время как для ПГУ-КЭС на базе аналогичной ГТУ оптимальное начальное давление пара составляет 3-3,5 МПа. Показано, что существенное влияние на относительную экономию топлива по сравнению с отдельной выработкой в ТПГУ оказывают внешние условия, отражаемые типом (эффективностью) замещающей КЭС. Так относительная экономия топлива для рассматриваемой ТПГУ (на базе ГТУ GT13E2) по сравнению с ПГУ-КЭС на базе аналогичной ГТУ составляет 26-26,5%, а по сравнению с ПТУ-КЭС на базе серийного блока К-300-240 относительная экономия топлива увеличится до 37,9%.

*Ключевые слова:* теплоэлектростанции, теплофикация, когенерационные установки, парогазовые установки, экономия топлива.

*Ссылка при цитировании:*

Калютик А.А., Трещёв Д.А., Трещёва М.А. Использование показателя относительной экономии топлива для оптимизации параметров теплофикационной ПГУ // Материаловедение. Энергетика. 2020. Т. 26, № 4. С. 51–63. DOI: 10.18721/JEST.26404

Эта статья открытого доступа, распространяемая по лицензии CC BY-NC 4.0 (<https://creativecommons.org/licenses/by-nc/4.0/>)

*A.A. Kalyutik, D.A. Treshchev, M.A. Treshcheva*

Peter the Great St. Petersburg Polytechnic University, St. Petersburg, Russia

## USE OF RELATIVE FUEL ECONOMY INDICATOR FOR OPTIMIZATION OF CHP CCGT PARAMETERS

The paper justifies a possibility of using an indicator of relative fuel economy in comparison with separate generation of electric power and heat in solving problems related to optimization of combined heat and power combined-cycle gas plants (CHP CCGT) in modern economic conditions. We established the relationship between the value of relative fuel economy in comparison with the separate generation of electric power and heat for CCGT with external (system) conditions, parameters, structure and mode of operation of the power plant, as well as the integral economic effect. It was found that for a given type of gas turbine (GT), the efficiency of the cycle, the specific generation of electricity at thermal consumption and the relative fuel economy in comparison with the separate generation of electric power and heat for CCGT is determined by the parameters of the utilization circuit. It was found, that the coefficient of heat use of fuel of CCGT, practically does not depend on the initial parameters of steam. It was found, that the cycle efficiency, the specific generation of electricity at thermal consumption and relative fuel economy in comparison with the separate generation of electric power and heat for CCGT have a pronounced maximum, achieved at the same value of the initial steam pressure. The initial steam pressure was optimized for a CCGT (based on GT13E2) with a steam circuit of the same pressure level using the indicator of relative fuel economy compared to separate generation of electric power and heat. For this type of CCGT thermal power station, the optimal initial pressure is 5.5-6 MPa, while for a CCGT electric power station (based on GT13E2), the optimal initial steam pressure is 3-3.5 MPa. It was found that external conditions, reflected by the type (efficiency) of the replaced electric power station, have significant impact on the relative fuel economy in comparison with separate generation of electric power and heat for CCGT. The relative fuel economy in comparison with separate generation of electric power and heat for CCGT thermal power station (based on GT13E2) compared to the CCGT electric power station (based on GT13E2) is 26-26.5%, and compared to the steam power plant (based on the C-300-240 serial unit), the relative fuel economy will increase to 37.9%.

*Keywords:* thermoelectric power plants, heating, cogeneration plants, combined cycle power plants, fuel economy.

*Citation:*

A.A. Kalyutik, D.A. Treshchev, M.A. Treshcheva, Use of relative fuel economy indicator for optimization of CHP CCGT parameters, Materials Science. Power Engineering, 26 (04) (2020) 51–63, DOI: 10.18721/JEST.26404

This is an open access article under the CC BY-NC 4.0 license (<https://creativecommons.org/licenses/by-nc/4.0/>)

**Введение.** В условиях прогнозируемых изменений в экономике России, необходимо продолжать переход к более эффективной, гибкой и устойчивой энергетике, адекватно реагирующей на внутренние и внешние вызовы и способной преодолеть, как уже имеющиеся, так и потенциальные проблемы<sup>1</sup>. Подобный переход должен по-прежнему основываться на повышении эффективности систем тепло- и электроснабжения [1–2].

В настоящее время, доля тепловых электрических станций (ТЭС) в структуре установленной мощности электростанций России составляет 67%. При этом 78% из них функционирует на базе паросиловых установок (ПСУ), 16% на базе парогазовых установок (ПГУ), а 5 % на базе газотурбинных установок<sup>2</sup>.

Тенденции последних 15 лет, связанные с оптимизацией загрузки генерирующего оборудования и увеличением доли когенерации, наряду с последовательным обновлением основных

<sup>1</sup> Доктрина энергетической безопасности Российской Федерации, утв. Указом Президента Российской Федерации № 216 от 13 мая 2019 г.

<sup>2</sup> Отчет о функционировании ЕЭС России в 2019 году.

