

# ЭНЕРГЕТИЧЕСКИЕ СИСТЕМЫ И КОМПЛЕКСЫ



УДК 620.424.1

DOI:10.30724/1998-9903-2025-27-2-138-153

## ОПТИМИЗАЦИЯ РЕЖИМОВ ТЭЦ С ПАРОГАЗОВЫМ И ПАРОТУРБИНЫМ ЭНЕРГОБЛОКАМИ ДЛЯ МАКСИМИЗАЦИИ ПРИБЫЛИ НА БАЛАНСИРУЮЩЕМ СЕГМЕНТЕ ОПТОВОГО РЫНКА ЭЛЕКТРОЭНЕРГИИ

Елсуков Н.С.<sup>1</sup>, Аникина И.Д.<sup>1</sup>, Голубев С.Е.<sup>2</sup>

<sup>1</sup>Санкт-Петербургский политехнический университет Петра Великого,  
г. Санкт-Петербург, Россия

<sup>2</sup>ОАО «Национальное бюро информатизации», г. Москва, Россия  
elsukov.ns@mail.ru

**Резюме:** АКТУАЛЬНОСТЬ исследования заключается в разработке методики повышения экономической эффективности теплоэлектроцентралей (далее ТЭЦ) с парогазовым и паротурбинным блоками на балансирующем сегменте оптового рынка электроэнергии и мощности (далее ОРЭМ) с учетом фактических характеристик оборудования. Перераспределение тепловых потоков между энергоблоками ТЭЦ с использованием методов математического моделирования режимов станции позволяет увеличить прибыль как на Рынке на сутки вперед (далее РСВ), так и на Балансирующем рынке электроэнергии (далее БР). ЦЕЛЬ. Повысить маржинальный доход ТЭЦ на БР путем оптимизации режимов. МЕТОДЫ. При решении поставленной задачи применялся метод имитационного моделирования режимов работы ТЭЦ и метод расчета балансов исследуемой ТЭЦ на стационарных режимах с использованием программных продуктов United Cycle и Microsoft Excel. РЕЗУЛЬТАТЫ. В статье представлены результаты снижения топливных издержек при перераспределении тепловых потоков обратной сетевой воды между паротурбинным и парогазовым энергоблоками путем перераспределения теплофикационных нагрузок между энергоблоками исследуемой ТЭЦ. Был проведен анализ функций дополнительных выработки электроэнергии и топливных издержек, приведенных к денежному потоку, с определением локального экстремума, обеспечивающего максимальную прибыль на БР. ЗАКЛЮЧЕНИЕ. С помощью перераспределения теплофикационных нагрузок между энергоблоками ТЭЦ было достигнуто снижение суммарного расхода топлива до 7%, обеспечивающее рост прибыли до 60,59 тыс.руб./ч. Поиск оптимального количества увеличения вырабатываемой электроэнергии на БР приводит к росту прибыли до 14,62 и 128,22 тыс.руб./ч для паротурбинного и парогазового блока, соответственно.

**Ключевые слова:** теплоэлектростанция; продажа электроэнергии; оптимизация режимов; оптовый рынок электроэнергии; балансирующий рынок электроэнергии; экономика энергетики.

**Для цитирования:** Елсуков Н.С., Аникина И.Д., Голубев С.Е. Оптимизация режимов ТЭЦ с парогазовым и паротурбинным энергоблоками для максимизации прибыли на балансирующем сегменте оптового рынка электроэнергии // Известия высших учебных заведений. ПРОБЛЕМЫ ЭНЕРГЕТИКИ. 2025. Т. 27. № 2. С. 138-153. doi: 10.30724/1998-9903-2025-27-2-138-153.

## OPTIMIZATION OF CHPP WITH CCGT AND STEAM TURBINE UNITS MODES FOR PROFIT MAXIMIZATION ON THE WHOLESALE ELECTRICITY MARKET

Elsukov N.S.<sup>1</sup>, Anikina I.D.<sup>1</sup>, Golubev S.E.<sup>2</sup>

<sup>1</sup>Peter the Great St.Petersburg Polytechnic University, Saint-Petersburg, Russia

<sup>2</sup>JSC "National Bureau of Informatization", Moscow, Russia

elsukov.ns@mail.ru

**Abstract:** *RELEVANCE. Optimization of CHPP modes is the most urgent task to increase profits on the wholesale electricity market. Free market economy forces CHPP's to optimize its operation to achieve additional profits on Balancing electricity market. THE PURPOSE is to increase marginal income of CHPP at the Wholesale Electricity Market by modes optimization. METHODS. The method of CHPP simulation modelling and the method of CHPP heat balances calculation were used. The digital twin of the investigated power plant was created in CAE United Cycle. United Cycle also provides the ability to calculate heat and mass balances of the CHPP in stationary modes. Other calculations were carried out by Microsoft Excel. RESULTS. The paper presents the results of fuel costs reduction due to return network water heat flows redistribution between steam turbine and combined cycle gas turbine. This result was achieved by solving the system of balance equations of power units of the investigated CHPP. A profit increase on the market with constant output of electricity and heat was achieved. The functions of additional power generation and fuel costs have been investigated. The cash flow of revenue and expenses was analyzed. The local extremum of the maximum profit on the balancing market was determined. CONCLUSIONS. In a result of heat loads redistribution between steam and combined-cycle gas turbines, a reduction of total fuel consumption up to 7% was achieved. This ensures profit growth up to 60.59 thou.rub./h. The investigation of the optimal amount of power increase at Balancing market leads to profit growth up to 14.62 and 128.22 thou.rub./h for steam and combined cycle gas turbine, respectively.*

**Keywords:** *thermal power plants; electricity supply; modes optimization; Wholesale Electricity market; Balancing electricity market; energy economics.*

**For citation:** *Elsukov N.S., Anikina I.D., Golubev S.E. Optimization of CHPP with CCGT and steam turbine units modes for profit maximization on the wholesale electricity market. Power engineering: research, equipment, technology. 2025; 27 (2): 138-153. doi: 10.30724/1998-9903-2025-27-2-138-153.*

### **Введение (Introduction)**

Электроэнергия обладает особенностями, влияющими на системную и коммерческую деятельность как электростанций, так и Единой Энергетической Системы (далее ЕЭС) в целом. Ввиду технической сложности хранить электроэнергию в больших количествах, равенства производства и потребления энергии в ЕЭС, отсутствия возможности проследить какой источник снабжает какого потребителя, организация процессов регулирования режимов ЕЭС и купли-продажи электроэнергии с применением рыночных механизмов является нетривиальной задачей.

Позиции тепловых электростанций на ОРЭМ являются затруднительными, поскольку им необходимо конкурировать с атомными и гидравлическими генераторами, чьи операционные издержки, формирующие равновесную цену на рынке, меньше. ТЭЦ с более дорогим предложением рискуют быть не отобранными системным оператором для покрытия кривой потребления электроэнергии. Сложившиеся условия вынуждают ТЭЦ вкладывать средства в своевременное обновление неэффективного оборудования, в развитие современных технологий и в снижение издержек при производстве электроэнергии и теплоты.

Одним из перспективных направлений укрепления позиций ТЭЦ на ОРЭМ является оптимизация режимов с целью максимизации прибыли. Наибольший объем торгов в пределах ценовых зон ЕЭС приходится на РСВ. Объем отпущенной в сеть электроэнергии от ТЭЦ при работе на РСВ обусловлен спросом потребителей и величиной ценовой заявки. Итоговое решение по выдаче в сеть нагрузки принимает системный оператор [1], что накладывает ограничение на увеличение или уменьшение выработки электростанций в прибыльные и убыточные часы работы.

Теплоотпуск от ТЭЦ обусловлен тепловым графиком района теплоснабжения, что также выстраивает четкие границы для возможности регулирования режимов. Важно отметить, что перенос выработки электроэнергии с одной турбины на другую при сохранении суммарного отпуска от ТЭЦ не может являться универсальным оптимизационным методом, поскольку энергоблоки одной ТЭЦ могут относиться к разным группам точек поставок (далее ГТП), и, соответственно, наибольший эффект достигается при перераспределении теплофикационных нагрузок между энергоблоками в разных ГТП. Однако, если в состав ТЭЦ входит два энергоблока и больше, то при неизменном отпуске электроэнергии от ГТП и теплоты (при фиксированной выручке),

предоставляется возможность перераспределить потоки сетевой воды между источниками теплоты ТЭЦ таким образом, чтобы суммарный расход топлива уменьшился, что приведет к снижению топливных издержек и увеличению прибыли.

