



ПОВЫШЕНИЕ ЭКОНОМИЧНОСТИ РАБОТЫ ТЭЦ НА БАЛАНСИРУЮЩЕМ РЫНКЕ ЗА СЧЕТ ПРОГНОЗИРОВАНИЯ ТЕХНИКО-ЭКОНОМИЧЕСКИХ ПОКАЗАТЕЛЕЙ

Султанов М.М., Смирнов А.А., Жильцов Е.В., Яковлева Е.Ю.

Филиал ФГБОУ ВО «НИУ «МЭИ», г. Волжский, Россия

lehasmirnov1@gmail.com

Резюме: АКТУАЛЬНОСТЬ исследования обусловлена растущими требованиями к экономической эффективности теплоэлектроцентрали (ТЭЦ) в условиях функционирования на балансирующем рынке электроэнергии. Современные рыночные механизмы предполагают высокую гибкость и точность в управлении генерацией, что делает критически важным оперативное прогнозирование технико-экономических показателей станции. ЦЕЛЬ. Разработать методику повышения экономичности работы ТЭЦ на балансирующем рынке электроэнергии за счет прогнозирования технико-экономических показателей. МЕТОДЫ. Алгоритм разработан на основе комплексного анализа длительных эксплуатационных данных и применения метода аналогов с учётом физического износа оборудования. Это обеспечивает высокую точность прогноза – до 0,53%, что значительно превосходит стандартные методики. РЕЗУЛЬТАТЫ. Практическое внедрение разработанного решения демонстрирует существенное снижение финансовых потерь: на 46–54% в ночные часы, когда спрос минимален и цены на электроэнергию падают, а также на 29,2% при работе станции на техническом минимуме, связанном с ограничениями по устойчивости и КПД. Годовой экономический эффект от применения методики достигает 109,1 млн рублей. ЗАКЛЮЧЕНИЕ. Результаты исследования ориентированы на использование в системах оперативного управления режимами работы ТЭЦ и формирования оптимальных ценовых заявок на балансирующем рынке. Это не только повышает конкурентоспособность станции, но и способствует более эффективному использованию имеющихся ресурсов, что особенно актуально в условиях ограничений на новые инвестиции и необходимости повышения энергоэффективности.

Ключевые слова: теплоэлектроцентраль (ТЭЦ); балансирующий рынок; прогнозирование; оптимизация режимов; метод аналогов; интеграция алгоритмов; экономическая эффективность.

Благодарности: Работа выполнена в рамках проекта «Модели повышения эффективности и оптимизации загрузки энергооборудования ТЭЦ на балансирующем рынке на основе технико-экономических показателей» при поддержке гранта НИУ «МЭИ» на реализацию программы научных исследований «Приоритет 2030: Технологии будущего» в 2024-2026 гг.

Для цитирования: Султанов М.М., Смирнов А.А., Жильцов Е.В., Яковлева Е.Ю. Повышение экономичности работы ТЭЦ на балансирующем рынке за счет прогнозирования технико-экономических показателей // Известия высших учебных заведений. ПРОБЛЕМЫ ЭНЕРГЕТИКИ. 2026. Т. 28. № 1. С. 118-130. doi: 10.30724/1998-9903-2026-28-1-118-130.

ENHANCING CHP PLANT ECONOMIC EFFICIENCY IN THE BALANCING MARKET THROUGH FORECASTING TECHNICAL AND ECONOMIC INDICATORS

Sultanov M.M., Smirnov A.A., Zhiltsov E.V., Yakovleva E.Yu.

Volzhsky Branch of the National Research University "Moscow Power Engineering Institute" (MPEI), Volzhsky, Russia

lehasmirnov1@gmail.com

Abstract: RELEVANCE of this study stems from the growing demands on the economic efficiency of thermal power plants (TPPs) operating in the balancing electricity market. Modern market mechanisms require high flexibility and precision in generation management, making prompt forecasting of the plant's technical and economic indicators critically important. THE PURPOSE. To develop a methodology for increasing the efficiency of CHP operation in a balancing electricity market by forecasting technical and economic indicators. METHODS. We developed the algorithm by conducting a comprehensive analysis of long-term operational data and applying the analogy method while accounting for equipment physical wear. This approach ensures high forecast accuracy – up to 0,53% – which significantly outperforms standard methods. RESULTS. The practical implementation of our solution demonstrates a substantial reduction in financial losses: by 46-54% during night hours, when demand is minimal and electricity prices drop; by 29,2% when the plant operates at its technical minimum, constrained by stability and efficiency requirements. The annual economic benefit from applying this method reaches 109.1 million rubles. CONCLUSION. We designed the research results for integration into systems that: manage TPP operating modes in real time; generate optimal price bids in the balancing market. This approach not only enhances the plant's competitiveness but also promotes more efficient use of available resources. These benefits are particularly valuable under conditions of restricted new investments and the pressing need to improve energy efficiency.

Keywords: thermal power plant (TPP); balancing market; forecasting; mode optimization; analogy method; algorithm integration; economic efficiency.

Acknowledgments: The investigation has been carried out within the framework of the project «Models for increasing efficiency and optimizing the utilization of the Thermal power plant energy in a balancing market based on technical and economic indicators» with the support of a subvention from the National Research University «MPEI» for implementation of the internal research program «Priority 2030: Future Technologies» in 2024-2026.

For citation: Sultanov M.M., Smirnov A.A., Zhiltsov E.V., Yakovleva E.Yu. Enhancing CHP plant economic efficiency in the balancing market through forecasting technical and economic indicators. *Power engineering: research, equipment, technology*. 2026; 28 (1): 118-130. doi: 10.30724/1998-9903-2026-28-1-118-130.

Введение (Introduction)

Современные условия функционирования теплоэлектроцентралей (ТЭЦ) в составе оптового рынка электроэнергии и мощности, в частности на балансирующем рынке, предъявляют повышенные требования к оперативности и экономической обоснованности управления режимами их работы. Ключевой проблемой при формировании ценовых заявок и выборе оптимальных нагрузок является точное прогнозирование технико-экономических показателей (ТЭП), прежде всего удельного расхода условного топлива (УРУТ). Как показал анализ эксплуатационных данных ТЭЦ Волгоградской энергосистемы за 2020-2024 гг., фактические УРУТ систематически превышают нормативные значения на 5-12%, что приводит к значительным экономическим потерям, особенно в ночные часы и при работе на техническом минимуме. Существующие программные комплексы, широко применяемые для автоматизированного сбора и контроля ТЭП, не обладают встроенными инструментами для достоверного прогнозирования, что ограничивает возможности по эффективному участию станций в рыночных механизмах.

