

Optimization of the Centralized Heating System by Redistributing Heat Loads Between the City's Combined Heat and Power Plants

Tatarinova N.V., Suvorov D.M.

Vyatka State University
Kirov, Russian Federation

Abstract. The aim of the study is to develop and validate methodological principles for optimizing heat load distribution between combined heat and power plants within a unified urban district heating system to enhance its energy efficiency. To achieve this goal, the following tasks were solved: the main principles and sequential stages of optimization, including preliminary analysis, strategy development, multivariate calculations, and implementation of measures, have been developed; a calculation methodology based on mathematical modeling of turbine units using their actual energy characteristics has been developed; the proposed principles have been verified on a complex of two urban CHPPs with diverse equipment, including analysis of equipment loading and compliance with temperature schedules; multivariate studies have been conducted for two fundamentally different optimization strategies at various temperature intervals; the energy effect has been assessed using the incremental efficiency criterion and integral fuel saving indicators. The most significant results confirming the validity of the developed methodology are the following: the first strategy can be positive only under specific conditions and redistribution shares, and therefore is recommended only selectively; the second strategy yielded a considerable increase in total electricity with a substantial energy effect for all temperature intervals; the optimal redistribution degree has been determined, at which the incremental efficiency criterion reaches its minimum value. The significance of the results obtained lies in the development of a scientifically substantiated and practically applicable methodology for long-term optimization of urban district heating systems, particularly relevant amidst fuel price volatility in the modern energy market.

Keywords: optimization, cogeneration, mathematical model, cogeneration turbine, district heating, specific heat consumption, fuel saving, energy effect.

DOI: <https://doi.org/10.52254/1857-0070.2026.3-71.10>

UDC: 697.34

Optimizarea sistemului centralizat de încălzire prin redistribuirea sarcinilor termice între centralele termice și electrice ale orașului

Tatarinova N.V., Suvorov D.M.

Universitatea de Stat din Veatka, Kirov, Federația Rusă

Rezumat. Scopul studiului este dezvoltarea și validarea principiilor metodologice pentru optimizarea distribuției sarcinii termice între centralele de cogenerare din cadrul unui sistem urban unificat de alimentare centralizată cu energie termică, în vederea sporirii eficienței energetice a acestuia. Pentru atingerea acestui obiectiv au fost rezolvate următoarele sarcini: au fost elaborate principiile de bază și etapele succesive ale procesului de optimizare, incluzând analiza preliminară, elaborarea strategiei, efectuarea calculelor multivariate și implementarea măsurilor propuse; a fost elaborată o metodologie de calcul bazată pe modelarea matematică a unităților de turbină, utilizând caracteristicile energetice reale ale acestora; principiile propuse au fost validate pe un ansamblu format din două CET-uri urbane cu echipamente diverse, incluzând analiza gradului de încărcare a echipamentelor și verificarea respectării programelor de temperatură; au fost efectuate studii multivariate pentru două strategii de optimizare esențial diferite, în diferite intervale de temperatură; efectul energetic a fost evaluat utilizând criteriul eficienței incrementale și indicatorii integrați ai economiei de combustibil. Cele mai semnificative rezultate, care confirmă validitatea metodologiei elaborate, sunt următoarele: prima strategie poate fi eficientă numai în anumite condiții și pentru anumite cote de redistribuire, motiv pentru care este recomandată doar în mod selectiv; a doua strategie a condus la o creștere considerabilă a producției totale de energie electrică, generând un efect energetic semnificativ în toate intervalele de temperatură analizate; a fost determinat gradul optim de redistribuire, la care criteriul eficienței incrementale atinge valoarea minimă. Semnificația rezultatelor obținute constă în elaborarea unei metodologii fundamentate științific și aplicabile în practică pentru optimizarea pe termen lung a sistemelor urbane de alimentare centralizată cu energie termică, deosebit de relevantă în contextul volatilității prețurilor combustibililor pe piața energetică modernă.

Cuvinte-cheie: optimizare, cogenerare, model matematic, turbină de cogenerare, încălzire centralizată, consum specific de căldură, economisire de combustibil, efect energetic.

Оптимизация режимов системы централизованного теплоснабжения путем перераспределения тепловых нагрузок между городскими ТЭЦ
Татаринова Н.В., Суворов Д.М.

Вятский государственный университет, Киров, Российская Федерация

Аннотация. Целью данной работы является разработка и апробация методических принципов оптимизации распределения тепловых нагрузок между теплоэлектроцентралями в составе единой городской системы централизованного теплоснабжения для повышения ее энергетической эффективности. Для достижения поставленной цели решены следующие задачи: разработаны и охарактеризованы основные методологические принципы и последовательные этапы оптимизации режимов работы нескольких ТЭЦ, включающие предварительный анализ, разработку стратегий, вариантные расчеты и реализацию мероприятий; разработана методика расчетных исследований на основе математического моделирования турбоустановок с использованием их реальных энергетических характеристик; выполнена верификация предложенных принципов на примере комплекса из двух городских ТЭЦ с разнотипным оборудованием, включающая анализ загрузки оборудования и соблюдения температурных графиков; проведены многовариантные расчетные исследования для двух принципиально разных оптимизационных стратегий при различных температурных интервалах; выполнена оценка энергетического эффекта с использованием критерия приростной эффективности и интегральных показателей экономии топлива. Наиболее важными результатами, подтверждающими обоснованность разработанной методологии и сформулированных на её основе принципов оптимизации работы общегородской СЦТ, являются следующие: показано, что энергетический эффект, получаемый по первой стратегии, может быть положительным только при определенных температурных условиях и долях перераспределяемого расхода сетевой воды, поэтому эта стратегия рекомендуется как оптимизационное мероприятие выборочно; вторая стратегия позволила существенно увеличить суммарную выработку электроэнергии со значительным энергетическим эффектом для всех интервалов температур; определена оптимальная для заданных условий степень перераспределения расходов сетевой воды, при которой критерий приростной эффективности достигает минимальной величины. Значимость результатов состоит в разработке и апробации научно обоснованной и практически применимой методики долгосрочной оптимизации режимов работы городских теплофикационных систем, что особенно актуально в условиях волатильности цен на топливо на современном энергетическом рынке.

Ключевые слова: оптимизация, когенерация, математическая модель, теплофикационная турбоустановка, система теплоснабжения, удельный расход теплоты, экономия топлива, энергетический эффект.

ВВЕДЕНИЕ

Несмотря на активное развитие распределённой генерации и возобновляемых источников энергии, централизованное теплоснабжение на базе ТЭЦ остаётся системообразующим элементом энергетической инфраструктуры во многих странах мира, является основой энергетической безопасности и социальной стабильности для миллионов людей. Эта модель исторически укоренилась там, где в XX веке сошлись три фактора: высокая плотность городской застройки с доминированием многоквартирного жилого фонда, жесткое государственное регулирование энергетической отрасли, позволявшее реализовывать капиталоемкие инфраструктурные проекты с длительными сроками окупаемости, и холодный климат, при котором комбинированная выработка энергии становится экономически оправданной за счет круглогодичной загрузки теплофикационного оборудования [1-3]. Именно такое сочетание и сегодня обеспечивает ТЭЦ прочные позиции в национальных энергосистемах. Советская школа создала в свое время крупнейшую зону распространения теплофикации с высокими параметрами

пара, которая до сих пор существует на территории России, стран постсоветского пространства (Украина, Беларусь, Молдавия, Казахстан), Восточной Европы (Польша, Чехия, Румыния, государства Балтии, восточные земли Германии) и др.

Скандинавские страны пошли дальше, превратив ТЭЦ в инструмент достижения климатических целей.

Дания на законодательном уровне обязала муниципалитеты развивать централизованное теплоснабжение и сегодня широко использует теплофикацию на мусоросжигательных заводах и биомассе с низкотемпературными графиками (максимальная температура сетевой воды в подающей линии 80–110°C), что максимизирует выработку электроэнергии на тепловом потреблении.

В Финляндии когенерация покрывает более 75% централизованного теплоснабжения [4, 5], а Швеция дополняет её централизованным холодоснабжением – тригенерацией [1, 6]. Этот опыт демонстрирует, что ТЭЦ способны не просто сохранять актуальность, но и способствовать декарбонизации в условиях ужесточения экологических стандартов.

Китай, базируясь на наследии советской технической помощи, используя советские технологии, придал им беспрецедентный размах. Севернее климатической «линии Циньлин – Хуайхэ» централизованное теплоснабжение от ТЭЦ стало обязательным стандартом урбанизации [3]. Сегодня здесь сосредоточены самые протяжённые в мире тепловые сети и крупнейшие по мощности станции, что делает Китай крупнейшим игроком в сфере теплофикации и подтверждает: в условиях быстрой урбанизации и плотной застройки альтернативы мощной централизованной тепловой генерации по-прежнему нет [7, 8]. В действительности, география распространения ТЭЦ еще шире, что обусловлено высокой эффективностью когенерации, даже несмотря на часто технологически отставшую инфраструктуру.

Глубокий энергетический кризис 2021–2023 годов, спровоцированный геополитической нестабильностью и продолжающийся до настоящего времени, вызвал резкий рост стоимости энергоносителей. Так, кратное увеличение спотовых цен на природный газ (с докризисных уровней в 250–300 долл./тыс.м³ до пиковых значений, превышавших 2000 долл./тыс.м³ на хабе TTF [9, 10]) привело к увеличению стоимости производства тепла на ТЭЦ до 4–6 раз [11], потребовав пересмотра традиционных подходов к управлению режимами станций и мгновенно превратив эффективность сжигания топлива из планово-экономического показателя в вопрос энергетической и экономической состоятельности целых городов и регионов Европы.