Объемы торгов на Балансирующем рынке электроэнергии в разы уступают РСВ, однако, цена продажи электроэнергии на БР, как правило, выше. При балансировании системы у участников ОРЭМ при положительном решении системного оператора появляется возможность как увеличить выработку электроэнергии при высокой цене на рынке, так и снизить при ведении убыточного режима, что в итоге оказывает положительное влияние на прибыль.

В данной статье предлагается рассмотреть оптимизацию режимов ТЭЦ с паротурбинным и парогазовым энергоблоками путем переноса части теплофикационной нагрузки с одного энергоблока на второй для снижения операционных издержек и определение такого количества дополнительного увеличения или снижения выработки на БР, при которой будет достигнута максимальная прибыль.

*Целью* исследования является проведение оптимизации режимов исследуемой ТЭЦ для максимизации прибыли на БР.

*Теоретическая значимость* заключается в применении математической постановки решаемых задач и использовании современных методов моделирования режимов работы паротурбинной и парогазовой установок (далее ПТУ и ПГУ, соответственно) с помощью цифровой модели исследуемой ТЭЦ с фактическими характеристиками энергетического оборудования для достижения поставленной цели.

*Практическая значимость* работы состоит в увеличении маржинального дохода генерирующих компаний на ОРЭМ.

#### ***Литературный обзор (Literature Review)***

Среди существующих методов оптимизации режимов наиболее широко применяется метод равномерного распределения характеристик относительного прироста мощности, подробно описанный в [2]. Представленный метод решает задачу минимизации суммарного расхода топлива на ТЭЦ, что являлось актуальным при плановой экономике. Однако, текущая конъюнктура рынка вынуждает генерирующие компании пересмотреть подход к вопросу оптимизации в направлении максимизации прибыли. Для некоторых режимов задача максимизации прибыли вырождается в поиск минимального суммарного расхода топлива, что делает предложенный метод актуальным. Но стоит отметить, что в условиях рыночных механизмов продажи электроэнергии для некоторых режимов за счет отпуска в сеть большего количества энергии выручка от ее продажи может превысить дополнительные топливные издержки, затрачиваемые на ее производство.

Реалии функционирования ОРЭМ оказывают непосредственное влияние на режимы энергоблоков ЕЭС. В работе ученых Казанского государственного энергетического университета [3] выявляются основные факторы, влияющие на конкурентоспособность участников рынка, а также приводятся преимущества и недостатки действующих рыночных механизмов.

Внедрение программных комплексов оптимизации режимов работы ТЭЦ рассмотрены в исследовании [4]. Авторами был представлен результат экономического расчета от внедрения программно-вычислительного комплекса, позволяющего планировать и вести режимы ТЭЦ.

В работе [5] представлен результат оптимизационных мероприятий по критерию максимизации прибыли паротурбинных блоков ТЭЦ. Предлагаемая методика позволяет на каждом шаге определять приращение компонентов целевой функции для определения наиболее благоприятных выходных параметров.

Возросший спрос на применение цифровых двойников ТЭЦ для решения ряда задач приводит к появлению новых программно-вычислительных комплексов. Например, автором в [6] представлена программа, позволяющая оптимизировать работу ТЭЦ на ОРЭМ. Автором была апробирована методика поиска оптимальной очередности загрузки оборудования по фактическим энергетическим характеристикам, полученным с помощью программно-вычислительного комплекса.

Явление «цифровой трансформации» в энергетике подробно описано в исследовании [7]. Под руководством Головиной был представлен анализ отечественных и зарубежных работ в данной области, были рассмотрены ключевые аспекты, лежащие в подходе «Индустрии 4.0», и предложен новый подход к элементам цифровой трансформации.

Математическое моделирование режимов ТЭЦ играет важную роль не только в

поиске режимов с максимальной прибылью, но и для исследования надежного функционирования ТЭЦ. Учеными из Иркутского национального исследовательского технического университета в исследовании [8] получены функциональные зависимости параметров ряда типового основного оборудования ТЭЦ, что дает возможность предупреждать о потенциально опасных режимах энергоблоков.

Современные цифровые ресурсы позволяют по-новому посмотреть на вопрос анализа спроса на электроэнергию в регионе. В исследовании [9] было получено точное прогнозирование суточных графиков с отклонением 2,26%, позволяющее предопределять выгодные режимы энергоблоков в регионе.

В работе Клера, Максимова, Степанова и др. [10] изучен вопрос оптимизации режимов ТЭЦ с учетом фактического состояния оборудования, а также был разработан и апробирован программно-вычислительный комплекс, позволяющий моделировать оптимизационные мероприятия режимов с учетом реального состояния оборудования ТЭЦ.

Методы повышения эффективности ТЭЦ с применением математического моделирования представлены в исследовании [11]. Авторами рассмотрено влияние перераспределения теплофикационных нагрузок между тепловыми потребителями на снижение суммарного расхода топлива на исследуемой ТЭЦ.

В работе [12] рассматриваются критерии оптимизации режимов ТЭЦ. Автором было проведено сравнение подходов минимизации суммарного расхода топлива и максимизации прибыли в качестве стандартов оптимизации. В исследовании отмечено, что критерий максимизации прибыли лучше соответствует современным тенденциям развития ОРЭМ.

Устойчивое решение задачи оптимизации режимов тепловых станций в промышленности предложено в АО «Национальное бюро информатизации» [13]. С помощью разработанной специалистами АО «НБИ» платформы «EMAS» возможно оптимизировать режимы электростанций исходя из условий максимизации прибыли, отслеживать теплофизические показатели в узлах цифровых двойников, а также решать широкий ряд задач, направленных на улучшения технологических процессов ТЭЦ.

В зарубежных исследованиях вопрос оптимизации режимов ТЭЦ с целью максимизации прибыли не рассмотрен на достаточно широком уровне. Причиной этому могут послужить особенности местных рынков электроэнергии и низкий коэффициент теплофикации зарубежных теплоэлектростанций ввиду относительно теплых зим, что ограничивает возможность перераспределения теплофикационных нагрузок между энергоблоками. В исследовании [14] рассматривается внедрение систем накопления теплоты параллельно с поиском оптимальной производительности исследуемой угольной ТЭЦ. Автор приходит к выводу, что, решая поставленную задачу с применением методов линейного программирования, возможно снизить нагрузку на водогрейные котлы и увеличить количество отпускаемой в сеть электроэнергии, что положительно сказывается на экологической и экономической деятельности ТЭЦ.

В работе [15] авторы рассматривали вопрос оптимизации режимов ТЭЦ в регионе с относительно крупной выработкой электроэнергии с применением возобновляемых источников. В результате исследования была разработана операционная стратегия, позволяющая, обеспечивающая гибкость энергоснабжения потребителей, и было достигнуто более экономичный график работы с увеличением прибыли от реализации электроэнергии.

Отдельное внимание в зарубежных исследованиях уделяется вопросам максимизации прибыли энергообъектов с учетом целей по декарбонизации энергетики. В статье [16] предлагается модель управления энергопотреблением с применением методов двухэтапного стохастического программирования, включающая фотоэлектрические модули, ветряные турбины, системы накопления энергии, ТЭЦ и теплогенерирующие установки. Полученные результаты свидетельствуют об улучшении экономических и экологических показателей при работе энергетических объектов на РСВ.

Анализ вышеуказанных работ показал необходимость проведения дополнительных исследований в области оптимизации режимов ТЭЦ с комбинацией парогазовых и паротурбинных энергоблоков при работе на обоих конкурентных сегментах ОРЭМ. Применение новых методов моделирования цифровых моделей с выводом математических зависимостей имеет высокий потенциал снижения использования энергетических ресурсов на ТЭЦ.

#### ***Материалы и методы (Materials and methods)***

Ввиду недостаточной освещенности проблемы оптимизации ТЭЦ с парогазовыми и

паротурбинными блоками с целью увеличения прибыли на ОРЭМ, развития отечественного газотурбостроения и высокой доли в ЕЭС РФ паротурбинных блоков, в качестве объекта исследования была выбрана двухблочная ТЭЦ, в состав которой входят паротурбинная установка с паровой турбиной Т-180/210-130 и парогазовый блок с установкой ПГУ-450Т, выполненный по схеме «дубль-блок» с двумя газовыми турбинами типа ГТЭ-160, двумя вертикальными котлами утилизаторами типа Пр-228/47-7,86/0,62-515/230 и паровой турбиной типа Т-125/150-7,4.