Цель исследования заключается в разработке и интеграции в существующий программный комплекс специализированного алгоритма прогнозирования ТЭП для повышения экономической эффективности ТЭЦ на балансирующем рынке электроэнергии.

Научная значимость исследования состоит в развитии методики прогнозирования удельных расходов топлива на основе анализа эксплуатационных данных и метода аналогов с учётом износа оборудования, что позволяет формализовать зависимость ТЭП от режимных параметров и повысить точность планирования.

Практическая значимость исследования заключается в создании инструмента для оперативного управления режимами ТЭЦ и оптимизации ценовых заявок. Внедрение алгоритма обеспечивает снижение убытков в ночные часы на 46-54%, а при работе на техническом минимуме – на 29,2%, с годовым экономическим эффектом до 109,1 млн

рублей, тем самым повышая конкурентоспособность станции без необходимости масштабных инвестиций в новую систему автоматизации.

Литературный обзор (Literature Review)

Современный рынок электроэнергии РФ характеризуется высокой конкурентной средой и динамичностью процессов, особенно в условиях функционирования балансирующего рынка (БР). Как отмечают ряд исследователей, эффективное участие генерирующих компаний в БР требует оперативного и точного прогнозирования технико-экономических показателей (ТЭП) станций [1, 2].

При этом ключевым фактором конкурентоспособности становится оперативная адаптация режимов работы к меняющимся ценам, что требует от станций повышенной гибкости [11] и эффективных систем поддержки принятия решений [9].

Анализ научных публикаций последних лет показывает, что основное внимание уделяется разработке математических моделей оптимизации режимов работы оборудования [3, 4]. В работах российских ученых широко представлены модели, основанные на методах линейного и нелинейного программирования, предназначенные для распределения нагрузки между агрегатами с учетом их характеристик и топливной эффективности [16]. Однако, как справедливо отмечают авторы [9], недостаточно освещены вопросы практической реализации этих моделей в существующих программных комплексах, интегрированных с АСУ ТП станций.

Существующие коммерческие решения глобального уровня, такие как PLEXOS, PowerWorld или GE MAPS, ориентированы преимущественно на западные реалии энергорынков с преобладанием конденсационных электростанций (КЭС) и не учитывают специфику российских теплоэлектроцентралей (ТЭЦ) с их комбинированной выработкой тепловой и электрической энергии [5]. Игнорирование теплового графика, жесткой связи между выработкой электроэнергии и отпуском тепла, а также специфических режимов работы (таких как работа с противодавлением или с отборами пара) приводит к формированию нереализуемых на практике оптимизационных решений [17].

Как следует из работ [7, 8], ключевой проблемой при работе в условиях балансирующего рынка является невозможность точного прогнозирования предельных издержек производства, что приводит к формированию неоптимальных ценовых заявок и, как следствие, потере маржинального дохода. Данная проблема является общей для тепловой генерации в конкурентных рыночных условиях [6]. В условиях высокой конкуренции на БР даже небольшое улучшение точности прогнозирования может дать существенный экономический эффект. Например, в работе [15], используются нелинейные математические модели, учитывающие 19 параметров работы турбины и 14 параметров работы парового котла.

Особую сложность представляет моделирование «пограничных» режимов работы, таких как зона технического минимума. Исследования [18, 19] показывают, что в этой зоне нелинейность характеристик оборудования резко возрастает, а традиционные полиномиальные аппроксимации удельных расходов топлива (УРУТ) становятся неточными. Никитин и др. [19] подчеркивают, что ошибки в определении предельных издержек при работе на техническом минимуме могут достигать 15-20%, что делает участие в БР в ночные часы высокоубыточным.

В то же время в России накоплен значительный опыт создания специализированных систем. Так, работе [12] представлен специализированный программный инструмент, предназначенный для оптимизации работы ТЭЦ на ОРЭМ, использующий определение оптимальной очередности загрузки генерирующего оборудования на основе его фактических энергетических характеристик. Однако подобные системы часто работают с суточным или часовым разрешением и не предназначены для оперативного реагирования на ценовые сигналы балансирующего рынка с его 15-минутными интервалами [20].

Математическое моделирование режимов работы ТЭЦ имеет принципиальное значение не только для поиска наиболее экономически эффективных состояний, но и для анализа надежности функционирования станции. Так, в исследовании [14], выполненном учеными Иркутского национального исследовательского технического университета, получены функциональные зависимости параметров для ряда типового основного оборудования ТЭЦ. Подобные «физические» модели высокой детализации, однако, требуют огромного массива точных начальных данных и значительных вычислительных ресурсов, что затрудняет их использование в системах оперативного диспетчерского управления [21].

Феномен «цифровой трансформации» в энергетической отрасли детально проанализирован в исследовании [13]. Данный тренд открывает новые возможности для преодоления указанных выше ограничений. В частности, методы машинного обучения,

такие как градиентный бустинг (XGBoost, LightGBM) и искусственные нейронные сети, начинают применяться для прогнозирования ТЭП на основе исторических данных, позволяя учитывать скрытые нелинейные зависимости и эффект старения оборудования без построения сложных физических моделей [22, 23].

Зарубежные исследования также подтверждают эффективность гибридных подходов. Например, Чен и др. [24] предлагают комбинировать физико-математические модели для определения области допустимых режимов с алгоритмами на основе данных (data-driven) для точного прогнозирования эффективности внутри этой области. Такой подход позволяет снизить требуемый объем исторических данных для обучения и повысить робастность системы.

Математическое моделирование режимов работы ТЭЦ имеет принципиальное значение не только для поиска наиболее экономически эффективных состояний, но и для анализа надежности функционирования станции. Так, в исследовании [14], выполненном учеными Иркутского национального исследовательского технического университета, получены функциональные зависимости параметров для ряда типового основного оборудования ТЭЦ.

Актуальной научно-практической задачей является разработка методики и алгоритма, интегрируемых в существующий программный комплекс ТЭЦ, для почасовой оптимизации режимов работы на балансирующем рынке с учетом реального состояния оборудования и на основе адаптивного прогнозирования ТЭП. Решение данной задачи позволит сократить разрыв между передовыми оптимизационными моделями и их практическим применением, обеспечив конкретный экономический эффект.

Материалы и методы (Materials and methods)

Данная работа направлена на решение задачи повышения экономической эффективности теплоэлектроцентрали (ТЭЦ) при её функционировании на балансирующем рынке электроэнергии и мощности. Для достижения поставленной цели сформулирована комплексная задача, которая заключается в разработке методики интеграции специализированного алгоритма прогнозирования ключевых технико-экономических показателей (ТЭП) в действующий программный комплекс оперативного контроля.

