



УДК 621.311.22:621.165:620.9

[https://doi.org/10.70769/2181-2284.ME.2\(23\).2026.27](https://doi.org/10.70769/2181-2284.ME.2(23).2026.27)

**ПОВЫШЕНИЕ ДОСТОВЕРНОСТИ ОЦЕНКИ ПОТЕНЦИАЛА
ЭНЕРГОЭФФЕКТИВНОСТИ ТЭЦ С ПГУ НА ОСНОВЕ
УСОВЕРШЕНСТВОВАННОЙ МЕТОДИКИ РАСЧЕТА
ЭНЕРГЕТИЧЕСКОЙ БАЗОВОЙ ЛИНИИ**

А.С. Марков*, О.В. Новикова

СПБПУ им. Петра Великого, Россия, 195251, г. Санкт-Петербург, ул. Политехническая 29П

*e-mail: aleksandr.markov.02@mail.ru

Аннотация. В статье рассматривается задача доказательного определения энергетического эффекта от режимных и организационно-технических мероприятий на теплоэлектроцентралях с парогазовыми установками. Показано, что прямое сравнение удельных расходов топлива до и после мероприятия не позволяет надежно отделить реальную экономию от влияния температуры наружного воздуха, изменения электрической и тепловой нагрузки, переходных режимов и технического состояния оборудования. Цель исследования состоит в разработке нормализованной энергетической базовой линии, пригодной для оценки фактической результативности работы энергоблока в сопоставимых условиях эксплуатации. Методика основана на расчете суммарного расхода условного топлива, многофакторной регрессионной модели, робастной фильтрации аномальных интервалов и построении доверительных интервалов прогноза. В модель включены отпуск электрической и тепловой энергии, температура наружного воздуха, признаки состава работающего оборудования и индекс технического состояния. Расчетная апробация показала снижение среднеквадратической ошибки оценки с 2,8 до 1,4 %, уменьшение систематического смещения до +0,1 % и возможность выявления экономии топлива величиной около 2-3 г у.т./кВт·ч. Предложенный подход позволяет использовать энергетическую базовую линию как инструмент непрерывного мониторинга, выбора оптимальных режимов загрузки и верификации результатов энергосберегающих мероприятий.

Ключевые слова: измерение и верификация, робастная регрессия, доверительный интервал, топливная характеристика, техническая диагностика, температурная нормализация, эксплуатационные данные, энергосберегающие мероприятия.

UDC 621.311.22:621.165:620.9

**IMPROVING THE RELIABILITY OF ENERGY-EFFICIENCY POTENTIAL
ASSESSMENT FOR COMBINED-CYCLE CHP PLANTS BASED ON AN IMPROVED
ENERGY BASELINE CALCULATION METHOD**

A.S. Markov*, O.V. Novikova*

Peter the Great St. Petersburg Polytechnic University, 29P Polytechnicheskaya St., 195251, St. Petersburg, Russia

*e-mail: aleksandr.markov.02@mail.ru

Abstract. The paper addresses the problem of evidence-based determination of the energy effect of operational and organizational measures at combined-cycle combined heat and power plants. It is shown that a direct comparison of specific fuel consumption before and after an intervention does not reliably separate actual fuel savings from the influence of ambient temperature, electric and heat load variation, transient operating conditions and equipment health. The purpose of the study is to develop a normalized energy baseline suitable for assessing the actual performance of a power unit under comparable operating conditions. The proposed method is based



on the calculation of total standard fuel consumption, a multivariable regression model, robust filtering of abnormal intervals and the construction of prediction confidence intervals. The model includes electricity and heat output, ambient temperature, operating-configuration indicators and an equipment-health index. A computational validation demonstrated a reduction in root mean square error from 2,8 to 1,4 %, a decrease in systematic bias to +0,1 %, and the ability to identify fuel savings of about 2-3 g of standard fuel per kWh. The proposed approach makes it possible to use the energy baseline as a tool for continuous monitoring, selection of optimal load schedules and verification of energy-saving measures.

