

## ТЕПЛОЭНЕРГЕТИКА

---

---

УДК 621.311.22

**Анастасия Сергеевна Зиновьева**

ФГБОУ ВО «Ивановский государственный энергетический университет имени В.И. Ленина», аспирант кафедры тепловых электрических станций, Россия, Иваново, телефон (4932) 26-99-31, e-mail: lucky-istorik@yandex.ru

**Григорий Васильевич Ледуховский**

ФГБОУ ВО «Ивановский государственный энергетический университет имени В.И. Ленина», доктор технических наук, ректор, Россия, Иваново, телефон (4932) 26-99-99, e-mail: lgv@ispu.ru

**Екатерина Витальевна Зиновьева**

ФГБОУ ВО «Ивановский государственный энергетический университет имени В.И. Ленина», кандидат технических наук, доцент кафедры тепловых электрических станций, Россия, Иваново, телефон (4932) 26-99-31, e-mail: zinoveva.ev@mail.ru

**Сергей Дмитриевич Горшенин**

ФГБОУ ВО «Ивановский государственный энергетический университет имени В.И. Ленина», кандидат технических наук, заведующий кафедрой тепловых электрических станций, Россия, Иваново, телефон (4932) 26-99-31, e-mail: admin@tes.ispu.ru

**Антон Александрович Борисов**

ФГБОУ ВО «Ивановский государственный энергетический университет имени В.И. Ленина», кандидат технических наук, начальник отдела координации инновационной деятельности, Россия, Иваново, телефон (4932) 26-98-77, e-mail: borisov@ispu.ru

### **Разработка методики расчета составляющих резерва тепловой экономичности парогазовых установок**

#### **Авторское резюме**

**Состояние вопроса.** Составляющие резерва тепловой экономичности оборудования тепловых электрических станций представляют собой выраженные в тоннах условного топлива за некоторый период перерасход или экономию топлива ввиду отклонения фактических значений показателей работы оборудования от их номинальных значений. Составляющие резерва тепловой экономичности являются важнейшим элементом систем технического учета и отчетности электростанций, поскольку позволяют количественно оценить техническое состояние оборудования и на этой основе эффективно планировать ремонтные программы. Методики расчета составляющих резерва тепловой экономичности паросиловых электростанций глубоко проработаны и регламентированы на уровне нормативных документов. По парогазовым установкам нормативные требования в этой области содержат неточности и не охватывают полного перечня составляющих резерва тепловой экономичности. В связи с этим необходима разработка методики, позволяющей рассчитывать составляющие резерва тепловой экономичности парогазовых установок.

**Материалы и методы.** При разработке методики применительно к парогазовым установкам использованы подходы к расчету составляющих резерва тепловой экономичности, применяемые для паросиловых электростанций, а также известные методы оценки тепловой экономичности оборудования тепловых электрических станций. Апробация разработанных методик проведена на основе фактических данных по эксплуатации парогазовой установки ПГУ-116.

**Результаты.** Разработана методика расчета составляющих резерва тепловой экономичности парогазовых установок с котлами-утилизаторами без дожигания топлива. Проведена апробация методики при оценке показателей тепловой экономичности парогазовой установки, находящейся в эксплуатации. Выявлены недостатки нормативных документов энергетической отрасли в части расчета составляющих резерва тепловой экономичности оборудования парогазового цикла.

**Выводы.** Разработанная методика может быть рекомендована к использованию в системах технического учета и отчетности электростанций при контроле показателей тепловой экономичности парогазовых установок. Для обеспечения объективности результатов анализа эффективности эксплуатируемых парогазовых энергоблоков России необходима корректировка отраслевых нормативных документов с закреплением в них единых научно обоснованных методик расчета составляющих резерва тепловой экономичности оборудования парогазового цикла.

**Ключевые слова:** тепловая электрическая станция, газотурбинная установка, котел-утилизатор, парогазовая установка, тепловая экономичность оборудования, резерв тепловой экономичности

**Anastasia Sergeevna Zinovieva**

Ivanovo State Power Engineering University, Postgraduate Student of Thermal Power Plants Department, Russia, Ivanovo, telephone (4932) 26-99-31, e-mail: lucky-istorik@yandex.ru

**Grigory Vasilievich Ledukhovskiy**

Ivanovo State Power Engineering University, Doctor of Engineering Sciences, (Post-doctoral degree), Rector, Russia, Ivanovo, telephone (4932) 26-99-99, e-mail: lgv@ispu.ru

**Ekaterina Vitalievna Zinovieva**

Ivanovo State Power Engineering University, Candidate of Engineering Sciences, (PhD), Associate Professor of Thermal Power Plants Department, Russia, Ivanovo, telephone (4932) 26-99-31, e-mail: zinoveva.ev@mail.ru

**Sergei Dmitrievich Gorshenin**

Ivanovo State Power Engineering University, Candidate of Engineering Sciences, (PhD), Head of Thermal Power Plants Department, Russia, Ivanovo, telephone (4932) 26-99-31, e-mail: admin@tes.ispu.ru

**Anton Alexandrovich Borisov**

Ivanovo State Power Engineering University, Candidate of Engineering Sciences, (PhD), Head of the Department of Coordination of Innovation Activities, Russia, Ivanovo, telephone (4932) 26-98-77, e-mail: borisov@ispu.ru

