

Математическое моделирование

УДК 621.165+51.74

DOI:10.25729/ESI.2024.33.1.005

Подход к оценке эффективности комплексной модернизации технологических схем действующих теплоэнергетических установок на основе методов математического моделирования и оптимизации

Клер Александр Матвеевич¹, Забуга Федор Викторович^{1,3},
Алексеюк Виталий Эдуардович^{1,2}

¹Институт систем энергетики им. Л.А. Мелентьева СО РАН,
Россия, Иркутск, fvzabuga@yandex.ru

²Иркутский национальный исследовательский технический университет, Россия, Иркутск

³ООО «Инженерный центр «Иркутскэнерго», Россия, Иркутск

Аннотация. Следствием провала в развитии электроэнергетической отрасли в девяностых годах прошлого века в нашей стране стало снижение активности внедрения современных технологий и оборудования на тепловых электростанциях. Переход к рыночным отношениям и подходы к регулированию тарифов и сегодня способствуют образованию дефицита финансовых ресурсов, не позволяют в достаточной степени производить обновление производственных фондов энергетических предприятий. В такой ситуации возрастает интерес к малозатратным способам модернизации действующего оборудования ТЭС – поиску и реализации способов повышения его эффективности при малых капитальных вложениях. Основным инструментом для решения данной задачи являются методы математического моделирования и схемно-параметрической оптимизации. В статье представлен методический подход к оценке эффективности комплексной модернизации технологических схем действующих теплоэнергетических установок (ТЭУ), который систематизирует процесс поиска возможных путей повышения их эффективности, а также позволяет выполнять точную и оперативную оценку рассматриваемых технических решений. Предлагаемый подход состоит из трех стадий и объединяет в себе первостепенное решение задач идентификации параметров математических моделей действующих теплоэнергетических установок с последующим решением задач оптимизации их технологических схем. В качестве примеров практического применения рассматриваемого методического подхода в статье приводятся технические решения, направленные на повышение эффективности работы действующего энергоблока №5 филиала ТЭЦ-10 ООО «Байкальская Энергетическая Компания».

Ключевые слова: угольный энергоблок, повышение эффективности работы, теплоэнергетическая установка, математическое моделирование, параметрическая оптимизация, идентификация параметров математической модели, модернизация технологической схемы

Цитирование: Клер А.М. Подход к оценке эффективности комплексной модернизации технологических схем действующих теплоэнергетических установок на основе методов математического моделирования и оптимизации / А.М. Клер, Ф.В. Забуга, В.Э. Алексеюк // Информационные и математические технологии в науке и управлении. – 2024. – № 1(33). – С. 50-65. – DOI:10.25729/ESI.2024.33.1.005.

Введение. К основному оборудованию угольных ТЭС относятся паровые котлы, паротурбинные установки (ПТУ) и турбогенераторы. В течение длительного времени основными направлениями повышения экономичности паротурбинных установок остаются: повышение начальных параметров пара, введение его промежуточного перегрева, укрупнение единичной мощности и совершенствование проточной части [1].

Что касается возможных путей модернизации действующих ПТУ, то в данном случае заслуживает внимания направление, связанное с повышением эффективности работы конденсационных установок. Так, одной из причин снижения тепловой экономичности паровых турбин являются потери теплоты в конденсаторах, связанные с поступлением в них, помимо основного потока пара, расширяющегося в части низкого давления турбины, дополнительных пароводяных потоков. Эти потоки имеют более высокую температуру, чем температура кон-

денсации пара в конденсаторе, вследствие чего их избыточное тепло отводится с охлаждающей водой и полезно не используется. К таким потокам относятся рециркуляция основного конденсата, дренажи отборов и цилиндров турбины, отсос паровоздушной смеси и слив конденсата из подогревателей, уплотнений цилиндров низкого давления и т.д. Данная проблема была подробно исследована в работах [2, 3]. Авторы приходят к выводу, что общее количество тепла, поступающего в конденсатор помимо тепла, идущего с паром из части низкого давления, составляет от 8 до 18 МВт в зависимости от типа турбоустановки и особенностей компоновки ее технологической схемы.

Другой значимой проблемой современного энергетического производства на российских тепловых электростанциях является снижение экономичности их работы из-за повышенного потребления энергии на собственные нужды (СН) электростанции. Согласно проведенным исследованиям, для пылеугольного энергоблока мощностью 200 МВт более 70% расхода электроэнергии приходится на двигатели 6 кВ и 0,4 кВ. Максимальное значение этих потерь может быть определено в зависимости от типа электростанции и выражено в процентах от ее установленной мощности.

В работе [4] рассматриваются основные способы снижения потерь электроэнергии в технологических комплексах СН ТЭС, позволяющие повысить их эффективность. Один из способов заключается в применении гидромuft – устройств, обеспечивающих регулирование частоты вращения насосных и вентиляторных установок путем изменения скольжения их приводных асинхронных двигателей [5, 6]. Другой способ снижения расхода электроэнергии на СН заключается в регулировании частоты вращения механизмов СН с помощью паротурбинного привода. Данный способ является типовым решением в отечественной электроэнергетике для турбопитательных насосов котлов энергоблоков мощностью 300-800 МВт. К следующему способу можно отнести электрическое регулирование, реализуемое на основе электроприводов с изменяемой частотой вращения, которое позволяет обеспечить оптимальное управление технологическими комплексами СН ТЭС. Такое регулирование является эффективным инструментом снижения потерь и увеличения рационального топливо-использования [7]. Помимо вышперечисленных «общепринятых» путей повышения эффективности работы механизмов СН большой интерес представляют пути модернизации, направленные на устранение потерь в действующих технологических схемах ТЭС по причине их неэффективной компоновки, учитывающие их фактическое состояние и особенности режимов работы [8].

Следует отметить, что в вышперечисленных работах для обоснования технических решений не использовались математические модели целой энергетической установки. Препятствием к использованию таких моделей является отсутствие достаточно точных математических моделей отдельных элементов установки, что связано с трудностями определения ряда коэффициентов, используемых в этих моделях (внутренний относительный КПД отсеков турбин, эффективность теплообменных поверхностей и др.). Их определение возможно лишь на основе дополнительных замеров ряда режимных параметров. Проведение этих замеров может быть выполнено в ходе специальных испытаний установки с привлечением специализированных организаций, что, в свою очередь, требует дополнительных финансовых затрат. Также необходимо заметить, что при модернизации технологической схемы изменяются параметры не только на ее измененном участке, но и в других элементах, что необходимо учитывать при расчетах энергетической и экономической эффективности установки. По этой причине основными эффективными инструментами исследования теплоэнергетического оборудования ТЭС являются методы математического моделирования и схемно-параметрической оптимизации. Принципиальные преимущества математических моделей, такие, как возможность быстро, точно и многократно решать задачу при различных предпосылках, оперативно вносить изменения в методику расчета и другие, предопределили широкое их распространение, как при

разработке и проектировании вновь вводимых, так и при исследовании действующих источников электрической и тепловой энергии [9].

Важно учитывать то, что математические модели, разрабатываемые для существующих ТЭУ, должны быть настроены по результатам замеров режимных параметров на их текущее состояние. Только в этом случае результаты расчетов с допустимой точностью будут отражать реально протекающие в них процессы, что необходимо для корректного построения выводов и, в конечном счете, обоснованности принятия тех или иных технических решений, направленных на повышение их эффективности. В работах [10, 11] приводится описание усовершенствованной трехэтапной методики идентификации (настройки) математических моделей сложного теплоэнергетического оборудования. Эта методика позволяет эффективно выявлять грубые погрешности измерений контрольных параметров, используемых для настройки математической модели исследуемого оборудования, оценивать корректность и исправлять ошибки построения самой математической модели и повышать точность идентификации.