Key words: *measurement and verification, robust regression, confidence interval, fuel characteristic, technical diagnostics, temperature normalization, operational data, energy-saving measures.*

Введение

Для теплоэлектроцентралей (ТЭЦ) с парогазовыми установками (ПГУ) одной из наиболее сложных практических задач является не только расчет фактических технико-экономических показателей, но и доказательное определение «чистого» эффекта от внедрения режимных мероприятий. К таким мероприятиям относятся оптимизация графика электрической нагрузки, перераспределение тепловой нагрузки между отборами, корректировка режимов дожига, регламентов промывки компрессора газотурбинной установки (ГТУ), настройки вакуумной системы и оперативного состава работающего оборудования.

В реальной эксплуатации изменение удельного расхода топлива может быть вызвано не самым мероприятием, а температурой наружного воздуха, изменением состава топлива, старением оборудования, загрязнением проточной части, переходными режимами, пусками и остановами. Поэтому прямое сравнение показателей «до» и «после» без нормализации условий эксплуатации приводит к завышению или занижению фактической экономии топлива.

В системах энергетического менеджмента инструментом такого сравнения является энергетическая базовая линия (Energy Baseline, EnB). Стандарты ISO 50006 и ГОСТ Р 57912-2017 рассматривают EnB как количественную основу для оценки энергетических результатов и их изменений, а ISO 50015 и ГОСТ Р 57913-2017 задают общие принципы измерения и верификации энергетических улучшений [1-4]. Для генерирующих объектов применение EnB требует специальной адаптации, поскольку ТЭЦ-ПГУ одновременно производит электрическую и тепловую энергию, работает в широком диапазоне нагрузок, имеет нелинейную зависимость коэффициента полезного действия от метеоусловий и технического состояния оборудования.

В действующей российской практике расчет нормативов удельного расхода топлива на отпущенную электрическую и тепловую энергию регламентируется Приказом Минэнерго России от 30.12.2008 № 323 [5]. При этом в эксплуатационных расчетах ТЭЦ применяется физический метод распределения топлива между видами отпускаемой энергии. Настоящая работа не ставит задачу пересмотра физического метода как способа отчетного распределения топлива. Проблема формулируется иначе: при оценке эффекта конкретных режимных мероприятий физический метод должен быть дополнен нормализованной EnB, позволяющей сравнивать фактический расход топлива с расчетным расходом при тех же нагрузках, температуре и техническом состоянии оборудования.

Международные документы по энергетическому менеджменту задают общий принцип: энергетические результаты должны оцениваться не по абсолютному изменению потребления, а по изменению потребления, скорректированному на существенные переменные. ISO 50001 требует использовать данные для понимания энергопотребления, измерять результаты и обеспечивать непрерывное улучшение энергетического менеджмента [1]. ISO 50006 конкретизирует построение, применение и поддержание показателей энергетических результатов и энергетических базовых линий [2]. Сходная логика заложена в IPMVP и ASHRAE Guideline 14: экономия энергии не измеряется напрямую, поскольку она



представляет собой отсутствие потребления; она определяется сравнением фактического потребления после мероприятия с базовым потреблением, приведенным к сопоставимым условиям [6, 7].

Технические исследования по ПГУ подтверждают, что без такой нормализации оценка эффекта мероприятий становится недостоверной. А. Wan и Т. Chen при анализе газовой ПГУ на реальных эксплуатационных данных показали, что повышение температуры наружного воздуха существенно снижает мощность и эффективность комбинированного цикла [8]. N. Hepperle, D. Therkorn, E. Schneider и S. Staudacher показали, что деградация газотурбинных и парогазовых установок имеет как восстанавливаемую, так и невосстанавливаемую составляющие, а корректная оценка деградации требует систематического накопления, очистки, приведения и анализа штатных измерений электростанции [9]. R. Kurz и K. Brun подчеркивают, что деградация газотурбинной установки должна рассматриваться как системный эффект взаимодействия компрессора, турбины и присоединенного оборудования [10].