## **Development of method for calculating the components of thermal efficiency reserve of combined-cycle plants**

### **Abstract**

**Background.** The components of the thermal efficiency reserve of thermal power plant equipment are the overexpenditure or savings of fuel due to the deviation of the actual values of the equipment performance from their nominal values. They are determined in tons of reference fuel for a certain period. The components of the thermal efficiency reserve are the most essential element of the technical record-keeping and reporting systems of power plants. They allow us to quantitatively assess the technical condition of the equipment and, on this basis, effectively plan repair programs. The methods to calculate the components of the thermal efficiency reserve of steam power plants are well developed and regulated according to the regulatory documents. Regulatory requirements for combined-cycle plants in this area contain inaccuracies and do not cover a full list of the components of the thermal efficiency reserve. Thus, it is necessary to develop a method that allows us to calculate the components of the thermal efficiency reserve of combined-cycle plants.

**Materials and methods.** When developing the methodology for combined-cycle plants, the authors have applied the approaches to calculate the components of the thermal efficiency reserve that are used for steam power plants. In addition, available methods for assessing the thermal efficiency of thermal power plant equipment have been used. The developed methods have been tested based on actual data on the operation of combined-cycle plant PГУ-116.

**Results.** A methodology to calculate the components of the thermal efficiency reserve of combined-cycle plants with waste-heat boilers without fuel afterburning has been developed. The methodology has been tested in assessing the thermal efficiency indicators of combined-cycle plant in operation. Shortcomings in regulatory documents of the energy industry in terms of calculating the components of the thermal efficiency reserve of combined-cycle equipment have been identified.

**Conclusions.** The developed methodology can be recommended for use in the systems of technical record-keeping and reporting of power plants when monitoring the indicators of thermal efficiency of combined-cycle plants. To ensure the objectivity of the results of the analysis of the efficiency of operated combined-cycle power units in Russia, it is necessary to adjust industry regulatory documents. They should contain uniform scientifically substantiated methods for calculating the components of the reserve of thermal efficiency of combined-cycle equipment.

**Key words:** thermal power plant, gas turbine plant, waste heat boiler, combined cycle plant, thermal efficiency of equipment, thermal efficiency reserve

**DOI:** 10.17588/2072-2672.2024.5.005-013

**Введение.** Завершающим этапом формирования технической отчетности электростанции о тепловой экономичности оборудования за отчетный период (месяц, квартал, год) является определение резервов тепловой экономичности (РТЭ). Под РТЭ понимается<sup>1</sup> максимальный уровень уменьшения расхода топлива, который может быть достигнут за счет ликвидации устранимых дефектов проекта, изготовления и монтажа оборудования, недостатков его эксплуатационного и ремонтного обслуживания. Резервы тепловой экономичности оборудования рассчитываются в тоннах условного топлива за отчетный период. Положительные значения РТЭ – это перерасход фактически сожженного количества топлива относительно его номинального расхода, отрицательные значения РТЭ – экономия топлива.

Знание обоснованных значений резерва тепловой экономичности важно как при разработке нормативно-технической документации по топливоиспользованию<sup>2</sup> (на этапе определения коэффициентов резерва тепловой экономичности), так и при текущем контроле технического состояния эксплуатируемого оборудования для рационального формирования ремонтных программ [1].

Суммарные значения РТЭ обычно не превышают нескольких процентов от общего количества израсходованного за отчетный период топлива. Если учесть при этом, что все значения контролируемых в ходе эксплуатации оборудования фактиче-

ских показателей содержат некоторую неопределенность (обусловленную метрологическим несовершенством средств измерения или их кратковременной неисправностью в течение отчетного периода), определение обоснованных значений РТЭ становится нетривиальной задачей. Для контроля достоверности результатов расчета РТЭ используется ряд проверочных процедур, изложенных в нормативных документах, а также баланс РТЭ.

В балансе РТЭ суммарный перерасход или экономия топлива сравниваются с суммой составляющих РТЭ по соответствующему оборудованию. Так, например, РТЭ по электростанции в целом сопоставляется с суммой РТЭ котлов, турбоагрегатов, а также РТЭ по затратам тепловой и электрической энергии на собственные нужды. В свою очередь, суммарный РТЭ, например, по паровому энергетическому котлу сопоставляется с суммой составляющих РТЭ по данному котлу: из-за неплановых пусков; по температуре уходящих газов; по избыткам воздуха в режимном сечении; присосам воздуха в конвективные поверхности; потерям тепла от механического и химического недожогов, а также от наружного охлаждения котла.

Применительно к энергетическому оборудованию традиционного паросилового цикла описанный подход к организации контроля показателей тепловой экономичности глубоко проработан [2, 3] и закреплён в нормативных документах энергетической

<sup>1</sup> РД 34.08.552-95. Методические указания по составлению отчета электростанции и акционерного общества энергетики и электрификации о тепловой экономичности оборудования: разработано АО «Фирма ОРГРЭС».

<sup>2</sup> РД 34.09.155-93. Методические указания по составлению и содержанию энергетических характеристик оборудования тепловых электростанций: разработано СПО ОРГРЭС.

отрасли<sup>3</sup>. Однако по газотурбинным (ГТУ) и парогазовым установкам (ПГУ) нормативные требования в этой области содержат неточности и не охватывают полного перечня составляющих РТЭ. Это не позволяет в полной мере использовать преимущества рассмотренного подхода для анализа технического состояния и эффективности таких установок в ходе эксплуатации.