Параллельно с ценовым кризисом, и даже опережая его, развивается глобальный Четвертый энергетический переход, характеризующийся масштабным внедрением возобновляемых источников энергии (ВИЭ) в электроэнергетические системы. Этот процесс радикально и необратимо меняет режимы работы традиционных тепловых электростанций, включая ТЭЦ. Приоритетная загрузка в сеть электроэнергии от ветровых и солнечных парков приводит к тому, что теплофикационные блоки все чаще вытесняются из базовой части графика электрической нагрузки и вынуждены работать в глубоко переменных, циклических режимах с частыми пусками и остановками [12, 13]. Таким образом, от систем централизованного теплоснабжения, с одной стороны, требуется все более гибкая, маневренная эксплуатация, а с другой – это должно

достигаться без снижения, а в идеале с повышением, топливной эффективности, как того требуют экономические и экологические предписания.

Научное мировое сообщество активно реагирует на эти вызовы. Анализ международных публикаций, особенно за последние пять лет, позволяет выделить несколько направлений исследований, ориентированных на повышение эффективности работы ТЭЦ.

Первое и наиболее проработанное направление – повышение маневренности и гибкости отдельных энергоблоков ТЭЦ. Его развивают, в первую очередь, ученые из Китая, где сосредоточен крупнейший в мире парк угольных ТЭЦ, вынужденных работать в условиях высокой доли нестабильных ВИЭ (по данным Государственного энергетического управления КНР, в 2025 году Китай увеличил объём выработки возобновляемой энергии на 15% по сравнению с предыдущим годом – до 3.99 трлн. кВт-часов). Исследования сфокусированы на технологиях, позволяющих расширить диапазон регулирования электрической мощности при фиксированном отпуске тепла (от установки тепловых аккумуляторов и электродвигателей до модернизации проточной части турбин – байпасирование, удаление ступеней ЦНД и др. [14–16]), продемонстрировав повышение КПД ТЭЦ до 2.5%. Методологически эти работы опираются на детерминированное физическое моделирование (часто в среде Ebsilon [17, 18]), позволяющее строить точные карты допустимых режимов работы для конкретных типов турбин, без анализа системных эффектов для всего парка ТЭЦ города или региона.

Второе направление – разработка и применение математических алгоритмов для решения задач экономической диспетчеризации и выбора состава оборудования, суть которой заключается в определении наиболее экономичного использования доступных энергоблоков для удовлетворения спроса потребителей на тепло и электроэнергию. Это обширная методологическая область, которая за последние годы пережила взрывной рост. От классических методов математического программирования (MILP, MINLP) произошел переход к метаэвристическим алгоритмам (роя частиц, генетические алгоритмы, метод серого волка и т.д.) и глобальным оптимизаторам (например, BARON, COUENNE), способным эффективно находить субоптимальные и глобально оптимальные решения в сложных нелинейных и

многокритериальных задачах [19, 20]. Более современные работы [21, 22] исследуют применение методов искусственного интеллекта, в частности глубокого обучения с подкреплением [23], применение различных подходов к неопределенности, например, для учета неточности прогнозов возобновляемой генерации и спроса [24-28]. Критический анализ, представленный в работе [29], совершенно справедливо указывает на то, что многие исследования в этой области чрезмерно увлекаются «состязанием алгоритмов», сравнивая их производительность на стандартизированных тестовых задачах, при этом игнорируется валидация самих моделей энергоблоков, т.е. решается формальная математическая задача без привязки к реальным физическим характеристикам конкретного, как правило, устаревшего оборудования, что снижает их практическую применимость.

Третье направление, наиболее близкое к теме данной работы и наименее изученное в практической плоскости, – системный подход и межстанционная оптимизация. Городские системы централизованного теплоснабжения (СЦТ), часто включают несколько ТЭЦ, построенных в разное время и оснащенных разнотипным оборудованием. Станции имеют общую тепловую сеть, но диспетчерские графики их загрузки формируются на основе исторически сложившихся принципов, а не строгой оптимизации [30]. В результате значительная часть тепловой нагрузки покрывается пиковыми водогрейными котлами, в то время как теплофикационные отборы турбин, позволяющие вырабатывать тепловую и электрическую энергию с низким удельным расходом теплоты, остаются недогруженными. Становится очевидным, что решение проблем эффективности эксплуатации в рамках управления одной, отдельно взятой станцией, практически невозможно.

Для этого требуется переход на более высокий системный уровень – рассмотрение всего комплекса ТЭЦ города или региона как единой управляемой теплофикационной системы [31-36]. Значительная часть исследований базируется на концепции Multi-Energy Systems (MES) и Energy Hub, подробно изложенной в обзоре [30, 37-39]. Эта концепция рассматривает городскую энергосистему как единый узел, преобразующий и распределяющий потоки различных энергоносителей (электричество, газ, тепло). При таком подходе задача о распределении тепловых

нагрузок между ТЭЦ является частным случаем общей задачи оптимизации потоков.

Принципиально важной для обоснования актуальности нашего исследования является работа [27], в которой на примере Швеции выполнен детальный анализ стратегий управления комплексом когенерационных установок. Авторы математически доказывают, что следование единственной, негибкой стратегии (например, только тепловому графику при выработке электроэнергии) для всего парка оборудования гарантированно приводит к неоптимальному использованию топлива и значительным экономическим потерям. Это создает теоретический фундамент для поиска именно комбинированных стратегий. Исследователи из Чехии в работе [32] предлагают эффективный двухуровневый метод оптимизации для станции с разнородным оборудованием, что методологически очень близко к нашей работе. Ученые предлагают подходы к долгосрочному инвестиционному планированию, связанному с выбором состава оборудования, для городских сетей центрального теплоснабжения [39, 40]. Этот инструментарий, хоть и создан для других целей, демонстрирует вычислительную эффективность для задач подобного рода и масштаба.

Важным прикладным направлением является исследование [31], где на примере региональной системы Швеции проанализирован потенциал создания «рынка тепла» и перераспределения нагрузки между муниципалитетами. Исследователи доказали экономическую целесообразность такой кооперации. Наконец, работа [41] является одним из немногих примеров моделирования национальной энергосистемы Дании с очень высокой долей ТЭЦ и ветрогенерации, отражающее взаимодействие между когенерацией и ВИЭ для оптимизации системы в целом.

Несмотря на значительный прогресс, проведенный анализ позволяет отметить, что существует малоизученная область задач между моделями с высоким уровнем абстракции и с детальными моделями одиночных установок и станций. Практически нет работ, которые бы решали задачу оптимизации для реально существующего городского комплекса из двух и более ТЭЦ, имеющих принципиально разные тепловые схемы, оснащенных разнотипным оборудованием. Отсутствует прямой количественный анализ и сравнение принципиально разных стратегий управления таким комплексом. Работы, опирающиеся на

идеализированные модели или нормативные данные оборудования, как правило, игнорируют реальные, часто значительно ухудшившиеся за десятилетия, энергетические характеристики турбинных отсеков, потери в конденсаторах и тепловых сетях. Это с одной стороны упрощает прямое обобщение результатов, а с другой стороны затрудняет их применение в реальных условиях, особенно в странах Восточной Европы и России [42].

Целью данной работы является разработка и апробация методических принципов оптимизации режимов работы нескольких ТЭЦ, работающих в единой городской СЦТ, при перераспределении между ними тепловых нагрузок.

В ходе достижения поставленной цели решаются следующие основные задачи. Во-первых, это систематизация основных этапов методического подхода к оптимизации распределения тепловых нагрузок между ТЭЦ в составе СЦТ, включая анализ фактических режимов их работы, разработку и обоснование стратегий, выполнение вариантных расчетов и реализацию мероприятий по обеспечению выполнения выбранной стратегии. Во-вторых, разработка методики расчетных исследований на основе математического моделирования турбоустановок с использованием их реальных энергетических характеристик, включающая выбор критерия оптимизации (минимизация энергетических затрат, расхода топлива) нескольких стратегий оптимизации нагрузок и граничных условий, обеспечивающих всех потребителей требуемым количеством теплоты на отопление и горячее водоснабжение (ГВС). В-третьих, верификация предложенных методических принципов на примере реального теплофикационного комплекса из нескольких городских ТЭЦ, включающую статистический анализ загрузки оборудования (турбоустановок и ПВК при разных наружных температурах), а также соблюдения температурных графиков тепловой сети. В-четвертых, проведение многовариантных расчетных исследований для двух принципиально разных оптимизационных стратегий при различных температурных интервалах наружного воздуха. В-пятых, анализ результатов, полученных при работе системы из нескольких ТЭЦ в реальных условиях, на предмет изменения суммарных энергетических и экономических показателей интегрально за отопительный период для всех характерных температурных интервалов наружного воздуха. В-шестых, оценка

потенциальных эффектов от реализации подобных мероприятий и составление рекомендаций на этой основе, касающихся наиболее эффективных способов совместной оптимизации перераспределения тепловых нагрузок.

Решение этих задач, основанных на использовании новых стратегических и организационных подходов, может обеспечить загрузку в необходимом объеме более эффективных турбоагрегатов, вытеснение пиковых водогрейных котлов (ПВК), максимизацию выработки электроэнергии на тепловом потреблении и, в конечном счете, снижение удельного расхода топлива. Этот системный эффект напрямую отвечает целям декарбонизации, так как экономия каждой тонны условного топлива эквивалентна снижению выбросов парниковых газов, что делает данное исследование вкладом не только в энергетическую, но и в экологическую безопасность, в полном соответствии с целями Парижского соглашения [43, 44].

РАЗРАБОТКА МЕТОДОЛОГИИ ОПТИМИЗАЦИОННЫХ ИССЛЕДОВАНИЙ

В основе методологии исследования лежит системный подход к управлению городским теплофикационным комплексом, который включает несколько ТЭЦ, построенных в разное время и оснащенных разнотипным оборудованием. Этот подход основан на том, что решение проблем эффективности эксплуатации в рамках управления одной, отдельно взятой станцией, практически невозможно, и требует перехода на более высокий системный уровень – рассмотрение всего комплекса ТЭЦ города или региона как единой управляемой теплофикационной системы

Методология исследования основана на реализации четырех последовательных этапов, каждый из которых имеет свои задачи и методы их решения.