фондов ТЭС с использованием современных, в том числе парогазовых технологий, привели к снижению удельных расходов топлива по энергопредприятиям России<sup>3</sup> [3–4]. Так, усредненные по электроэнергетической отрасли России, удельные расходы условного топлива на выработку электрической и тепловой энергии в 2018 г. составили 309,8 г.у.т./кВт·ч и 169,2 кг.у.т./Гкал соответственно. При этом удельный расход условного топлива на выработку теплоэнергии на теплоэлектроцентралях (ТЭЦ) в 2018 г. составил 154,2 кг.у.т./Гкал, что на 19,6 кг.у.т./Гкал ниже соответствующего показателя для котельных (173,8 кг.у.т./Гкал), а доля выработки электроэнергии по теплофикационному циклу – 30%<sup>4</sup>.

Однако, планируемое в соответствии с «Энергетической стратегией Российской Федерации на период до 2035 года», дальнейшее увеличение доли выработки электроэнергии по теплофикационному циклу к 2024 году до 33% и к 2035 г. до 40%, а также снижение средних по энергопредприятиям страны удельных расходов топлива к 2024 году до уровня 285,4 г.у.т./кВт·ч и 164,2 кг.у.т./Гкал и к 2035 г. до уровня 255,6 г.у.т./кВт·ч и 159,3 кг.у.т./Гкал объективно достижимо прежде всего за счет сохранения приоритета комбинированной выработки и увеличения в структуре генерирующих мощностей доли теплофикационных парогазовых установок (ТПГУ).

Одной из важнейших задач при проектировании когенерационных установок является выбор и обоснование параметров и тепловой схемы [5–15].

**Цель работы** – оценить возможность использования относительной экономии топлива по сравнению с раздельной выработкой при оптимизации ТПГУ в современных экономических условиях.

### Методы и материалы

Использование показателя относительной экономии топлива по сравнению с раздельной выработкой при оценке энергетической эффективности когенерационных установок обусловлено тем, что комбинированная выработка на ТЭС дает возможность значительно сократить потребление топлива по сравнению с раздельным производством электроэнергии на конденсационных станциях (КЭС), а тепловой энергии на водогрейных котельных [5–7].

Выражение для определения относительной экономии топлива по сравнению с раздельной выработкой в общем виде выглядит следующим образом:

$$\overline{\Delta Q_{mon}} = \frac{\Delta Q_{mon}}{Q_{mon}^{BK} + Q_{mon}^{KЭС}}, \quad (1)$$

где  $\Delta Q_{mon}$  – экономия тепла топлива в ТПГУ по сравнению с раздельной выработкой;

$Q_{mon}^{BK}$ ,  $Q_{mon}^{KЭС}$  – теплота подведенная с топливом к водогрейной котельной и замещаемой КЭС соответственно, при раздельной выработке.

После ряда преобразований выражение (1) может быть приведено к следующему виду:

$$\overline{\Delta Q_{mon}} = 1 - \frac{\eta_{KЭС} \cdot \left(1 + \frac{1}{y}\right)}{\eta_{umt} \cdot \left(1 + \frac{1}{y} \cdot \frac{\eta_{KЭС}}{\eta_{BK}}\right)}. \quad (2)$$

<sup>3</sup> Энергетическая стратегия Российской Федерации на период до 2035 года, утв. Распоряжением Правительства Российской Федерации № 1523-р от 09.06.2020 г.

<sup>4</sup> Теплоэнергетика и централизованное теплоснабжение России в 2014-2018 годах (информационно-аналитический доклад).

где  $\eta_{БК}$  – КПД замещающей водогрейной котельной;

$\eta_{КЭС}$  – КПД замещающей КЭС;

$\eta_{umm}$  – коэффициент использования теплоты топлива;

$y$  – удельная выработка электроэнергии на тепловом потреблении.

Из выражения (2) видно, что относительная экономия топлива по сравнению с отдельной выработкой зависит, как от характеристик энергосистемы, в которой располагается установка ( $\eta_{КЭС}$  и  $\eta_{БК}$ ), так и от режимных параметров самой установки ( $\eta_{umm}$  и  $y$ ).

Коэффициент использования теплоты топлива для теплофикационной установки не зависит от совершенства цикла, в котором производится электроэнергия. Следовательно, изменение тепловой схемы и параметров утилизационного контура ТПУ не значительно влияет на  $\eta_{umm}$ .

Выражение для удельной выработки электроэнергии на тепловом потреблении имеет вид:

$$y = \frac{N_{\text{э}}}{Q_T} \quad (3)$$

или

$$y = \frac{1}{\frac{\eta_{umm}}{\eta_0} - 1}, \quad (4)$$

где  $\eta_0$  – КПД цикла, в котором вырабатывается электроэнергия.

Из выражения (4) видно, что основным показателем, зависящим от параметров и структуры установки и влияющим на коэффициент выработки на тепловом потреблении, является КПД цикла, в котором вырабатывается электроэнергия (рост  $\eta_0$  дает увеличение коэффициента  $y$ ).