Объектом настоящего исследования являются РТЭ оборудования парогазового цикла: ГТУ, котлов-утилизаторов (КУ) без дожигания топлива, паровых турбин (ПТ) ПГУ. Предметом исследования являются методики расчета соответствующих показателей.

**Методы исследования.** В общем случае, в соответствии с определением понятия «Резерв тепловой экономичности», составляющая РТЭ  $\Delta B_i$  ввиду отклонения  $i$ -го параметра работы оборудования рассчитывается как разница в расходах топлива электростанцией при фактическом значении рассматриваемого параметра ( $B_i^{(ф)}$ ) и его номинальном значении ( $B_i^{(н)}$ ). На практике разность ( $B_i^{(ф)} - B_i^{(н)}$ ) вычисляется через соответствующее отклонение затрат тепловой энергии  $\Delta Q_i = Q_i^{(ф)} - Q_i^{(н)}$ . При этом для турбоагрегатов значение  $\Delta Q_i$  соответствует отклонению затрат тепловой энергии на выработку электроэнергии  $\Delta Q_{э,i}$  и может быть определено через соответствующую поправку к удельному расходу тепловой энергии брутто на выработку электроэнергии  $\Delta q_i^{бр}$ , либо поправку к электрической мощности  $\Delta N_i$ . Методики расчета указанных показателей применительно к оборудованию паросилового цикла подробно изложены в рассмотренных нормативных документах, а также специальной технической литературе [1–7]. Для ПТ ПГУ применимы также методики расчета, изложенные в дополнительных нормативных документах<sup>4</sup>.

Таким образом, задача разработки методики расчета  $i$ -й составляющей РТЭ сводится к выражению  $\Delta B_i$  через известные (приводимые в составе нормативных энергетических характеристик оборудования [1])

поправки к основным и промежуточным показателям тепловой экономичности оборудования на отклонение значений внешних факторов от фиксированных условий. При этом учитывается энергетический баланс конкретного агрегата или установки. Так, для ГТУ уравнение энергетического баланса в общем случае имеет следующий вид:

$$Q_{КС} + Q_{1к} - Q_{2т} - Q_{5,ГТУ} - Q_{эм,ГТУ} - N_{ГТУ} = 0, \quad (1)$$

где  $Q_{КС}$  – тепловая мощность, подведенная к камере сгорания, МВт:

$$Q_{КС} = B_{КС}(h_{топл} + Q_H^p);$$

$Q_{1к}$  – тепловая мощность, подведенная с потоком воздуха к компрессору ГТУ, МВт:

$$Q_{1к} = G_{1к} h_{1к};$$

$Q_{2т}$  – тепловая мощность потока продуктов сгорания на выходе из ГТУ, МВт:

$$Q_{2т} = G_{2т} h_{2т};$$

$Q_{5,ГТУ}$  – мощность тепловых потерь от наружного охлаждения элементов ГТУ, МВт;  $Q_{эм,ГТУ}$  – мощность электромеханических потерь ГТУ, МВт;  $N_{ГТУ}$  – электрическая мощность ГТУ, МВт;  $B_{КС}$ ,  $G_{1к}$  и  $G_{2т}$  – расходы топлива в камеру сгорания, воздуха на входе в компрессор и продуктов сгорания на выходе из турбины, кг/с;  $h_{топл}$ ,  $h_{1к}$ ,  $h_{2т}$  – энтальпия топлива, поступающего в камеру сгорания ГТУ, воздуха на входе в компрессор, продуктов сгорания за турбиной, МДж/кг;  $Q_H^p$  – низшая удельная теплота сгорания на рабочую массу топлива, поступающего в камеру сгорания ГТУ, МДж/кг.

Для котла-утилизатора ПГУ без дожигания топлива уравнение энергетического баланса записывается следующим образом:

$$Q_{2т} - Q_{2,КУ} - Q_{5,КУ} - Q_{КУ}^{бр} = 0; \quad (2)$$

где  $Q_{2,КУ}$  – тепловая мощность потока продуктов сгорания на выходе из КУ, МВт:

$$Q_{2,КУ} = G_{2,КУ} h_{2,КУ};$$

$Q_{5,КУ}$  – мощность тепловых потерь от наружного охлаждения элементов КУ, МВт;  $Q_{КУ}^{бр}$  – тепловая мощность брутто, вырабатываемая КУ, МВт;  $G_{2,КУ}$  – расход продуктов сгорания на выходе из КУ, кг/с;  $h_{2,КУ}$  – энтальпия продуктов сгорания за КУ, МДж/кг.

<sup>3</sup> Приказ Министерства энергетики РФ №323 «Об утверждении порядка определения нормативов удельного расхода топлива при производстве электрической и тепловой энергии»; РД 34.08.552-95. Методические указания по составлению отчета электростанции и акционерного общества энергетики и электрификации о тепловой экономичности оборудования: разраб. АО «Фирма ОРГРЭС».

<sup>4</sup> МТ 34-70-027-86. Методика расчета поправок к мощности, расходу свежего пара и удельному расходу теплоты на отклонение параметров и условий от номинальных для турбоагрегатов с регулируемым отбором пара: разраб. СПО Союзтехэнерго, с изм. № 1: разраб. СПО ОРГРЭС; Методические указания по расчету поправок к расходу тепла турбоагрегатами: разраб. СПО Союзтехэнерго.