Первый этап – предварительный анализ режимов работы. Данный этап является базовым и включает сбор и статистическую обработку эксплуатационных данных для каждой ТЭЦ за характерный период (как минимум, отопительный период). Основными задачами этапа являются:

- анализ степени загрузки основного оборудования (турбоустановок, пиковых водогрейных котлов) при различных температурах наружного воздуха;
- оценка соблюдения утвержденных температурных графиков тепловой сети;

- определение фактических значений коэффициентов теплофикации для каждой станции;

- выявление на этой базе системных резервов для перераспределения между станциями тепловых и электрических нагрузок между станциями, а также расходов сетевой воды, которые, как правило, пропорциональны тепловым нагрузкам ТЭЦ.

На этом этапе выполняется сопоставление фактических режимных параметров с номинальными и проектными характеристиками, что позволяет количественно оценить потенциал оптимизации. Важно отметить, что для корректного выявления резервов необходимо использовать не нормативные, а реальные энергетические характеристики оборудования, которые могут существенно отличаться от проектных вследствие дефектов оборудования при длительной эксплуатации, изменениях в тепловых схемах установок и нелинейности этих характеристик при переменных режимах.

Второй этап – разработка и обоснование на основе выявленных резервов конкретных предложений (возможных стратегий) перераспределения тепловых нагрузок и связанных с ними расходов сетевой воды между ТЭЦ для обеспечения максимальной выработки электроэнергии на тепловом потреблении во всех температурных интервалах. Критерий максимума выработки электроэнергии на тепловом потреблении при заданном суммарном тепловом потреблении системы соответствует минимальным потерям теплоты в холодном источнике и минимуму суммарного расхода топлива.

Эти стратегии различаются по приоритетам управления нагрузками и граничным условиям, наиболее существенными из которых являются следующие:

- постоянство суммарной тепловой нагрузки потребителей (обязательное условие для всех стратегий);

- сохранение или варьирование суммарной электрической мощности комплекса (в зависимости от стратегии);

- допустимые режимы работы оборудования (предельные расходы пара на турбины, предельные давления в теплофикационных отборах, предельные расходы воды через сетевые подогреватели);

- наличие или отсутствие работы оборудования по тепловому графику с хотя бы на одной из ТЭЦ;

- наличие или отсутствие включения ПВК в исходном варианте на каждой из ТЭЦ.

В зависимости от исходных граничных условий могут быть определены наиболее оптимальные стратегии распределения нагрузок между станциями. Например, при работе по тепловому графику с включенными ПВК на всех ТЭЦ стратегия должна быть направлена на обеспечение максимальной суммарной выработки электроэнергии при максимально возможной загрузке теплофикационных отборов турбин и при обеспечении минимизации суммарной нагрузки ПВК путем перераспределения тепловой нагрузки и расходов сетевой воды между ТЭЦ. При работе по тепловому графику с включенными ПВК не на всех ТЭЦ системы стратегия может быть направлена либо на перераспределение тепловой нагрузки между ТЭЦ с целью обеспечения отключения ПВК на тех ТЭЦ, где они были включены, либо на оптимальное распределение тепловой нагрузки между турбоустановками разных типов с целью достижения оптимальной величины заданного критерия. Важно отметить, что при условии работы системы с максимизацией отпуска электроэнергии оптимальный режим работы всей СЦТ достигается путем обеспечения локальных оптимальных режимов работы для каждой ТЭЦ системы для заданного варианта перераспределения тепловой нагрузки.

При работе по электрическому графику стратегия должна учитывать необходимость выработки заданной электрической мощности при сохранении заданного отпуска тепла, при этом суммарные нагрузка ПВК и потери теплоты в холодных источниках также должны минимизироваться.

Третий этап – выполнение оптимизационных расчетов предложенных вариантов распределения. Этот этап является центральным в методологии и основывается на математических моделях турбоустановок, разработанных в ВятГУ [46], принципиальное отличие и преимущество которых заключается в том, что они базируются на реальных, верифицированных по эксплуатационным данным энергетических характеристиках турбинных отсеков и вспомогательного оборудования, а не на нормативных характеристиках, проектных данных и диаграммах режимов. Это позволяет производить полный тепловой расчет турбоустановок (с учетом фактической тепловой схемы, реального состояния оборудования и условий его эксплуатации) и получать

адекватную оценку их эффективности в широком диапазоне переменных режимов. Валидация этих моделей выполнена авторами [Эфрос Е.И., Гуторов В.Ф., Симою Л.Л., Калинин Б.Б., Баталова Н.В. Повышение эффективности теплофикационных турбоустановок // Электрические станции. – 2003. – №12 – с. 39–46] путем сопоставления результатов расчета с эксплуатационными данными; средняя погрешность не превышает 1–3% для основных параметров.

На этом этапе выполняются многовариантные расчеты для всех сформулированных стратегий и всех характерных температурных интервалов. В качестве критерия оптимизации режима работы рассматриваемой системы при изменении выработки электроэнергии использован не абсолютный показатель (удельный расход теплоты или топлива на выработку электроэнергии), а сравнительный критерий приростной эффективности q_{add} – удельный расход теплоты на единицу изменения выработки электроэнергии:

$$q_{add} = (\Delta Q_o - \Delta Q_t) / \Delta N_e, \quad (1)$$

где $\Delta Q_o = Q_o - Q_{oo}$ – изменение общего расхода теплоты на турбоустановку, Q_o – расход теплоты на турбоустановку, $\Delta Q_t = Q_t - Q_{to}$ – изменение отпуска теплоты из регулируемых отборов, Q_t – расход теплоты из отборов турбины; $\Delta N_e = N_e - N_{eo}$ – изменение электрической мощности, N_e – электрическая мощность; Q_{oo} , Q_{to} , N_{eo} и Q_o , Q_t , N_e относятся соответственно к некоторому исходному и новому режимам работы турбины [47]. Преимущество данного критерия перед абсолютными показателями заключается в том, что он характеризует энергетическую эффективность конкретного приращения электрической мощности, а не усредненный уровень экономичности, и позволяет непосредственно сравнивать между собой различные варианты изменения режима работы.

Для случаев, когда суммарная электрическая мощность комплекса зафиксирована, использование приростного критерия q_{add} (формула 1) становится некорректным, т.к. $\Delta N_e = 0$, поэтому для оценки эффективности перераспределения должен использоваться интегральный показатель $\Delta Q_{o\Sigma}$ – прирост суммарного расхода теплоты топлива по обеим ТЭЦ (включая как энергетические, так и пиковые

водогрейные котлы) по сравнению с базовым режимом (изменение других видов расходов при проведении расчетов может не учитываться, т.к. они остаются практически неизменными; это касается в том числе и затрат на собственные нужды ТЭЦ, поскольку основная их составляющая – на привод питательных насосов – учитывалась при определении Q_o). Тогда общая экономия теплоты Q_{ec} на обеих ТЭЦ определяется как обратная по знаку величина $-\Delta Q_{o\Sigma}$.

В качестве универсального интегрального критерия эффективности, не зависящего от наличия или отсутствия изменения электрической мощности, предлагается использовать экономию расходуемого топлива B_{ec} в сопоставимых условиях сравнения (в тоннах условного топлива в час, т у.т./ч), которая определяется по формуле, подробно обоснованной в работе («Эффективность расширенных температурных графиков регулирования тепловых сетей при различной доле нагрузки горячего водоснабжения», Суворов Д.М., Татаринова Н.В «Проблемы региональной энергетики», №3 (67), 2025, с. 50–64):

$$B_{ec} = Q_{ec} \cdot 3600 / (\eta_b \cdot \eta_{ht} \cdot Q_{low}^p \cdot 1000), \quad (2)$$

где η_b – КПД энергетических котлов, принимаемый равным 0.92;

η_{ht} – КПД транспорта теплоты, принимаемый равным 0.98;

Q_{low}^p – низшая теплота сгорания условного топлива, составляющая 29.3 МДж/т у.т.;

Q_{ec} – экономия общего расхода теплоты топлива, МВт.

Для комплекса из нескольких ТЭЦ и для граничных условий данного исследования величина Q_{ec} вычисляется по формуле:

$$Q_{ec} = q_r \cdot \Delta N_{e\Sigma} - \Delta Q_{o\Sigma}, \quad (3)$$

где q_r – удельный расход теплоты на прирост отпуска электроэнергии на замещающей ТЭС (replacement CHPP). Для паротурбинных ТЭС этот показатель обычно принимается на уровне 2.3 – 2.5, но в случае, когда в качестве замещающей может рассматриваться парогазовая ТЭС (ПГУ), его значение принимается на уровне, характерном для конденсационной выработки электроэнергии для ПГУ и имеющим значение, близкое к 2.0;

$\Delta N_{\text{еэ}}$ – прирост суммарного отпуска электроэнергии по всем ТЭЦ при перераспределении тепловой нагрузки по сравнению с базовым режимом.

Четвертый этап – реализация мероприятий по обеспечению выполнения разработанной стратегии и контроль эффективности. Данный этап предполагает разработку конкретных мероприятий по внедрению оптимальной стратегии, включая при необходимости реконструкцию и наладку гидравлических режимов тепловых сетей, поскольку практическая реализация перераспределения расходов сетевой воды между городскими ТЭЦ требует обязательного учета (расчетного обоснования) изменения гидравлических режимов и пропускной способности существующих тепловых сетей. После реализации мероприятий выполняется контрольный анализ фактических режимов работы для подтверждения достигнутого энергетического эффекта.