Российские исследования также указывают на значимость переменных режимов и технического состояния для расчета энергетических показателей ТЭС и ТЭЦ-ПГУ. Работы Р.З. Аминова и М.В. Гариевского рассматривают влияние переменных электрических нагрузок и износа оборудования на эффективность парогазовых ТЭЦ [12]. Э.М. Фархадзаде и соавторы показывают, что достоверность интегральных показателей энергоблоков существенно зависит от предварительной фильтрации эксплуатационной выборки и исключения грубых ошибок [13]. В работах В.Э. Алексеюка и соавторов развиваются методы идентификации математических моделей теплоэнергетического оборудования по штатным измерениям [14].

Таким образом, анализ литературы показывает два методических разрыва. Первый состоит в том, что международные стандарты задают общие принципы EnV и измерения, и верификации (Measurement and Verification, M&V), но не описывают отраслевую модель для теплофикационной ПГУ с одновременным отпуском электрической и тепловой энергии. Второй заключается в том, что технические исследования ПГУ подробно анализируют деградацию и влияние внешних условий, но редко связывают эти модели с процедурой доказательного расчета экономии топлива по конкретным режимным мероприятиям.

Цель работы - разработать и обосновать методику построения нормализованной энергетической базовой линии для ТЭЦ-ПГУ, которая повышает достоверность оценки энергоэффективности и позволяет количественно отделять эффект энергосберегающего мероприятия от фоновой эксплуатационной вариативности.

Методы и материалы

Усовершенствование энергетической базовой линии как принцип не является новым результатом автора: она закреплена в ISO 50006, ISO 50015, IPMVP и ASHRAE Guideline 14 [2, 3, 6, 7]. Авторский результат настоящей работы состоит в адаптации этого принципа к ТЭЦ-ПГУ. Такая адаптация включает четыре элемента: выбор суммарного расхода условного топлива блока в границах энергетического баланса в качестве целевой переменной; включение в модель одновременно электрической нагрузки, тепловой нагрузки, температуры наружного воздуха и индекса технического состояния; предварительную робастную фильтрацию аномальных и переходных режимов; использование доверительных интервалов и минимально обнаруживаемого эффекта для принятия решения о наличии экономии.

Пусть для каждого расчетного интервала t известны фактический расход природного газа $G_{газ,t}$, его низшая теплота сгорания $Q_{н,t}$, отпуск электроэнергии E_t , отпуск тепловой энергии Q_t , температура наружного воздуха T_t , диагностические параметры оборудования z_t и признак режима R_t . Требуется построить такую функцию базового расхода топлива $V_{base}(x_t)$, чтобы разность между усовершенствованным базовым расходом и фактическим



расходом после мероприятия отражала именно энергетический эффект мероприятия, а не изменение внешних условий.

Границы модели принимаются по энергоблоку ТЭЦ-ПГУ в целом. Это позволяет избежать смешения задачи EnB с задачей распределения затрат топлива между электрической и тепловой энергией. Фактический расход условного топлива за интервал t определяется по формуле:

$$B_t = \frac{(G_{\text{газ}_t} \cdot Q_{\text{н}_t})}{29,3076} \quad (1)$$

где B_t - расход условного топлива, кг у.т.; $G_{\text{газ}_t}$ - расход природного газа, кг или м^3 с приведением к энергетическим единицам; $Q_{\text{н}_t}$ - низшая теплота сгорания топлива, МДж/кг или МДж/ м^3 ; 29,3076 - теплота сгорания 1 кг условного топлива, МДж/кг у.т.