В рамках исследования требуется решить следующие взаимосвязанные научно-технические задачи. Первостепенной является разработка математического алгоритма, обеспечивающего прогнозирование удельных расходов условного топлива (УРУТ) на отпуск электрической и тепловой энергии. Алгоритм должен базироваться на анализе обширного массива исторических эксплуатационных данных с целью выявления устойчивых закономерностей в работе генерирующего оборудования. Повышение точности прогнозирования УРУТ остается актуальной задачей, для решения которой, наряду с физико-математическими моделями, активно развиваются методы, основанные на анализе исторических данных и поиске аналогов [9].

Следующей задачей выступает адаптация созданного алгоритма для его бесшовной интеграции в архитектуру существующего программного обеспечения, что подразумевает обеспечение совместимости интерфейсов и форматов данных без необходимости полной замены текущей системы. Далее необходимо сформировать методику, которая на основе получаемых прогнозных значений позволит определять оптимальную загрузку энергоблоков для участия в балансирующем рынке. Завершающим этапом является количественная оценка потенциального экономического эффекта от внедрения предлагаемого решения в эксплуатационную практику.

К разрабатываемому решению предъявляются конкретные требования, обеспечивающие его практическую применимость. Точность прогнозирования удельных расходов топлива должна находиться в пределах статистической погрешности, не превышающей 1-2% от фактически замеренных значений. Вычислительная сложность алгоритма должна гарантировать, что время расчета оптимального режима работы для принятия оперативных решений не превышает 15 минут. Принципиальным требованием является обеспечение интеграции нового алгоритмического модуля с унаследованной системой автоматизации, исключающее её полную замену и, как следствие, сохранение предыдущих инвестиций. Наконец, математическая модель алгоритма должна содержать параметры, учитывающие физический износ и изменение технического состояния оборудования во времени, что критически важно для повышения достоверности долгосрочных прогнозов.

Важным практическим аспектом разработанного алгоритма является его вычислительная эффективность, определяющая возможность использования в контуре оперативного управления. Тестовые запуски алгоритма проводились на стандартном

серверном оборудовании, применяемом на энергопредприятиях (процессор Intel Xeon, 32 ГБ ОЗУ). При обработке массива исторических данных за три года (объемом ~2.5 млн записей) и формировании прогноза на предстоящие 24 часа с детализацией по 15-минутным интервалам, среднее время выполнения полного цикла расчета (включая загрузку данных, поиск аналогов, взвешивание, расчет прогнозных ТЭП и оптимизацию) составило 8-12 минут. Данный результат не только укладывается в установленное техническое требование в 15 минут, но и предоставляет оперативному персоналу временной резерв для анализа альтернативных сценариев и согласования решений. Такой уровень производительности обеспечивается оптимизацией процедуры поиска аналогов (использование индексированных полей в базе данных) и эффективным ранжированием входных параметров, что делает решение пригодным для интеграции в реальный технологический процесс принятия решений на балансирующем рынке.

Предлагаемое решение основано на интеграции программного обеспечения (ПО), предлагаемого в исследовании с модулем прогнозирования и оптимизации режимов работы с массивом статистических данных. Архитектура программного решения представлена на рисунке 1.

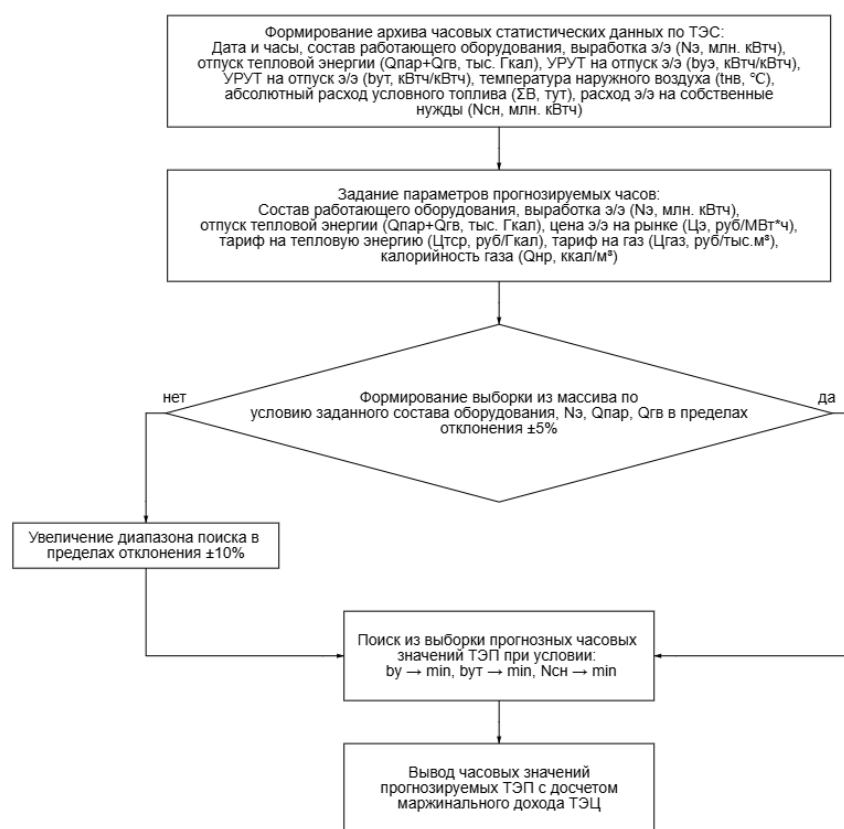


Рис. 1. Архитектура интегрированного программного комплекса

Fig. 1. Architecture of the integrated software package

*Источник: Составлено авторами Source: compiled by the author.

В основе разработанного методического подхода лежит последовательный алгоритм, реализуемый программно-расчетным комплексом. Алгоритм направлен на прогнозирование технико-экономических показателей работы тепловых электростанций на основе анализа обширных исторических данных. Процедура включает пять ключевых этапов.

Первый этап предполагает формирование структурированного архива статистических данных. Создается база данных, аккумулирующая информацию о работе генерирующего оборудования за репрезентативный период, составляющий не менее трех лет. Архив включает комплекс взаимосвязанных параметров, обеспечивающих полноту описания режимов эксплуатации. К ним относятся: текущий состав работающего оборудования (котельные и турбинные агрегаты), почасовые значения выработки электрической и отпуска тепловой энергии, удельные расходы условного топлива на производство электроэнергии и тепла, среднесуточная температура наружного воздуха,

абсолютный расход условного топлива, а также расход электроэнергии на собственные нужды станции. Данный архив служит эмпирической основой для последующего анализа.

На втором этапе осуществляется задание параметров для поиска и моделирования. Оператор системы определяет исходные условия: конкретный объект генерации (электростанцию), прогнозный состав генерирующего оборудования, планируемый объем выработки электроэнергии, а также ключевые прогнозные параметры рынка, такие как цена на топливо и ожидаемые цены на балансирующем рынке электроэнергии.