Развитие цифровых инструментов решения математических задач позволяет уменьшить трудозатраты при расчетах. Задачу максимизации прибыли ТЭЦ в условиях ОРЭМ удобно решать с помощью системы автоматизированного проектирования (далее САПР) «United Cycle» [17], позволяющую проводить расчеты паротурбинных, газотурбинных и парогазовых установок в стационарных режимах путем сведения тепловых и материальных балансов в узлах созданной модели. Построение цифровой модели происходит в несколько этапов: создание графа исследуемого объекта – электростанции с энергоблоками ПГУ-450 и Т-180 в специальном САПР «United Cycle», параметризация узлов и элементов тепловой схемы по заводским характеристикам с их дальнейшей корректировкой, принимая во внимание фактическое состояние оборудования исследуемой ТЭЦ путем учета показаний с АСУТП и базы данных из системы мониторинга режимов работы и текущего состояния оборудования из информационной системы «Kiberry.Энергобаланс» [18]. С помощью цифровой модели можно смоделировать любой стационарный эксплуатационный режим работы ТЭЦ, что открывает более широкий диапазон для оптимизации по сравнению с применением моделей, основанных на данных из нормативно-технической документации (НТД). В НТД приведены данные для номинального режима работы, а часть правок для учета изменения состояния оборудования, расчетной тепловой схемы и режимов работы может отсутствовать или быть некорректной, поэтому использование моделей, основанных на НТД, имеет ряд ограничений. На рисунке 1 показана часть тепловой схемы модели, включающая в себя парогазовый блок объекта исследования, построенная в САПР «United Cycle».

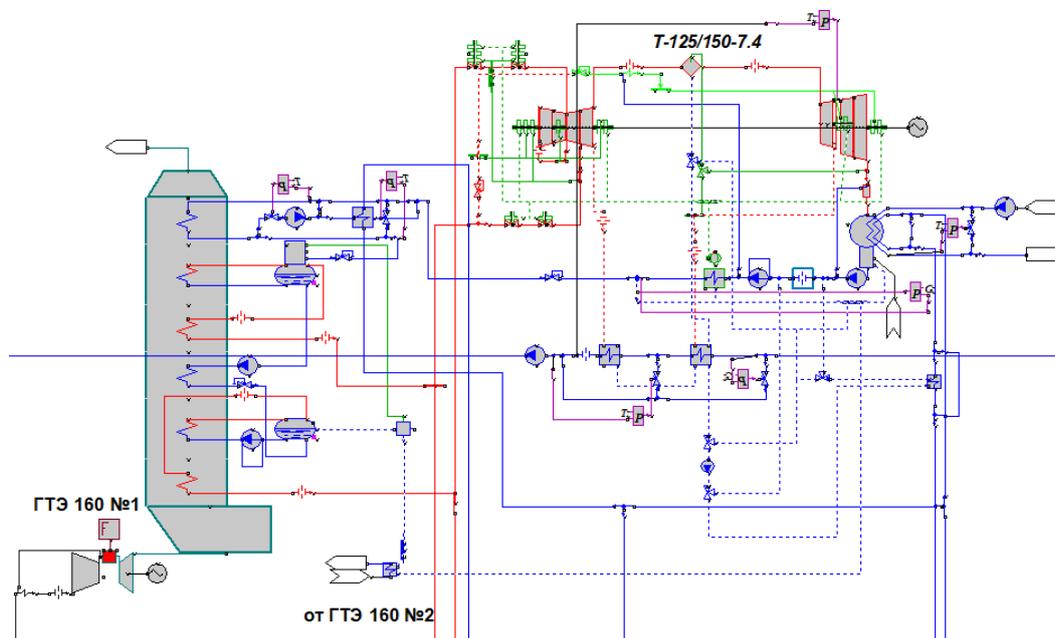


Рис. 1. Расчетная тепловая схема модели парогазового блока исследуемой ТЭЦ  
Fig. 1. CCGT unit design diagram of investigated CHPP

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

В зависимости от интересующего сегмента ОРЭМ был разработан алгоритм оптимизации режимов работы станции, представленный в виде блок-схемы на рисунке 2, отражающий последовательность действий, необходимых для решения задачи максимизации прибыли ТЭЦ.

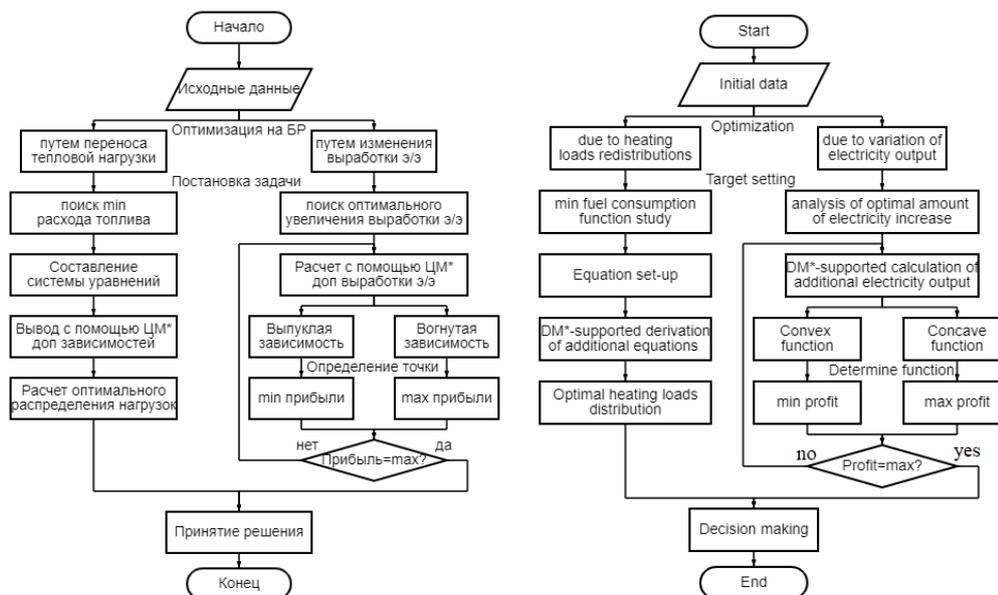


Рис. 2. Блок-схема методологии исследования:

Fig.2. Flowchart of research methods:

ЦМ – цифровая модель исследуемой ТЭЦ

DM – digital model of CHPP under investigation

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

При решении задачи оптимизации режимов ТЭЦ путем перераспределения теплофикационных нагрузок ограничениями выступают отпускаемая в сеть электроэнергия от блоков Т-180 и ПГУ-450Т ( $N_1$  и  $N_2$ , МВт, соответственно) и теплофикационная нагрузка ( $Q_1$  и  $Q_2$ , МВт). ТЭЦ, выполняя свои обязательства при работе на рынке, выдает в сеть одобренное системным и коммерческим операторами количество электроэнергии, что не дает возможности энергоблокам влиять на прибыль путем изменения отпуска. Следует отметить, что максимально эффективным с точки зрения прибыли ТЭЦ является перенос тепловой нагрузки между энергоблоками разных ГТП.

Отпуск теплоты от ТЭЦ напрямую зависит от температурного графика района теплоснабжения, поэтому изменения суммарного теплоотпуска ( $Q$ , МВт), а также расхода ( $G$ , т/ч) и температуры ( $\tau$ , °С) прямой сетевой воды с целью оптимизации режимов являются недопустимыми мероприятиями. Технические ограничения отсутствуют со стороны перераспределения теплофикационных нагрузок между энергоблоками. Это означает, что на расходы и температуры сетевой воды на выходе из подогревателей энергоблоков Т-180 и ПГУ-450Т ( $G_1$ , т/ч и  $G_2$ , т/ч,  $\tau_1$ , °С и  $\tau_2$ , °С, соответственно) накладываются только физические ограничения по максимально допустимым температурам в корпусах подогревателей сетевой воды и расходам сетевой воды при условии достижения требуемых по тепловому графику суммарного расхода ( $G$ , т/ч) и температуры ( $\tau$ , °С) прямой сетевой воды. Дополнительным ограничением для температуры прямой сетевой воды на выходе из ПГУ-450Т является условие поддержания температуры уходящих газов на выходе из котла-утилизатора на уровне 100 °С, поскольку конденсат греющего пара сетевого подогревателя энергоблока направляется в котел-утилизатор ПГУ. Значительное уменьшение температуры уходящих газов может вызвать конденсацию оксидов азота, а ее повышение приведет к уменьшению КПД котла-утилизатора.

С технической точки зрения мероприятия переноса теплофикационной нагрузки с одного блока на другой заключаются в следующем: при увеличении расхода обратной сетевой воды на одном энергоблоке для поддержания нужных параметров прямой сетевой воды прикрывается регулирующая диафрагма, увеличивается теплофикационная нагрузка блока. При неизменном расходе пара рост теплоотпуска может быть обусловлен только уменьшением мощности турбины, что недопустимо. Для этого при закрытии регулирующей диафрагмы нужно увеличить расход пара через турбину, чтобы не допустить недовыработку мощности. Это является следствием увеличения расхода топлива на энергоблоке. Соответственно, при уменьшении расхода сетевой воды через сетевые подогреватели другого блока регулирующая диафрагма приоткрывается и для недопущения выработки избытка электроэнергии расход газа в энергетическом котле или

камере сгорания уменьшается. Оптимизацию можно считать успешной, если уменьшение расхода топлива на одном энергоблоке превысит увеличение на другом при сохранении отпускаемой от ТЭЦ продукции.