Базовая линия задается как регрессионная зависимость суммарного расхода топлива от факторов, определяющих режим и техническое состояние оборудования:

$$B_t(\text{EnB}) = \beta_0 + \beta_1 E_t + \beta_2 Q_t + \beta_3 T_t + \beta_4 T_t^2 + \beta_5 E_t^2 + \beta_6 Q_t^2 + \beta_7 E_t Q_t + \beta_8 \Theta_t + \beta_9 R_t + \varepsilon_t \quad (2)$$

В формуле (2) E_t - отпуск электрической энергии, МВт·ч; Q_t - отпуск тепловой энергии, Гкал или МВт·ч с единым приведением размерностей; T_t - температура наружного воздуха, °C;

Θ_t - индекс технического состояния; R_t - набор бинарных переменных, отражающих устойчивые эксплуатационные состояния, например работу с дожигом, состав работающего оборудования, отопительный или межотопительный период; ε_t - случайная ошибка модели.

Индекс технического состояния вводится для отделения эффекта мероприятия от фонового старения и загрязнения оборудования. В простейшей форме он может рассчитываться как взвешенная сумма нормированных отклонений диагностических параметров:

$$\Theta_t = w_1 \left(1 - \frac{\eta_{c_t}}{\eta_{c_0}}\right) + w_2 \left(\frac{\Delta p_{f_t}}{\Delta p_{f_0}} - 1\right) + w_3 \left(1 - \frac{\eta_{st_t}}{\eta_{st_0}}\right) \quad (3)$$

Здесь η_{c_t} - текущая оценка политропного или изоэнтропного коэффициента полезного действия компрессора ГТУ; Δp_{f_t} - перепад давления на входном фильтре; η_{st_t} - диагностический показатель паровой турбины; индекс 0 соответствует базовому технически исправному состоянию; w_i - весовые коэффициенты, определяемые по чувствительности расхода топлива к соответствующему параметру.

Оценка параметров β выполняется методом наименьших квадратов или робастной М-оценкой после предварительной фильтрации данных. Для контроля качества модели используются среднеквадратическая ошибка (Root Mean Square Error, RMSE), нормированное среднее смещение (Normalized Mean Bias Error, NMBE), скорректированный коэффициент детерминации R^2 и анализ остатков по режимным диапазонам:

$$\text{RMSE} = \sqrt{\sum \frac{(B_t - \hat{B}_t)^2}{n}} \quad (4)$$

$$\text{NMBE} = \sum \frac{(B_t - \hat{B}_t)}{((n - p) \cdot \bar{B})} \cdot 100\% \quad (5)$$

Прогнозный доверительный интервал базовой линии для нового режима x_0 определяется выражением:

$$PI_{0.95}(x_0) = \hat{B}_0 \pm t_{0.975; n-p} \cdot s \cdot \sqrt{1 + x_0^T \cdot (X^T \cdot X)^{-1} \cdot x_0} \quad (6)$$

В формуле (6) s - стандартная ошибка регрессии; X - матрица факторов обучающей выборки; p - число оцениваемых параметров. Наличие энергосберегающего эффекта признается статистически значимым, если фактический расход топлива после мероприятия ниже нижней границы базового прогноза или если накопленная экономия превышает минимально обнаруживаемый эффект с заданной доверительной вероятностью.



Качество EnB определяется не только формой модели, но и качеством обучающей выборки. В исходный массив не должны попадать пуски, остановки, аварийные переключения, работа ниже технологического минимума, интервалы с некорректными показаниями датчиков, неполные журнальные записи и приграничные реализации, возникающие при переходе между режимами.

Предлагаемый алгоритм фильтрации включает пять этапов. На первом этапе удаляются интервалы с недостоверными технологическими признаками: отсутствие показаний расхода газа, отрицательный отпуск энергии, невозможные значения температуры, нарушенный энергетический баланс. На втором этапе исключаются пуски, остановки и интервалы с высокой скоростью изменения нагрузки: $\left| \frac{dE}{dt} \right| > q_E$ и $\left| \frac{dQ}{dt} \right| > q_0$. На третьем этапе строится предварительная модель $B_t = f(E_t, Q_t, T_t)$, после чего рассчитываются остатки e_t . На четвертом этапе применяется робастный критерий медианного абсолютного отклонения:

$$|e_t - med(e)| > k \cdot 1,4826 \cdot MAD(e), k = 3 \dots 4 \quad (7)$$

На пятом этапе выполняется проверка остатков по режимным кластерам. Если кластер имеет устойчивое систематическое смещение, он не удаляется автоматически, а выделяется в отдельный режим R_t . Это важно для ТЭЦ-ПГУ, поскольку часть «выбросов» на самом деле отражает физически корректную работу в ином составе оборудования.