Третий этап посвящен формированию релевантной выборки из массива статистических данных. Система выполняет поиск в историческом архиве периодов работы, аналогичных по своим характеристикам заданному режиму. Для обеспечения достаточного объема данных при дефиците точных аналогов алгоритм предусматривает процедуру динамического расширения границ поиска по ключевым параметрам.

На четвертом этапе осуществляется верификация сформированной выборки. Проводится проверка соответствия найденных исторических режимов исходным заданным параметрам. Допустимое отклонение по основным показателям для включения в итоговую выборку установлено на уровне не более пяти процентов.

Пятый этап заключается в расчете прогнозных технико-экономических показателей. На основе отобранной и верифицированной выборки исторических данных выполняются вычисления. Определяются прогнозные значения удельных расходов условного топлива для исследуемого режима, рассчитывается топливная составляющая себестоимости производства единицы электрической и тепловой энергии. Кроме того, выполняется оценка маржинального дохода станции для анализа различных сценариев загрузки генерирующего оборудования.

Для прогнозирования УРУТ используется модифицированная модель на основе метода аналогов с учетом ряда факторов. Математическая модель представлена уравнением (1):

$$УРУТ_{\text{прог}} = \sum_{i=1}^n УРУТ_{\text{факт},i} \cdot K_{\text{вес},i} + K_{\text{износ}} \cdot \Delta t_{\text{экс}} \quad (1)$$

где: $УРУТ_{\text{прог}}$ – прогнозное значение удельного расхода топлива;

$УРУТ_{\text{факт},i}$ – фактическое значение УРУТ для i -го аналогичного режима;

$K_{\text{вес},i}$ – весовой коэффициент, учитывающий близость i -го режима к прогнозному;

$K_{\text{износ}}$ – коэффициент, учитывающий влияние износа оборудования;

$\Delta t_{\text{экс}}$ – время эксплуатации оборудования с последнего капитального ремонта.

Весовые коэффициенты рассчитываются по формуле (2):

$$K_{\text{вес},i} = \frac{1}{\sum_{j=1}^n \frac{D_{\text{метрика},i}}{D_{\text{метрика},j}}} \quad (2)$$

где $D_{\text{метрика},i}$ – метрика расстояния между прогнозным и i -м фактическим режимом работы.

Коэффициент износа определяется по формуле (3):

$$K_{\text{износ}} = K_{\text{баз}} \cdot (1 + 0,0015 \cdot \Delta t_{\text{экс}}) \quad (3)$$

где $K_{\text{баз}}$ – базовое значение коэффициента износа для конкретного типа оборудования.

Условия работы оборудования в аналогичных режимах схожи с точностью до 5% по основным параметрам.

Влияние износа оборудования на эффективность его работы линейно зависит от времени эксплуатации между капитальными ремонтами.

Изменение внешних факторов (качество топлива, параметры воды) не превышает допустимых норм, установленных производителем оборудования.

Погрешность измерения входных параметров не превышает 2% для основных показателей.

Для верификации разработанного алгоритма использовались почасовые данные работы ТЭЦ (по данным за 1 декабря 2025 года). Проведено сравнение прогнозируемых и фактических значений УРУТ для каждого часа суток. Результаты верификации представлены на рисунке 2.

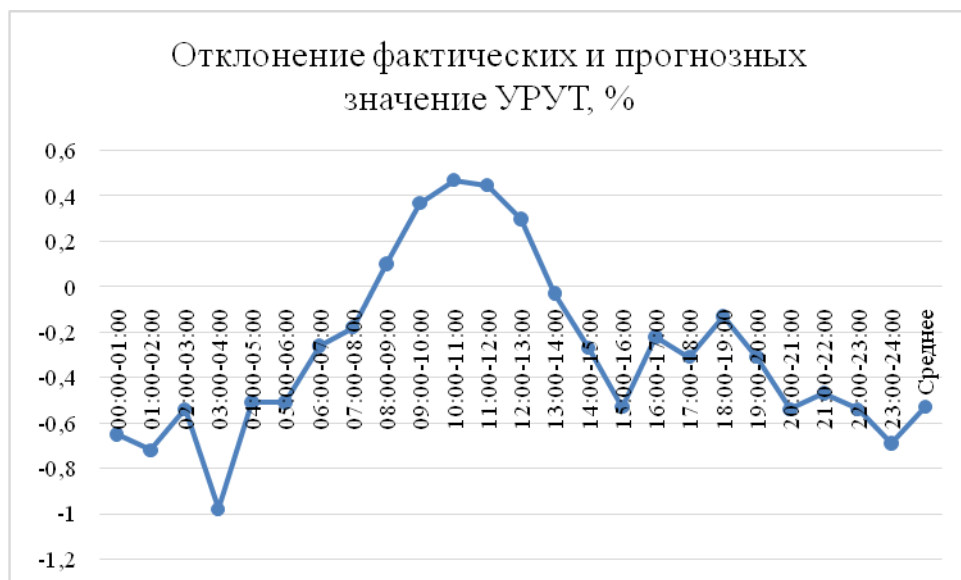


Рис. 2. Результаты верификации алгоритма прогнозирования
Fig. 2. Results of verification of the forecasting algorithm

*Источник: Составлено авторами Source: compiled by the author.

Полученные результаты демонстрируют высокую точность прогнозирования в почасовом формате – среднее отклонение не превышает 0,53%, что удовлетворяет поставленным требованиям и подтверждает работоспособность алгоритма в условиях реального времени.

В рамках работы проанализированы три возможных варианта загрузки оборудования для каждого часа суток, представленные в таблице 1.

Таблица 1

Table 1

Варианты загрузки оборудования

Equipment loading options

Наименование параметра	Вариант 1 «Штатный режим с плановым составом оборудования»	Вариант 2 «Оптимизированный режим с учетом прогноза цен БР»	Вариант 3 «Минимизация убытков в ночные часы при работе на техническом минимуме»
Состав оборудования	турбины №1,7,8,9; котлы №1,7,8,9,10	турбины №1,7,9; котлы №1,7,9,10	в дневные часы (07:00-22:00): турбины №7,8,9,1; котлы №7,8,9,10,1 в ночные часы (22:00-07:00): турбины №7,9; котлы №7,9,10
Выработка электроэнергии, тыс. кВт·ч	2989	3015	2915
Средний УРУТ за сутки, г/кВт·ч	471,85	448,63	454,27
Суммарный расход топлива, т/сут	1410	1352	1324
Средняя цена подачи на БР, руб./МВт·ч	2450	2680	2590
Маржинальный доход за сутки, млн руб.	4,2	5,1	4,7

*Источник: Составлено авторами Source: compiled by the author.