Следует также отметить, что настроенная в соответствии с методикой идентификации математическая модель энергетической установки предоставляет возможность дать оперативную оценку эффективности нескольких совместно выполненных модернизаций схемы. По этой причине математическая модель ТЭУ, настроенная с учетом ее фактического состояния, может быть использована как перспективный инструмент для поиска и апробации оптимальных технических решений по модернизации технологических схем. Таким образом, существует необходимость в разработке комплексного методического подхода, объединяющего в себе первостепенное решение задач идентификации параметров математических моделей действующих теплоэнергетических установок с последующим решением задач оптимизации их технологических схем.

1. Методический подход к оценке эффективности комплексной модернизации технологической схемы действующей ТЭУ.

На первой стадии осуществляется выбор объекта исследования и проводится подробный инженерный анализ действующей схемы, выбранной для проведения исследований энергетической установки с целью выявления возможных потерь. Практический интерес представляют действующие энергетические установки с большим сроком эксплуатации (30 и более лет), технологические схемы которых ранее не подвергались комплексному изучению с целью последующей модернизации. Под «подробным» понимается учет всех потоков теплоносителей, протекающих в технологической схеме. Интерес представляют низкопотенциальные тепловые потоки и потоки с малыми расходами, связывающие энергетическое оборудование исследуемой схемы (дренажи подогревателей, паропроводов и т.д.). Также выполняется анализ характеристик вращающихся механизмов (насосов, вентиляторов) и их соответствия текущему состоянию установки во всем рабочем диапазоне нагрузок. Важно на данном этапе провести предварительный учет (оценку) фактического состояния исследуемой ТЭУ. Завершается инженерный анализ составлением перечня выявленных проблем.

На второй стадии, на основании выполненного инженерного анализа и составленного на первой стадии перечня проблем принимается решение о проведении комплексной модернизации действующей технологической схемы, и предлагаются способы устранения выявленных проблем. Общепринятый на сегодняшний день подход заключается в проведении натурных испытаний на действующей установке и выполнении отдельных расчетов для оценки эффективности решения каждой проблемы. Данный подход требует немалых финансовых затрат, так как для выполнения перечисленных выше работ необходимо привлечение специализированных организаций. Следует также отметить, что весьма трудоемкой и затратной по времени является задача совместной оценки всего комплекса предлагаемых технических реше-

ний, направленных на модернизацию исследуемой технологической схемы ТЭУ. Следовательно, возникает потребность в применении нового высокоэффективного инструмента, позволяющего оперативно выполнять оценку эффективности как отдельно взятых оптимизационных решений, так и всего совместно предлагаемого комплекса мероприятий. В данном случае выполняется разработка математической модели исследуемой установки с ее последующей идентификацией (настройкой) по результатам замеров режимных контрольных параметров.

В настоящей работе для настройки коэффициентов математической модели исследуемого энергоблока применяется разработанная ранее трехэтапная методика идентификации параметров моделей сложных теплоэнергетических установок [10, 11]. Эта методика позволяет более эффективно выявлять замеры параметров с грубыми погрешностями измерений, повысить точность настройки математических моделей и получить относительную оценку точности выполненной идентификации. Все оптимизационные расчеты, необходимые для получения расчетных параметров математической модели ТЭУ, значения целевой функции и ограничений-неравенств выполнялись модифицированным градиентным методом, разработанным в ИСЭМ СО РАН [9, 12]. Этот метод позволяет решать оптимизационные задачи больших размерностей (сотни оптимизируемых параметров и ограничений-неравенств) с высокой точностью.

На третьей стадии рассматриваемого методического подхода, после идентификации математической модели, согласно выполненному ранее инженерному анализу и составленному перечню выявленных проблем и выбранных путей модернизации, вносятся изменения в ее расчетную схему. Далее выполняются оптимизационные расчеты применительно к базовому и модифицированным вариантам технологической схемы энергоустановки для различных режимов ее работы по критерию максимальной энергетической эффективности (минимум расхода топлива при заданных нагрузках) и проводится сравнение полученных результатов. Под различными режимами работы понимается работа энергоустановки в летнем и зимнем периодах года в эксплуатационном диапазоне нагрузок.

При модернизации действующих энергоустановок необходимо учитывать тот факт, что при этом происходят изменения технологической и расчетной схем ТЭУ. Следовательно, требуется предварительная разработка нескольких вариантов схем установки, отличающихся от базовой схемы действующего оборудования. При этом в модифицированных расчетных схемах исследуемого оборудования могут появиться новые элементы или узлы, такие, как трубопроводы, насосы, теплообменники и т.д. Зачастую в этих новых элементах могут находиться дополнительные оптимизируемые параметры, значения которых заранее неизвестны. Дополнительные оптимизируемые параметры делятся на два типа параметров: режимные и конструктивные. Режимные оптимизируемые параметры могут принимать различные значения в разных режимах работы установки, например, к таким параметрам могут относиться напор и производительность нового насоса в модернизированной схеме. Конструктивные оптимизируемые параметры, напротив, имеют одно значение для всех режимов работы установки, например, площадь поверхности нового теплообменника или диаметры его трубок. Таким образом, оптимизационная задача, применительно к модифицированной схеме ТЭУ, представляет собой комплексную задачу по определению оптимальных значений режимных параметров действующих узлов ТЭУ, а также режимных и конструктивных параметров новых узлов схемы.

В дополнение к вышесказанному, конструктивные оптимизируемые параметры новых узлов расчетной схемы энергоустановки могут быть не только непрерывными, но и дискретно изменяющимися. Например, к таким параметрам можно отнести диаметры трубопроводов,

имеющие строго заданный типоразмер, а также это может быть марка насоса или теплообменника. Дополнительную трудность составляет то, что для энергетического оборудования недостаточно провести подобный оптимизационный расчет лишь для одного режима работы установки. Необходимо проведение ряда расчетов при разных режимах работы ТЭУ, что позволит всецело оценить эффект от предложенных путей модернизации ее схемы.

Итак, можно сделать вывод о необходимости разработки двух постановок оптимизационных задач. Первая постановка будет направлена на определение оптимального значения целевой функции для действующей схемы исследуемой ТЭУ. Вторая постановка, в свою очередь, позволит найти оптимальное значение целевой функции, применительно к модернизированной схеме, в которую включено новое оборудование. Таким образом, сравнение значений целевой функции, рассчитанной для базовой и модернизированной схем при нескольких одинаковых режимах работы, позволит оценить возможную выгоду от внедрения модернизации в схему исследуемой ТЭУ.