После внедрения мероприятия фактический расход топлива сравнивается не с расходом предыдущего периода, а с нормализованным расходом EnB при фактически сложившихся условиях отчетного периода. Экономия условного топлива за интервал t определяется как:

$$\Delta B_t = \widehat{B}_t(EnB; E_t, Q_t, T_t, \theta_t, R_t) - B_t^{(fact)} \quad (8)$$

Для электрического представления эффекта в сопоставимых режимах может использоваться показатель:

$$\Delta b_{et} = \frac{\Delta B_t}{E_t}, \text{ г у. т./кВт} \cdot \text{ч} \quad (9)$$

Накопленная экономия за отчетный период m рассчитывается как сумма положительных и отрицательных отклонений:

$$S_m = \sum_{t=1}^m \Delta B_t, \text{ г у. т.} \quad (10)$$

Результаты

Расчетная апробация выполнена на ретроспективном массиве эксплуатации энергоблока ТЭЦ-ПГУ, включающем технологические параметры автоматизированной системы управления технологическим процессом, коммерческий учет отпущенной электрической и тепловой энергии, расход и теплоту сгорания газа, а также метеорологические данные. В качестве контрольного показателя использовался расход условного топлива, приведенный к фактическому отпуску энергии и сопоставимым режимам.

Последовательность расчета включала: формирование часовой выборки устойчивых режимов; исключение пусков, остановов, аварийных и неполных интервалов; расчет B_t по формуле (1); построение модели EnB по формуле (2); проверку остатков по режимным диапазонам; расчет прогнозных доверительных интервалов; сравнение результата с действующей нормативно-отчетной оценкой по физическому методу и Приказу № 323.

Контрольный диапазон для интервальной оценки: электрическая нагрузка 250-300 МВт, температура наружного воздуха -5...+5 °С.

Таблица 1.

Сравнение точности оценки энергетического результата

Table 1.

Comparison of energy performance assessment accuracy

Показатель	Нормативно-отчетная оценка по физическому методу и Приказу № 323	Предлагаемая усовершенствованная EnB
Систематическое смещение (bias), %	-1,2	+0,1
RMSE прогноза, %	2,8	1,4
95%-ный прогнозный интервал, г у.т./кВт·ч	не задается; фактический диапазон 215-231	$222,4 \pm 1,8$
Минимально обнаруживаемый эффект, г у.т./кВт·ч	около 8-10	около 2-3
Доля ложных заключений о наличии эффекта мероприятия, %	до 15	менее 5

Полученные результаты показывают, что главная добавленная ценность EnB состоит не в замене нормативного расчета технико-экономических показателей, а в повышении достоверности измерения эффекта. Нормативно-отчетный расчет фиксирует достигнутый уровень топливоиспользования, но не отделяет вклад мероприятия от вклада температуры, нагрузки и технического состояния. Нормализованная EnB выполняет именно эту функцию и позволяет использовать технико-экономические показатели как управляемый показатель энергоэффективности.

Для условий контрольного диапазона нормативно-отчетный подход дает широкий интервал возможных значений удельного расхода топлива – 215-231 г у.т./кВт·ч. При таком разбросе экономия 2-4 г у.т./кВт·ч от оптимизации графика загрузки не может быть надежно доказана. Предлагаемая модель снижает ширину 95%-ного интервала до $\pm 1,8$ г у.т./кВт·ч, что делает эффект малозатратных мероприятий измеримым и пригодным для принятия решений.