Обычно при проектировании ПГУ изначально задается тип ГТУ, а следовательно, ее электрическая мощность, расход топлива и параметры уходящих из ГТУ газов. Наиболее существенное значение, при такой постановке задачи, оказывают параметры утилизационного контура. Их влияние на эффективность конденсационной ПГУ описано в ряде научных работ [8–9]. В общем случае зависимость имеет вид:

$$\eta_0 = f(p_0; t_0; p_K; \eta_{oi}; \Delta t_{\min}; y_k; X), \quad (5)$$

где  $p_0, t_0$  – давление и температура острого пара;

$p_K$  – давление в конденсаторе;

$\eta_{oi}$  – относительный внутренний КПД ПТУ;

$\Delta t_{\min}$  – минимальный температурный напор КУ;

$y_k$  – степень влажности пара в конце процесса расширения;

$X$  – совокупность дискретных параметров, определяющих структуру установки [16].

В ТПУ, в отличие от конденсационных установок, определяющим конечным давлением становится давление в нижнем теплофикационном отборе ( $p_{но}$ ), определяющее тепловую нагрузку подогревателей сетевой воды. Соответственно зависимость (6) будет иметь вид:

$$\eta_0 = f(p_0; t_0; p_{но}; \eta_{oi}; \Delta t_{\min}; y_k; X), \quad (6)$$

где  $p_{no}$  – давление в нижнем теплофикационном отборе.

Соответственно могут быть получены аналитические зависимости между коэффициентом выработки электроэнергии на тепловом потреблении, а также относительной экономии топлива в ТПГУ по сравнению с отдельной выработкой и параметрами и структурой ее утилизационного контура в виде:

$$y = f(p_0; t_0; p_{no}; \eta_{oi}; \Delta t_{\min}; y_k; X), \quad (7)$$

$$\overline{\Delta Q_{\text{мон}}} = f(p_0; t_0; p_{no}; \eta_{oi}; \Delta t_{\min}; y_k; X; \eta_{КС}; \eta_{БК}). \quad (8)$$

В условиях рыночной экономики перед российскими энергокомпаниями встает задача максимизации прибыли при работе на конкурентном рынке [1–4]. Поэтому основными критериями выбора оптимального варианта при проектировании энергоустановок являются финансово-экономические показатели.

Основным показателем экономической эффективности проекта является чистый дисконтированный доход (ЧДД), определяемый как [17–18]:

$$\text{ЧДД} = \sum_{t=0}^T \text{ДП}_t / (1 + E_n)^t = \sum_{t=0}^T \text{Д}_t / (1 + E_n)^t - \sum_{t=0}^T \text{З}_t / (1 + E_n)^t, \quad (9)$$

где  $\text{ДП}_t$  – денежный поток соответствующего года  $t$ ;

$T$  – срок службы энергоустановки;

$E_n$  – норма дисконта.

$\text{Д}_t$  – поступление денежных средств от продажи электрической и тепловой энергии в соответствующем году  $t$ ;

$\text{З}_t$  – затраты денежных средств (капитальные и операционные) в соответствующем году  $t$ ;

Показатель (9) можно рассматривать в относительном виде с целью сравнения вариантов реализации технических решений. Если в качестве базы сравнения использовать отдельную выработку, в полученном выражении (10) слагаемое  $\Delta \text{И}_t$  фактически представляет собой относительную экономию топлива по сравнению с отдельной выработкой.

$$\Delta \text{ЧДД} = \sum_{t=0}^T \Delta \text{Д}_t / (1 + E_n)^t - \sum_{t=0}^T \Delta \text{К}_t / (1 + E_n)^t - \sum_{t=0}^T \Delta \text{И}_t / (1 + E_n)^t, \quad (10)$$

где  $\Delta \text{ЧДД}$  – интегральный экономический эффект от комбинированной выработки за весь период службы установки;

$\Delta \text{Д}_t$  – дополнительное поступление денежных средств от комбинированной выработки в соответствующем году  $t$ ;

$\Delta \text{К}_t$  – изменение капитальных вложений по сравнению с отдельной выработкой;

$\Delta \text{И}_t$  – экономия ежегодных издержек за счет увеличения эффективности по сравнению с отдельной выработкой.

При расчет показателя (10) в качестве когенерационной установки может рассматриваться любая (ПТУ, ГТУ с подогревателем сетевой воды (ПСВ), ТПГУ и др.), а для варианта отдельного

производства принимается, что электроэнергия вырабатывается на КЭС, а теплота в водогрейной котельной.