С учетом представленных факторов оптимизация режимов ТЭЦ при переносе теплофикационной нагрузки сводится к поиску минимальной функции суммарного расхода на ТЭЦ путем перераспределения теплофикационных нагрузок между энергоблоками. Для решения поставленной задачи необходимо для текущего режима ТЭЦ составить систему уравнений, в которую входят:

1. Массовый расход сетевой воды в узле смешения после сетевых подогревателей энергоблоков;
2. Теплофикационная нагрузка сетевого подогревателя Т-180 со стороны сетевой воды;
3. Теплофикационная нагрузка сетевого подогревателя ПГУ-450Т со стороны сетевой воды;
4. Уравнение в точке смешения сетевой воды на выходе из сетевых подогревателей энергоблоков Т-180 и ПГУ-450Т;
5. Расход условного топлива Т-180 ( $B_1$ , т.у.т./ч), определенный из теплового баланса энергоблока;
6. Расход условного топлива ПГУ-450Т ( $B_2$ , т.у.т./ч), определенный из теплового баланса энергоблока;

Представленные уравнения в последовательном порядке собраны в систему (1):

$$\begin{cases} G = G_1 + G_2, \text{ т/ч} \\ Q_1 = G_1 \cdot c_p \cdot (\tau_1 - \tau'), \text{ МВт} \\ Q_2 = G_2 \cdot c_p \cdot (\tau_2 - \tau'), \text{ МВт} \\ G \cdot \tau = G_1 \cdot \tau_1 + G_2 \cdot \tau_2, \text{ м}^3 / \text{ч} \cdot \text{°C} \\ B_1 = \frac{N_1 + Q_{к1} + Q_{вп1} + Q_1 + Q_{п}}{\eta_{ка} \cdot Q_{н}^p}, \text{ т.у.т./ч} \\ B_2 = \frac{N_2 + 2 \cdot G_{yx} \cdot h_{yx} + Q_{к2} + Q_{вп2} + Q_2 - 2 \cdot G_{в} \cdot h_{в}}{Q_{н}^p}, \text{ т.у.т./ч} \end{cases} \quad (1)$$

где  $c_p=4,187$ – изобарная теплоемкость воды, кДж/(кг·°C);

$\tau'$  – температура обратной сетевой воды на исследуемом режиме, °C;

$Q_{к1,к2}$  – тепловая нагрузка конденсатора на исследуемом режиме энергоблоков Т-180 и ПГУ-450Т, соответственно, МВт;

$Q_{вп1,вп2}$  – тепловая нагрузка встроенного пучка конденсатора Т-180 и ПГУ-450Т на исследуемом режиме, соответственно, МВт;

$Q_{п}$  – тепловая нагрузка промышленного потребителя пара энергоблока Т-180 на исследуемом режиме, МВт;

$\eta_{ка}$  – КПД котлоагрегата энергоблока Т-180 на исследуемом режиме, %;

$Q_{н}^p$  – теплота сгорания условного топлива, МДж/кг;

$G_{yx}, h_{yx}$  – расход и энтальпия уходящих газов энергоблока ПГУ-450Т на исследуемом режиме, соответственно, т/ч и кДж/кг;

$G_{в}, h_{в}$  – расход и энтальпия воздуха на входе в компрессор энергоблока ПГУ-450Т на исследуемом режиме, соответственно, т/ч и кДж/кг.

В систему уравнений (1) входят 6 уравнений и 10 неизвестных величин ( $G_1, G_2, Q_1, Q_2, \tau_1, \tau_2, B_1, B_2, Q_{к1}, Q_{к2}$ ). Остальные величины являются либо постоянными, либо изменение их значений на оптимизируемом диапазоне относительно невелико. Для ее решения необходимо добавить 4 дополнительных уравнения. Для этого в САПР «United Cycle» на исследуемом режиме при неизменном отпуске электроэнергии и постоянной нагрузке теплофикационного пучка для обоих энергоблоков смоделируем зависимость потерь в конденсаторе от теплофикационной нагрузки в допустимом регулируемом диапазоне. На рисунках 3 и 4 представлены зависимости теплоотпуска от блоков Т-180 и ПГУ-450Т от нагрузки конденсатора:

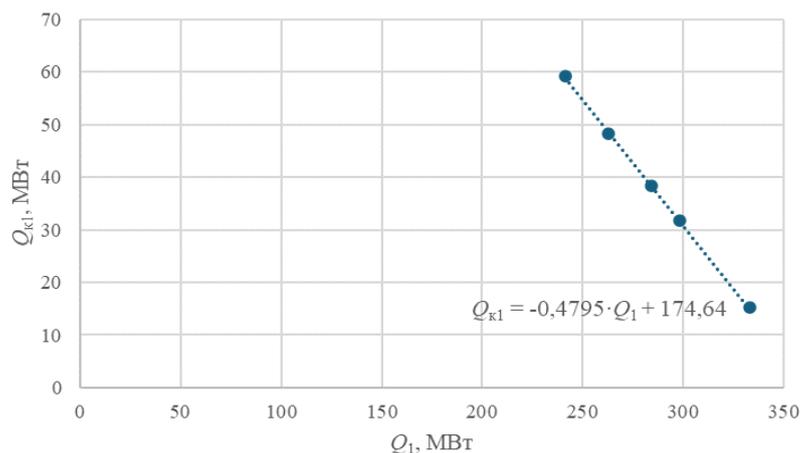


Рис. 3. Зависимость теплоотпуска от потерь в конденсаторе на энергоблоке Т-180 Fig. 3. Function of heat release on losses in the condenser at power unit T-180

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

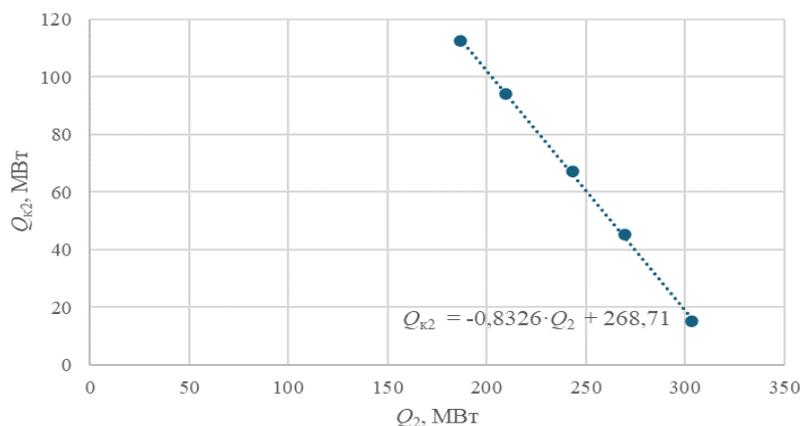


Рис. 4. Зависимость теплоотпуска от потерь в конденсаторе на энергоблоке ПГУ-450T Fig. 4. Function of heat release on losses in the condenser at power unit CCGT-450

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

Для замыкания системы (1) также необходимо добавить еще два уравнения. Для этого из балансовых уравнений расходов топлива энергоблоков Т-180 и ПГУ-450Т выразим расходы топлива и возьмем частную производную функции по расходу сетевой воды через энергоблок. В точке минимального расхода функции частная производная будет равняться нулю:

$$\frac{\partial B_{1,2}}{\partial G_{1,2}} = 0 \tag{2}$$

Далее остается решить систему уравнений (1) относительно суммарного расхода топлива на ТЭЦ (\$B\_1+B\_2\$, т.т./ч) и сравнить с расходом до оптимизационных мероприятий.

Постановка задачи максимизации прибыли в условиях балансирующего рынка при изменении выработки отличается от ранее описанной. Ввиду невозможности абсолютно точного прогнозирования спроса на электроэнергию ее выработка на электростанциях в рамках каждого часа несения нагрузки может изменяться в зависимости от неплановых событий и команд системного оператора. В зависимости от сложившейся цены на БР и текущего режима энергоблока выручка за счет продажи дополнительно выработанной электроэнергии может быть как больше, так и меньше дополнительных затрат на топливо, обуславливающих рост выработки. Поэтому с коммерческой точки зрения возникает интерес поиска оптимального количества дополнительно выработанной электроэнергии, обеспечивающий максимальную прибыль на БР. Критерий максимизации прибыли ТЭЦ при работе на БР отражен в формуле (3):

$$\text{ИБР} \cdot \Delta N_{\text{э}} - \text{Ц}_{\text{топ}} \cdot \Delta G_{\text{топ}}, \text{руб./ч} \rightarrow \text{max}, \tag{3}$$

где ИБР – индикатор балансирующего рынка, тыс.руб./МВт;

$\Delta N_3$  – увеличение выработки электроэнергии энергоблока при работе на БР, МВт;

$C_{\text{топ}}$  – цена топлива [19], тыс.руб./ (ту.т./ч);

$\Delta G_{\text{топ}}$  – увеличение расхода топлива, обуславливающее рост выработки, ту.т./ч.