При расчетах за некоторый отчетный период в уравнениях (1)–(2) используются не мощности потоков энергоносителей, а соответствующие количества энергии.

Уравнения энергетического баланса ПТ ПГУ не отличаются от уравнений энергетического баланса ПТ традиционных паросиловых установок за исключением того, что в ПГУ используются, как правило, турбины двух или трех давлений, что учитывается в расчете подводимой к турбине тепловой мощности.

**Результаты исследования.** Приведем расчетные зависимости, полученные для составляющих РТЭ ГТУ, КУ и ПТ ПГУ.

**Составляющие РТЭ ГТУ.** РТЭ вследствие отклонения фактического перепада давлений на всасе компрессора ГТУ от номинального, т. у. т., рассчитывается как

$$\Delta B_{(\Delta P_{1к})} = \frac{0,1228 \cdot \Delta Q_{КС}^{(\Delta P_{1к})} \tau_{\text{раб}}^{\text{ГТ}}}{1 + \frac{\rho_{\text{топл}}^{(\Phi)} h_{\text{топл}}^{(\Phi)}}{3,6 \cdot Q_{\text{H}}^{p(\Phi)}}}, \quad (3)$$

где  $\Delta Q_{КС}^{(\Delta P_{1к})}$  – поправка к расходу тепла в камеру сгорания ГТУ на отклонение перепада давлений воздуха на входе в компрессор, определяемая по нормативным энергетическим характеристикам ГТУ, МВт;  $\tau_{\text{раб}}^{\text{ГТ}}$  – время работы ГТУ, ч;  $\rho_{\text{топл}}^{(\Phi)}$ , кг/нм<sup>3</sup>, и  $h_{\text{топл}}^{(\Phi)}$ , кДж/кг, – фактические значения плотности при нормальных условиях и энтальпии топливного газа на входе в камеру сгорания соответственно;  $Q_{\text{H}}^{p(\Phi)}$  – фактическое значение низшей удельной теплоты сгорания на рабочую массу топлива, поступающего в камеру сгорания ГТУ, кДж/нм<sup>3</sup>.

РТЭ вследствие отклонения фактического перепада давлений на выходе из газовой турбины от номинального  $\Delta B_{(\Delta P_{2т})}$ , т. у. т., определяется аналогично (3) с подстановкой соответствующей поправки к расходу тепла в камеру сгорания ГТУ на отклонение перепада давлений дымовых газов на выходе из газовой турбины  $\Delta Q_{КС}^{(\Delta P_{2т})}$ , МВт.

Общий РТЭ ГТУ (РТЭ по показателю «КПД брутто ГТУ»), т. у. т., рассчитывается как

$$\Delta B_{(\eta_{\text{ГТУ}}^{\text{бр}})} = \frac{q_{\text{ГТУ}}^{\text{бр}(\Phi)} \Delta N_{\text{КПД}} \tau_{\text{раб}}^{\text{ГТ}} \cdot 10^{-3}}{7}, \quad (4)$$

где  $q_{\text{ГТУ}}^{\text{бр}(\Phi)}$  – фактическое значение удельного расхода тепла брутто на выработку электроэнергии ГТУ, ккал/(кВт·ч) (здесь и далее в аналогичных случаях приводится в

несистемных единицах измерения в соответствии с практикой составления технической отчетности электростанций);  $\Delta N_{\text{КПД}}$  – уменьшение электрической мощности ГТУ ввиду отклонения фактического КПД брутто ГТУ от номинального, МВт:

$$\Delta N_{\text{КПД}} = \frac{B_{\text{ГТУ}}^{(\Phi)} \eta_{\text{ГТУ}}^{\text{бр}(\text{H})} \left( 1 + \frac{\rho_{\text{топл}}^{(\Phi)} h_{\text{топл}}^{(\Phi)}}{3,6 \cdot Q_{\text{H}}^{p(\Phi)}} \right) - \mathcal{E}_{\text{ГТУ}}}{\tau_{\text{раб}}^{\text{ГТ}}}, \quad (5)$$

где  $B_{\text{ГТУ}}^{(\Phi)}$  – фактическое количество сожженного за период ГТУ топлива в условном исчислении, т. у. т.;  $\eta_{\text{ГТУ}}^{\text{бр}(\text{H})}$  – номинальное значение КПД брутто ГТУ, %;  $\mathcal{E}_{\text{ГТУ}}$  – выработка электроэнергии ГТУ за период, тыс. кВт·ч.

**Составляющие РТЭ КУ.** РТЭ вследствие отклонения фактических потерь тепла с уходящими газами КУ от номинального значения, т. у. т., определяется по формуле

$$\Delta B_{(q_2^{\text{КУ}})} = \left[ B_{\text{ГТУ}}^{(\Phi)} - \frac{0,1228 \mathcal{E}_{\text{ГТУ}} (2 - \eta_{\text{эм}}^{\text{ГТУ}})}{1 + \frac{\rho_{\text{топл}}^{(\Phi)} h_{\text{топл}}^{(\Phi)}}{3,6 \cdot Q_{\text{H}}^{p(\Phi)}}} \right] \times \frac{q_2^{\text{КУ}(\Phi)} - q_2^{\text{КУ}(\text{H})}}{\eta_{\text{КУ}}^{\text{бр}(\text{H})}}, \quad (6)$$

где  $\eta_{\text{эм}}^{\text{ГТУ}}$  – электромеханический КПД ГТУ, определяемый по нормативным энергетическим характеристикам ГТУ;  $q_2^{\text{КУ}(\Phi)}$  и  $q_2^{\text{КУ}(\text{H})}$  – фактическое и номинальное значения относительных потерь тепла с уходящими газами КУ, %;  $\eta_{\text{КУ}}^{\text{бр}(\text{H})}$  – номинальное значение КПД брутто КУ, %.