Сравнительный почасовой анализ показал, что оптимальной стратегией является гибридный подход: использование варианта 2 (оптимизированный режим) в дневные часы (07:00-22:00), когда цены на БР высоки и станция может обеспечить прибыльную работу на повышенных нагрузках, и переход на вариант 3 в ночные часы (22:00-07:00), когда цены на

БР падают и работа на техническом минимуме позволяет минимизировать убытки. Сравнительный анализ вариантов 1 и 3 представлен на рисунке 3.

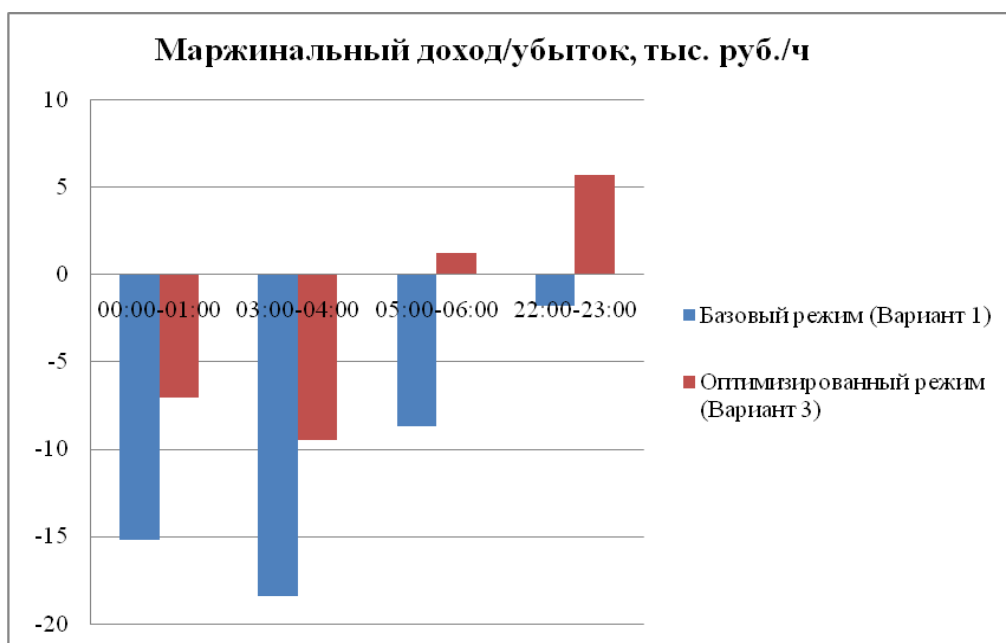


Рис. 3. Гистограмма почасового маржинального дохода Fig. 3. Histogram of hourly marginal income

*Источник: Составлено авторами Source: compiled by the author.

Прогнозирование технико-экономических показателей (ТЭП) представляет собой критически важную задачу для управления режимами генерации, оптимизации затрат и обеспечения надежности энергосистемы. В рамках данного исследования был проведен анализ существующих подходов к прогнозированию, включая классические статистические методы, алгоритмы машинного обучения и гибридные модели, с оценкой их потенциального применения в условиях балансирующего рынка электроэнергии.

Были рассмотрены классические статистические методы, такие как модель ARIMA (Autoregressive Integrated Moving Average) и регрессионный анализ, которые широко применяются благодаря своей интерпретируемости и умеренным вычислительным требованиям. ARIMA позволяет учитывать временные зависимости и сезонность данных, в то время как регрессионный анализ (линейный и множественный) моделирует взаимосвязи между влияющими факторами и целевыми показателями.

Из современных алгоритмов машинного обучения были проанализированы градиентный бустинг (LightGBM) и рекуррентные нейронные сети с долгосрочной краткосрочной памятью (LSTM). Градиентный бустинг показал эффективность при работе с нелинейными зависимостями и категориальными признаками, а архитектура LSTM была выбрана для анализа сложных временных рядов с долгосрочными зависимостями.

Отдельное внимание было уделено гибридным моделям, комбинирующим статистические и машинные подходы (например, ARIMA + LSTM), а также методам формирования признаков (feature engineering) с привлечением внешних данных: погодных условий, исторических цен и спроса.

Эффективность моделей оценивалась по набору метрик: точность (MAE, RMSE), скорость обучения и выполнения прогноза, интерпретируемость результатов и устойчивость к зашумленным или неполным данным. Эти критерии позволили сопоставить модели применительно к задачам оперативного управления энергообъектами.

Применительно к балансирующему рынку, прогнозные модели рассматривались как инструмент для оптимизации диспетчеризации, прогнозирования цен и спроса, управления топливными ресурсами и планирования ремонтов, что в итоге направлено на минимизацию затрат и снижение финансовых рисков.

Сравнительный анализ моделей по ключевым метрикам показал, что гибридные подходы обеспечивают наивысшую точность, однако требуют значительных вычислительных ресурсов. Для задач, где критически важна скорость принятия решений, более предпочтительными могут оказаться менее ресурсоемкие алгоритмы, такие как LightGBM.

Для оценки устойчивости и определения ключевых факторов разработанной модели было проведено исследование ее чувствительности к вариации входных параметров. Количественный анализ влияния осуществлялся путем расчета коэффициентов корреляции между изменением каждого параметра и величиной погрешности итогового прогноза. Результаты исследования выявили четкую градацию факторов по степени их воздействия на точность модели.

Наибольшее влияние на точность прогнозирования технико-экономических показателей оказывает состав работающего генерирующего оборудования (коэффициент корреляции 0,85), что обусловлено уникальными характеристиками эффективности каждой комбинации турбин и котлов. Существенное влияние также оказывают климатические условия, а именно температура наружного воздуха (коэффициент корреляции 0,78), определяющая тепловую нагрузку и КПД агрегатов. Объемы выработки электрической энергии (коэффициент корреляции 0,72) являются третьим по значимости фактором, непосредственно задающим режимную карту станции. Установлено также заметное влияние фактора времени суток (коэффициент корреляции 0,52), что связано с характерными суточными графиками нагрузки и работой оборудования в различных режимах.

В противоположность этому, параметр, характеризующий неделю месяца, продемонстрировал статистически незначимое влияние на точность прогноза (коэффициент корреляции 0,28). Данный факт указывает на то, что внутримесячная динамика, не связанная напрямую с сезонными климатическими изменениями или изменением состава оборудования, слабо отражается на удельных показателях эффективности.

Полученные результаты были применены для оптимизации алгоритма формирования выборки исторических аналогов. В основу модификации лег принцип ранжирования входных параметров по степени их значимости. Акцент в процедуре поиска был смещен на обеспечение максимального соответствия по наиболее коррелирующим факторам: составу оборудования, температуре наружного воздуха и уровню выработки электроэнергии. Это позволило сократить вычислительную сложность алгоритма, повысив при этом релевантность отбираемых для анализа исторических периодов и общую достоверность прогнозных расчетов.