Например, если в указанном режиме блок работает 650 ч/год со средней электрической нагрузкой 275 МВт, то снижение удельного расхода на 2,5 г у.т./кВт·ч соответствует годовой экономии:

$$S = \frac{\Delta b_e \cdot N_e \cdot \tau}{1000} = \frac{2,5 \cdot 275 \cdot 650}{1000} = 446,9 \text{ т у.т.} \quad (11)$$

При низшей теплоте сгорания природного газа 34,3 МДж/м³ — это эквивалентно примерно 382 тыс. м³ газа в год:

$$V_{\text{газ}} = \frac{S \cdot 10^3 \cdot 29,3076}{34,3} \approx 382 \cdot 10^3 \text{ м}^3 \quad (12)$$

Следовательно, методика помогает повысить энергоэффективность за счет выявления статистически подтвержденных зон перерасхода топлива, ранжирования режимных мероприятий по доказанному эффекту, формирования целевых карт оптимальной загрузки и снижения числа ложных управленческих решений.

Обсуждение

Повышение достоверности достигается за счет четырех механизмов. Первый механизм - нормализация условий сравнения. Базовая линия рассчитывает, каким должен быть расход топлива при фактической температуре, фактическом отпуске электрической и тепловой энергии и фактическом техническом состоянии. Второй механизм - исключение аномальных интервалов, которые не характеризуют устойчивую работу блока. Третий



механизм - учет нелинейности через квадратичные и перекрестные члены модели. Четвертый механизм - интервальная, а не точечная оценка результата.

Методика совместима с физическим методом распределения топлива. Если необходимо сформировать отчетные показатели по электрической и тепловой энергии, физический метод применяется как к фактическому расходу, так и к нормализованному базовому расходу. Тем самым сохраняется сопоставимость с действующей отчетностью, но добавляется статистическая проверка энергетического эффекта.

Практическая ценность методики состоит в переводе оценки энергоэффективности из формата сравнения средних значений в формат непрерывного мониторинга отклонений. Модель показывает, в каких диапазонах электрической и тепловой нагрузки фактический расход топлива статистически превышает базовый прогноз. Это позволяет корректировать график загрузки и тепловую схему не по усредненному коэффициенту полезного действия, а по фактической предельной топливной характеристике.

Включение индекса технического состояния позволяет отличить потерю эффективности из-за загрязнения компрессора или роста сопротивления фильтров от эффекта диспетчерского режима. В результате появляется расчетное основание для своевременной промывки, ремонта или калибровки измерительных каналов. Доверительные интервалы уменьшают риск признания случайного колебания расхода топлива экономией, что особенно важно для энергосервисных и организационно-технических мероприятий с небольшим ожидаемым эффектом.

Ограничением предложенного подхода является необходимость достаточного массива достоверных эксплуатационных данных. Для корректного применения модели требуются устойчивые режимы во всем диапазоне нагрузок, регулярная проверка измерительных каналов, регистрация состава работающего оборудования и корректное ведение журнала ремонтов. При изменении тепловой схемы, состава оборудования или топлива базовая линия должна пересчитываться либо дополняться переменными, отражающими эти изменения.

Заключение

1. Основная проблема оценки энергоэффективности ТЭЦ-ПГУ состоит в определении чистого эффекта режимных мероприятий на фоне температурной, нагрузочной и технической вариативности. Простое сравнение удельных расходов топлива до и после мероприятия не обеспечивает требуемой достоверности.

2. Действующая нормативно-отчетная методика и физический метод распределения топлива должны рассматриваться как база для расчета технико-экономических показателей, но для измерения эффекта энергосбережения их целесообразно дополнять нормализованной энергетической базовой линией.

3. Предложенная модель EnB использует суммарный расход условного топлива блока, электрическую и тепловую нагрузку, температуру наружного воздуха, индекс технического состояния и признаки режима. Это позволяет исключить из оценки влияния, не связанные с энергосберегающим мероприятием.

4. В расчетной апробации предложенная методика снизила RMSE оценки с 2,8 до 1,4 %, уменьшила систематическое смещение до +0,1 % и обеспечила 95%-ный прогнозный интервал $\pm 1,8 \text{ г у.т./кВт}\cdot\text{ч}$ в контрольном диапазоне нагрузок.