Если выполняется условие равенства производства электрической и тепловой энергий при комбинированной и раздельной схемах, совокупное дополнительное поступление денежных средств от комбинированной выработки равно нулю, а выражение (10) приобретает вид:

$$\Delta ЧДД = \sum_{t=0}^T \Delta K_t / (1 + E_n)^t + \sum_{t=0}^T \Delta I_t / (1 + E_n)^t. \quad (11)$$

Таким образом максимальный интегральный эффект от когенерационной установки будет соответствовать условию максимального снижения совокупных приведенных затрат:

$$\sum_{t=0}^T \Delta K_t / (1 + E_n)^t + \sum_{t=0}^T \Delta I_t / (1 + E_n)^t \rightarrow \max. \quad (12)$$

В ряде случаев, модифицирование структуры тепловой схемы ТЭС не приводит к заметному изменению капитальных затрат в строительство (например, варьирование начальных параметров пара, не приводящее к корректированию сортамента применяемых материалов паропроводов), изменение схемы включения деаэратора, сетевых подогревателей и т.п.). В этом случае основное влияние на изменение приведенных затрат при оптимизации тепловой схемы и параметров ТПГУ будет оказывать переменная (топливная) составляющая  $\Delta I_t$  и соответствующая ей экономия топлива от комбинированной выработки по сравнению с раздельной  $\Delta Q_{мон}$ . Минимальным приведенным затратам когенерационной установки будет соответствовать максимальное значение относительной экономии топлива по сравнению с раздельной выработкой.

Величина относительной экономии топлива по сравнению с раздельной выработкой зависит от параметров и тепловой схемы ТПГУ (коэффициент выработки электроэнергии на тепловом потреблении), связана с внешними, для энергоустановки, условиями (КПД замещающей КЭС и водогрейной котельной), а также прямо пропорциональна интегральному экономическому эффекту. Таким образом, именно этот показатель может служить при решении оптимизационных задач связанных с определением оптимальных параметров и схемы утилизационного контура ТПГУ, а также с оценкой эффективности мероприятий, направленных на совершенствование тепловой схемы ТПГУ.

С помощью показателя относительной экономии топлива по сравнению с раздельной выработкой была проведена оптимизация начального давления пара для ТПГУ с паровым контуром одного уровня давления на базе ГТУ GT13E2 (рис. 1 и табл. 1).

Расчетная температура номинального режима принята равной средней температуре отопительного периода в г. Санкт-Петербурге (-1,6 °С).

Величины минимального температурного напора ( $\Delta t_{мин}$ ) и недогрева воды до температуры насыщения в экономайзере приняты равными 10 °С. Начальная температура пара принята равной 480 °С, а начальное давление меняется в диапазоне ограниченном уровнем допустимой влажности в конце процесса расширения (4 – 10 МПа). Относительный внутренний КПД паровой турбины без учета потерь от влажности принят равным 0,9. Давление в камере нижнего и верхнего теплофикационных отборов принято на уровне 0,026 МПа и 0,089 МПа соответственно (температурный график 150/70 °С).

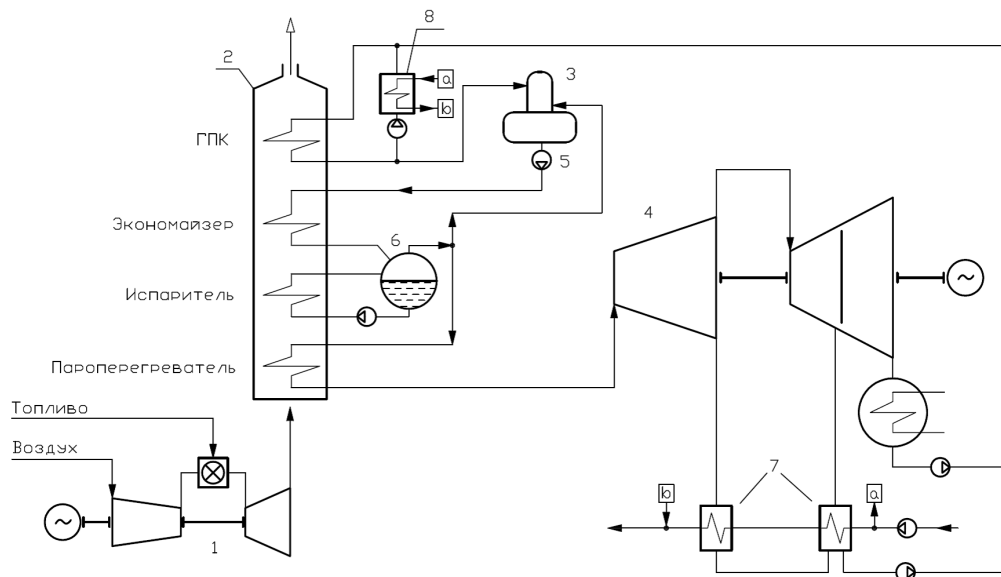


Рис.1. Принципиальная схема одноконтурной теплофикационной парогазовой установки:

1 – газотурбинная установка; 2 – котел-утилизатор; 3 – деаэрактор; 4 – паровая турбина; 5 – питательный насос; 6 – барабан; 7 – подогреватели сетевой воды; 8 – водо-водяной теплообменник (a, b – отвод и подвод сетевой воды на водо-водяной теплообменник соответственно)

Fig. 1. Schematic diagram of a single-circuit combined-cycle heating plant: 1 – gas turbine unit; 2 – heat recovery boiler; 3 – deaerator; 4 – steam turbine; 5 – feed pump; 6 – drum; 7 – network water heaters; 8 – water-water heat exchanger (a, b – discharge and supply of network water to the water-water heat exchanger, respectively)

Таблица 1

**Показатели установки GT13E2 для температуры наружного воздуха -1,6 °С**

Table 1

**GT13E2 unit parameters for outdoor air temperature -1.6 °C**

Показатель	Значение
Электрическая мощность ГТУ, МВт	196,1
КПД, %	37,3
Температура уходящих из ГТУ газов, °С	504
Расход уходящих газов, кг/с	594

**Результаты**

Результаты оценки влияния начального давления на показатели одноконтурной теплофикационной ПГУ-260 на базе GT13E2 представлены в табл. 2.