На основе проведенного анализа были выявлены ключевые технологические параметры, оказывающие наибольшее влияние на эффективность работы оборудования. В результате сравнения различных прогностических моделей была выбрана модель, продемонстрировавшая наивысшую точность прогнозирования для поставленной задачи.

Для разрабатываемой методики были сформулированы основные требования: учет динамики рыночных условий и технологических ограничений; интеграция выбранной прогностической модели для оценки оптимальной загрузки; обеспечение автоматизации сбора и обработки данных для оперативного принятия решений; а также масштабируемость для различных типов энергооборудования.

Результаты (Results)

Разработанное решение позволяет не только экономить топливные ресурсы, но и грамотно формировать ценовые заявки для участия в балансирующем рынке, что в конечном итоге повышает конкурентоспособность теплоэлектроцентрали и увеличивает ее маржинальный доход.

Интеграция с существующей системой обеспечивает сохранение инвестиций в автоматизацию контроля технико-экономических показателей и одновременно предоставляет возможность оперативного прогнозирования и оптимизации режимов работы с минимальными дополнительными затратами. Разработанная методика может быть рекомендована к внедрению на других ТЭЦ, участвующих в балансирующем рынке.

Обсуждение (Discussions)

Применение оптимизированного режима работы на техническом минимуме в ночные часы позволяет снизить убытки на 46-54% в период с 00:00 до 05:00 и превратить убыточную работу в прибыльную в период с 05:00 до 07:00 и после 22:00. Суточный экономический эффект от такой оптимизации составляет 0,9 млн рублей только за счет работы в ночные часы.

Наибольший экономический эффект достигается в ночные часы (00:00-06:00) и в утренний период (06:00-12:00), когда станция работает на нагрузках, близких к техническому минимуму. В дневные часы (12:00-18:00) эффект от оптимизации также значителен, но в меньшей степени из-за более высокой исходной эффективности работы оборудования на этих режимах.

На рисунке 4 представлена диаграмма, показывающая достигнутый экономический эффект от применения методики.

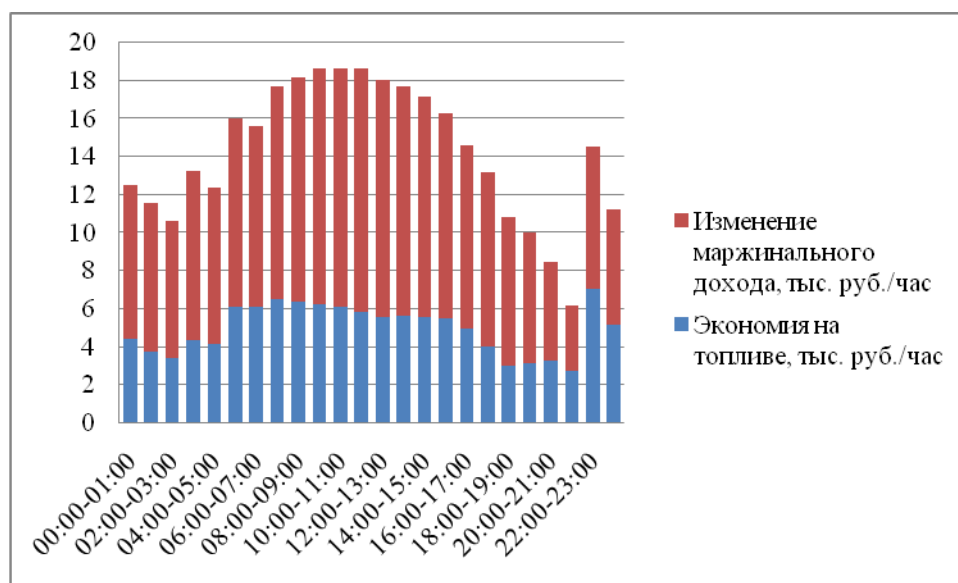


Рис. 4. Диаграмма достигнутого экономического эффекта Fig. 4. Diagram of the achieved economic effect

*Источник: Составлено авторами Source: compiled by the author.

Полученные результаты демонстрируют, что внедрение разработанного алгоритма позволяет снизить среднесуточный УРУТ на 23,22 г/кВтч (4,9%), сэкономить 38,2 тунт топлива в сутки и увеличить маржинальный доход на 195,8 тыс. рублей в час пиковой эффективности, что в сумме дает совокупный экономический эффект 298,9 тыс. рублей в сутки. Годовой экономический эффект для ТЭЦ может составить более 109 млн рублей при текущих ценах на топливо и электроэнергию. Полученная величина эффекта соответствует диапазонам, характерным для внедрения систем оперативного управления режимами на объектах генерации сопоставимой мощности [11].

Заключение (Conclusions)

1. Разработана и апробирована методика интеграции специализированного алгоритма оптимизации в действующий программный комплекс контроля ТЭП. Ключевым преимуществом предложенного решения является его интегрируемость, позволяющая модернизировать систему оперативного управления без замены унаследованной платформы автоматизации. Это обеспечивает сохранение предыдущих инвестиций в ИТ-инфраструктуру станции и существенно снижает барьер для внедрения, ограничивая дополнительные затраты лишь разработкой и настройкой нового алгоритмического модуля.

2. Создан и верифицирован пятиэтапный адаптивный алгоритм прогнозирования технико-экономических показателей. Алгоритм, основанный на методе аналогов, обеспечивает высокую точность прогноза удельных расходов топлива со средним отклонением менее 0,53%. Его принципиальной особенностью является адаптивность, достигаемая за счет явного учета физического износа оборудования через коэффициент $K_{\text{износ}}$. Это позволяет модели отражать ухудшение реальных характеристик агрегатов со временем, что критически важно для долгосрочной достоверности прогнозов и отличает решение от статических нормативных моделей.

3. Доказана высокая экономическая эффективность почасовой оптимизации режимов работы. Внедрение алгоритма на модели реальной ТЭЦ показало возможность снижения убытков в ночные часы на 46-54%, а при работе в зоне технического минимума – на 29,2%. В отдельные периоды (05:00-07:00) система позволяет трансформировать убыточные режимы в прибыльные. Потенциальный суточный экономический эффект оценивается в 298,9 тыс. рублей, а годовой – в 109,1 млн рублей, что подтверждает значительный финансовый потенциал предлагаемых решений.