РТЭ вследствие отклонения фактической температуры уходящих газов КУ от номинального значения, т. у. т., рассчитывается как

$$\Delta B_{(t_2^{\text{КУ}})} = \left[ B_{\text{ГТУ}}^{(\Phi)} - \frac{0,1228 \mathcal{E}_{\text{ГТУ}} (2 - \eta_{\text{эм}}^{\text{ГТУ}})}{1 + \frac{\rho_{\text{топл}}^{(\Phi)} h_{\text{топл}}^{(\Phi)}}{3,6 \cdot Q_{\text{H}}^{p(\Phi)}}} \right] \times \frac{q_2^{\text{КУ}(\text{H})}}{\eta_{\text{КУ}}^{\text{бр}(\text{H})}} \frac{t_2^{\text{КУ}(\Phi)} - t_2^{\text{КУ}(\text{H})}}{t_{2т}^{(\Phi)} - t_{1к}^{(\Phi)} \frac{G_{1к}^{(\Phi)}}{G_{2т}^{(\Phi)}}}, \quad (7)$$

где  $t_2^{\text{КУ}(\Phi)}$  и  $t_2^{\text{КУ}(\text{H})}$  – фактическое и номинальное значения температуры уходящих газов за КУ, °С;  $t_{2т}^{(\Phi)}$  и  $t_{1к}^{(\Phi)}$  – фактические значения температуры дымовых газов за газовой турбиной ГТУ и воздуха перед компрессо-

ром ГТУ, °С;  $G_{2т}^{(ф)}$  и  $G_{1к}^{(ф)}$  – фактические значения расходов дымовых газов за газовой турбиной ГТУ и воздуха перед компрессором ГТУ, кг/с.

РТЭ вследствие отклонения фактических потерь тепла за счет наружного охлаждения КУ от номинального значения  $\Delta B_{(q_5^{КУ})}$

рассчитывается аналогично (6) с той разницей, что в числителе последнего сомножителя вместо разности  $(q_2^{КУ(ф)} - q_2^{КУ(н)})$  используется разность  $(q_5^{КУ(ф)} - q_5^{КУ(н)})$ , где  $q_5^{КУ(ф)}$  и  $q_5^{КУ(н)}$  – фактическое и номинальное значения относительных потерь тепла от наружного охлаждения КУ, %.

Общий РТЭ КУ (РТЭ по показателю «КПД брутто КУ») также рассчитывается аналогично (6). При этом в числителе последнего сомножителя вместо разности  $(q_2^{КУ(ф)} - q_2^{КУ(н)})$  используется разность  $(\eta_{КУ}^{бр(ф)} - \eta_{КУ}^{бр(н)})$ , где  $\eta_{КУ}^{бр(ф)}$  – фактическое значение КПД брутто КУ, %.

**Составляющие РТЭ ПТ ПГУ.** РТЭ ПТ ПГУ ввиду отклонения фактических параметров работы от их номинальных значений, т у.т., определяется по формуле

$$\Delta B_{Pi} = \frac{q_{ПГУ}^{н(ф)} \Delta N_{Pi} \tau_{раб}^{ПТ} \cdot 10^{-3}}{7}, \quad (8)$$

где  $q_{ПГУ}^{н(ф)}$  – фактическое значение удельного расхода тепла нетто на выработку электроэнергии энергоблоком ПГУ, ккал/(кВт·ч);  $\Delta N_{Pi}$  – поправка к электрической мощности ПТ ввиду отклонения фактического значения  $i$ -го параметра  $P_i$  от его номинального значения, МВт, определяемая по нормативным энергетическим характеристикам ПТ ПГУ;  $\tau_{раб}^{ПТ}$  – время работы ПТ ПГУ, ч.

Общий РТЭ ПТ ПГУ (РТЭ по показателю «Удельный расход тепла брутто на выработку электроэнергии») также определяется согласно (8). В этом случае соответствующая поправка к мощности учитывает долю электрической мощности, вырабатываемой по конденсационному циклу, в соответствии с подходом, применяемым для ПТ паросиловых установок<sup>5</sup>. В ПГУ, у которых отработавший в ПТ пар направляется в сетевой подогреватель первой ступени, как правило, применяются суховоздушные градирни (СВГ). При этом в СВГ отводится избыточное количество тепловой энергии от потока сетевой

воды, тем самым реализуется возможность независимого (в некоторых пределах) регулирования тепловой и электрической нагрузок энергоблока. Для таких ПГУ при расчете общего РТЭ ПТ по показателю «Удельный расход тепла брутто на выработку электроэнергии» поправка к мощности будет определяться следующим образом:

$$\Delta N_{q_{ПТ}^{бр}} = N_{ПТ} \frac{q_{ПТ}^{бр(ф)} - q_{ПТ}^{бр(н)}}{q_{ПТ}^{бр(н)}} \times \left( 1 - \frac{Q_{СВГ}^{(ф)}}{N_{ПТ} q_{ПТ}^{бр(н)} \tau_{раб}^{ПТ} \cdot 10^{-3}} \right), \quad (9)$$

где  $N_{ПТ}$  – фактическое значение средней за период электрической мощности паровой турбины, МВт;  $q_{ПТ}^{бр(ф)}$  и  $q_{ПТ}^{бр(н)}$  – фактическое и номинальное значения удельного расхода тепла брутто на выработку электроэнергии ПТ, ккал/(кВт·ч);  $Q_{СВГ}^{(ф)}$  – фактическое количество тепловой энергии, отведенной от сетевой воды в СВГ, Гкал.