Так как в работе рассматривается конденсационный энергоблок, в качестве целевой функции оптимизационной задачи может выступать удельный расход топлива на выработку электроэнергии. При этом необходимо учитывать затраты электроэнергии на привод механизмов собственных нужд, таких, как тягодутьевые машины, насосное оборудование и прочее. Другим вариантом целевой функции является полезная электрическая мощность, выработанная на энергоустановке. В данной работе в качестве целевой функции оптимизационной задачи был выбран удельный расход условного топлива на выработку электроэнергии нетто (с учетом затрат электроэнергии на собственные нужды). Математическая постановка оптимизационной задачи применительно к базовой схеме энергоустановки может быть представлена следующим образом.

$$\min_{x_p^i} b_{ym}^{nem}, \quad (1)$$

при условиях

$$H(x_p^i, N_{\vartheta}^i, \theta, D^i) = 0, \quad (2)$$

$$G(x_p^i, N_{\vartheta}^i, \theta, D^i) \geq 0, \quad (3)$$

$$B_{ym}^i = f(x_p^i, N_{\vartheta}^i, \theta, D^i), \quad (4)$$

$$N_{ch}^i = \varphi(x_p^i, N_{\vartheta}^i, \theta, D^i), \quad (5)$$

$$b_{ym}^{nem} = \frac{\sum_{i=1}^R (B_{ym}^i \cdot T^i)}{\sum_{i=1}^R [(N_{\vartheta}^i - N_{ch}^i) \cdot T^i]}, \quad (6)$$

$$(x_{pn}^i)^{\min} \leq x_{pn}^i \leq (x_{pn}^i)^{\max}, \quad (7)$$

где b_{ym}^{nem} – удельный расход условного топлива на выработку электроэнергии нетто; i – порядковый номер режима работы установки; $i = 1, \dots, R$; R – количество режимов работы исследуемой установки, участвующих в оптимизационном расчете; x_p^i – вектор режимных оптимизируемых параметров; n – порядковый номер режимного оптимизируемого параметра x_{pn}^i ; $n = 1, \dots, S$, где S – количество режимных оптимизируемых параметров; H – вектор-функций

ограничений-равенств, включающий в себя все уравнения математической модели ТЭУ и входящих в ее состав элементов расчетной схемы установки; G – вектор-функций ограничений-неравенств, учитывающий физические и режимные ограничения на работу реального оборудования; $N_{\text{э}}^i$ – вырабатываемая в энергоустановке электрическая мощность; θ – вектор настроенных во время идентификации коэффициентов; D^i – вектор исходных данных, относящихся к i -му режиму; B_{ym}^i – полный расход условного топлива, используемого в энергоустановке; T^i – продолжительность режима работы энергоустановки; $N_{\text{сн}}^i$ – электрическая мощность, затрачиваемая на привод механизмов собственных нужд.

В отличие от вышеизложенной постановки задачи оптимизация, применительно к модернизированной схеме, помимо прочего, будет включать в себя определение оптимальных значений режимных и конструктивных параметров нового оборудования в нескольких режимах работы исследуемой энергоустановки. С учетом этого постановка оптимизационной задачи принимает следующий вид

$$\min_{x_{\text{рд}}^i, x_{\text{рн}}^i, x_{\text{кн}}^i} b_{\text{ym}}^{\text{нет}}, \quad (8)$$

при условиях:

$$H(x_{\text{рд}}^i, x_{\text{рн}}^i, N_{\text{э}}^i, x_{\text{кн}}^i, \theta, D^i) = 0, \quad (9)$$

$$G(x_{\text{рд}}^i, x_{\text{рн}}^i, N_{\text{э}}^i, x_{\text{кн}}^i, \theta, D^i) \geq 0, \quad (10)$$

$$B_{\text{ym}}^i = f(x_{\text{рд}}^i, x_{\text{рн}}^i, N_{\text{э}}^i, x_{\text{кн}}^i, \theta, D^i), \quad (11)$$

$$N_{\text{сн}}^i = \varphi(x_{\text{рд}}^i, x_{\text{рн}}^i, N_{\text{э}}^i, x_{\text{кн}}^i, \theta, D^i), \quad (12)$$

$$b_{\text{ym}}^{\text{нет}} = \frac{\sum_{i=1}^R (B_{\text{ym}}^i \cdot T^i)}{\sum_{i=1}^R [(N_{\text{э}}^i - N_{\text{сн}}^i) \cdot T^i]}, \quad (13)$$

$$\left(x_{\text{рд } n}^i\right)^{\min} \leq x_{\text{рд } n}^i \leq \left(x_{\text{рд } n}^i\right)^{\max}, \quad (14)$$

$$\left(x_{\text{рн } o}^i\right)^{\min} \leq x_{\text{рн } o}^i \leq \left(x_{\text{рн } o}^i\right)^{\max}, \quad (15)$$

$$\left(x_{\text{кн } p}^i\right)^{\min} \leq x_{\text{кн } p}^i \leq \left(x_{\text{кн } p}^i\right)^{\max}, \quad (16)$$

где некоторые обозначения те же, что и в выражениях (1–7); $x_{\text{рд}}^i$ – вектор режимных оптимизируемых параметров, применительно к действующему оборудованию расчетной схемы; n – порядковый номер режимного оптимизируемого параметра $x_{\text{рд } n}^i$; $n = 1, \dots, S$, где S – количество режимных оптимизируемых параметров для действующего оборудования; $x_{\text{рн}}^i$ – вектор режимных оптимизируемых параметров, применительно к новому оборудованию расчетной схемы; o – порядковый номер режимного оптимизируемого параметра $x_{\text{рн } o}^i$; $o = 1, \dots, T$, где T – количество режимных оптимизируемых параметров для нового оборудования; $x_{\text{кн}}^i$ – вектор

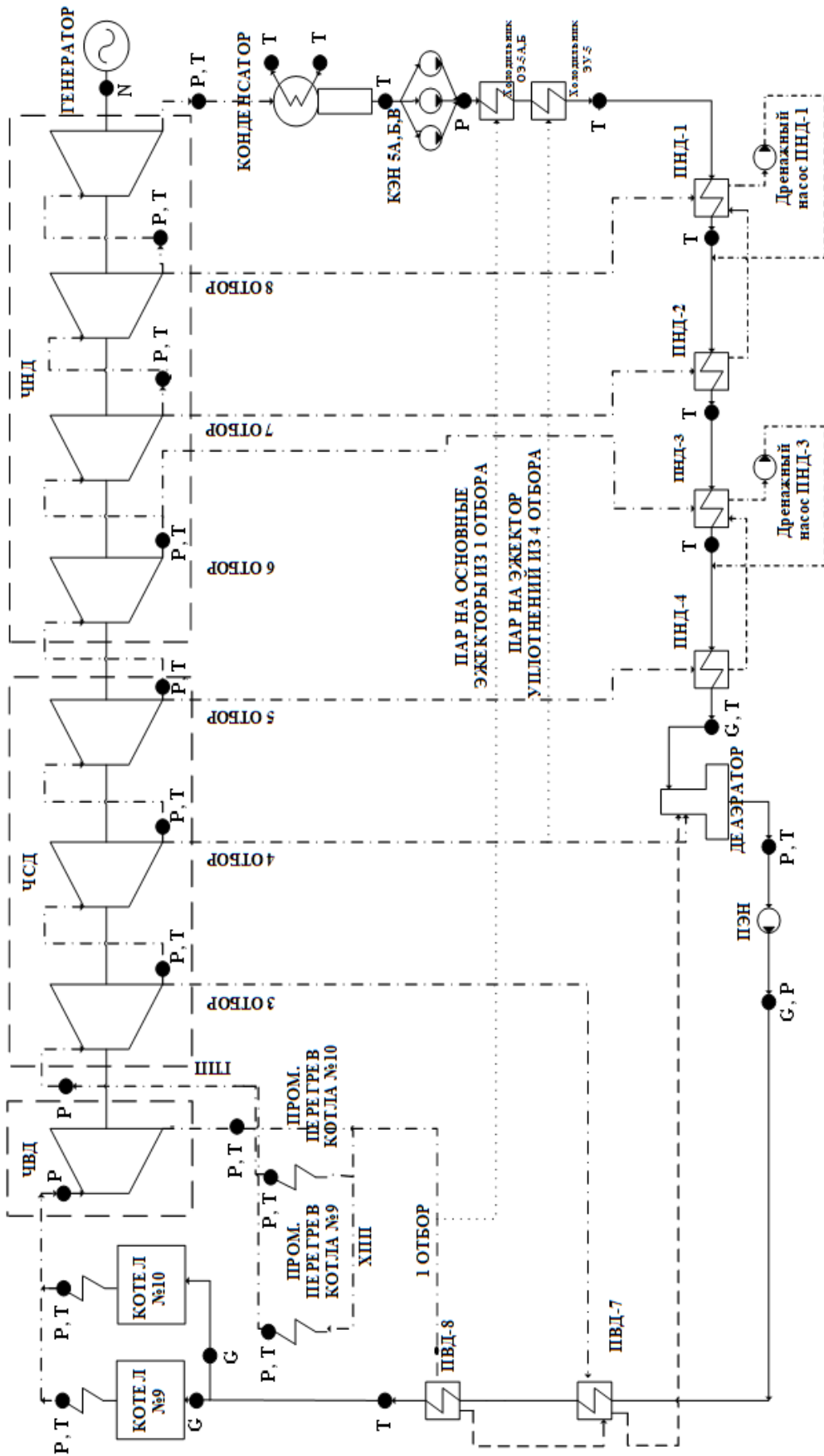
конструктивных оптимизируемых параметров, применительно к новому оборудованию расчетной схемы; p – порядковый номер конструктивного оптимизируемого параметра $x_{кп}^i$; $p = 1, \dots, U$, где U – количество конструктивных оптимизируемых параметров для нового оборудования.