Результаты исследования, проиллюстрированные на рис. 2 и 3, показывают, что коэффициент использования теплоты топлива ТПГУ, практически не зависит от начальных параметров пара. В то же время КПД цикла, удельная выработка на тепловом потреблении и относительная экономия топлива по сравнению с раздельной выработкой имеют ярко выраженный максимум, достигаемый при одном и том же начальном давлении пара на уровне 5,5-6 МПа.



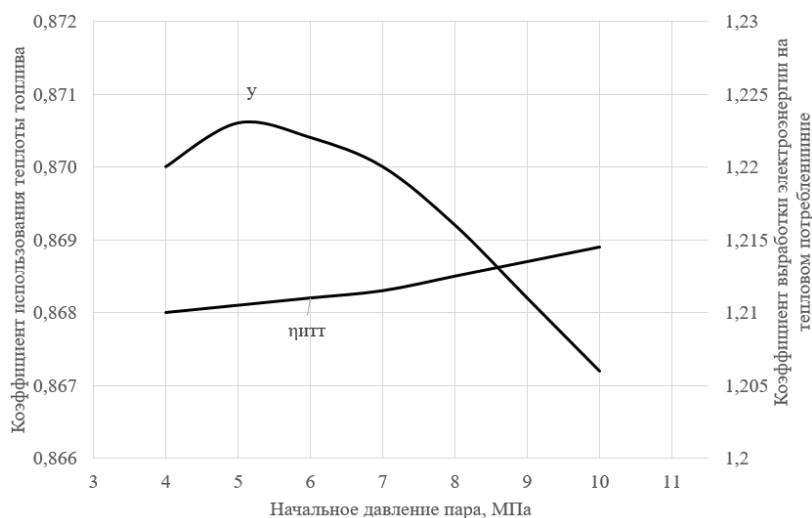


Рис. 2. Зависимость коэффициента использования теплоты топлива и удельной выработки электроэнергии на тепловом потреблении от начального давления пара  
 Fig. 2. Dependence of the fuel heat utilization coefficient and specific power generation with heat consumption on the initial steam pressure

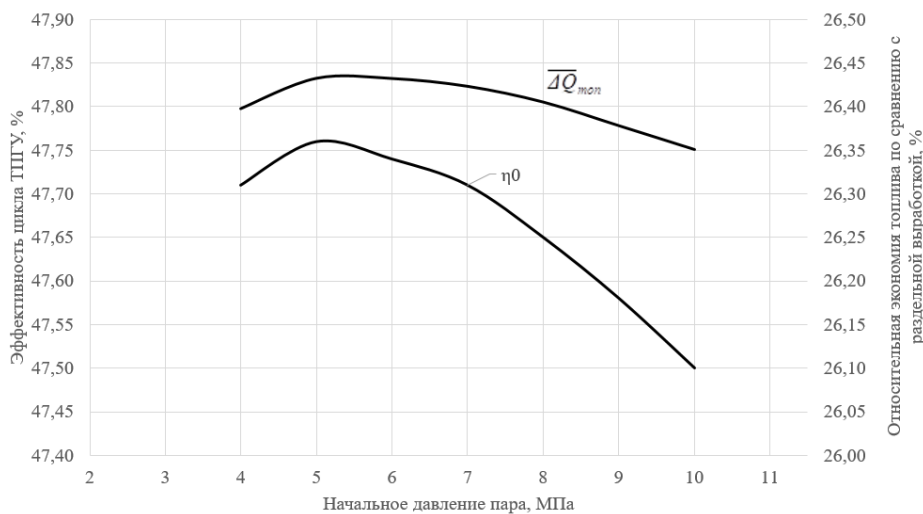


Рис. 3. Зависимость КПД цикла и относительной экономии топлива по сравнению с раздельной выработкой от начального давления пара ( $\eta_{КЭС} = 50,6\%$ ,  $\eta_{БК} = 94\%$ )  
 Fig. 3. Dependence of the cycle efficiency and relative fuel economy in comparison with separate generation on the initial steam pressure ( $\eta_{CPP} = 50,6\%$ ,  $\eta_{HVB} = 94\%$ )

Таким образом, оптимальные параметры пара в ТПУ выше, чем в конденсационной установке. Так, максимум КПД одноконтурной конденсационной ПГУ на базе той же ГТУ составляет порядка 50-50,5% и достигается при начальном давлении пара 3-3,5 МПа [8]. Рассчитанная по сравнению с такой конденсационной ПГУ относительная экономия топлива в ТПУ составляет 26-26,5% (рис. 3).