Поставленную задачу удобно решать методом прямого численного моделирования стационарных режимов ТЭЦ в САПР «United Cycle». Поэтому для отдельно взятого режима с определенным шагом смоделируем увеличение выработки электроэнергии на каждом энергоблоке при постепенном открытии регулирующей диафрагмы для поддержания текущих теплофикационных нагрузок.

Для наглядного представления выводимых зависимостей результат моделирования увеличения выручки представим в осях «Денежный поток, тыс.руб./ч – Электрическая нагрузка, МВт», в которой линия выручки за продажу электроэнергии вырождается в прямую, а кривая топливных издержек в полином 2-й степени. На рисунках 5 и 6 представлена зависимость выручки от продажи электроэнергии на БР и топливных издержек от электрической нагрузки энергоблока для двух разных режимов ПГУ-450Т, соответственно:

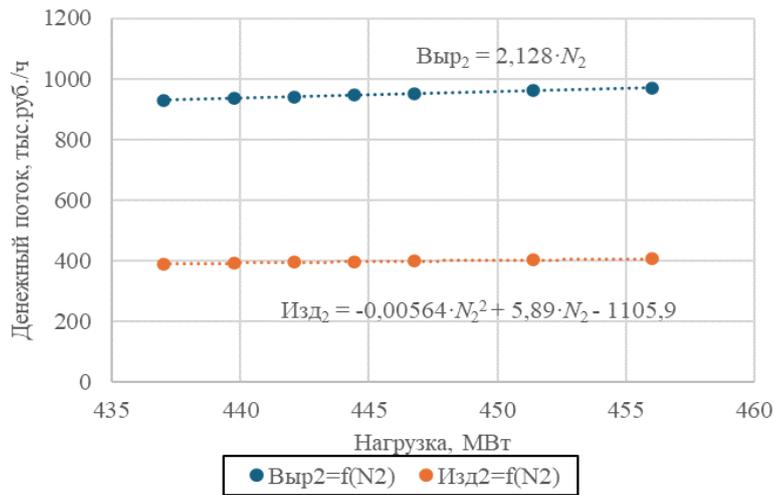


Рис. 5. Зависимость выручки с продажи электроэнергии на БР от топливных издержек на Balancing Market on fuel costs at mode No.6 (see Table 2) for CCGT-450

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

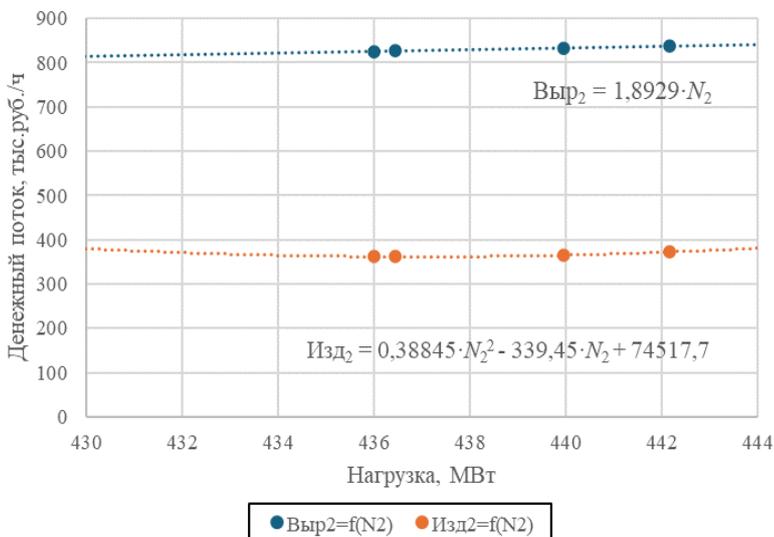


Рис. 6. Зависимость выручки с продажи электроэнергии на БР от топливных издержек на Balancing Market on fuel costs at mode No.2 (see Table 2) for CCGT-450

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

На исследуемых режимах для энергоблока ПГУ-450Т кривая топливных издержек выродилась в вогнутый и выгнутый полином, рисунки 5 и 6 соответственно. Это значит, что касательная, параллельная прямой выручки, к функции издержек будет проходить в точке минимума и максимума прибыли, соответственно. Данная точка является индикатором для потенциально прибыльного режима. При виде функции издержек, имеющих вид выпуклого полинома 2-й степени (рис. 5), полученная точка минимума прибыли будет индикатором наименее выгодного режима, и чем дальше от нее будет проходить режим, тем он будет выгоднее. Точка максимума прибыли при вогнутом виде функции издержек однозначно определяет режим с наибольшей прибылью.

Точка минимума прибыли для режима, представленном на рисунке 5:

$$\begin{aligned} \frac{\partial}{\partial N_2} \text{Изд}_2 &= \frac{\partial}{\partial N_2} \text{Выр}_2 \\ \frac{\partial}{\partial N_2} (-0,00564 \cdot N_2^2 + 5,89 \cdot N_2 - 1105,9) &= \frac{\partial}{\partial N_2} 2,128 \cdot N_2 \\ -0,01128 \cdot N_2 + 5,89 &= 2,128 \\ N_2 &= 333,5 \text{ МВт} \end{aligned}$$

Изобразим на рисунке 5 точку минимума прибыли:

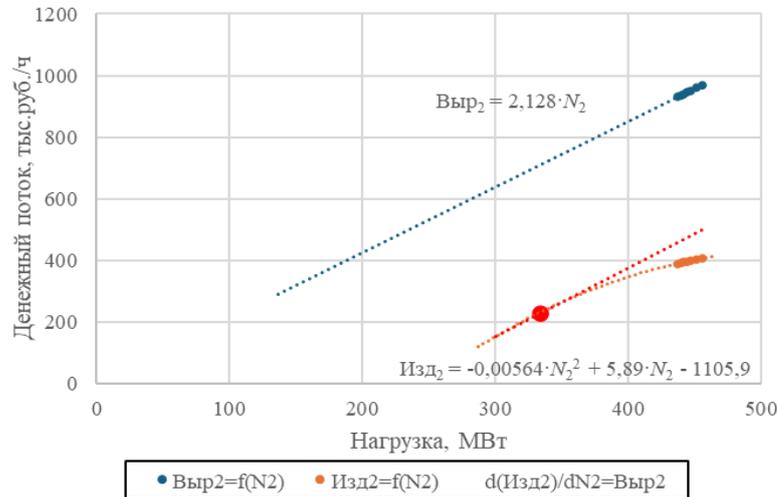


Рис. 7. Экстраполированная зависимость выручки с продажи электроэнергии на БР от топливных издержек с точкой минимальной прибыли на режиме №6 (см. табл. 2 и рис. 5) для ПГУ-450Т

Fig. 7. Extrapolated function of revenue from electricity sales at the Balancing Market on fuel costs with the point of minimum profit at mode No.6 (see Table 2 and Fig. 5) for CCGT-450

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

По аналогии определим экстремум функции топливных издержек для режима, представленном на рисунке 6:

$$\begin{aligned} \frac{\partial}{\partial N_2} \text{Изд}_2 &= \frac{\partial}{\partial N_2} \text{Выр}_2 \\ \frac{\partial}{\partial N_2} (0,3885 \cdot N_2^2 + 339,45 \cdot N_2 + 74517,74) &= \frac{\partial}{\partial N_2} 1,8929 \cdot N_2 \\ 0,777 \cdot N_2 - 339,45 &= 1,8929 \\ N_2 &= 439,3 \text{ МВт} \end{aligned}$$

Полученный экстремум будет являться точкой максимума прибыли, поскольку на исследуемом режиме кривая топливных издержек имеет вид вогнутого полинома 2-й степени:

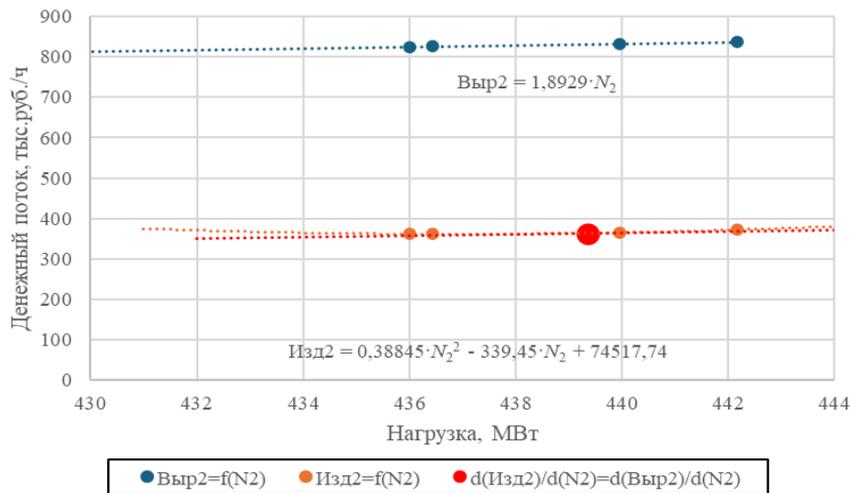


Рис. 8. Зависимость выручки с продажи электроэнергии на БР от топливных издержек с точкой максимальной прибыли на режиме №2 (см. табл. 2 и рис. 6) для ПГУ-450Т  
 Fig. 8. Function of revenue from electricity sales at the Balancing Market on fuel costs with the point of maximum profit at mode No.2 (see Table 2 and Fig. 6) for CCGT-450T

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

**Результаты (Results)**

Увеличение прибыли ТЭЦ путем ввиду перераспределения тепловых нагрузок между энергоблоками обусловлено уменьшением топливных издержек при постоянной выручке за счет реализации электроэнергии:

$$\Delta \text{Пр} = \text{Пр}_o - \text{Пр}_и = (\text{Выр} - \text{Изд}_o) - (\text{Выр} - \text{Изд}_и) = \text{Изд}_и - \text{Изд}_o, \text{ тыс.руб./ч}, \quad (4)$$

где Пр – прибыль, тыс.руб./ч;

Выр – выручка, тыс.руб./ч;

Изд – издержки тыс.руб./ч;

индекс «о» – оптимизированный режим;

индекс «и» – исходный режим.

Технические и экономические показатели энергоблоков Т-180 и ПГУ-450Т представлены в таблице 1.

Таблица 1

Table 1

Результат оптимизационных мероприятий при переносе тепловой нагрузки между блоками

Result of optimization measures in case of heating loads redistribution

Режим	N <sub>1</sub> , МВт	N <sub>2</sub> , МВт	Q <sub>1</sub> , МВт	Q <sub>2</sub> , МВт	G <sub>1</sub> , тыс.нм <sup>3</sup> /ч	G <sub>2</sub> , тыс.нм <sup>3</sup> /ч	G <sub>сум</sub> , тыс.нм <sup>3</sup> /ч	ΔПр, тыс.руб./ч
1 (и)	165	416	298,82	265,16	60,2	96,4	156,6	8,67
1 (о)			266,45	297,90	57,37	97,65	155,02	
2 (и)	178	436	244,67	245,79	60,8	99,6	160,4	19,26
2 (о)			174,90	315,56	56,49	100,41	156,90	
3 (и)	162	422	264,26	208,30	56,9	94,1	151	15,30
3 (о)			196,20	276,36	52,30	95,92	148,22	
4 (и)	164	437	305,38	289,29	60,3	104	164,3	3,04
4 (о)			301,90	292,77	59,14	104,61	163,75	
5 (и)*	164	343,9	337,89	258,91	59,6	85,3	156,4	60,59
5 (о)			331,65	276,65	60,53	84,85	145,38	
6 (и)	165	437	288,70	214,68	58,2	98,3	156,5	18,46
6 (о)			193,74	309,64	53,26	99,88	153,14	
7 (и)	165	342,6	290,13	222,93	59,1	82,5	141,6	7,36
7 (о)			241,98	271,08	56,18	84,08	140,26	

в суммарном расходе топлива на режиме 5(и) учтен пиковый водогрейный котел

the total fuel consumption on Mode No.5 includes the peak water boiler's fuel consumption

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

Прибыль ТЭЦ при балансировании энергосистемы в результате оптимизации режимов определяется по формуле:

$$\text{Пр}_i^j = \Delta \text{Выр}_i^j - \Delta \text{Изд}_i^j = (\text{Выр}_i^j - \text{Выр}_i^{j=1}) - (\text{Изд}_i^j - \text{Изд}_i^{j=1}), \text{ тыс.руб./ч}, \quad (5)$$

где  $i = [1, 2]$  – блоку Т-180 соответствует индекс «1», блоку ПГУ-450Т соответствует индекс «2»;

$j$  – номер расчета;

$j = 1$  – показатель относится к номинальному режиму.

Результат оптимизационных мероприятий при работе на БР энергоблоков Т-180 и ПГУ-450Т представлен в таблице 2.

Таблица 2

Table 2

Результат оптимизационных мероприятий при работе ТЭЦ на БР  
Result of optimization measures in case of CHPP operation on Balancing Market

Режим	$N_1$ , МВт	$N_2$ , МВт	$\Delta \text{Выр}_1$ , тыс.руб./ч	$\Delta \text{Выр}_2$ , тыс.руб./ч	$\Delta \text{Изд}_1$ , тыс.руб./ч	$\Delta \text{Изд}_2$ , тыс.руб./ч	$\Delta \text{Пр}_1$ , тыс.руб./ч	$\Delta \text{Пр}_2$ , тыс.руб./ч
1 (и)	165	416	24,72	64,57	22,92	34,24	1,81	30,33
1 (о)	180	455,2						
2 (и)	178	436	7,57	7,48	5,89	3,45	1,68	4,02
2 (о)	182	439,9						
3	162	422	Предлагаемые оптимизационные мероприятия не привели к увеличению прибыли					
4 (и)	164	437	20,23	14,87	5,60	9,43	14,63	5,44
4 (о)	180	448,8						
5 (и)	164	343,9	30,71	222,10	25,10	107,31	5,61	114,80
5 (о)	180	459,6						
6 (и)	165	437	14,90	41,86	10,93	16,52	3,96	25,34
6 (о)	172	456,7						
7 (и)	165	342,6	31,34	232,98	22,79	104,76	8,55	128,22
7 (о)	180	454,1						

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

### Обсуждение (Discussions)

По результатам выполнения работы апробированная методика, представленная на рисунке 2, показала свою применимость к решению задач оптимизации ТЭЦ на ОРЭМ с целью максимизации прибыли. Однако стоит отметить факторы, которые могут повлиять на технико-экономические показатели ТЭЦ в случае использования предлагаемой методики на реальном объекте.

Методика увеличения прибыли при работе ТЭЦ путем переноса теплофикационных нагрузок между блоками физически осуществима на режимах со средне-зимней тепловой нагрузкой, поскольку регулирование расхода пара на сетевые подогреватели возможно только с помощью закрытия регулирующей диафрагмы на ПТУ одного блока единомоментно с открытием на другом. При несении максимально-зимних нагрузок регулирующие диафрагмы ПТУ, как правило, полностью закрыты, что лишает возможности применения предлагаемого метода.

Анализируя данные за отопительный период 2023/24 для г. Санкт-Петербург, значительная часть отопительного периода пришлась на режим со средне-зимними отопительными нагрузками. Поэтому, решая систему уравнений (1) для указанных выше режимов, перенос части теплофикационной нагрузки с блока на блок в нужном направлении позволяет уменьшить суммарный расход топлива на ТЭЦ при неизменном количестве отпускаемой продукции. На рисунке 9 изображено относительное снижение суммарного расхода топлива в результате оптимизации режима №1 (см. табл. 1) при постепенном переносе доли теплофикационной нагрузки с сетевых подогревателей энергоблока Т-180 на ПГУ-450Т:

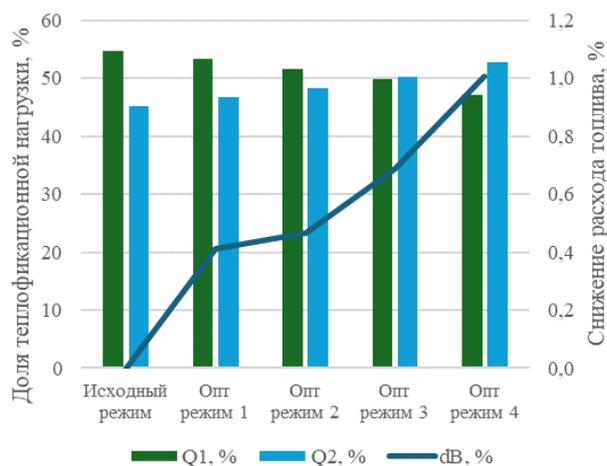


Рис. 9. Зависимость сокращения расхода топлива от переноса теплофикационной нагрузки на CHPP due to Heat Load Transfer at Mode No.1 режиме №1 (см. табл. 1) (see Table 1)

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

Также стоит отметить, что в исследуемом отопительном периоде встречались режимы со средне-зимними нагрузками, в которых для нагрева обратной сетевой воды был включен пиковый водогрейный котел на малую мощность. Замещение нагрузки котла путем большего закрытия регулирующих диафрагм привело к максимальному увеличению прибыли (см. режим №5 табл. 1).