Естественно, что для каждой СЦТ условия и возможности для разработки таких стратегий имеют свои особенности, и поэтому такая задача каждый раз ставится и выполняется как уникальная. Однако предложенная методология обеспечивает единый системный подход к ее решению и позволяет получать сопоставимые результаты для различных городских теплофикационных систем.

ВЕРИФИКАЦИЯ ПРЕДЛОЖЕННЫХ МЕТОДИЧЕСКИХ ПРИНЦИПОВ НА ПРИМЕРЕ ОПТИМИЗАЦИОННОГО МОДЕЛИРОВАНИЯ ТЕПЛОФИКАЦИОННОГО КОМПЛЕКСА ИЗ ДВУХ ГОРОДСКИХ ТЭЦ

Наиболее типичным вариантом, удовлетворяющим условиям данного исследования, для стран постсоветского пространства и Восточной Европы является теплофикационный комплекс, состоящий из двух городских паротурбинных ТЭЦ, работающих в составе единой системы централизованного теплоснабжения. СЦТ, в которых на общую тепловую нагрузку работало бы более двух крупных ТЭЦ, являются крайне редкими.

Поэтому в качестве объекта для апробации предложенной методологии рассматривается теплофикационный комплекс города с населением порядка 500 тыс. человек, функционирующий при климатических условиях г. Кирова, включающий две крупные паротурбинные ТЭЦ, оснащенных разнотипным

оборудованием, которое отработало свой парковый ресурс и имеет энергетические характеристики, отличающиеся от проектных. Первая из них, ТЭЦ-4, работает по схеме с поперечными связями и включает теплофикационную турбину с производственным отбором Тп-65/75-12.8 (ст. № 2), теплофикационную турбину Т-50/65-130 (ст. № 3), теплофикационную турбину Т-120/130-130 (ст. № 6). Вторая крупная станция, ТЭЦ-5, имеет блочную структуру (котел-турбина) и включает турбину с производственным и теплофикационным отборами ПТ-80/100-130 (ст. № 1) и две мощные теплофикационные турбины Т-185/220-130. Такой набор оборудования типичен для городов Восточной Европы и стран СНГ. Принципиальные тепловые схемы детально описаны в литературе [45]. Турбина Т-185/220-130 ст. № 2 на момент проведения исследований эксплуатировалась с удаленными рабочими лопатками последних ступеней, что является важным эксплуатационным фактором, влияющим на ее реальные энергетические характеристики.

Исходными данными для проведения исследования послужили диспетчерские ведомости работы основного оборудования ТЭЦ-4 и ТЭЦ-5 за календарный год. Ведомости содержат значения основных режимных параметров: расходы, температуры и давления свежего пара и пара в отборах, электрические мощности турбогенераторов, расходы и температуры прямой и обратной сетевой воды, температуры питательной воды и наружного воздуха. Предметом исследования являлись параметры и режимы работы теплофикационных турбоустановок, а также интегральные технико-экономические показатели их эффективности при различных стратегиях распределения нагрузок.

Исследование выполнялось в течение интервалов отопительного периода, для которых характерна работа турбоустановок по теплового графику, при которой выработка электроэнергии на ТЭЦ осуществляется с наивысшей эффективностью, существенно превышающей эффективность выработки электроэнергии на лучших ПГУ по конденсационному циклу. Учитывая, что теплофикационные турбоустановки имеют эффективную выработку электроэнергии только при работе по теплофикационному циклу с закрытыми регулирующими диафрагмами части низкого давления (РД ЧНД) и минимальными пропусками пара в конденсаторы, в работе использован не весь

отопительный период, а только его наиболее холодная часть, когда на обеих ТЭЦ выработка электроэнергии по конденсационному циклу не осуществляется, то есть когда турбоустановки работают по тепловому графику. При этом пиковые водогрейные котлы (ПВК), в зависимости от режимов работы оборудования, могут быть на одной или обеих ТЭЦ либо включены, либо отключены.

Исходя из этого, все исходные данные были отсортированы в зависимости от температуры наружного воздуха и скомпонованы по четырем характерным температурным интервалам от: ¹Appendix 1 а: от -25 до -20 °С, от -20 до -15 °С и от -15 до -10 °С и от -10 до -5 °С. Дальнейшие расчеты производились по усредненным значениям тепловых нагрузок для каждого интервала. Такой подход позволяет, с одной стороны, учесть существенную нелинейность зависимости тепловой нагрузки от температуры наружного воздуха, а с другой – сохранить приемлемый объем вычислений, достаточный для получения надежных интегральных оценок за отопительный сезон.

Для выявления резервов повышения эффективности был выполнен предварительный анализ фактической загрузки оборудования и соблюдения температурных графиков тепловых сетей. Сопоставление фактических значений температур сетевой воды с утвержденными графиками регулирования (рис. 1) показало, что на обеих станциях имеют место систематические отклонения: в холодный период наблюдается недогрев прямой сетевой воды относительно температурного графика, а в переходные периоды – избыточный нагрев («перетоп»).

Ключевым этапом обоснования целесообразности оптимизации стал анализ потенциала приростов электрической мощности и приростов расхода свежего пара. Он показал, что все турбоустановки обеих ТЭЦ систематически недогружены относительно номинальных параметров. Суммарный резерв электрической мощности по двум станциям достигает величин, сопоставимых с мощностью крупного энергоблока, что свидетельствует о значительном потенциале оптимизационных мероприятий.

Данный факт послужил основанием для выполнения всех дальнейших расчетов строго по утвержденным температурным графикам, а расчетный расход сетевой воды W , кг/с, определялся по формуле [46], увязывающей

тепловую нагрузку с температурами прямой и обратной сетевой воды:

$$W = Q_t / c_w (\tau_1 - \tau_2), \quad (4)$$

где Q_t – усредненная тепловая нагрузка, кВт;

c_w – теплоемкость воды (принимается равной 4.19 кДж/(кг·°С));

τ_1, τ_2 – температуры прямой и обратной сетевой воды по утвержденному температурному графику, °С.

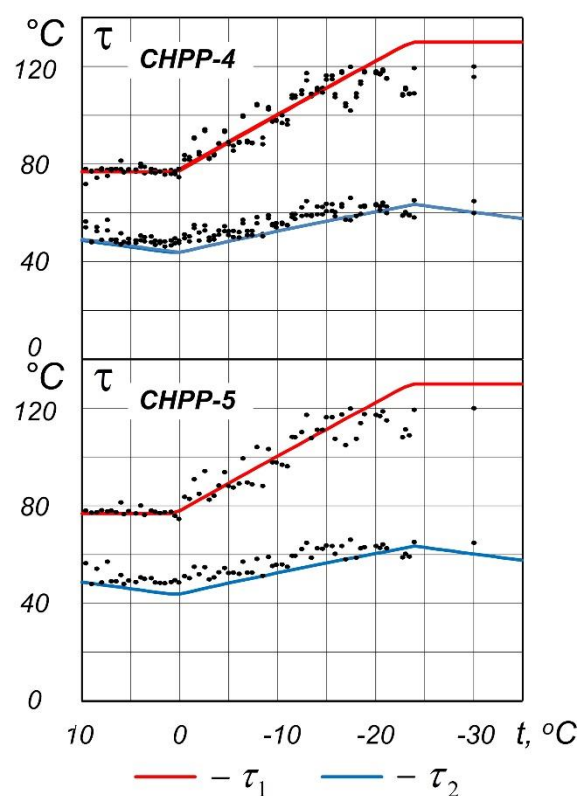


Рис. 1. Графики расчетных и фактических температур сетевой воды на ТЭЦ-4 и ТЭЦ-5 (τ_1 – температура прямой сетевой воды, τ_2 – температура обратной сетевой воды).¹

В СЦТ рассматриваемого города, как и повсеместно, имеет место дисбаланс между установленной тепловой мощностью и реальным потреблением вследствие уплотнительной застройки без адекватной реконструкции сетей, что приводит к увеличению реальной расчетной тепловой нагрузки по сравнению с проектной. В качестве базовой стратегии принято традиционное регулирование нагрузок каждой ТЭЦ по отдельности, ориентированное на обеспечение надёжности любой ценой, что приводит к неоптимальному распределению тепловой выработки между

источниками: пиковые котельные и малоэффективные агрегаты ТЭЦ зачастую загружаются в ущерб экономичности. Тем не менее, разнородность состава оборудования на ТЭЦ и различия в себестоимости тепловой энергии создают скрытые резервы, которые возможно реализовать путем совместного рассмотрения всех источников в рамках единой системы.

Поэтому в рамках данной работы были сформулированы и просчитаны две оптимизационные стратегии (сценария), отражающие различные приоритеты управления комплексом ТЭЦ. Стратегия 1 («Диспетчерская») исходит из условия сохранения неизменной суммарной электрической мощности обеих ТЭЦ при любом перераспределении тепловой нагрузки. Данный сценарий моделирует типичную практику работы по жестко заданному диспетчерскому графику электрической нагрузки, которая зачастую меньше, чем могли бы выработать турбоустановки по тепловому графику, что приводит к неоправданному включению либо избыточной загрузке ПВК по крайней мере на одной из ТЭЦ. Стратегия 2 («Экономическая») исходит из условия сохранения неизменной суммарной тепловой нагрузки потребителей, но допускает свободное варьирование электрической мощности. Этот сценарий соответствует стратегии максимизации выработки электроэнергии на тепловом потреблении и максимально возможного вытеснения пиковых водогрейных котлов (ПВК) за счет максимальной загрузки теплофикационных отборов турбин.