На основании полученных результатов оптимизационных расчетов для базовой и модифицированной схем выполняется оценка эффективности рассматриваемых технических решений, и строятся выводы о возможности их реализации на практике.

2. Математическое моделирование исследуемого энергоблока и идентификация параметров данной математической модели. Как было сказано выше, математическая модель исследуемой ТЭУ должна быть адекватна своему прототипу, то есть должна отражать реальные режимы работы установки с достаточной точностью. Для выполнения этого условия применяется трехэтапная методика идентификации – настройка режимных параметров и коэффициентов математической модели теплоэнергетической установки, позволяющая получить настраиваемые коэффициенты, характеризующие ее текущее состояние. Для настройки данных коэффициентов модели используются замеры температур, давлений и расходов теплоносителей в различных точках технологической схемы установки в нескольких установившихся режимах ее работы. Согласно методике, выбирают от трех до шести режимов работы ТЭУ в рабочем диапазоне нагрузок. Необходимо отметить, что эти режимы работы должны быть обеспечены в относительно небольшом промежутке времени для того, чтобы считать настраиваемые коэффициенты математической модели постоянными. Кроме того, необходимо знание значений классов точности средств измерений, используемых для получения соответствующих замеров параметров.

В качестве прототипа для моделирования в настоящей работе был выбран энергоблок №5 филиала ООО «Байкальская Энергетическая Компания» ТЭЦ-10 (Иркутская область, г. Ангарск). В его состав входит паровая турбоустановка К-150-130 мощностью 150 МВт и два котельных агрегата высокого давления ПК-24 (82СП-270/140) с промежуточным перегревом пара паропроизводительностью 270 т/ч. Математическая модель исследуемого энергоблока была построена с помощью среды разработки СМПП-ПК [9, 13]. В построенной модели были объединены связями по питательной воде, острому пару и пару промежуточного перегрева математические модели двух котельных агрегатов и паровой турбины. Расчетная схема энергоблока включает 129 элементов и 208 связей между ними. Полученная математическая модель содержит 1290 информационно-входных, 1862 информационно-выходных параметров, из которых 148 – являются итерационно-вычисляемыми и требуют задания начального приближения.

Замеры параметров работы энергоблока №5, необходимые для выполнения идентификации его математической модели, были выполнены в ходе эксплуатации оборудования осенью 2018 года для установившихся режимов работы с электрической нагрузкой 140, 132 и 108 МВт. Каждый из рассматриваемых режимов работы энергоблока включал в себя 84 замеренных значений контрольных параметров в различных точках технологической схемы, из которых 8 относились к информационно-входным (задаваемым) для математической модели и 76 – к информационно-выходным (вычисляемым) при расчете математической модели. Класс точности установленных на оборудовании и используемых для замеров средств измерения составлял: для приборов, измеряющих электрическую нагрузку – 1,0%, давление – 1,0%, температуры воды, пара и воздуха – 1,0%; температуры острого пара, горячего промперегрева, уходящих газов на выходе из котлоагрегатов – 0,5%; расхода – 4,0%; дымовых газов за конвективными поверхностями нагрева котлоагрегатов – 5,0%. На рисунке 1 представлена схемы измерений контрольных параметров в технологической схеме энергоблока.



Примечания: ХШ – холодная нитка пара промежуточного перегрева; ГШ – горячая нитка пара промежуточного перегрева; ПЭН – питательный электронасос; КЭН – конденсатный электронасос; ЧВД – часть высокого давления; ЧСД – часть среднего давления; ЧНД – часть низкого давления; ПВД – регенеративный подогреватель высокого давления; ПНД – регенеративный подогреватель низкого давления

Рис. 1. Схема измерений контрольных параметров работы исследуемого энергоблока

Математическая модель энергоблока содержит 91 настраиваемый коэффициент, который необходимо определить для ее настройки с учетом текущего состояния исследуемого энергоблока. Методика идентификации параметров математических моделей теплоэнергетического оборудования позволила выявить несколько измеряемых параметров, выходящих за пределы заявленной точности средств измерения. Данные замеры были отмечены, как неточные, и удалены. Максимальное относительное отклонение (т.е. отношение абсолютной разницы между измеряемым на установке и вычисляемым на модели параметром к среднеквадратичной погрешности замера) среди всех измеряемых параметров составило 2,947 сигма, что согласуется с правилом «трех сигма». При этом среднее относительное отклонение, приходящееся на 1 измеряемый параметр, составило 1,099 сигма, что свидетельствует о высокой точности настройки модели.

Необходимо отметить, что выполненные с помощью подробной настроенной математической модели энергоблока расчеты в результате позволяют получить значения любых вычисляемых параметров в каждом из элементов расчетной схемы установки. Многие из вычисляемых параметров не измеряются на реальной установке и могут быть использованы для решения задач повышения эффективности эксплуатации и модернизации данной ТЭУ.

3. Примеры модернизаций технологической схемы энергоблока. В качестве примера применения рассматриваемого в настоящей работе методического подхода ниже представлена оценка эффективности технического решения по модернизации технологической схемы регенерации низкого давления исследуемого энергоблока, выполненная с применением его настроенной математической модели. В его действующей технологической схеме были выделены три тепловых потока, которые снижают его экономичность за счет безвозвратной потери тепла потоков дренажей с охлаждающей водой в конденсаторе ПТУ:

1. *Дренаж эжектора уплотнений ЭУ-5* заведен в конденсатор турбины. Эжектор уплотнений (эжектор лабиринтного пара) предназначен для отсоса паровоздушной смеси из концевых уплотнений турбины.

2. *Дренаж основных эжекторов ОЭ-5А, Б* заведен в действующей схеме в паровое пространство конденсатора. В турбине К-150-130 паровоздушная смесь из конденсатора отсасывается двумя параллельно включенными основными эжекторами ЭП-3-600.