Таблица 2

**Сводные результаты расчета одноконтурной теплофикационной ПГУ**

Table 2

**Summary results of calculation of single-circuit heating CCGT**

Параметр	Единица измерения	Значение						
Параметры пара перед турбиной:								
Давление	МПа	4	5	6	7	8	9	10
Температура	°С	480						
Относительный расход	кг.пара/ кг.газа	0,1092	0,1065	0,1042	0,1022	0,1004	0,0989	0,0975
Располагаемый теплоперепад	кДж/кг	934,2	957,2	973,5	986,6	995,4	1001,7	1006,2
Электрическая мощность:								
паровой турбины	МВт	54,40	54,64	54,58	54,42	54,09	53,71	53,28
газовой турбины	МВт	196,1	196,1	196,1	196,1	196,1	196,1	196,1
ПГУ	МВт	250,73	250,73	250,67	250,52	250,19	249,80	249,38
Тепловая нагрузка:								
сетевых подогревателей	кДж/кг газа	237,98	228,24	220,23	213,33	207,44	202,26	197,68
ВВТО	кДж/кг газа	107,63	117,02	125,22	132,52	139,10	145,09	150,57
ПГУ	кДж/кг газа	345,61	345,26	345,45	345,84	346,54	347,35	348,24
Показатели эффективности:								
Коэффициент использования теплоты топлива	%	86,80	86,81	86,82	86,83	86,85	86,87	86,89
КПД цикла	%	47,71	47,76	47,74	47,71	47,65	47,58	47,50
Коэффициент выработки электроэнергии на тепловом потреблении	—	1,220	1,223	1,222	1,220	1,216	1,211	1,206
Относительная экономия топлива по сравнению с раздельной выработкой	%	26,398	26,432	26,432	26,423	26,405	26,378	26,351

В условиях другой энергосистемы данное техническое решение будет иметь иной уровень эффективности. С уменьшением КПД замещающей КЭС, относительная экономия топлива в ТПГУ растет. Так, по сравнению с типовым паротурбинным блоком К-300-240 (эффективность которого составляет порядка 40%) при том же КПД водогрейной котельной, относительная экономия топлива в рассматриваемой ТПГУ составит 37,9%.

**Обсуждение**

Решению задачи выбора и обоснования оптимальных параметров и тепловых схем когенерационных установок были посвящены исследования многих отечественных авторов Мелентьева Л.А., Хрилева Л.С., Андрищенко А.И., Соколова Е.Я. и др., которыми была разработана серьезная база для проведения оптимизационных расчетов установок комбинированной выработки электрической и тепловой энергии для традиционных паросиловых ТЭС различного мощностного ряда [5–7]. В качестве основного критерия предлагалось применять величину относительной экономии топлива по сравнению с раздельной выработкой. Данный критерий широко использовался в усло-

виях плановой экономики. С изменением системы экономических отношений в электроэнергетике нашей страны данный критерий не применялся.

Оптимизацией параметров и тепловых схем ПГУ были посвящены работы Березинца П.А., Цанева С.В., Бурова В.Д., Ольховского Г.Г. и др. Традиционно, оптимизация параметров и тепловых схем ПГУ осуществляется преимущественно на базе решения частных задач, связанных с исследованием влияния отдельных термодинамических параметров на показатели тепловой эффективности конкретного схемного решения [8–15]. Как правило, в качестве критерия в данных задачах используется КПД выработки электроэнергии в конденсационном режиме. При этом не учитывается влияние комбинированной выработки на оптимальные параметры и структуру ТПГУ.

Поскольку относительная экономия топлива при комбинированной выработке по сравнению с отдельным производством электрической и тепловой энергией зависит от параметров и структуры ТПГУ, связана с системными условиями и имеет прямую связь с интегральным экономическим эффектом, данный показатель может быть использована в качестве основного критерия при решении задач, связанных с оптимизацией ТПГУ в условиях рыночной экономики.

Для конкретной энергоустановки величина относительной экономии топлива по сравнению с отдельной выработкой определяется системными условиями (прежде всего КПД замещающей КЭС), а также характеристиками и режимом работы установки (отражаемыми коэффициентом выработки электроэнергии на тепловом потреблении и, в меньшей степени, коэффициентом использования теплоты топлива).

При заданном типе ГТУ КПД цикла, удельная выработка электроэнергии на тепловом потреблении и относительная экономия топлива по сравнению с отдельной выработкой ТПГУ определяется параметрами утилизационного контура. Соответственно, в первом приближении, задача оптимизации ТПГУ может быть сведена к определению оптимального начального давления пара.

Коэффициент использования теплоты топлива ТПГУ, практически не зависит от начальных параметров пара, при этом удельная выработка на тепловом потреблении и относительная экономия топлива по сравнению с отдельной выработкой имеют ярко выраженный максимум, достигаемый при одном и том же начальном давлении пара, превышающем оптимальное давление для ПГУ-КЭС. Таким образом, можно сделать вывод, что ТПГУ должны проектироваться на более высокие параметры, чем КЭС на базе аналогичных ГТУ.