Граничными условиями для обеих стратегий являлось обеспечение всех потребителей требуемым количеством теплоты на отопление и горячее водоснабжение (ГВС). Обе стратегии просчитаны для четырех вышеуказанных пятиградусных температурных интервалов (суммарно в диапазоне температур воздуха от -25 до -5°C) и для пяти вариантов перераспределения расхода сетевой воды между двумя ТЭЦ: базовый режим (0%), 10%, 20%, 30% и 40% (доля перераспределяемого расхода сетевой воды от 0 до 40% от его номинального значения для ТЭЦ-4, составляющего в среднем 2350 кг/с).

Перераспределение части расхода сетевой воды именно с ТЭЦ-4 на ТЭЦ-5 является эффективным потому, что на ТЭЦ-4 турбоустановки имеют средние расходы сетевой воды, близкие к максимально возможным, что приводит для нее к включению ПВК при более высоких температурах воздуха, в то время как для ТЭЦ-5 расходы сетевой воды существенно меньше номинальных, что приводит к невозможности полной загрузки отопительных отборов турбин. Данное перераспределение осуществлялось путем передачи вышеуказанной процентной доли расчетного расхода сетевой воды с ТЭЦ-4 на ТЭЦ-5 с соответствующим пересчетом тепловых и электрических нагрузок каждой турбоустановки.

Ограничения, вводимые при перераспределении нагрузки: 1) для Стратегии 1 постоянство суммарной электрической мощности всех турбоустановок комплекса ТЭЦ-4 и ТЭЦ-5 до и после перераспределения (для Стратегии 2 такого ограничения нет); 2) постоянство суммарной тепловой нагрузки двух ТЭЦ с учетом ПВК; 3) установление предельных расходов пара на турбины, предельных давлений в теплофикационных отборах, предельных расходов воды через сетевые подогреватели.

Результаты моделирования по Стратегии 1 для всех четырех интервалов температур в виде графических зависимостей представлены на рисунке 2. При моделировании путем направленного перебора вариантов устанавливается оптимальное распределение нагрузок между агрегатами каждой ТЭЦ в отдельности. Численные значения основных параметров оптимальных режимов для температурного интервала $-15...-10^{\circ}\text{C}$ приведены в качестве примера в таблице 1 (выбор данного диапазона обусловлен его максимальной продолжительностью стояния в течение рассматриваемого периода).

Анализ численных результатов и полученных зависимостей (рис. 2) показывает, что общая экономия теплоты Q_{ec} при перераспределении доли сетевой воды от 0 до 40% изменяется в ту или иную сторону в целом в пределах менее 1% относительно базового значения, причем для подавляющего числа рассчитанных вариантов экономия отрицательная.

Таблица 1².

Результаты расчетов режимов работы комплекса из двух ТЭЦ по оптимизационной Стратегии 1 для температурного интервала $-15...-10^{\circ}\text{C}$.³

Вид источника (Source type)	Электр ическая мощнос ть N_e (Electric power), МВт (MW)	Теплофик ационная нагрузка турбин Q_t (District heating load of turbines), МВт (MW)	Расход сетевой воды W (Deliver y water consump tion), кг/с (kg/s)	Температура сетевой воды		Нагрузка на ПВК (Peak boiler load), МВт (MW)	Отпуск тепла потребите лю (Heat supply to the consumer), МВт (MW)	Общий расход теплоты топлива на турбины Q_o (Total fuel heat input to turbines), МВт (MW)	Общий расход теплоты топлива от энергетичес ких котлов и ПВК Q_{os} (Total fuel energy input from utility boilers and peak-load boilers), МВт (MW)
				обратной (return), $\tau_2, ^\circ\text{C}$	прямой (supply), $\tau_1, ^\circ\text{C}$				
Базовый режим (Base case)									
ТЭЦ-4 (CHPP-4)	188.5	354.6	2365.6	54.2	104.4	143.5	498.1	584.7	728.3
ТЭЦ-5 (CHPP-5)	191.6	403.7	2341.8	54.2	104.8	95.4	499.0	604.7	700.1
Σ	380.1	758.3	4707.4			238.9	997.1	1189.5	1428.3
0.9 $W_{\text{ТЭЦ-4}}$ (0.9 $W_{\text{CHPP-4}}$)									
ТЭЦ-4 (CHPP-4)	167.5	319.4	2129.0	54.2	104.4	129.2	448.6	533.4	662.6
ТЭЦ-5 (CHPP-5)	212.6	433.4	2578.4	54.2	104.8	115.2	548.6	656.7	771.8
Σ	380.1	752.8	4707.4			244.3	997.1	1190.1	1434.4
0.8 $W_{\text{ТЭЦ-4}}$ (0.8 $W_{\text{CHPP-4}}$)									
ТЭЦ-4 (CHPP-4)	143.5	283.8	1892.5	54.2	104.4	114.8	398.6	471.4	586.2
ТЭЦ-5 (CHPP-5)	236.6	466.0	2814.9	54.2	104.8	132.5	598.5	712.3	844.8
Σ	380.1	749.8	4707.4			247.3	997.1	1183.7	1431.0
0.7 $W_{\text{ТЭЦ-4}}$ (0.7 $W_{\text{CHPP-4}}$)									
ТЭЦ-4 (CHPP-4)	135.1	248.6	1655.9	54.2	104.4	100.5	349.1	422.3	522.8
ТЭЦ-5 (CHPP-5)	245.0	474.4	3051.5	54.2	104.8	173.6	648.0	729.0	902.7
Σ	380.1	723.1	4707.4			274.1	997.1	1151.3	1425.4
0.6 $W_{\text{ТЭЦ-4}}$ (0.6 $W_{\text{CHPP-4}}$)									
ТЭЦ-4 (CHPP-4)	109.9	213.0	1419.4	54.2	104.4	86.1	299.1	358.8	444.9
ТЭЦ-5 (CHPP-5)	270.2	520.4	3288.0	54.2	104.8	177.6	698.0	800.8	978.4
Σ	380.1	733.4	4707.4			263.7	997.1	1159.6	1424.7

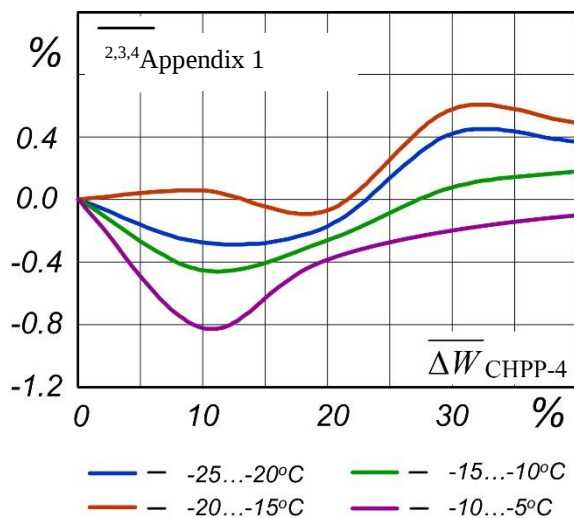


Рис. 2. Экономии теплоты топлива по двум ТЭЦ $\bar{Q}_{ec}$, %, относительно базового режима, в зависимости от доли перераспределяемого расхода сетевой воды с ТЭЦ-4 на ТЭЦ-5 $\bar{W}_{\text{CHPP-4}}$, %, для разных температурных интервалов.⁴

Данный результат является физически ожидаемым, поскольку турбины в рассматриваемом диапазоне нагрузок работают по

тепловому графику с полностью закрытой регулирующей диафрагмой части низкого давления (ЧНД).

Расход пара в конденсатор при этом практически не меняется, а потери теплоты в холодном источнике остаются стабильными. А так как по условиям расчета суммарная электрическая нагрузка оставалась неизменной, то теплота на турбоустановки изменялась пропорционально отпуску теплоты на теплофикацию.

Вследствие того, что на ТЭЦ-4 снижается расход сетевой воды, снижается и теплофикационная нагрузка Q_t , и нагрузка ПВК. Соответственно, при увеличении расхода сетевой воды на ТЭЦ-5 также увеличивается суммарная нагрузка на теплофикацию и ПВК. За счет этого суммарная тепловая нагрузка по обеим ТЭЦ остается примерно постоянной. Прирост электрической мощности на ТЭЦ-5 практически полностью компенсировался пропорциональным снижением мощности на ТЭЦ-4. Таким образом, этот вариант оказался энергетически малоэффективен, Стратегия 1 не приводит к существенной экономии топлива (незначительная экономия в пределах 0,5 %,

или около 1 т у.т./час, наблюдается только при очень больших долях перераспределяемой сетевой воды и в ограниченном интервале температур), и, следовательно, может быть рекомендована в качестве оптимизационного мероприятия для городских теплофикационных комплексов только при наличии на некоторых из них маломощных неэкономичных стареющих турбин, которые можно в таком случае отключить в весенне-осенний период и передать их нагрузку более экономичным турбинам, тем самым увеличив их КПД. Данный результат важен с практической точки зрения, поскольку в реальных условиях нередко предпринимаются попытки подобного «механического» перераспределения нагрузки без изменения общесистемных ограничений, которые необходимо учитывать.

Принципиально иные результаты получены для Стратегии 2. Численные данные для температурного интервала $-15...-10^{\circ}\text{C}$ приведены в качестве примера в таблице 2. Графическая интерпретация этих результатов представлена на рисунках 3–5, при этом расчет экономии общего расхода теплоты топлива для комплекса из двух ТЭЦ выполнен по формуле (3), а экономии топлива – по формуле (2). Как было показано ранее

(рис. 1), в фактическом режиме работы турбины были загружены не полностью и имели достаточный запас как по электрической мощности, так и по расходу свежего пара. При этом достаточно большая нагрузка приходилась на ПВК. Поэтому в данном сценарии суммарная теплофикационная нагрузка обеих ТЭЦ также поддерживается постоянной, а электрическая мощность, вырабатываемая на тепловом потреблении (при полностью закрытых регулирующих диафрагмах ЧНД всех турбин), в отличие от Стратегии 1, максимизируется (с учетом заданных ограничений). Благодаря максимальной загрузке теплофикационных отборов турбин происходит дополнительный прирост мощности на тепловом потреблении. Общий расход теплоты ΣQ_{os} на обе ТЭЦ возрастает по отношению к базовому режиму в пределах 2–3%, однако темп этого роста существенно ниже темпа роста суммарной электрической мощности (рис. 3), который возрастает с увеличением доли перераспределения, что и обеспечивает положительный приростной эффект. Наиболее значимым результатом, отчетливо проявляющимся на графиках (рис. 3, 5), является излом характеристик в области, соответствующей около 30% перераспределения.