При замыкании системы уравнений (1) была получена зависимость потерь в конденсаторе от теплофикационной нагрузки при постоянном отпуске электроэнергии для энергоблоков Т-180 и ПГУ-450Т (см. рис. 3 и 4). Данные, полученные с помощью цифровой модели, при аппроксимации полиномом 2-й степени имеют меньшее среднеквадратичное отклонение, чем при линейной аппроксимации, как было выполнено в работе. Данное допущение привело к снижению точности промежуточного расчета, однако полученное отклонение при аппроксимировании данных представленными функциями лежит в пределах 1,5%, что ложится на погрешность АСУТП ТЭЦ.

Методика максимизации прибыли ТЭЦ на БР путем изменения выработки электроэнергии возможна при любой теплофикационной нагрузке, но при наличии физической возможности турбин увеличить или уменьшить отпуск электроэнергии в сеть. Представленная в исследовании верхняя граница денежного потока прибыли ТЭЦ на БР определена из учета полного спроса на отпускаемую электроэнергию от исследуемого объекта и положительном решении системного оператора об увеличении выработки станции.

При расчете режима на БР в качестве оптимизируемого параметра был выбран отпуск электроэнергии в сеть, а именно разность между выработанной электроэнергией и затратами на собственные нужды блока. При построении кривых издержек следовало учесть, что с увеличением выработки растут и собственные нужды, которые с одной стороны обуславливают увеличение выработки, но с другой, являются потенциально весомой дополнительной финансовой нагрузкой. Данная корректировка приведет к смещению точек максимума и минимума прибыли не более чем на относительные затраты электроэнергии на собственные нужды (%), что для исследуемых блоков составляет до 5%. Учет описанного фактора позволит повысить точность расчета и является наиболее актуальным заданием для проведения последующих исследований в данном направлении.

Для 3-го режима (см. табл. 2) увеличение расхода топлива в камере сгорания или энергетическом котле вызывали рост температуры прямой сетевой, что нарушило бы обязательства ТЭЦ при работе по тепловому графику, вследствие этого данный режим был признан не подходящим для оптимизационных мероприятий на БР. Открытие регулирующей диафрагмы не обеспечивало нужного давления в сетевом подогревателе. На данном режиме можно было проанализировать оптимизацию на БР каждого блока по отдельности, при этом для поддержания нужной температуры сетевой воды, параллельно перераспределяя расходы сетевой воды между блоками. В работе описанные действия не рассматривались, поскольку целью исследования была апробация предложенной методики (см. рис. 2). В дальнейшем высокий исследовательский интерес имеет

усложнение алгоритма расчета для оптимизации режимов обеих блоков на БР с переносом теплофикационной нагрузки между ними. Представленные мероприятия могут положительно сказаться на прибыли ТЭЦ.

#### **Заключение (Conclusions)**

По результатам проведенного исследования можно сделать следующие выводы:

1. Применение цифровых моделей для решения задач оптимизации режимов ТЭЦ с парогазовыми и паротурбинными блоками имеет высокий исследовательский интерес, поскольку с применением методов математического моделирования возможно получить необходимые физические зависимости без больших затрат материальных ресурсов, тем самым увеличив конкурентоспособность ТЭЦ на ОРЭМ. Новизна исследования заключается в разработке методики повышения маржинального дохода ТЭЦ на БР, учитывающую как перенос теплофикационной нагрузки, так и изменение отпуска электроэнергии;

2. Представленные результаты показали, что предложенная методика оптимизации режимов ТЭЦ на ОРЭМ (см. рис. 2) с целью максимизации прибыли работоспособна. Однако стоит учесть, что алгоритм может быть улучшен путем добавления автоматизированных методов расчета системы уравнения (1), внесения учета ИБР при определении издержек на собственные нужды и построения графиков денежного потока (см. рис. 5 и 6). Автоматизация расчетов позволит в короткие сроки определять наиболее прибыльные режимы, что увеличит адаптивность оптимизируемой ТЭЦ к быстро меняющимся условиям ОРЭМ;

3. В работе задача максимизации прибыли путем переноса части тепловых нагрузок между блоками сводятся к задаче минимизации топливных издержек. В результате была составлена система уравнений (1), позволяющая оценить оптимальное распределение теплофикационных нагрузок между энергоблоками. С учетом распределения теплоотпуска и замещения нагрузок ПВК было получено снижение суммарного расхода топлива на ТЭЦ до 7% (на 11,02 тыс.нм<sup>3</sup>/ч) (см. табл. 1). За счет этого возможно достижение дополнительной прибыли ТЭЦ до 60,59 тыс.руб./ч;

4. В результате изучения методов максимизации прибыли ТЭЦ в условиях БР, был сделан вывод, что оптимальным является метод численного моделирования режимов энергоблоков с целью поиска максимальной разницы между дополнительной выручкой за продажу электроэнергии на БР и дополнительными издержками, затрачиваемыми на топливо. Для энергоблока Т-180 на исследуемых режимах (см. табл. 2), было достигнуто увеличение прибыли от 1,68 до 14,63 тыс.руб./ч, для ПГУ-450Т от 4,02 до 128,22 тыс.руб./ч.

#### **Литература**

1. Технологическое обеспечение работы Оптового Рынка Электроэнергии и Мощности. [Электронный ресурс]. Режим доступа: <https://www.so-ups.ru/functioning/markets/>
2. Литвак, В.В. Оптимизация режимов работы турбоустановок тепловых электрических станций с использованием характеристик относительных приростов // Известия Томского политехнического университета. 2009. Т.314. №4 –.
3. Бахтеева Н.З., Галимзянов Л.А., Шацких З.В. Конкурентный оптовый рынок электроэнергии и мощности: состояние и новые вызовы. *Известия высших учебных заведений. Проблемы Энергетики*. 2016;(5-6):70-78. <https://doi.org/10.30724/1998-9903-2016-0-5-6-70-78>
4. Низамов Л.В., Чичирова Н.Д. Программный комплекс оптимизации режимов работы теплоэлектроцентрали. *Известия высших учебных заведений. Проблемы Энергетики*. 2016;(1-2):64-74. <https://doi.org/10.30724/1998-9903-2016-0-1-2-64-74>
5. Чичирова Н.Д., Низамов Л.А. Оптимизация режимов работы теплоэлектроцентрали, характеризуемой целевой функцией с нелинейными ограничениями. *Надежность и безопасность энергетики*. 2016;(1):35-40.
6. Аникина И.Д. Программа для оптимизации режимов работы ТЭЦ на основе цифровых двойников // Свидетельство о государственной регистрации программы для ЭВМ №RU 20236666007; Россия, 10.07.2023.
7. Головина Е.Ю., Самаркина Е.В., Буйнов Н.Е., Евлоева М.В. Цифровизация и цифровая трансформация теплоэнергетики как фактор повышения эффективности тепловой инфраструктуры (обзор). *Теплоэнергетика*, 2022, № 6, с. 3–16.
8. Крупенёв Д.С., Пискунова В.М., Гальфингер А.Г. Моделирование тепловых электростанций при исследовании надёжности 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>

9. Русина А.Г., Тувшин О., Матренин П.В. Прогнозирование суточного графика электропотребления рабочих дней с учетом метеофакторов для центральной энергосистемы Монголии. *Известия высших учебных заведений. Проблемы Энергетики*. 2022;24(2):98-107. <https://doi.org/10.30724/1998-9903-2022-24-2-97-106>

10. Клер А.М., Максимов А.С., Степанова Е.Л., Жарков П.В. и др. Оптимизация режимов работы ТЭЦ с учетом реального состояния основного оборудования. *Теплоэнергетика*, 2009, т. 56, №6, с.50–54.

11. Ширiev М.Д., Аквелиев Е.С. Возможности увеличения эффективности ТЭЦ за счёт оптимизации режимов работы. *Современные мировые научные достижения в контексте глобальных вызовов. Серия: естественные и технические исследования*, 2024, с. 214–217.

12. Батухтин А.Г. Выбор критерия оптимизации режимов работы ТЭЦ в условиях Оптового Рынка Электроэнергии и Мощности. *Кулагинские чтения: техника и технологии производственных процессов*, Чита, 28–30 ноября 2019 года, с. 131–134.