Существенное влияние на относительную экономию топлива по сравнению с отдельной выработкой в ТПГУ оказывают внешние условия, отражаемые типом (эффективностью) замещаемой КЭС. Это позволяет проводить предварительную сравнительную оценку эффективности применения одних и тех же технических решений в условиях разных энергосистем.

### Выводы

1. Критерий относительной экономии топлива по сравнению с отдельным производством электрической и тепловой энергией может быть использован для оптимизации начальных параметров ТПГУ в современных экономических условиях.

2. Для одноконтурной ТПГ на базе GT13E2 оптимальное начальное давление, рассчитанное с использованием относительной экономии топлива, составляет 5,5-6 МПа, в то время как для ПГУ-КЭС на базе аналогичной ГТУ оптимальное начальное давление пара, определенное по максимуму электрического КПД, составляет 3-3,5 МПа.

3. Относительная экономия топлива по сравнению с ПГУ-КЭС на базе ГТУ GT13E2 составляет 26-26,5%, а по сравнению с ПТУ-КЭС на базе серийного блока К-300-240 относительная экономия топлива увеличится до 37,9%.

## СПИСОК ЛИТЕРАТУРЫ

- [1] Макаров А.А., Веселов Ф.В., Макарова А.С., Новикова Т.В., Панкрушина Т.Г. Стратегические перспективы электроэнергетики России // Теплоэнергетика. 2017. № 11. С. 40–52.
- [2] Макаров А.А., Митрова Т.А., Веселов Ф.В., Галкина А.А., Кулагин В.А. Перспективы электроэнергетики в условиях трансформации мировых энергетических рынков // Теплоэнергетика. 2017. № 10. С. 5–16.
- [3] Калимуллин Л.В. Приоритетные направления развития энергетических компаний // Вестник Саратовского государственного социально-экономического университета. 2018. № 2 (71). С. 87–95.
- [4] Чеботарева Г. С. Методические основы оценки конкурентоспособности энергетических компаний // Экономика региона. 2018. № 14 (1). С. 190–201.
- [5] Левенталь Г.Б., Мелентьев Л.А. Техничко-экономические основы развития теплофикации в энергосистемах. М.: Госэнергоиздат, 1961. 319 с.
- [6] Соколов Е.Я. Теплофикация и тепловые сети: 7-е изд. М.: Изд. МЭИ, 2009. 472 с.
- [7] Хрилев Л.С., Смирнов И.А. Оптимизация систем теплофикации и централизованного теплоснабжения. Под редакцией Е.Я. Соколова, М.: Изд. Энергия, 1978. 264 с.
- [8] Цанев С.В., Буров В.Д., Ремезов А.Н. Газотурбинные и парогазовые установки тепловых электростанций: 3-е изд. М.: Изд. МЭИ, 2009. 584 с.
- [9] Буров В.Д., Сойко Г.В., Дудолин А.А., Макаревич Е.В., Захаренков Е.А., Ковалев Д.А. Методика оптимизации структуры и параметров мощных парогазовых ТЭС // Энергосбережение и водоподготовка. 2013. №5 (85). С. 37–42.
- [10] Игнатъев Д.С., Цанев С.В., Дудолин А.А., Буров В.Д., Макаревич Е.В. Исследование влияния качества сланцевого газа на работу ПГУ // Энергосбережение и водоподготовка. 2015. №5 (97). С. 17–20.
- [11] Ленёв С.Н., Радин Ю.А., Голов П.В., Коновалов В.И., Истомов А.И. Модернизация блока ПГУ-420 ТЭЦ-20 ПАО «Мосэнерго» с повышением эффективности работы блока // Электрические станции. 2020. №5 (1066). С. 20–24.
- [12] Радин Ю.А. Опыт освоения и эксплуатации котлов-утилизаторов ПГУ // Электрические станции. 2018. №9 (1046). С. 15–18.
- [13] Таганов А.В., Залешин М.В., Радин Ю.А., Гришин И.А. Некоторые технические характеристики ПГУ-800 Пермской ГРЭС // Электрические станции. 2019. №2 (1051). С. 7–11.
- [14] Teplov B.D., Bugov V.D. The extension of the operational range of combined-cycle power plant with a triple-pressure heat recovery steam generator. Journal of Physics: Conference Series. (2017) 012208.
- [15] Теплов Б.Д., Радин Ю.А. Повышение маневренности и экономической эффективности эксплуатации ПГУ в условиях оптового рынка электроэнергии и мощности // Теплоэнергетика. 2019. №5. С. 39–47.
- [16] Попырин Л.С. Математическое моделирование и оптимизация теплоэнергетических установок, М.: Изд. Энергия, 1978. 416 с.
- [17] Балынин И.В. Оценка результативности инвестиционных проектов: правила, показатели и порядок их расчета // Экономический анализ: теория и практика. 2016. №6 (453). С. 26–41.
- [18] Николенко Т.Ю., Тарасова Е.В. Система сбалансированных показателей и инструментарий оценки эффективности инновационных проектов // Научно-технические ведомости СПбГПУ. Экономические науки. 2016. № 6. С. 228–235.