Таблица 2⁵.

Результаты расчетов режимов работы комплекса из двух ТЭЦ по оптимизационной Стратегии 2 для температурного интервала $-15...-10^{\circ}\text{C}$ ⁶.

Вид источника (Source type)	Электрическая мощность N_e (Electric power), МВт (MW)	Теплофикационная нагрузка турбин Q_t (District heating load of turbines), МВт (MW)	Расход сетевой воды W (Delivery water consumption), кг/с (kg/s)	Температура сетевой воды		Нагрузка на ПВК (Peak boiler load), МВт (MW)	Отпуск тепла потребителю (Heat supply to the consumer), МВт (MW)	Общий расход теплоты топлива на турбины Q_o (Total fuel heat input to turbines), МВт (MW)	Общий расход теплоты топлива от энергетических котлов и ПВК Q_{os} (Total fuel energy input from utility boilers and peak-load boilers), МВт (MW)
				обратной (return), $\tau_2, ^\circ\text{C}$	прямой (supply), $\tau_1, ^\circ\text{C}$				
Базовый режим (Base case)									
ТЭЦ-4 (CHPP-4)	242,5	474,3	2365,6	54,2	104,4	24,8	499,1	758,4	783,2
ТЭЦ-5 (CHPP-5)	231.2	498.0	2341.8	54.2	104.8	0.0	498.0	739.6	739.6
Σ	473.8	972.3	4707.4			24.8	997.1	1498.0	1522.8
0.9 $W_{\text{ТЭЦ-4}}$ (0.9 $W_{\text{CHPP-4}}$)									
ТЭЦ-4 (CHPP-4)	223.8	448.5	2129.0	54.2	104.4	0.0	448.5	715.7	715.7
ТЭЦ-5 (CHPP-5)	253.0	548.6	2578.4	54.2	104.8	0.0	548.6	812.0	812.0
Σ	476.8	997.1	4707.4			0.0	997.1	1527.7	1527.7
0.8 $W_{\text{ТЭЦ-4}}$ (0.8 $W_{\text{CHPP-4}}$)									
ТЭЦ-4 (CHPP-4)	195.9	400.7	1892.5	54.2	104.4	0.0	400.7	640.0	640.0
ТЭЦ-5 (CHPP-5)	282.9	596.4	2814.9	54.2	104.8	0.0	596.4	889.7	889.7
Σ	478.8	997.1	4707.4			0.0	997.1	1529.6	1529.6

^{5,6}Appendix 1

0.7 $W_{\text{ТЭЦ-4}}$ (0.7 $W_{\text{CHPP-4}}$)									
ТЭЦ-4 (CHPP-4)	176.6	349.0	1655.9	54.2	104.4	0.0	349.0	557.9	557.9
ТЭЦ-5 (CHPP-5)	315.2	648.1	3051.5	54.2	104.8	0.0	648.1	973.4	973.4
Σ	491.8	997.1	4707.4			0.0	997.1	1531.3	1531.3
0.6 $W_{\text{ТЭЦ-4}}$ (0.6 $W_{\text{CHPP-4}}$)									
ТЭЦ-4 (CHPP-4)	148.0	299.1	1419.4	54.2	104.4	0.0	299.1	481.5	481.5
ТЭЦ-5 (CHPP-5)	345.0	698.0	3288.0	54.2	104.8	0.0	698.0	1051.5	1051.5
Σ	493.0	997.1	4707.4			0.0	997.1	1533.1	1533.1

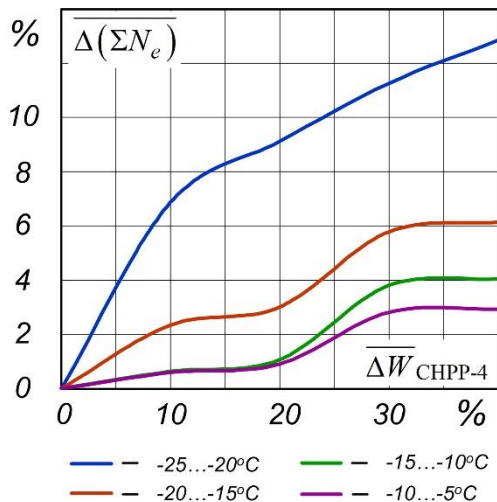


Рис. 3. Изменение суммарной электрической мощности по двум ТЭЦ относительно базового режима $\Delta(\Sigma N_e)$, %, в зависимости от доли перераспределяемого расхода сетевой воды с ТЭЦ-4 на ТЭЦ-5 $\Delta W_{\text{CHPP-4}}$, %, для разных температурных интервалов.⁷

Данный излом вызван тем, что при передаче на ТЭЦ-5 30% расхода сетевой воды, ранее подогреваемой на ТЭЦ-4, тепловая нагрузка последней снижается до уровня, при котором появляется техническая возможность полностью отключить одну из трех турбин (турбину Т-50/65-130, как наименее экономичную в данных условиях), а две оставшиеся турбины загрузить до значений, близких к номинальным. При дальнейшем увеличении доли перераспределения до 40% электрическая мощность комплекса продолжает расти, однако темп этого роста замедляется, поскольку резервы турбин ТЭЦ-5 приближаются к исчерпанию.

Аналогичные закономерности прослеживаются для всех температурных интервалов отопительного периода.

Для получения строгой количественной оценки эффективности различных вариантов перераспределения выполнен анализ изменения критерия q_{add} , определяемого по формуле (1). На рис. 4 представлена зависимость q_{add}

от доли перераспределения сетевой воды для всех интервалов температур для Стратегии 2. Зависимость имеет ярко выраженный нелинейный характер с минимумом при 30% перераспределения. При долях 10% и 20% значения q_{add} в два-три раза выше, чем при 30%, что свидетельствует о более низкой их эффективности. При 30% q_{add} снижается до уровня 0.5–0.6 из-за того, что наименее экономичная турбина ТЭЦ-4 отключается и потери тепла в ее конденсаторе исключаются из теплового баланса, а остальные турбины загружаются до уровня, близкого к номинальному, и работают в зоне максимальных КПД). Значение q_{add} порядка 1.10–1.20 характерно для высокоэффективной теплофикационной выработки электроэнергии на тепловом потреблении, а величина q_{add} , меньшая 1, говорит о том, что благодаря отключению одной из турбин прирост электрической мощности примерно в полтора-два раза больше, чем прирост расхода теплоты топлива, что говорит об абсолютной эффективности такого изменения режима работы ТЭЦ. Положительный эффект от реализации Стратегии 2 определяется совместным действием трех факторов: во-первых, это уменьшение суммарной нагрузки ПВК и наличие прироста выработки электроэнергии на базе увеличения отпуска теплоты на тепловом потреблении из отборов турбин; во-вторых, это более высокая удельная выработка электроэнергии на тепловом потреблении на догружаемых турбоустановках ТЭЦ-5 по сравнению с разгружаемыми турбинами на ТЭЦ-4; в-третьих, это уменьшение общего количества работающих турбин за счет ТЭЦ-4 при отключении на ней наименее экономичной турбоустановки.

По полученным данным были построены графики энергетической эффективности переменных режимов работы для разных температурных интервалов в виде часовой экономии топлива, показанные на рис. 5. Анализ представленных результатов подтверждает вывод, следующий из анализа критерия q_{add} :

⁷Appendix 1

^{8,9}Appendix 1

энергетический эффект достигается во всех температурных интервалах, поэтому использование Стратегии 2 может быть рекомендовано при любой доле перераспределения тепловой нагрузки, при условии, что выработка электроэнергии на тепловом потреблении максимизируется в пределах каждой ТЭЦ.

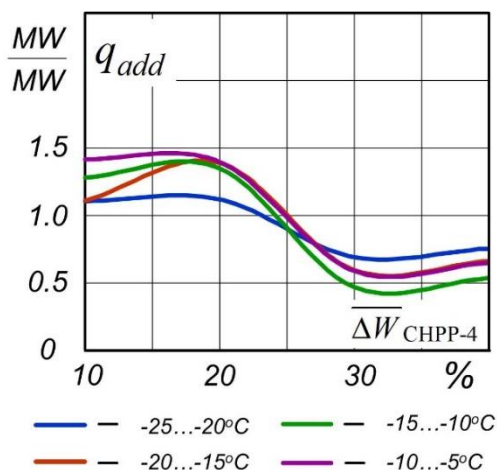


Рис. 4. Зависимость показателя природной эффективности q_{add} , МВт/МВт, от доли перераспределяемого расхода сетевой воды с ТЭЦ-4 на ТЭЦ-5 ΔW_{CHPP-4} , %, для разных температурных интервалов.⁸

Полученные результаты свидетельствуют о корректности предложенного методического подхода и подтверждают обоснованность сформулированных на его основе принципов оптимизации работы общегородской СЦТ с несколькими ТЭЦ в отопительный период.

ЗАКЛЮЧЕНИЕ

В ходе выполнения работы решена важная научно-прикладная задача – разработана и апробирована методика оптимизации распределения тепловых нагрузок между ТЭЦ в составе единой городской СЦТ. Получены следующие основные результаты.