5. Практическое применение методики повышает энергоэффективность за счет выявления статистически подтвержденных зон перерасхода топлива, выбора оптимальных режимов загрузки, обоснования регламентов промывки и ремонта, а также достоверной верификации результатов энергосервисных и организационно-технических мероприятий.

6. Дальнейшее развитие методики целесообразно связать с внедрением онлайн-мониторинга EnB, автоматической диагностикой нештатных отклонений, использованием градиентного повышения или нейронных сетей для нелинейного прогноза, а также с



разработкой отраслевых требований к M&V для генерирующих объектов на базе ISO 50015 и ASHRAE Guideline 14.

Литература

1. ISO 50001:2018. Energy management systems - Requirements with guidance for use. International Organization for Standardization, 2018.
2. ISO 50006:2023. Energy management systems - Evaluating energy performance using energy performance indicators and energy baselines. International Organization for Standardization, 2023.
3. ISO 50015:2014. Energy management systems - Measurement and verification of energy performance of organizations - General principles and guidance. International Organization for Standardization, 2014.
4. ГОСТ Р 57912-2017 (ИСО 50006:2014). Системы энергетического менеджмента. Измерение энергетических результатов на основе использования энергетических базовых линий и показателей энергетических результатов. Общие принципы и руководство.
5. Приказ Минэнерго России от 30.12.2008 № 323 «Об утверждении порядка определения нормативов удельного расхода топлива при производстве электрической и тепловой энергии».
6. Efficiency Valuation Organization. International Performance Measurement and Verification Protocol (IPMVP): Core Concepts. EVO, 2022.
7. ASHRAE Guideline 14-2023. Measurement of Energy, Demand, and Water Savings. Atlanta: ASHRAE, 2023.
8. Wan A., Chen T. Performance degradation analysis of combined cycle power plant under high ambient temperature // Thermal Science. 2022. DOI: 10.2298/TSCI210221226W.
9. Hepperle N., Therkorn D., Schneider E., Staudacher S. Assessment of Gas Turbine and Combined Cycle Power Plant Performance Degradation // Proceedings of ASME Turbo Expo 2011. GT2011-45375. DOI: 10.1115/GT2011-45375.
10. Kurz R., Brun K. Degradation in Gas Turbine Systems // Journal of Engineering for Gas Turbines and Power. 2001. Vol. 123, No. 1. P. 70-77.
11. Ranjan R., Diakunchak I.S., Boyce M.P., Meher-Homji C.B. Modeling and Analysis of Gas Turbine Performance Deterioration // Journal of Engineering for Gas Turbines and Power. 1994. Vol. 116, No. 1. P. 46-52. DOI: 10.1115/1.2906808.
12. Аминов Р.З., Гариевский М.В. Эффективность работы парогазовых ТЭЦ при переменных электрических нагрузках с учетом износа оборудования // Известия РАН. Энергетика. 2018. № 4. С. 73-85.
13. Фархадзаде Э.М., Мурадалиев А.З., Рафиева Т.К., Рустамова А.А. Достоверность интегральных показателей эффективности работы энергоблоков ТЭС // Надежность и безопасность энергетики. 2020. № 1(48). С. 20-28.
14. Алексеюк В.Э., Максимов А.С., Сафронов П.Г. Усовершенствованная методика идентификации математических моделей теплоэнергетического оборудования // Вестник ИргТУ. 2019. Т. 23, № 3. С. 503-515.
15. Зиновьева А.С. Совершенствование методик расчета технических и технико-экономических показателей работы парогазовых установок ТЭС: дис. ... канд. техн. наук. Иваново: ИГЭУ, 2025.
16. Kim M., Esfahani I.J., Lee S., Kim M., Yoo C. Performance assessment and system optimization of a combined cycle power plant based on exergoeconomic and exergoenvironmental analyses // Korean Journal of Chemical Engineering. 2017. Vol. 34. P. 639-649.