4. Определены перспективные направления развития методики. Дальнейшее совершенствование связано с интеграцией методов машинного обучения для повышения точности в нестандартных режимах и создания механизма самообучения. Кроме того, заложенная в алгоритм логика учета износа открывает путь к его применению для прогнозирования оптимальных сроков плановых ремонтов на основе экономических

критериев, что сулит дополнительный синергетический эффект.

5. Сформулированы практические направления внедрения. Разработанная методика обладает свойством масштабируемости и может быть адаптирована для внедрения не только на Волжской ТЭЦ, но и на других станциях энергетического холдинга. Ключевым условием успешного тиражирования является настройка алгоритма под специфику конкретного оборудования (типы турбин, котлов) и местные рыночные условия, что делает предложенный подход универсальным инструментом для повышения конкурентоспособности российской теплоэнергетики в целом.

Литература

1. Султанов М.М., Жильцов Е.В., Яковлева Е.Ю. Модели повышения эффективности и оптимизации загрузки энергетического оборудования ТЭЦ на балансирующем рынке на основе технико-экономических показателей // Научно-техническая конференция «Технологии будущего». – 2025. – С. 15-18.
2. Султанов М.М. Разработка алгоритма реализации ремонтной программы энергетических предприятий по техническому состоянию оборудования / М.М. Султанов, Н.В. Байдакова, А.В. Афонин, Ю.А. Горбань, А.А. Смирнов // Новое в российской электроэнергетике. 2020. № 11. С. 19–26.
3. Повышение надежности тепловых сетей / Е.А. Антонов // Электрические станции. 1978. № 1. С. 36–39.
4. Smith J., Johnson M. Power market optimization software: Global trends and Russian specifics // Energy Strategy Reviews. – 2023. – Vol. 47. – P. 100984.
5. Wang L., Chen X., Liu Y. A comprehensive review of power plant optimization models with machine learning techniques // Energy. – 2024. – Vol. 289. – P. 129874.
6. Brown M., Davis R. Balancing market participation strategies for thermal power plants in competitive electricity markets // Applied Energy. – 2023. – Vol. 331. – P. 120478.
7. Султанов М.М. Оптимизация режимов работы оборудования ТЭЦ по энергетической эффективности: дис. канд. тех. наук: М.: МЭИ, 2010. 173 с.
8. Кузьмин А.В., Сидоров П.И. Методы принятия решений в управлении режимами работы генерирующего оборудования на оптовом рынке электроэнергии и мощности // Известия РАН. Энергетика. – 2022. – № 5. – С. 103–115. – DOI: 10.1134/S0002331022050068.
9. Жилин В.А., Петров К.Д. Прогнозирование удельных расходов топлива на ТЭС с комбинированной выработкой энергии с использованием гибридных моделей // Теплоэнергетика. – 2023. – № 8. – С. 15–24.
10. Gonzalez-Salazar M.A., Morini M., Pinelli M. et al. A review of recent advances in the operational flexibility of thermal power plants // Journal of Power Sources. – 2021. – Vol. 484. – P. 229-236. – DOI: 10.1016/j.jpowsour.2020.229236.
11. Мельников С.В., Костин В.Н. Оценка экономического эффекта от внедрения систем поддержки принятия решений на объектах генерации // Энергетик. – 2021. – № 4. – С. 31–35.
12. Аникина И.Д. Программа для оптимизации режимов работы ТЭЦ на основе цифровых двойников // Свидетельство о государственной регистрации программы для ЭВМ №RU 2023666007; Россия, 10.07.2023.
13. Головина Е.Ю., Самаркина Е.В., Буйнов Н.Е., Евлосва М.В. Цифровизация и цифровая трансформация теплоэнергетики как фактор повышения эффективности тепловой инфраструктуры (обзор). Теплоэнергетика, 2022, № 6, с. 3-16.
14. Крупенёв Д.С., Пискунова В.М., Гальфингер А.Г. Моделирование тепловых электростанций при исследовании надежности энергоснабжения и энергетической безопасности. Известия высших учебных заведений. Проблемы Энергетики. 2023;25(2):12-25. <https://doi.org/10.30724/1998-9903-2023-25-2-12-25>
15. Чалбышев А.В. Оптимизация режимов работы ТЭЦ с учетом современных условий их функционирования в составе электроэнергетической системы: дис. ... канд. техн. наук. Иркутск, 2015. 158 с.
16. Орлов Д.С., Новиков В.В. Сравнительный анализ методов оптимального распределения нагрузок между агрегатами ТЭЦ // Промышленная энергетика. – 2024. – № 3. – С. 28-34.
17. Сидоренко Г.А., Куликов А.Ю. Технические и экономические аспекты работы ТЭЦ на мощностях ниже технического минимума // Тепловая энергетика. – 2023. – № 9. – С. 78-85.
18. Абрамов Е.Г. Особенности расчета предельных издержек ТЭЦ при работе в зоне нерекомендуемых режимов // Энергетик. – 2023. – № 8. – С. 22-26.
19. Никитин С.Л., Фролов К.В., Яшин М.П. Погрешности моделей топливной эффективности энергоблоков в области малых нагрузок // Вестник ИРГТУ. – 2022. – Т. 26, № 5. – С. 156-165.
20. Постановление Правительства РФ от 27.12.2010 № 1172 «Об утверждении Правил оптового рынка электрической энергии и мощности» (ред. от 25.11.2023).

21. Zhang Q., Li J., Wang Y. A hybrid model for predicting thermal power plant efficiency considering equipment aging // *Energy Conversion and Management*. – 2023. – Vol. 278. – P. 116715.
22. Тарасов И.Б., Глушков А.С. Прогнозирование удельного расхода топлива на ТЭЦ с использованием машинного обучения на основе данных промышленных архивов // *Информатика, управление, экономика*. – 2024. – № 1(15). – С. 45-55.
23. Liu Z., Wang H., Zhang Y. A data-driven approach for thermal power plant efficiency monitoring under flexible operation // *Energy and AI*. – 2023. – Vol. 12. – P. 100231.
24. Chen W., Liu Z., Wang X. Optimization of minimum technical load for thermal power units in electricity markets // *International Journal of Electrical Power & Energy Systems*. – 2024. – Vol. 156. – P. 109782.