1. Разработаны методические принципы оптимизации, включающие четыре этапа: предварительный анализ фактических режимов работы оборудования; разработка и обоснование стратегий перераспределения нагрузок с учетом разных граничных условий (работа по тепловому графику с включенными или отключенными ПВК, работа по электрическому графику); выполнение вариантных оптимизационных расчетов для каждой ТЭЦ на базе верифицированных математических моделей турбоустановок с использованием их реальных энергетических характеристик; реализация мероприятий по внедрению

оптимальной стратегии с учетом гидравлических ограничений тепловых сетей.

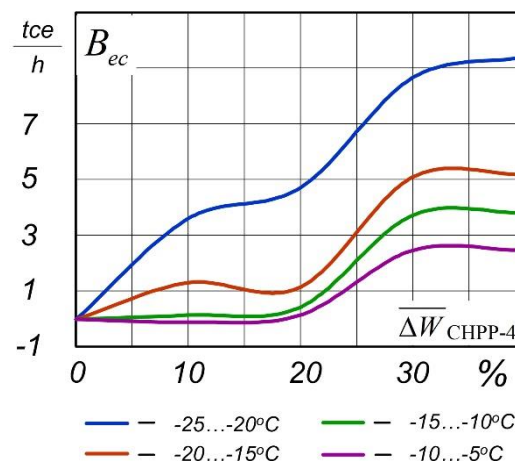


Рис. 5. Экономия условного топлива по двум ТЭЦ B_{ec} , т у.т./ч (tce/h), в от доли перераспределяемого расхода сетевой воды с ТЭЦ-4 на ТЭЦ-5 ΔW_{CHPP-4} , %, для разных температурных интервалов.⁹

2. Апробирована методика расчетных исследований на базе математических моделей турбоустановок, использующих их реальные энергетические характеристики. Обоснован выбор показателя природной эффективности q_{add} в качестве основного критерия для сопоставления различных вариантов изменения режима работы СЦТ при условии максимизации электрической мощности всех ТЭЦ системы.

3. Показано, что стратегия перераспределения тепловой нагрузки при сохранении неизменной суммарной электрической мощности, меньшей, чем может быть достигнута при полной загрузке турбин (Стратегия 1), не всегда может быть рекомендована как эффективное оптимизационное мероприятие.

4. Установлено, что Стратегия 2, предполагающая максимальную загрузку теплофикационных отборов турбин, при работе в зонах теплового графика как с включенными ПВК, так и при отключенных ПВК на обеих ТЭЦ, способна обеспечить положительный энергетический эффект как при практически любых температурах наружного воздуха в отопительный период, так и при любой доле перераспределения тепловой нагрузки. При наиболее благоприятных условиях в рассмотренном примере достигается прирост суммарной электрической мощности до 12% с экономией условного топлива до 9.4 т у.т./ч на комплексе из двух ТЭЦ. Для заданных в примере граничных

условий определен оптимум перераспределения для данной СЦТ: передача 30% расхода сетевой воды с ТЭЦ-4 на ТЭЦ-5 обеспечивает минимум критерия q_{add} (0.5 МВт/МВт) и максимум энергетического эффекта.

5. Разработанный методический подход позволяет рекомендовать для городских теплофикационных комплексов с несколькими ТЭЦ внедрение стратегии с максимальной загрузкой теплофикационных отборов турбин в периоды низких температур наружного воздуха. Целесообразно также рассматривать возможность отключения наименее эффективных турбин при достижении оптимальной степени перераспределения.

Полученные результаты хорошо согласуются с выводами других авторов о перспективности внутрисистемной оптимизации как действенного инструмента повышения эффективности работы электростанций.

Таким образом, паротурбинные и парогазовые ТЭЦ сохраняют ключевую роль в теплоснабжении, однако их эксплуатация при работе в составе общих СЦТ требует перехода от изолированного управления каждой станцией к общесистемной оптимизации на основе разработанного методологического подхода, позволяющего повысить эффективность использования топлива.

APPENDIX 1 (ПРИЛОЖЕНИЕ 1)

¹**Fig. 1.** Approved temperature schedule and actual supply and return network water temperatures at CHPP-4 and CHPP-5 (τ_1 – supply water temperature, τ_2 – return water temperature).

^{2,3}**Table 1.** Results of calculating the operating modes of the two-CHPP complex under optimization Strategy 1 for the outdoor temperature interval of $-15...-10^\circ\text{C}$.

⁴**Fig. 2.** Fuel heat savings for the two CHPPs $\overline{Q_{ec}}$, %, relative to the base case, as a function of the share of network water flow redistributed from CHPP-4 to CHPP-5 $\overline{\Delta W_{CHPP-4}}$, %, for different outdoor temperature intervals.

^{5,6}**Table 2.** Results of calculating the operating modes of the two-CHPP complex under optimization Strategy 2 for the outdoor temperature interval of $-15...-10^\circ\text{C}$.

⁷**Fig. 3.** Change in the total electric power output of the two CHPPs relative to the base case $\Delta(\Sigma N_e)$, %, as a function of the share of network water flow redistributed from CHPP-4 to CHPP-5 $\overline{\Delta W_{CHPP-4}}$, %, for different outdoor temperature intervals.

⁸**Fig. 4.** Incremental efficiency indicator q_{add} , MW/MW, as a function of the share of network water flow redistributed from CHPP-4 to CHPP-5 $\overline{\Delta W_{CHPP-4}}$, %, for different outdoor temperature intervals.

⁹**Fig. 5.** Saving of fuel equivalent for the two CHPPs B_{ec} , tce/h, as a function of the share of network water flow redistributed from CHPP-4 to CHPP-5 $\overline{\Delta W_{CHPP-4}}$, %, for different outdoor temperature intervals.

Литература (References)

- [1] Sandberg E., Sneum D. M., Trømborg E. Framework conditions for Nordic district heating - Similarities and differences, and why Norway sticks out. *Energy, Elsevier*, 2018, vol. 149(C), pp. 105-119. doi: <https://doi.org/10.1016/j.energy.2018.01.148>
- [2] Muncán V., Mujan I., Andjelkovic A., Macura D. Current trends of district heating and cooling in Europe. *8th International Conference on Smart and Sustainable Technologies (SpliTech)*, 2023, pp. 1-6. doi: <https://10.23919/SpliTech58164.2023.10193702>
- [3] Wang S., de Souza C. B., Golubchikov O. Recent advances in decarbonising heating in rural China: A review. *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, 2025, vol. 210, p. 115282. doi: <https://doi.org/10.1016/j.rser.2024.115282>
- [4] Auvinen H., Santti U., Happonen A. Technologies for reducing emissions and costs in combined heat and power production. *E3S Web of Conferences*, 2020, vol. 158, p. 03006. doi: <https://doi.org/10.1051/e3sconf/202015803006>
- [5] Haq H., Valisuo P., Kumpulainen L., Tuomi V. An economic study of combined heat and power plants in district heat production. *Cleaner Engineering and Technology*, 2020, vol. 1, p. 100018. doi: <https://doi.org/10.1016/j.clet.2020.100018>
- [6] Johansen K., Werner S. Something is sustainable in the state of Denmark: A review of the Danish district heating sector. *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, 2022, vol. 158(472), p. 112117. doi: <https://doi.org/10.1016/j.rser.2022.112117>
- [7] Liu Y., Hu S., Dean B., Yao X. District heating business models and policy solutions: financing utilization of low-grade industrial excess heat in the people's republic of China. *Energy Efficiency Financing and Market-Based Instruments. Economics, Law, and Institutions in Asia Pacific*, 2021, pp. 201-222. doi: https://doi.org/10.1007/978-981-16-3599-1_9
- [8] Alekseev A., Novitsky N., Tokarev V., Wang R. The current state of district heating processes in China and directions for the development of the methodological and instrumental base to support them. *E3S Web Conference*, 2023, vol. 397. doi: <https://doi.org/10.1051/e3sconf/202339704002>
- [9] Ruhnau O., Stiewe C., Muessel J., Hirth L. Gas demand in times of crisis. The response of German households and industry to the 2021/22 energy crisis. *ZBW – Leibniz Information Centre for Economics*, 2022, pp. 1-13.
- [10] Thomas A., Massol O., Sévi B. How are day-ahead prices informative for predicting the next day's consumption of natural gas? Evidence from