## СВЕДЕНИЯ ОБ АВТОРАХ

**КАЛЮТИК Александр Антонович** – Директор, Санкт-Петербургский политехнический университет Петра Великого, канд. техн. наук.

E-mail: AA\_Kalyutik@spbstu.ru

**ТРЕЩЁВ Дмитрий Алексеевич** – старший преподаватель, Санкт-Петербургский политехнический университет Петра Великого, без степени.

E-mail: treschew@yandex.ru

**ТРЕЩЁВА Милана Алексеевна** – доцент, Санкт-Петербургский политехнический университет Петра Великого, канд. техн. наук.

E-mail: milana.treshcheva@gmail.com

Дата поступления статьи в редакцию: 02.11.2020

## REFERENCES

- [1] **A.A. Makarov, F.V. Veselov, A.S. Makarova, T.V. Novikova, T.G. Pankrushina**, Strategic prospects of the electric power industry of Russia, *Thermal Engineering*. 64 (11) (2017) 817–828.
- [2] **A.A. Makarov, T.A. Mitrova, F.V. Veselov, A.A. Galkina, V.A. Kulagin**, Perspectives of the electric power industry amid the transforming global power generation markets, *Thermal Engineering*. 64 (10) (2017) 703–714.
- [3] **L.V. Kalimullin**, Priority development of energy-generating companies, *Bulletin of the Saratov state social and economic University*. 2 (71) (2018) 87–95.
- [4] **G.S. Chebotareva**, Methods for the Evaluation of the Competitiveness of Energy Companies, *Economy of Region*. 14 (1) (2018) 190–201.
- [5] **G.B. Leventhal, L.A. Melentyev**, Technical and economic bases of development of district heating in power systems, Gosenergoizdat, Moscow, 1961.
- [6] **E.Y. Sokolov**, District heating and heat networks, MEI Publishing house, Moscow, 2009.
- [7] **L.S. Khrilev, I.A. Smirnov**, Optimization of heating and district heating systems, Energy, Moscow, 1978.
- [8] **S.V. Tsanev, V.D. Burov, A.N. Remezov**, Gas turbine and combined-cycle units of thermal power plants, MEI Publishing house, Moscow, 2009.
- [9] **V.D. Burov, G.V. Soyko, A.A. Dudolin, E.V. Makarevich, E.A. Zakharenkov, D.A. Kovalev**, Methodology of optimization of structure and parameters of powerful steam-gas thermal power plants, Energy saving and water treatment. 5 (85) (2013) 37–42.
- [10] **D.S. Ignatev, S.V. Tsanev, A.A. Dudolin, V.D. Burov, E.V. Makarevich**, Study of the influence of the quality of shale gas at work of combined-cycle plant (CCGT TPP), Energy saving and water treatment. 5 (85) (2013) 37–42.
- [11] **S.N. Lenev, Y.A. Radin, V.I. Konovalov, A.I. Istomov, P.V. Golov**, Modernization and increase of an overall performance efficiency of CCGT-420 at CHP-20 of the PJSC MOSENERGO, Power plant. 5 (1066) (2020) 20–24.
- [12] **Y.A. Radin**, Experience in the Development and Operation of Heat Recovery Steam Generators, Power plant. 9 (1046) (2018) 15–18.
- [13] **A.E. Taganov, M.V. Zaleshin, I.A. Grishin, Y.A. Radin**, Some Specifications of the PGU-800 Combined-Cycle Power Unit of the Perm TPP, Power plant. 2 (1051) (2019) 7–11.
- [14] **B.D. Teplov, V.D. Burov**, The extension of the operational range of combined-cycle power plant with a triple-pressure heat recovery steam generator, *Journal of Physics: Conference Series*. (2017) 012208.
- [15] **B.D. Teplov, Y.A. Radin**, Improving Flexibility and Economic Efficiency of CCGT Units' Operation in the Conditions of the Wholesale Electricity Market, *Thermal Engineering*. 5 (2019) 39–47.
- [16] **L.S. Popyrin**, Mathematical modeling and optimization of heat power plants, Energy, Moscow, 1978.
- [17] **I.V. Balyinin**, Assessing the effectiveness of investment projects: Rules, indicators and their calculation procedure, *Economic analysis: theory and practice*. 6 (453) (2016) 26–41.

[18] **T.Y. Nikolenko, E.V. Tarasova**, The system of balanced indicators evaluation and the tools for evaluating the effectiveness of innovative projects, *St. Petersburg State Polytechnical University Journal. Economics*. 6 (2016) 228–235.

#### THE AUTHORS

**KALYUTIK Aleksandr A.** – *Peter the Great St. Petersburg Polytechnic University*.  
E-mail: AA\_Kalyutik@spbstu.ru

**TRESHCHEV Dmitriy A.** – *Peter the Great St. Petersburg Polytechnic University*.  
E-mail: treschew@yandex.ru

**TRESHCHEVA Milana A.** – *Peter the Great St. Petersburg Polytechnic University*.  
E-mail: milana.treshcheva@gmail.com

**Received: 02.11.2020**