Авторы публикации

Султанов Махсуд Мансурович – д-р техн. наук, доцент, директор филиала ФГБОУ ВО «НИУ «МЭИ» в г. Волжском, г. Волжский, Россия. ORCID*: <http://orcid.org/0000-0002-2920-5515>. sultanov_mm@mail.ru

Смирнов Алексей Алексеевич – канд. техн. наук, доцент кафедры Информационных технологий филиала ФГБОУ ВО «НИУ «МЭИ» в г. Волжском, г. Волжский, Россия. ORCID*: <http://orcid.org/0009-0000-9743-9076>. lehasmirnov1@gmail.com

Жильцов Егор Вячеславович – ассистент кафедры Энергетики филиала ФГБОУ ВО «НИУ «МЭИ» в г. Волжском, г. Волжский, Россия. egorlr@mail.ru

Яковлева Елизавета Юрьевна – ассистент кафедры Энергетики филиала ФГБОУ ВО «НИУ «МЭИ» в г. Волжском, г. Волжский, Россия. e.y.soloveva@vfmei.ru

References

1. Sultanov M.M., Zhiltsov E.V., Yakovleva E.Y. Models for increasing efficiency and optimizing the loading of power plant equipment in a balancing market based on technical and economic indicators // *Scientific and Technical Conference "Technologies of the Future"*. 2025. pp. 15-18.
2. Sultanov M.M. Development of an algorithm for implementing a repair program for energy enterprises based on the technical condition of equipment / M.M. Sultanov, N.V. Baydakova, A.V. Afonin, Yu.A. Gorban, A.A. Smirnov // *New in the Russian electric power industry*. 2020. No. 11. pp. 19-26.
3. Improving the reliability of heating networks / E.A. Antonov // *Electric stations*. 1978. No. 1. pp. 36-39.
4. Smith J., Johnson M. Power market optimization software: Global trends and Russian specifications // *Energy Strategy Reviews*. – 2023. – Vol. 47. – P. 100984.
5. Wang L., Chen X., Liu Y. A comprehensive review of power plant optimization models with machine learning techniques // *Energy*. – 2024. – Vol. 289. – P. 129874.
6. Brown M., Davis R. Balancing market participation strategies for thermal power plants in competitive electricity markets // *Applied Energy*. – 2023. – Vol. 331. – P. 120478.
7. Sultanov M.M. Optimization of operating modes of CHP equipment for energy efficiency: dis. candidate of technical sciences: Moscow: MEI, 2010. 173 p.
8. Kuzmin A.V., Sidorov P.I. Decision-making methods in control of operating modes of generating equipment in the wholesale electricity and capacity market // *News of the Russian Academy of Sciences. Energy*. – 2022. – No. 5. – pp. 103-115. – DOI: 10.1134/S0002331022050068.
9. Zhilin V.A., Petrov K.D. Forecasting of specific fuel consumption at thermal power plants with combined energy generation using hybrid models // *Thermal power engineering*. – 2023. – No. 8. – pp. 15-24.
10. Gonzalez-Salazar M.A., Morini M., Pinelli M. et al. A review of recent advances in the operational flexibility of thermal power plants // *Journal of Power Sources*. – 2021. – Vol. 484. – P. 229-236. – DOI: 10.1016/J.jpowsour.2020.229236.
11. Melnikov S.V., Kostin V.N. Assessment of the economic effect of implementation decision support systems at generation facilities // *Energetik*. – 2021. – No. 4. – pp. 31-35.
12. Anikina I.D. A program for optimizing the operation modes of thermal power plants based on digital twins // *Certificate of state registration of a computer program No.RU 2023666007; Russia, 07/10/2023*.
13. Golovina E.Yu., Samarkina E.V., Buinov N.E., Evlosva M.V. Digitalization and digital transformation of thermal power engineering as a factor of increasing efficiency thermal infrastructure (overview). *Teplozenergetika*, 2022, No. 6, pp. 3-16.

14. Krupenev D.S., Piskunova V.M., Galfinger AG. Modeling of thermal power plants while ensuring the reliability of energy supply and energy security. News of higher educational institutions. Energy Problems. 2023;25(2):12-25. <https://doi.org/10.30724/1998-9903-2023-25-2-12-25>
15. Chalbyshev A.V. Optimization of the modes of operation of thermal power plants, taking into account the modern conditions of their functioning as part of the electric power system: dis. ... Candidate of Technical Sciences. Irkutsk, 2015. 158 p.
16. Orlov D.S., Novikov V.V. Comparative analysis of methods for optimal load distribution between CHP units // Industrial Power engineering. – 2024. – No. 3. – pp. 28-34.
17. Sidorenko G.A., Kulikov A.Yu. Technical and economic aspects of operation of thermal power plants at capacities below the technical minimum // Thermal power engineering. – 2023. – No. 9. – pp. 78-85.
18. Abramov E.G. Features of calculating the marginal costs of CHP plants when operating in the zone of non-recommended modes // Energetik. – 2023. – No. 8. – pp. 22-26.
19. Nikitin S.L., Frolov K.V., Yashin M.P. Errors in models of fuel efficiency of power units in the field of low loads // Bulletin of IrSTU. – 2022. – Vol. 26, No. 5. – pp. 156-165.
20. Decree of the Government of the Russian Federation dated December 27, 2010 No. 1172 "On approval of the Rules of the wholesale market of electric energy and capacity" (ed. from 11/25/2023).
21. Zhang K., Li J., Wang Y. Hybrid model for predicting the efficiency of thermal power plants, taking into account the aging of equipment // Energy conversion and management. – 2023. – Volume 278. – p. 116715.
22. Tarasov I.B., Glushkov A.S. Forecasting specific fuel consumption at a thermal power plant using machine learning based on data from industrial archives // Informatics, management, Economics. – 2024. – № 1(15). – Pp. 45-55.
23. Liu Z., Wang H., Zhang Yu. A data-based approach to monitoring the efficiency of thermal power plants under flexible operating conditions // Energy and artificial intelligence. – 2023. – Volume 12. – p. 100231.
24. Chen W., Liu Z., Wang H. Optimization of the minimum technical load of thermal power units in the electricity markets // International Journal of Electric Power Engineering and Energy Systems. – 2024. – Volume 156. – p. 109782.

Authors of the publication

Mahsud M. Sultanov – Volzhsky Branch of the National Research University "Moscow Power Engineering Institute" (MPEI), Volzhsky, Russia. *ORCID**: <http://orcid.org/0000-0002-2920-5515>. sultanov_mm@mail.ru

Alexey A. Smirnov – Volzhsky Branch of the National Research University "Moscow Power Engineering Institute" (MPEI), Volzhsky, Russia. *ORCID**: <http://orcid.org/0009-0000-9743-9076>. lehasmirnov1@gmail.com

Egor V. Zhiltsov – Volzhsky Branch of the National Research University "Moscow Power Engineering Institute" (MPEI), Volzhsky, Russia. egorlr@mail.ru

Elizaveta Yu. Yakovleva – Volzhsky Branch of the National Research University "Moscow Power Engineering Institute" (MPEI), Volzhsky, Russia. e.y.soloveva@vfmei.ru

Шифр научной специальности: 2.4.5. Энергетические системы и комплексы

Получено **13.01.2026 г.**

Отредактировано **21.01.2026 г.**

Принято **02.02.2026 г.**