**Составляющие РТЭ по затратам электрической и тепловой энергии на собственные нужды.** РТЭ ПГУ по затратам электрической энергии на собственные нужды определяется в соответствии с подходом, применяемым для паросиловых установок<sup>6</sup>.

РТЭ по затратам тепловой энергии на собственные нужды по каждой из статей (собственные нужды ГТ, КУ, ПТ, а также по технологическим потерям тепла, связанным с отпуском тепла внешним потребителям), т у.т., рассчитывается как

$$\Delta B_{(Q_{сн i})} = \left( B_{ГТУ}^{(ф)} - \frac{0,1228 \text{ Э}_{ГТУ} (2 - \eta_{эм}^{ГТУ})}{1 + \frac{\rho_{топл}^{(ф)} h_{топл}^{(ф)}}{3,6 \cdot Q_{н}^{р(ф)}}} \right) \times \frac{1,163 (Q_{сн i}^{(ф)} - Q_{сн i}^{(н)}) \xi_{сн i}}{Q_{2т, ср}^{(ф)} \tau_{раб}^{ГТ} \eta_{КУ}^{бр(ф)} \cdot 10^{-2}}, \quad (10)$$

где  $Q_{сн i}^{(ф)}$  и  $Q_{сн i}^{(н)}$  – фактическое и номинальное значения затрат тепловой энергии на собственные нужды по  $i$ -й статье, Гкал;  $\xi_{сн i}$  – коэффициент ценности пара, использованного для обеспечения  $i$ -й статьи затрат тепловой энергии на собственные нужды, опре-

<sup>5</sup> РД 34.08.552-95. Методические указания по составлению отчета электростанции и акционерного общества энергетики и электрификации о тепловой экономичности оборудования: разработ. АО «Фирма ОРГРЭС».

<sup>6</sup> Там же.

деляемый в соответствии в известными подходами<sup>7</sup>;  $Q_{2т, ср}^{(ф)}$  – фактическая средняя за отчетный период мощность потока дымовых газов газотурбинной установки, МВт.

**Соответствие разработанных методик расчета РТЭ ПГУ нормативным документам.** В настоящее время единственным нормативным документом, содержащим методики расчета РТЭ применительно к оборудованию парогазового цикла, является методика<sup>8</sup>, разработанная в ПАО «Интер РАО» (далее – Методика). Отметим, что эта методика распространяется только на электростанции данной энергетической компании. В нормативных документах федерального уровня требования к порядку расчета РТЭ ПГУ не установлены.

Анализ Методики позволяет указать на ряд присутствующих в ней неточностей и упрощений, приводящих к снижению достоверности определяемых в соответствии с ней РТЭ ПГУ.

Так, в расчетах не учитывается теплосодержание топливного газа на входе в камеры сгорания ГТУ, т. е. комплекс

$\left(1 + \frac{\rho_{топл}^{(ф)} h_{топл}^{(ф)}}{3,6 \cdot Q_{н}^{р(ф)}}\right)$  заменяется единицей. При

поступлении топливного газа в камеры сгорания ГТУ из газодожимных компрессоров такое упрощение приводит к ошибке в расчете каждой из составляющих РТЭ.

В части РТЭ КУ в Методике  $\Delta B_{(t_2^{кв})}$

фактически заменяется  $\Delta B_{(q_2^{кв})}$ , что приво-

дит к неверной интерпретации результатов анализа тепловой экономичности КУ и ГТУ.

Не регламентированы и особенности расчета РТЭ по ПТ ПГУ с СВГ.

Ряд составляющих РТЭ Методикой не определен, что приводит к невозможности проведения всесторонней оценки технического состояния оборудования и уровня его эксплуатации.

**Апробация результатов.** Приведем результаты апробации разработанной методики расчета РТЭ применительно к энергоблоку ПГУ номинальной электрической мощностью 116 МВт.

ПГУ-116 представляет собой трехвальный дубль-блок, включающий две ГТУ типа GTX-100 «ALSTOM PS AB» с КУ типа

HRSB без дожигания топлива, а также одну ПТ типа SST-700 (VAX MP16-DH) «SIEMENS AG Energy», работающую по схеме со сбросом отработавшего пара в сетевой подогреватель первой ступени и сбросом избыточного количества тепловой энергии от сетевой воды через СВГ.

Расчеты выполнены по данным о работе энергоблока в течение года ежемесячно. Для примера в таблице представлены результаты расчета РТЭ за один из месяцев (апрель).