3. *Дренаж конденсатоотводчиков (прогревов) блочной редуционно-охладительной установки (БРОУ-2) котлоагрегатов (КА) №9, 10* заведен в нижнюю часть конденсатосборника. Конденсатоотводчики необходимы для поддержания «тупиковых» участков трубопроводов горячего промперегрева (ГПП) перед закрытыми 9, 10 БРОУ-2 в прогретом состоянии. Трубопровод ГПП перед БРОУ-2 КА ст. №9 оснащен одним «прогревом», а КА ст. №10 – двумя «прогревами».

Оптимизационные расчеты математической модели энергоблока №5 были выполнены для действующей и измененной тепловых схем, для летнего и зимнего режимов работы с электрической нагрузкой 108 и 140 МВт на клеммах генератора.

Результаты расчетов показывают, что перенаправление вышеописанных тепловых потоков дренажей из конденсатора паровой турбины в ПНД-1 приведет к снижению расхода топлива при заданной выработке электроэнергии:

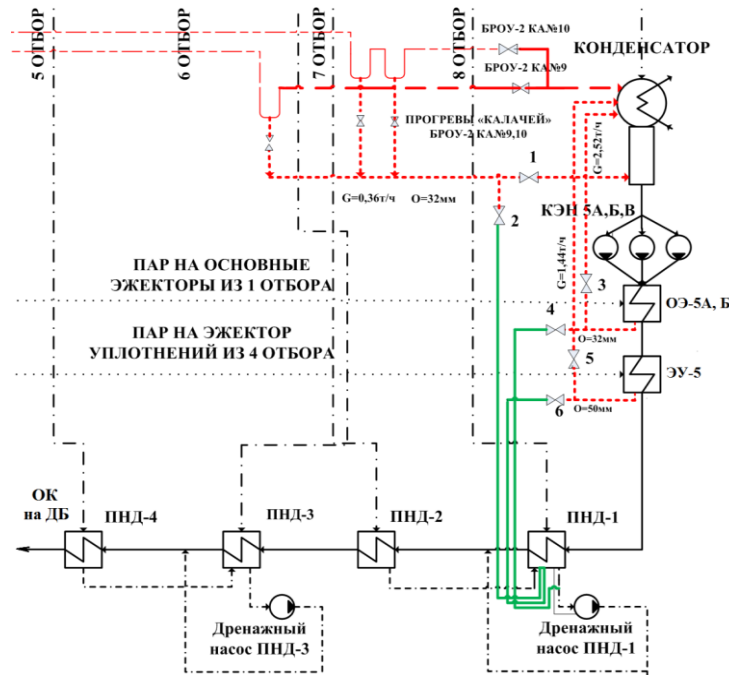
- перенаправление основных эжекторов и эжектора уплотнений энергоблока №5 позволит уменьшить удельный расход условного топлива на выработку 1 кВт·ч электроэнергии для рассматриваемых режимов работы в среднем на 0,014 грамма;
- перенаправление «прогревов» трубопроводов «калачей» БРОУ-2 КА-9, 10 позволит уменьшить удельный расход условного топлива на выработку 1 кВт·ч электроэнергии для рассматриваемых режимов работы в среднем на 0,195 грамма;

– совместное перенаправление тепловых потоков приведет к снижению удельного расхода условного топлива на выработку 1 кВт·ч электроэнергии для рассматриваемых режимов работы в среднем на 0,210 грамма.

На рисунке 2 представлен фрагмент модернизированной технологической схемы энергоблока №5. На представленной схеме красной штриховой линией показаны направления тепловых потоков дренажей в действующей схеме, которые заведены в конденсатор турбины, а зеленой сплошной линией – предложенные изменения. Показатели экономической эффективности предложенной модернизации тепловой схемы приведены в таблице 1.

Таблица 1. Показатели энергетической эффективности модернизации тепловой схемы

Показатель, ед. измерения	Значение
Продолжительность работы, час	4679
Снижение удельного расхода топлива, г.у.т./кВт·ч	0,210
Экономия топлива за год, т.у.т	104,883
Экономия средств за год, руб.	224215
Капиталовложения на модернизацию с учетом амортизации, руб.	37097
Экономический эффект	6,47
Срок окупаемости, год	0,15



Примечания: КЭН – конденсатный электронасос; ПНД – подогреватель низкого давления; ОЭ – основной эжектор; ЭУ – эжектор уплотнений; БРОУ – блочная редукционно-охлаждающая установка; ОК – основной конденсат; ДБ – деаэратор

Рис. 2. Модернизация тепловой схемы регенерации низкого давления энергоблока

Из таблицы 1 следует, что при работе оборудования в течение 4679 часов в год срок окупаемости предложенной модернизации технологической схемы составит около 2 месяцев. Годовая экономия средств с учетом окупаемости капиталовложений и затрат на амортизацию при этом составит 187118 рублей [14].

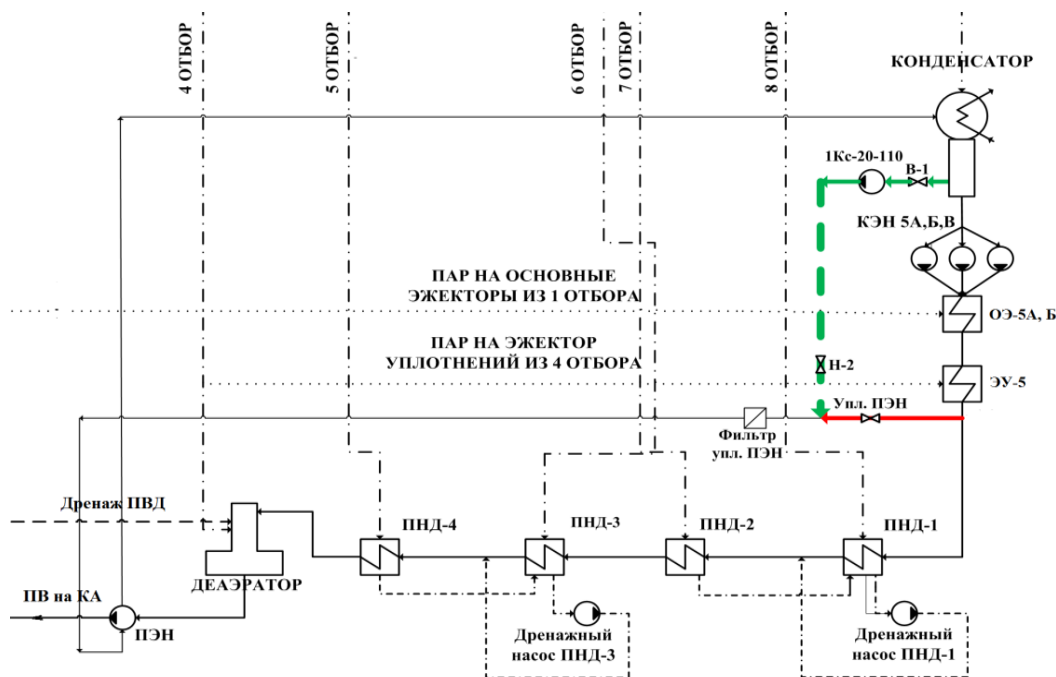
Другим примером практического применения представленного в настоящей работе методического подхода является модернизация технологической схемы основного конденсата энергоблока №5, направленная на решение проблемы повышенного расхода электроэнергии на привод конденсатных насосов блока, связанной с их неправильным выбором при проектировании схемы [15]. Действующая схема включает 3 конденсатных насоса 12КсВ 9х4 производительностью 320 м³/ч каждый при напоре 1,56 МПа. В реальных условиях эксплуатации

вследствие повышенного сопротивления сети и наличия значительной постоянной рециркуляции конденсата в работе находятся два насоса, нагруженных не более чем на 50-55% каждый.