13. АО «Национальное Бюро Информатизации»: Оптимизация режимов работы ТЭС, ТЭЦ, ПГУ, ГТУ - создание цифровых двойников. [Электронный ресурс]. Режим доступа: <https://nbiservice.ru/energy/sozdanie-cifrovih-dvoinikov/?ysclid=m2jccwjy55573291222>

14. Pablo Benalcazar, Optimal sizing of thermal energy storage systems for CHP plants considering specific investment costs: A case study, *Energy*, Volume 234, 2021, 121323, ISSN 0360-5442, <https://doi.org/10.1016/j.energy.2021.121323>

15. Jiawei Wang, Shi You, Yi Zong, Chresten Træholt, Zhao Yang Dong, You Zhou, Flexibility of combined heat and power plants: A review of technologies and operation strategies, *Applied Energy*, Volume 252, 2019, 113445, ISSN 0306-2619, <https://doi.org/10.1016/j.apenergy.2019.113445>

16. Shahrzad Hadayeghparast, Alireza SoltaniNejad Farsangi, Heidarali Shayanfar, Day-ahead stochastic multi-objective economic/emission operational scheduling of a large scale virtual power plant, *Energy*, Volume 172, 2019, Pages 630-646, ISSN 0360-5442, <https://doi.org/10.1016/j.energy.2019.01.143>

17. “United Cycle” Software for simulation of Flow Sheets of Power Plants/ S. Romanov, A. Kutakhov, N. Zhuk, O. Demidov, K. Romanov// ECOS-2003, Kопengagen PP. 1691-1696 (2003).

18. Программное обеспечение «Kiberry.Энергобаланс» от компании «NEMO Neural Modeling». [Электронный ресурс]. Режим доступа: <https://nemosoft.ru/energobalance>

19. Приказ ФАС № 910/23 от 28.11.2023 (для исключяющей группы) для г. Санкт-Петербург [Электронный ресурс]. Режим доступа: <https://www.peterburgregiongaz.ru/org/gas-prices/>

### Авторы публикации

**Елсуков Никита Сергеевич** – аспирант высшей школы атомной и тепловой энергетики, Санкт-Петербургский политехнический университет, г. Санкт-Петербург, Россия. ORCID\*: <https://orcid.org/0009-0001-6061-9070>. E-mail: [elsukov.ns@mail.ru](mailto:elsukov.ns@mail.ru)

**Аникина Ирина Дмитриевна** – канд. техн. наук, доцент высшей школы атомной и тепловой энергетики, Санкт-Петербургский политехнический университет, г. Санкт-Петербург, Россия. ORCID\*: <https://orcid.org/0000-0002-7885-9814>. E-mail: [ia.88@mail.ru](mailto:ia.88@mail.ru)

**Голубев Сергей Евгеньевич** – главный специалист ОАО «Национальное бюро информатизации», г. Москва, Россия. E-mail: [serggol764@gmail.com](mailto:serggol764@gmail.com)

### References

1. Technological support of the Wholesale Electricity Market operation. Available online: <https://www.so-ups.ru/functioning/markets/>

2. Litvak, V.V. Optimisation of operation modes of turbine units of thermal power plants using characteristics of relative gains // *Izvestiya Tomskogo Polytechnicheskogo Universiteta*. 2009. T.314. №4 –.

3. Bakhteeva N.Z., Galimzyanov L.A., Shatskikh Z.V. Competitive wholesale market of the electric power and power: state and new calls. *Power engineering: research, equipment, technology*. 2016;(5-6):70-78. (In Russ.) <https://doi.org/10.30724/1998-9903-2016-0-5-6-70-78>

4. Nizamov L.A., Chichirova N.D. Software package for optimization of modes of thermal power plant. *Power engineering: research, equipment, technology*. 2016;(1-2):64-74. (In Russ.) <https://doi.org/10.30724/1998-9903-2016-0-1-2-64-74>

5. Chichirova N.D., Nizamov L.A. Optimisation of operation modes of a combined heat and power plant characterised by a target function with nonlinear constraints. *Nadezhnost' i bezopasnost' energetiki*. 2016;(1):35-40.

6. Anikina I.D. Programme for optimisation of CHPP operation modes based on digital twins //

Certificate of state registration of the computer program №RU 2023666007; Russia, 10.07.2023.

7. Golovina E.Yu., Samarkina E.V., Buinov N.E., Evloeva M.V. Digitalization and Digital Transformation of the Thermal-Power Industry as a Factor of Improving the Thermal Infrastructure Efficiency (Review). *Thermal Engineering*, 2022, № 6, p. 3–16.

8. Krupenev D.S., Piskunova V.M., Galfinger A.G. Modeling of thermal power plants in the study of reliability of power supply and energy security. *Power engineering: research, equipment, technology*. 2023;25(2):12-25. (In Russ.) <https://doi.org/10.30724/1998-9903-2023-25-2-12-25>

9. Rusina A.G., Tuvshin O., Matrenin P.V. Forecasting the daily energy load schedule of working days using meteofactors for the central power system of Mongolia. *Power engineering: research, equipment, technology*. 2022;24(2):98-107. (In Russ.) <https://doi.org/10.30724/1998-9903-2022-24-2-97-106>

10. Kler A.M., Maksimov A.S., Stepanova E.L., Zharkov P.V., and others. Optimizing the operating modes of cogeneration stations taking actual state of main equipment into account. *Thermal Engineering*. 2009. T. 56. № 6, p. 50-54.

11. Shiriev M.D., Akveliev E.S. The possibilities of increasing the efficiency of a CHPP by optimizing operating modes. *Sovremennye mirovye nauchnye dostizheniya v kontekste global'nyh vyzovov. Seriya: estestvennye i tekhnicheskie issledovaniya*, 2024, p. 214–217.

12. Batukhtin A.G. Selection of criteria for optimization of TPP operation modes under the Wholesale Electricity Market conditions. *Kulaginskie chteniya: tekhnika i tekhnologii proizvodstvennyh processov*, Chita, 28–30 November 2019, p. 131–134.

13. JSC National Bureau of Informatisation: Optimisation: Optimisation of TPP, CHPP, CCGT, GTU operation modes - creation of digital twins. Available online: <https://nbiservice.ru/energy/sozдание-cifrovih-dvoynikov/?ysclid=m2jccwjy55573291222>

14. Pablo Benalcazar, Optimal sizing of thermal energy storage systems for CHP plants considering specific investment costs: A case study, *Energy*, Volume 234, 2021, 121323, ISSN 0360-5442, <https://doi.org/10.1016/j.energy.2021.121323>

15. Jiawei Wang, Shi You, Yi Zong, Chresten Træholt, Zhao Yang Dong, You Zhou, Flexibility of combined heat and power plants: A review of technologies and operation strategies, *Applied Energy*, Volume 252, 2019, 113445, ISSN 0306-2619, <https://doi.org/10.1016/j.apenergy.2019.113445>

16. Shahrzad Hadayeghparast, Alireza SoltaniNejad Farsangi, Heidarali Shayanfar, Day-ahead stochastic multi-objective economic/emission operational scheduling of a large scale virtual power plant, *Energy*, Volume 172, 2019, Pages 630-646, ISSN 0360-5442, <https://doi.org/10.1016/j.energy.2019.01.143>

17. “United Cycle” Software for simulation of Flow Sheets of Power Plants/ S. Romanov, A. Kutakhov, N. Zhuk, O. Demidov, K. Romanov// ECOS-2003, Kopengagen PP. 1691-1696 (2003).

18. Software «Kiberry.Энергобаланс» provided by «NEMO Neural Modeling». Available online: <https://nemosoft.ru/energobalance>

19. FAS Order No. 910/23 of 28.11.2023 (for the excluded group) for the city of St. Petersburg. Available online: <https://www.peterburgregiongaz.ru/org/gas-prices/>

#### Authors of the publication

**Nikita S. Elsukov** – Peter the Great St.Petersburg Polytechnic University, Saint-Petersburg, Russia. ORCID\*: <https://orcid.org/0009-0001-6061-9070>. E-mail: [elsukov.ns@mail.ru](mailto:elsukov.ns@mail.ru)

**Irina D. Anikina** – Peter the Great St.Petersburg Polytechnic University, Saint-Petersburg, Russia. ORCID\*: <https://orcid.org/0000-0002-7885-9814>. E-mail: [ia.88@mail.ru](mailto:ia.88@mail.ru)

**Sergey E. Golubev** – JSC “National Bureau of Informatisation”, Moscow, Russia E-mail: [serggol764@gmail.com](mailto:serggol764@gmail.com)

Шифр научной специальности: 2.4.5. Энергетические системы и комплексы

**Получено** 28.10.2025 г.

**Отредактировано** 31.01.2025 г.

**Принято** 05.02.2025 г.