Полученные результаты свидетельствуют, что при использовании разработанной методики расчета наблюдается удовлетворительная сходимость баланса РТЭ: отклонение суммарного РТЭ по ПГУ, определяемого по фактическим и номинальным значениям удельных расходов топлива на отпуск электрической и тепловой энергии и величинам этих отпусков, от суммы составляющих РТЭ по ГТУ, КУ, ПТ и затратам энергии на собственные нужды в данном примере составило менее 1 %.

Этот же вывод подтверждают и результаты расчета показателей в целом за год (см. рисунок): сумма составляющих РТЭ за год составила 1271 т у.т., а суммарный РТЭ по ПГУ – 1285 т у.т. (отклонение 1 %).

Отметим, что полученные в отношении баланса РТЭ результаты позволяют использовать разработанную методику при анализе технического состояния и уровня эксплуатации оборудования ТЭС с ПГУ, а также обеспечивают возможность оперативной верификации математических моделей оборудования, используемых в программных комплексах по оптимизации режимов работы ТЭС [8–10].

**Выводы.** Разработанная методика расчета РТЭ оборудования парогазового цикла обеспечивает возможность проведения объективной оценки технического состояния и уровня эксплуатации ГТУ и ПГУ, что подтверждается удовлетворительной сходимостью баланса РТЭ.

Предложенный подход может быть рекомендован к использованию в системах технического учета и отчетности электростанций, а также в программных комплексах по оптимизации режимов работы генерирующего оборудования.

<sup>7</sup> РД 34.08.552-95. Методические указания по составлению отчета электростанции и акционерного общества энергетики и электрификации о тепловой экономичности оборудования: разработ. АО «Фирма ОРГРЭС».

<sup>8</sup> МТ-050-2. Методика «Формирование отчета энергопредприятия о тепловой экономичности оборудования и по проведению энергетического анализа» АО «Интер РАО – Электрогенерация».

Для обеспечения объективности результатов анализа эффективности эксплуатируемых парогазовых энергоблоков необходима корректировка отраслевых нормативных документов с закреплением

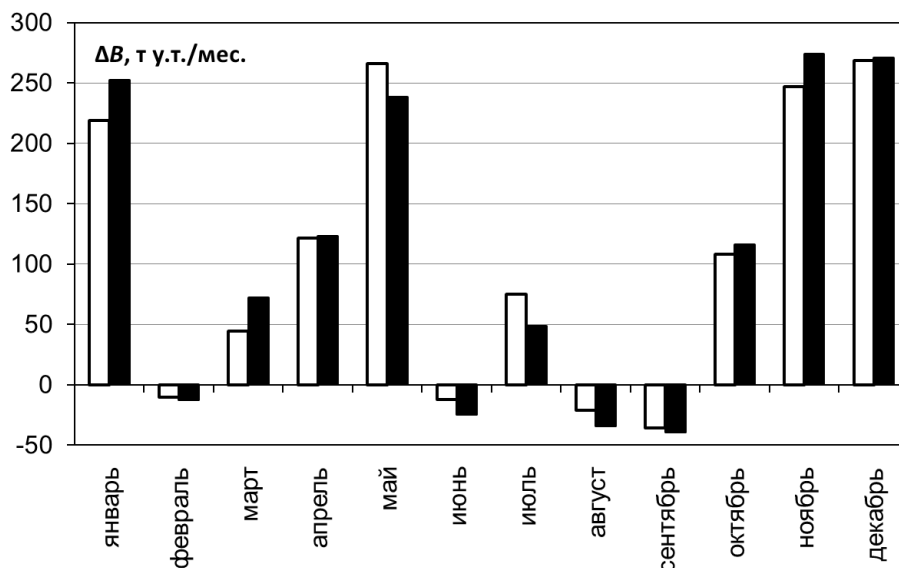
в них единых научно обоснованных методик расчета составляющих резерва тепловой экономичности оборудования парогазового цикла.

### Результаты расчета РТЭ по ПГУ-116 за апрель рассматриваемого года

Показатель, по которому определяется РТЭ	Значение, т у.т.
1. КПД брутто ГТУ-1, всего	39
в том числе:	
– неплановые пуски	0
– перепад давлений на всасе компрессора	16
– перепад давлений на выходе из турбины	15
2. КПД брутто ГТУ-2, всего	86
в том числе:	
– неплановые пуски	0
– перепад давлений на всасе компрессора	26
– перепад давлений на выходе из турбины	52
3. КПД брутто КУ-1, всего	-2
в том числе:	
– потери тепла от наружного охлаждения	-1
– потери тепла с уходящими газами, всего	-2
– в том числе, температура уходящих газов	-4
4. КПД брутто КУ-2, всего	-38
в том числе:	
– потери тепла от наружного охлаждения	0
– потери тепла с уходящими газами, всего	-37
– в том числе, температура уходящих газов	-24
5. Удельный расход тепла брутто на выработку электроэнергии ПТ, всего	18
в том числе:	
– давление пара контура высокого давления	-13
– температура пара контура высокого давления	-34
– температура пара контура низкого давления	7
– давление отработавшего пара, направляемого в сетевой подогреватель №1	55
– в том числе, температурный напор сетевого подогревателя №1	43
– давление пара в отборе на сетевой подогреватель №2	23
– в том числе, температурный напор сетевого подогревателя №2	20
– расход пара контура низкого давления	-22
6. КПД брутто пикового водогрейного котла*	0
7. Затраты электроэнергии на собственные нужды, всего	105
в том числе:	
– на собственные нужды ГТУ, всего	50
– в том числе, на газодожимные компрессоры	14
– на собственные нужды КУ, всего	8
– в том числе, на питательные насосы контура высокого давления	-19
– на питательные насосы контура низкого давления	6
– на собственные нужды ПТ, всего	17
– в том числе, на нужды СВГ	9
– на нужды теплофикационной установки, всего	29
– в том числе, на сетевые насосы	28
– на нужды пикового водогрейного котла*	0
8. Затраты тепловой энергии на собственные нужды, всего	-85
в том числе:	
– на собственные нужды ГТУ	-35
– на собственные нужды КУ	-31
– на собственные нужды ПТ	-14
– технологические потери тепла, связанные с отпуском тепла внешним потребителям	-5
Суммарный РТЭ по ПГУ-116	123
Сумма составляющих РТЭ по ПГУ-116**	122