Решение данной проблемы может быть выполнено путем включения в схему основного конденсата дополнительного насоса, который будет выполнять функцию технологически необходимой рециркуляции – подачи холодного конденсата на уплотнение рабочих валов ПЭН блока в местах выхода вала из корпуса насоса с последующим его сливом в паровое пространство конденсатора. Новый элемент технологической схемы – насос 1Кс20-110 на всех режимах работает с постоянным расходом, равным 24 т/ч.

Результаты оптимизационных расчетов математической модели для действующей и измененной схемы основного конденсата представлены в Таблице 2. В действующей схеме в режимах работы с нагрузками 108, 139 МВт в работе находится один конденсатный насос, с нагрузками 141, 150 МВт – включен в параллельную работу второй насос. В измененной схеме на всех режимах в работе находится один КЭН. Насос уплотнений 1Кс20-110 включается в работу в режимах с нагрузкой 141, 150 МВт.

Из таблицы 2 мы можем наблюдать снижение расхода электроэнергии на СН энергоблока в диапазоне нагрузок от 140 до 150 МВт, за счет отсутствия необходимости включения в параллельную работу второго КЭН. Предложенная модернизация схемы основного конденсата блока представлена на рисунке 3. На представленной схеме жирной сплошной линией показано направление движения основного конденсата в действующей схеме, а жирной штриховой линией – предложенное изменение схемы с дополнительным насосом уплотнений ПЭН.



Примечания: ПЭН – питательный электронасос; КЭН – конденсатный электронасос; ПВД – регенеративный подогреватель высокого давления; ПНД – регенеративный подогреватель низкого давления; ПВ – питательная вода; КА – котлоагрегат.

Рис. 3. Модернизация технологической схемы основного конденсата энергоблока

Ежегодно, преимущественно в летние периоды, ТЭЦ-10 работает с минимальным составом включенного в работу основного оборудования. В данных условиях возникает необходимость резервирования общестанционного коллектора «Впрыск 60ата» от ПЭН энергоблока, находящегося в резерве. На выделенном питательном насосе собирается тепловая схема и включается конденсатный насос блока. При этом по результатам проведенных замеров более 180 т/ч конденсата сбрасываются в конденсатор через открытую рециркуляцию, а лишь 12 т/ч конденсата поступает на уплотнения ПЭН, находящегося в резерве.

Таблица 2. Результаты расчетов математической модели для действующей и измененной схемы основного конденсата энергоблока при различных режимах его работы

Параметры, ед. измерения	Режим 108 МВт	Режим 139 МВт	Режим 141 МВт	Режим 150 МВт
Расход электроэнергии на перекачку ОК (действующая схема), кВт	171,44	193,77	287,14	292,55
Расход электроэнергии на перекачку ОК (измененная схема), кВт			199,10	204,96
КПД нетто энергоблока (действующая схема), %	33,769	33,869	33,847	33,810
КПД нетто энергоблока (измененная схема), %			33,875	33,852
Удельный расход топлива на выработку электроэнергии (действующая схема), г.у.т./кВт·ч	363,823	362,745	362,980	363,380
Удельный расход топлива на выработку электроэнергии (измененная схема), г.у.т./кВт·ч			362,681	362,929
Снижение удельного расхода условного топлива на выработку электроэнергии (нетто), г.у.т./кВт·ч	–	–	0,299	0,451

Предложенную в настоящей работе модернизацию технологической схемы можно применить в данных условиях для снижения расхода электроэнергии на СН. Подача конденсата на уплотнения резервного ПЭН от насоса 1Кс20-110 позволит исключить необходимость включения КЭН блока.

Показатели экономической эффективности предложенной модернизации технологической схемы основного конденсата энергоблока приведены в таблице 3. Расчеты показывают, что при работе энергоблока №5 в течение года с $N_{эл} \geq 140$ МВт продолжительностью 378 часов (16 суток) и нахождении в резерве ПЭН-ов, входящих в его состав, в течение 360 часов (15 суток), общая экономия средств составит 87191 руб., а срок окупаемости предложенной модернизации его технологической схемы составит 4 года [16]. При этом стоит учитывать, что при повышении продолжительности работы энергоблока с электрической нагрузкой свыше 140 МВт приведет к снижению срока окупаемости предложенной модернизации.

Таблица 3. Показатели энергетической эффективности модернизации тепловой схемы

Показатель, ед. измерения	Значение
Продолжительность работы, час	378
Снижение удельного расхода топлива, г.у.т./кВт·ч	0,38
Экономия топлива за год, т.у.т	20,828
Экономия средств (работа энергоблока с $N_{э} \geq 140$ МВт)	46397
Экономия средств (резервирование коллектора), руб.	40794
Капиталовложения на модернизацию с учетом амортизации, руб.	302691
Экономический эффект	0,25
Срок окупаемости, год	4

Заключение. В данной работе представлен методический подход к оценке эффективности комплексной модернизации действующего теплоэнергетического оборудования ТЭС, который состоит из трех стадий и позволяет на основании сравнения результатов оптимизационных расчетов выявлять пути повышения эффективности исследуемой установки.

На первой стадии осуществляется выбор объекта исследования. Далее проводится подробный инженерный анализ действующей схемы ТЭУ, который завершается составлением

перечня выявленных проблем. На второй стадии предлагаются способы устранения выявленных проблем и выполняется разработка математической модели исследуемой установки с ее последующей идентификацией по результатам замеров режимных параметров. На третьей стадии вносятся изменения в расчетную схему установки; выполняются оптимизационные расчеты применительно к базовому и модифицированным вариантам технологической схемы. На основании полученных результатов выполняется сравнительная оценка энергетической и экономической эффективности рассматриваемых технических решений.

С применением данного методического подхода представлены способы повышения эффективности энергоблока № 5 ТЭЦ-10 ООО «БЭК»:

– путем малозатратной модернизации, заключающейся в перенаправлении тепловых потоков дренажей регенерации низкого давления и конденсатоотводчиков тепловых компенсаторов БРОУ-2 котлоагрегатов из конденсатора паровой турбины в ПНД-1; результаты оптимизационных расчетов математической модели показывают, что совместное перенаправление вышеперечисленных тепловых потоков из конденсатора паровой турбины в ПНД-1 приведет к снижению удельного расхода условного топлива на выработку 1 кВт·ч электроэнергии в среднем на 0,210 грамма (при работе энергоблока в течение 4679 часов в год экономия топлива составит 104,883 т.у.т);

– путем модернизации, заключающейся во включении в схему основного конденсата дополнительного насоса уплотнений ПЭН; результаты оптимизационных расчетов математической модели показывают, что работа энергоблока с одним конденсатным насосом и насосом уплотнений ПЭН 1Кс-20-110 позволит снизить расхода условного топлива на выработку 1 кВт·ч электроэнергии в среднем на 0,375 грамма (при работе энергоблока с $N_{эл} \geq 140$ МВт в течение 378 часов в год экономия топлива составит 20,828 т.у.т).

Данный методический подход является универсальным и может быть применен для модернизации технологических схем других действующих теплоэнергетических установок.

Благодарности. Работа выполнена в рамках проекта государственного задания FWEU-2021-0005 (регистрационный номер: АААА-А21-121012190004-5) программы фундаментальных исследований РФ на 2021-2030 гг. с использованием ресурсов ЦКП "Высокотемпературный контур" (Минобрнауки России, проект № 13.ЦКП.21.0038).