- France. *The Energy Journal*, 2022, vol. 43(01). doi: <https://doi.org/10.5547/01956574.43.5.atho>
- [11] Sperber E., Frey U., Bertsch V. Turn down your thermostats – A contribution to overcoming the European gas crisis? The example of Germany. *Heliyon*, 2024, vol. 10, issue 2, p. e23974. doi: <https://doi.org/10.1016/j.heliyon.2024.e23974>
- [12] Du Z., Liu M., Wang Y., Zhou Y., Zhao Y., Yan J. Energy consumption characteristics and energy saving potential of thermal power plants under ultra-low power load ratio conditions. *Energy*, 2025, vol. 330, p. 136946. doi: <https://doi.org/10.1016/j.energy.2025.136946>
- [13] Yiming Y., Gu W., Zheng Z., He W. Progress and prospects of flexible operation for coal-fired power plants facing increasing renewables. *De-Carbon*, 2025, vol. 10, p. 100134. doi: <https://doi.org/10.1016/j.decarb.2025.100134>
- [14] Liu M., Ma G., Wang S., Wang Y., Yan J. Thermo-economic comparison of heat–power decoupling technologies for combined heat and power plants when participating in a power-balancing service in an energy hub. *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, 2021, vol. 152, p. 111715. doi: <https://doi.org/10.1016/j.rser.2021.111715>
- [15] Liu Z., Wang C., Fan J., Liu M., Xing Y., Yan J. Enhancing the flexibility and stability of coal-fired power plants by optimizing control schemes of throttling high-pressure extraction steam. *Energy*, 2023, vol. 288(6321), p. 129756. doi: <https://doi.org/10.1016/j.energy.2023.129756>
- [16] Guo J., Zheng W., Cong Z., Shang P., Wang C., Song J. Steam-water modelling and the coal-saving scheduling strategy of combined heat and power systems. *Energies*, 2022, vol. 15(1), p. 141. doi: <https://doi.org/10.3390/en15010141>
- [17] Wang C., Song J. Optimal dispatch of the cascade heating CHP plants integrating with the high back-pressure technology. *Case Studies in Thermal Engineering*, 2022, vol. 38(19), p. 102330. doi: <https://doi.org/10.1016/j.csite.2022.102330>
- [18] Wu C., Wang C., Hou Z., Wang Z. Flexible peak shaving in coal-fired power plants: A comprehensive review of current challenges, recent advances, and future perspectives. *Energy*, 2025, vol. 327(12), p. 136446. doi: <https://doi.org/10.1016/j.energy.2025.136446>
- [19] Alsagri A.S., Alrobaian A. Optimization of combined heat and power systems by meta-heuristic algorithms: An overview. *Energies*, 2022, vol. 15(16), p. 5977. doi: <https://doi.org/10.3390/en15165977>
- [20] Abdi H. A survey of combined heat and power-based unit commitment problem: optimization algorithms, case studies, challenges, and future directions. *Mathematics*, 2023, vol. 11(19), p. 4170. doi: <https://doi.org/10.3390/math11194170>
- [21] Yu P., Liu M., Ma G., Liu M., Yan J. Operation flexibility and energy efficiency co-optimization on a combined heat and power plant cogenerating power and multiple heat loads. *Energy*, 2025, vol. 321, p. 135547. doi: <https://doi.org/10.1016/j.energy.2025.135424>
- [22] Safari A., Oshnoei A. An overview of recent AI applications in combined heat and power systems. *Energies*, 2025, vol. 18(11), pp. 1-31. doi: <https://doi.org/10.3390/en18112891>
- [23] Lund H., Werner S., Wiltshire R., Svendsen S., Thorsen J.E., Hvelplund F., Mathiesen B.V. 4th Generation District Heating (4GDH): Integrating smart thermal grids into future sustainable energy systems. *Energy*, 2014, vol. 68, pp. 1-11. doi: <https://doi.org/10.1016/j.energy.2014.02.089>
- [24] Marzbani F., Abdelfatah A. Economic dispatch optimization strategies and problem formulation: A Comprehensive review. *Energies*, 2024, vol. 17(3), p. 550. doi: <https://doi.org/10.3390/en17030550>
- [25] Bilal G. A., Al-Saadi M. K., Al-Sultany G. A., Al-Maliki W. A. K. Optimal operation of CCHP smart distribution grid with integration of renewable energy. *Applied Sciences*, 2025, vol. 15, p. 1407. doi: <https://doi.org/10.3390/app15031407>
- [26] Xu S., Wang W., Shi L., Dai X. Thermodynamic and economic analysis and optimization of integrated energy system based on coal-fired thermal power plant. *Thermodynamics and integrated systems*, 2025, vol. 35, pp. 168–187. doi: <https://doi.org/10.1007/s11630-025-2168-4>
- [27] Beiron J., Göransson L., Normann F., Johnsson F. Flexibility provision by combined heat and power plants – An evaluation of benefits from a plant and system perspective. *Energy Conversion and Management: X*, 2022, vol. 16, p. 100318. doi: <https://doi.org/10.1016/j.ecmx.2022.100318>
- [28] Tian M-H., Hu Y-J., Tao Y., Wang H. Multi-objective dynamic optimization of China's regional thermal power transition under the ETS: Balancing low-carbon, economic efficiency, and energy security. *Energy*, 2026, vol. 353, p. 141050. doi: <https://doi.org/10.1016/j.energy.2026.141050>
- [29] Kazda K., Li X. A critical review of the modeling and optimization of combined heat and power dispatch. *Processes*, 2020, vol. 8, no. 4, p. 441. doi: <https://doi.org/10.3390/pr8040441>
- [30] Mancarella P. MES (multi-energy systems): An overview of concepts and evaluation models. *Energy*, 2014, vol. 65, pp. 1-17. doi: <https://doi.org/10.1016/j.energy.2013.10.041>
- [31] Karlsson M., Gebremedhin A., Klugman S., Henning D., Moshfegh B. Regional energy system optimization – Potential for a regional heat market. *Applied Energy*, 2009, vol. 86, no. 4, pp. 441-451. doi: <https://doi.org/10.1016/j.apenergy.2008.09.012>
- [32] Kůdela J., Suja J., Šomplák R., Pluskal J., Hrabec D. Optimal control of combined heat and power station operation. *Optimization and Engineering*,

- 2023, vol. 25, no. 4, pp. 121-145. doi: <https://doi.org/10.1007/s11081-023-09848-2>
- [33] Aki H., Oyama T., Tsuji K. Analysis of energy service systems in urban areas and their CO2 mitigations and economic impacts. *Applied Energy*, 2006, vol. 83, no. 10, pp. 1076-1088. doi: <https://doi.org/10.1016/j.apenergy.2005.11.005>
- [34] Geidl M., Andersson G. Optimal power flow of multiple energy carriers. *IEEE Transactions on Power Systems*, 2007, vol. 22, no. 1, pp. 145-155. doi: <https://doi.org/10.1109/TPWRS.2006.888962>
- [35] Chicco G., Mancarella P. Distributed multi-generation: a comprehensive view. *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, 2009, vol. 13, no. 3, pp. 535-551. doi: <https://doi.org/10.1016/j.rser.2007.11.014>
- [36] Oclanschi G. V., Berzan V., Postolaty V. [Analysis of the state and methods for increasing the efficiency of operation of district heating system in the Chisinau municipality]. *2017 International Conference on Electromechanical and Power Systems (SIELMEN)*. Iasi, Romania, 2017, pp. 527-530. doi: <https://doi.org/10.1109/SIELMEN.2017.8123394>
- [37] Anbarasu S., Hinkelman K., Zuo W., Ferreira V. Optimal operation of multi-plant steam district heating systems for enhanced efficiency and sustainability. *Energy Conversion and Management*, 2025, vol. 325, p. 119298. doi: <https://doi.org/10.1016/j.enconman.2024.119298>
- [38] Lu L., Li Y., Xia H. Study on the configuration and operation optimization of CCHP coupling multiple energy system. *Energy Conversion and Management*, 2018, vol. 177, pp. 773-791. doi: <https://doi.org/10.1016/j.enconman.2018.10.006>
- [39] Riedmüller S., Buchholz A., Zittel J. Enhancing multi-energy modeling: The role of mixed-integer optimization decisions. *arXiv:2505.14492v1 [math.OC]*, 2025. doi: <https://doi.org/10.48550/arXiv.2505.14492>
- [40] Riedmüller S., Rivetta F., Zittel J. Long-term multi-objective optimization for integrated unit commitment and investment planning for district heating networks. *arXiv:2410.06673v2 [math.OC]*, 2024. doi: <https://doi.org/10.48550/arXiv.2410.06673>
- [41] Lund H., Munster E. Modelling of energy systems with a high percentage of CHP and wind power. *Renewable Energy*, 2003, vol. 28, no. 14, pp. 2179-2193. doi: [https://doi.org/10.1016/S0960-1481\(03\)00125-3](https://doi.org/10.1016/S0960-1481(03)00125-3)
- [42] Biryukov A., Garashchenko V. Directions for improving the energy efficiency of thermal energy generation systems within the framework of the russian thermal power industry. *Energy Systems*, 2023, vol. 8, no. 2, pp. 17-27. doi: <https://doi.org/10.34031/es.2023.2.002>
- [43] Fu Z., Feng L., Han Y., Sui J. An universal energy-matching design and regulation method for combined cooling, heating, and power (CCHP) systems in different scenarios. *Energy*, 2024, vol. 312, p. 133459. doi: <https://doi.org/10.1016/j.energy.2024.133459>
- [44] Feng L., Dai X., Mo J., Shi L. Comparison of capacity design modes and operation strategies and calculation of thermodynamic boundaries of energy-saving for CCHP systems in different energy supply scenarios. *Energy Conversion and Management*, 2019, vol. 188, pp. 296-309. doi: <https://doi.org/10.1016/j.enconman.2019.02.096>
- [45] Trukhny A.D., Lomakin B.V. *Teplofikacionnye parovye turbiny i turbostanovki* [Heating steam turbines and turbine units]. Moscow, 2006. 512 p. (in Russian)
- [46] Tatarinova N.V., Suvorov D.M., Shempelev A.G. [Approaches to building computational mathematical models based on the flow and power characteristics of cogeneration steam turbine stages and compartments]. *International Conference on Industrial Engineering, Applications and Manufacturing (ICIEAM 2017)*. St. Petersburg, Russia, 2017, pp. 1-6. doi: <https://doi.org/10.1109/ICIEAM.2017.8076463>
- [47] Simoyu L.L., Indurskii M.S., Efros E.I. Calculation of the performance of the LP section in a cogeneration steam turbine under variable operating conditions. *Thermal Engineering*, 2000, vol. 47, no 2, pp. 105-110.

Сведения об авторах.



Суворов Дмитрий Михайлович, кандидат технических наук, доцент, заведующий кафедрой теплотехники и гидравлики ВятГУ. Научные интересы - повышение эффективности работы ТЭЦ. E-mail: dmilar@mail.ru ORCID: <https://orcid.org/0000-0001-7415-3868>



Татаринова Наталья Владимировна, кандидат технических наук, доцент кафедры теплотехники и гидравлики ВятГУ. Научные интересы - математическое моделирование турбоустановок ТЭЦ. E-mail: nvt_s@mail.ru ORCID: <https://orcid.org/0000-0003-2640-9085>