Примечания. \* Пиковый водогрейный котел не работал в рассматриваемом месяце. \*\* Сумма составляющих по пп.1–8 таблицы.





Результаты расчета РТЭ по ПГУ-116 по месяцам рассматриваемого года: незакрашенные столбцы соответствуют сумме составляющих РТЭ; закрашенные столбцы – суммарному РТЭ по ПГУ

#### Список литературы

1. **Ледуховский Г.В., Поспелов А.А.** Расчет и нормирование показателей тепловой экономичности оборудования ТЭС. – Иваново, 2015. – 468 с.
2. **Горшков А.С.** Технико-экономические показатели тепловых электростанций. – 2-е изд., перераб. и доп. – М.: Энергия, 1974. – 240 с.
3. **Кузнецов Н.В., Дубовский И.Е., Митор В.В.** Тепловой расчет котельных агрегатов (нормативный метод) / под ред. Н.В. Кузнецова. – М.: Энергия, 1973. – 296 с.
4. **Резников М.И., Липов Ю.М.** Паровые котлы тепловых электростанций. – М.: Энергоатомиздат, 1981. – 240 с.
5. **Тепловой расчет котлов** / под ред. Г.М. Кагана. – 3-е изд., перераб. и доп. – СПб.: НПО ЦКТИ, 1998. – 260 с.
6. **Сахаров А.М.** Тепловые испытания паровых турбин. – М.: Энергоатомиздат, 1990. – 238 с.
7. **Щегляев А.В.** Паровые турбины. – М.: Энергия, 1967. – 368 с.
8. **Программный комплекс «ТЭС–Эксперт»:** опыт оптимизации режимов работы оборудования ТЭЦ / Е.В. Барочкин, А.А. Поспелов, В.П. Жуков и др. // Вестник ИГЭУ. – 2006. – Вып. 4. – С. 3–6.
9. **Arakelyan E.K., Minasyan S.A., Agababyan G.E.** Methodical principles of multicriterial optimization of daily operating conditions of power equipment at thermal power stations // Thermal Engineering. – 2006. – Vol. 53, No. 10. – P. 767–771.
10. **Optimal generation and transmission of energy in heat and electric networks** / V.P. Zhukov, E.V. Barochkin, D.A. Ulanov и др. // Thermal Engineering. – 2011. – Vol. 58, No. 8. – P. 629–633.

#### References

1. Leduchovskiy, G.V., Pospelov, A.A. *Raschet i normirovanie pokazateley teplovooy ekonomichnosti oborudovaniya TES* [Calculation and normalization of indicators of thermal efficiency of the TPP equipment]. Ivanovo, 2015. 468 p.
2. Gorshkov, A.S. *Tekhniko-ekonomicheskie pokazateli teplovykh elektrostantsiy* [Technical and economic indicators of thermal power plants]. Moscow: Energiya, 1974. 240 p.
3. Kuznetsov, N.V., Dubovskiy, I.E., Mitor, V.V. *Teplovooy raschet kotel'nykh agregatov (normativnyy metod)* [Thermal calculation of boiler units (standard method)]. Moscow: Energiya, 1973. 296 p.
4. Reznikov, M.I., Lipov, Yu.M. *Parovye kotly teplovykh elektrostantsiy* [Steam boilers of thermal power stations]. Moscow: Energoatomizdat, 1981. 240 p.
5. Kagan, G.M. *Teplovooy raschet kotlov* [Thermal calculation of boilers]. Saint-Petersburg: NPO TsKTI, 1998. 260 p.
6. Sakharov, A.M. *Teplovye ispytaniya parovoykh turbin* [Thermal testing of steam turbines]. Moscow: Energoatomizdat, 1990. 238 p.
7. Shcheglyayev, A.V. *Parovye turbiny* [Steam turbines]. Moscow: Energiya, 1967. 368 p.
8. Barochkin, E.V., Pospelov, A.A., Zhukov, V.P., Andreev, A.A., Leduchovskiy, G.V., Borisov, A.A. *Vestnik IGEU*, 2006, issue 4, pp. 3–6.
9. Arakelyan, E.K., Minasyan, S.A., Agababyan, G.E. *Thermal Engineering*, 2006, vol. 53, no. 10, pp. 767–771.
10. Zhukov, V.P., Barochkin, E.V., Ulanov, D.A., Leduchovskiy, G.V., Zubanov, A.A. *Thermal Engineering*, 2011, vol. 58, no. 8, pp. 629–633.