Список источников

1. Гуторов В.Ф. Пути повышения экономичности паротурбинных установок ТЭЦ / В.Ф. Гуторов, Л.Л. Симою, Е.И. Эфрос // Теплоэнергетика, 2001. – № 6 – С. 32-37.
2. Симою Л.Л. Повышение экономичности теплофикационных турбин с двухпоточным ЦНД / Л.Л. Симою, В.Ф. Гуторов, Е.И. Эфрос // Теплоэнергетика, 2000. – № 11 – С. 14-17.
3. Гуторов В.Ф. Направления повышения эффективности работы теплофикационных турбин / В.Ф. Гуторов, Л.Л. Симою, Е.И. Эфрос // Теплоэнергетика, 2000. – № 12 – С. 29-34.
4. Лазарев Г.Б. Управление эффективностью механизмов собственных нужд ТЭС / Г.Б. Лазарев // Энергия единой сети, 2012. – Т. 5. – № 5. – С. 58-67.
5. Костенко Д.А. Регулируемые приводы: возможности, затраты, эффективность / Д.А. Костенко, В.Б. Иванов // ТЭК, 2008. – № 4. – С. 30-33.
6. Pascal Alas, Eric Noulette Electro compression a challenging alternative: How and why to choose a gas turbine or an electric motor to drive a centrifugal compressor. Proceedings of asme turbo expo 2013: Turbine technical conference and exposition. V. 5B. Oil and gas applications. Steam turbines, DOI: 10.1115/gt2013-94163.
7. Салов А.Г. Комплексный анализ энергоэффективности вспомогательного оборудования ТЭЦ / А.Г. Салов, А.А. Гаврилова // Промышленная энергетика, 2011. – № 12. – С. 31-34.
8. Сизов Р.Р. Снижение удельного расхода электроэнергии на собственные нужды энергоблока ст.№8 Заинской ГРЭС / Р.Р. Сизов // Вестник Казанского государственного энергетического университета, 2015. – №3(27). – С. 129-131.
9. Клер А.М. Оптимизационные исследования энергетических установок и комплексов / Под ред. А.М. Клера, Э.А. Тюриной // Рос. акад. наук, Сиб. отд-ние, ин-т систем энергетики им. Л.А. Мелентьева. – Новосибирск: Академическое изд-во Гео, 2016. – 298 с.

10. Алексеюк В.Э. Усовершенствованная методика идентификации математических моделей теплоэнергетического оборудования / В.Э. Алексеюк, А.С. Максимов, П.Г. Сафронов // Вестник Иркутского государственного технического университета, 2019. – Т. 23. – № 3. – С. 503–515. – DOI: 10.21285/1814-3520-2019-3-503-515.
11. Vitalii Alekseiuk Improving the efficiency of the three-stage technique of mathematical model identification of complex thermal power equipment. ENERGY-21. Sustainable development & Smart management, E3S Web Conf., 2020, vol. 209, 03002, DOI:10.1051/e3sconf/202020903002.
12. Kler A.M., Zharkov P.V., Epishkin N.O. Parametric optimization of supercritical power plants using gradient methods. Energy, ID: 116230, 2019, DOI: 10.1016/j.energy.2019.116230.
13. Клер А.М. Математическое моделирование и оптимизация в задачах оперативного управления тепловыми электростанциями / А.М. Клер, Н.П. Деканова, С.К. Скрипкин [и др.]. – Новосибирск: Наука. Сиб. предприятие РАН, 1997. – 120 с.
14. Забуга Ф.В. Оценка энергетической эффективности модернизации схемы энергоблока № 5 ТЭЦ-10 ООО “Байкальская энергетическая компания” с применением его настроенной математической модели / Ф.В. Забуга, В.Э. Алексеюк // Оперативное управление в электроэнергетике: подготовка персонала и поддержание его квалификации, 2022. – №3. – С. 15-22.
15. Соболев С.П. Паровая турбина К-160-130 ХТГЗ / С.П. Соболев. – Москва: Энергия, 1980 – 192 с.
16. Забуга Ф.В. Оценка модернизации схемы основного конденсата энергоблока №5 ТЭЦ-10 с применением его настроенной математической модели / Ф.В. Забуга, В.Э. Алексеюк // iPolytech Journal, 2022. – Т. 26. – № 3. – С. 426-438. – DOI: 10.21285/1814-3520-2022-3-426-438.

Клер Александр Матвеевич. Доктор технических наук, профессор, заведующий отделом теплосиловых систем, институт систем энергетики им. Л.А. Мелентьева СО РАН, AuthorID: 20219, SPIN: 8502-2561, ORCID: 0000-0002-0460-9062, kler@isem.irk.ru, Россия, Иркутск, Лермонтова 130.

Забуга Федор Викторович. Ведущий инженер отдела теплосиловых систем ИСЭМ СО РАН, инженер-технолог 1 категории, ООО «Инженерный центр «Иркутскэнерго», AuthorID: 1124933, SPIN: 2630-4282, ORCID: 0000-0003-2298-3530, fvzabuga@yandex.ru, Россия, Иркутск, бул. Рябикова, 67.

Алексеюк Виталий Эдуардович. Кандидат технических наук, младший научный сотрудник отдела теплосиловых систем, институт систем энергетики им. Л.А. Мелентьева СО РАН, доцент кафедры теплоэнергетики, Иркутский национальный исследовательский технический университет, AuthorID: 1149694, SPIN: 6956-2240, ORCID: 0000-0002-4226-0519, alexeyuk.vitaliy@yandex.ru, Россия, Иркутск, Лермонтова 83.

UDC 621.165+51.74

DOI:10.25729/ESI.2024.33.1.005

An approach to assessing the effectiveness of complex modernization of technological schemes of existing thermal power plants based on mathematical modeling and optimization methods

Aleksandr M. Kler¹, Fedor V. Zabuga^{1,3}, Vitalii E. Alekseiuk^{1,2}

¹Melentiev Energy Systems Institute SB RAS,
Russia, Irkutsk, alexeyuk.vitaliy@yandex.ru

²Irkutsk National Research Technical University, Russia, Irkutsk

³Engineering Center “Irkutskenergo” LLC, Russia, Irkutsk

Abstract. The failure in the development of the electric power industry in the nineties of the last century in our country contributed to a decrease in the activity of the introduction of modern technologies and equipment at thermal power plants. The transition to market relations and approaches to tariff regulation today contribute to the formation of a shortage of financial resources, do not sufficiently allow updating the production funds of energy enterprises. In such a situation, there is an increasing interest in low-cost ways to modernize existing TPP equipment - the search and implementation of ways to increase its efficiency with small capital investments. The main tool for solving this problem are methods of mathematical modeling and circuit parametric optimization. This paper presents a methodological approach to assessing the effectiveness of the comprehensive modernization of technological schemes of existing thermal power plants (TEP), which systematizes the process of searching for

possible ways to improve their efficiency, and also allows for an accurate and prompt assessment of the technical solutions under consideration. This approach consists of three stages and combines the primary solution of the problems of identifying the parameters of mathematical models of operating thermal power plants with the subsequent solution of optimization problems of their technological schemes. As examples of the practical application of the considered methodological approach, this paper presents technical solutions aimed at improving the efficiency of the operating power unit No. 5 of the CHPP-10 of Baikal Energy Company LLC.

Keywords: coal-fired power unit, efficiency improvement, thermal power plant, mathematical modeling, parametric optimization, identification of mathematical model parameters, modernization of technological scheme

Acknowledgements: The work was carried out within the framework of the project of the state task

FWEU-2021-0005 (reg. no.: AAAA-A21-121012190004-5) of the program of fundamental research of the Russian Federation for 2021-2030 with the use of resources of the CKP "High Temperature Circuit" (Ministry of Education and Science of Russia, project No. 13.CKP.21.0038).

References

1. Gutorov V.F., Simoyu L.L., Efros E.I. Puti povysheniya jekonomichnosti paroturbinnih ustanovok TJeC [Ways to increase the efficiency of the steam-turbine installations of the TPP]. *Teploenergetika* [Thermal power engineering], 2001, no. 6, pp. 32-37.
2. Simoyu L.L., Gutorov, V.F., Efros E.I. Povyshenie jekonomichnosti teplofikacionnyh turbin s dvuhpotochnym CND [Increase of the economical efficiency of the heating turbines with a two-flow CND]. *Teploenergetika* [Thermal power engineering], 2000, no. 11, pp. 14-17.
3. Gutorov V.F., Simoyu L.L., Efros E.I. Napravleniya povysheniya jeffektivnosti raboty teplofikacionnyh turbin [Directions for increasing the efficiency of operation of the heating turbines]. *Teploenergetika* [Thermal power engineering], 2000, no. 12, pp. 29-34.
4. Lazarev G.B. Upravlenie jeffektivnost'ju mehanizmov sobstvennyh nuzhd TJeS [Efficiency management of the TPP auxiliary needs mechanisms]. *Energiya yedinoj seti* [Energy of the united network], 2012, vol. 5, no. 5, pp. 58-67.
5. Kostenko D.A., Ivanov V.B. Reguliruemye privody: vozmozhnosti, zatraty, jeffektivnost' [Adjustable drives: opportunities, costs, efficiency]. *TEK*, 2008, no. 4, pp. 30-33.
6. Pascal Alas, Eric Noulette Electro compression a challenging alternative: how and why to choose a gas turbine or an electric motor to drive a centrifugal compressor. *Proceedings of asme turbo expo 2013: Turbine technical conference and exposition. V. 5B. Oil and gas applications. Steam turbines*, DOI: 10.1115/gt2013-94163.
7. Salov A.G., Gavrilova A.A. Kompleksnyj analiz jenergojeffektivnosti vspomogatel'nogo oborudovaniya TJeC [Complex analysis of the energy efficiency of the auxiliary equipment of the CHPP]. *Promyshlennaya energetika* [Industrial energy], 2011, no. 12, pp. 31-34.
8. Sizov R.R. Snizhenie udel'nogo rashoda jelektrojenergii na sobstvennye nuzhdy jenerglobloka st.№8 Zainskoj GRJeS [Reduction of the specific power consumption for auxiliary needs of the power unit st.№8 of Zainskaya GRES]. *Vestnik Kazanskogo gosudarstvennoy energeticheskogo universiteta* [Bulletin of kazan state power engineering university], 2015, no. 3(27). pp. 129-131.
9. Kler A.M., Tyurina E.A. Optimizacionnye issledovaniya jenergeticheskikh ustanovok i kompleksov [Optimization studies of power plants and complexes]. Russian academy of sciences, Siberian Branch, L.A. Melentiev energy systems institute, Novosibirsk: Academic Publishing House Geo, 2016, 298 p.
10. Alekseyuk V.E., Maksimov A.S., Safronov P.G. Uovershenstvovannaja metodika identifikacii matematicheskikh modelej teplojenergeticheskogo oborudovaniya [Improved methodology of identification of mathematical models of the heat power equipment]. *Vestnik Irkutskogo gosudarstvennogo tekhnicheskogo universiteta* [Bulletin of Irkutsk state technical university], 2019, vol. 23, no. 3, pp. 503-515, DOI: 10.21285/1814-3520-2019-3-503-515.
11. Vitalii Alekseiuk Improving the efficiency of the three-stage technique of mathematical model identification of complex thermal power equipment. *ENERGY-21. Sustainable development & Smart management, E3S Web Conf.*, 2020, vol. 209, 03002, DOI:10.1051/e3sconf/202020903002.
12. Kler A.M., Zharkov P.V., Epishkin N.O. Parametric optimization of supercritical power plants using gradient methods. *Energy*, ID: 116230, 2019, DOI: 10.1016/j.energy.2019.116230.
13. Kler A.M., Dekanova N.P., Skripkin S.K. et al. Matematicheskoe modelirovanie i optimizacija v zadachah operativnogo upravleniya teplovymi jelektrostancijami [Mathematical modeling and optimization in problems of operational control of thermal power plants]. *Novosibirsk. Nauka. Sib. predpriyatiye RAN* [Science. Sib. enterprise RAS], 1997, 120 p.
14. Zabuga F.V., Alekseiuk V.E. Ocenka jenergeticheskoy jeffektivnosti modernizacii shemy jenerglobloka no. 5 TJeC-10 OOO "Bajkal'skaja jenergeticheskaja kompanija" s primeneniem ego nastroennoj matematicheskoy modeli [Assessment of the energy efficiency of modernization of the scheme of power unit No. 5 of CHPP-10 of LLC "Baikal

- Energy Company” using its adjusted mathematical model]. *Operativnoye upravleniye v elektroenergetike. Podgotovka personala i podderzhaniye yego kvalifikatsii* [Operational management in electric power industry. Personnel training and maintenance of its qualification], 2022, no. 3, pp. 15-22.
15. Sobolev S.P. Parovaja turbina K-160-130 HTGZ [Steam turbine K-160-130 KTGZ]. Moscow. Energia [Energy], 1980, 192 p.
16. Zabuga F.V., Alexeyuk V.E. Ocenka modernizacii shemy osnovnogo kondensata jenergobloka №5 TJeC-10 s primeneniem ego nastroennoj matematicheskoy modeli [Evaluation of the modernization of the main condensate scheme of the power unit no. 5 of CHPP-10 with application of its adjusted mathematical model]. *iPolytech Journal*, 2022, vol. 26, no. 3. pp. 426-438, DOI: 10.21285/1814-3520-2022-3-426-438.

Kler Aleksandr Matveevich. Doctor of Technical Sciences, Professor, Head of the Department of Thermal Power Systems, Melentiev Energy Systems Institute SB RAS, AuthorID: 20219, SPIN: 8502-2561, ORCID: 0000-0002-0460-9062, kler@isem.irk.ru, Russia, Irkutsk, st. Lermontov 130.

Zabuga Fedor Viktorovich. Leading engineer of the thermal energy systems department, engineer-technologist of the 1st category LLC "Engineering Center "Irkutskenergo", AuthorID: 1124933, SPIN: 2630-4282, ORCID: 0000-0003-2298-3530, fvzabuga@yandex.ru, Russia, Irkutsk, blvd. Ryabikova, 67.

Alekseiuk Vitalii Eduardovich. Candidate of technical sciences, junior researcher, department of thermal power systems, Melentiev energy systems institute SB RAS, associate professor of the department of thermal power engineering, Irkutsk national research technical university, AuthorID: 1149694, SPIN: 6956-2240, ORCID: 0000-0002-4226-0519, alexeyuk.vitaliy@yandex.ru, Russia, Irkutsk, st. Lermontov 83.

Статья поступила в редакцию 07.11.2023; одобрена после рецензирования 07.03.2024; принята к публикации 13.03.2024.

The article was submitted 11/07/2023; approved after reviewing 03/07/2024; accepted for publication 03/13/2024.