

На правах рукописи



Епишкин Николай Олегович

СХЕМНО-ПАРАМЕТРИЧЕСКАЯ ОПТИМИЗАЦИЯ ПЫЛЕУГОЛЬНЫХ
ЭНЕРГООБЛОКОВ НА ПОВЫШЕННЫЕ ПАРАМЕТРЫ ПАРА ДЛЯ УСЛОВИЙ РОССИИ

Специальность 05.14.01 – Энергетические системы и комплексы

АВТОРЕФЕРАТ

диссертации на соискание учёной степени
кандидата технических наук

Иркутск 2017

Работа выполнена в Федеральном государственном бюджетном учреждении науки Институт систем энергетики им. Л.А. Мелентьева Сибирского отделения Российской академии наук (ИСЭМ СО РАН)

- Научный руководитель: доктор технических наук, профессор
Клер Александр Матвеевич
- Официальные оппоненты: **Щинников Павел Александрович**
доктор технических наук, профессор, Федеральное государственное бюджетное образовательное учреждение высшего образования «Новосибирский государственный технический университет», кафедра «Тепловые электрические станции», профессор
- Ларин Евгений Александрович**
кандидат технических наук, доцент, Федеральное государственное бюджетное образовательное учреждение высшего образования «Саратовский государственный технический университет имени Гагарина Ю.А.», кафедра «Тепловая и атомная энергетика», профессор
- Ведущая организация: **Федеральное государственное автономное образовательное учреждение высшего образования «Уральский федеральный университет имени первого Президента России Б.Н. Ельцина», г. Екатеринбург**

Защита диссертации состоится «26» июня 2017 г. в 13:30 на заседании диссертационного совета Д 003.017.01, созданного на базе Федерального государственного бюджетного учреждения науки Институт систем энергетики им. Л.А. Мелентьева Сибирского отделения Российской академии наук (ИСЭМ СО РАН) по адресу: 664033, г. Иркутск, ул. Лермонтова, 130, к. 355.

С диссертацией можно ознакомиться в библиотеке ИСЭМ СО РАН по адресу: 664033, г. Иркутск, ул. Лермонтова, 130, к. 407 и на сайте <http://isem.irk.ru/dissert/case/DIS-2017-3/>.

Отзывы на автореферат в двух экземплярах с подписью составителя, заверенные печатью организации, просим направлять по адресу: 664033, г. Иркутск, ул. Лермонтова, 130, на имя учёного секретаря диссертационного совета.

Автореферат разослан «__» _____ 2017 г.

Учёный секретарь
диссертационного совета Д 003.017.01,
доктор технических наук, профессор



**Клер
Александр Матвеевич**

ОБЩАЯ ХАРАКТЕРИСТИКА РАБОТЫ

Актуальность темы диссертационного исследования. Значительная часть электроэнергии, как в РФ, так и в большинстве других стран производится и будет производиться в обозримом будущем путём преобразования в неё теплоты сгорания органического топлива. Из всех видов органического топлива уголь остаётся в мире основным энергоносителем для производства тепла и электроэнергии, т.к. его мировые запасы превалируют над запасами других энергоресурсов. Поэтому исследования в области эффективного использования этого вида топлива, т.е. повышения термического КПД и экономической эффективности энергоблоков ТЭС, имеют большое значение как для мировой, так и для российской энергетики. Из существующих методов эффективного использования угля для производства электроэнергии (циркулирующий кипящий слой, ПГУ с кипящим слоем под давлением, ПГУ с внутрицикловой газификацией, повышение начальных параметров пара) самым простым и изученным является последний, т.е. метод повышения начальных давления и температуры пара, так называемые сверх- (СКП), суперсверх- (ССКП) и ультрасверхкритические параметры пара (УСКП). Такие энергоблоки разрабатываются и успешно применяются во всём мире. Однако из-за дороговизны сплавов на никелевой основе, необходимых для УСКП, массовое производство этих энергоблоков начнётся нескоро. При этом для российских угольных ТЭС имеется своя специфика, заключающаяся в достаточно низкой цене топлива и в высоких удельных капиталовложениях, которую необходимо учитывать.

Следует отметить, что исследования угольных энергоблоков на повышенные параметры пара проводились как в РФ, так и в других странах. Такие исследования были основаны, как правило, на вариантных расчётах схем энергоблоков, либо на оптимизации небольшого числа их параметров, что значительно снижало обоснованность полученных результатов. К другому недостатку ранее выполненных исследований можно отнести отсутствие эффективных методов анализа технологических схем угольных энергоблоков.

Степень разработанности темы. Вопросам, связанным с переходом на повышенные параметры пара, а именно технологиям СКП, ССКП и УСКП, посвящено достаточно большое число работ как отечественных, так и зарубежных учёных. Оптимизационным исследованиям СКП, ССКП и УСКП энергоблоков посвящены работы следующих авторов: Ligang Wang, Yongping Yang, Changqing Dong, Tatiana Morosuk, George Tsatsaronis, Łukasz Kowalczyk, Witold Elsner, Paweł Niegodajew, Maciej Marek, Suresh M.V.J.J., Reddy K.S., Ajit Kumar Kolar, Weizhong Feng, Gang Xu, Luyao Zhou, Shifei Zhao, Feifei Liang, Cheng Xu, Клер А.М., Потанина Ю.М (ИСЭМ СО РАН).

Оптимизационными исследованиями и моделированием энергетического оборудования занимались Щинников П.А. (НГТУ), Андрющенко А.И., Аминов Р.З., Ларин Е. А. (СГТУ). Созданию и исследованию схем, а также разработке конструктивных решений для создания парового котла и паровой турбины для ССКП и УСКП энергоблоков посвятили свои работы: Тумановский А.Г. Алтухов М.Ю., Шварц А.Л., Авруцкий Г.Д., Вербовецкий Э.Х. (ВТИ), Костюк А.Г., Грибин В.Г., Роголёв Н.Д., Дорохов Е.В., Седлов А.С., Комаров И.И. (МЭИ), Туголуков Е.А. (ЭМАльянс), Хомёнок Л.А., Кругликов П.А., Смолкин Ю.В. (НПО ЦКТИ), Ноздренко Г.В., Шепель В.С. (НГТУ), Sergio Espotolero, Luis M. Romeo, Cristobal Cortes, Weitzel P.S., Tanzosh J.M., Boring B., Okita N., Takahashi T., Ishikawa N, Katarzyna Stepczynska, Sławomir Dykas.

Разработкой и исследованием перспективных жаропрочных сплавов занимались Zhong Z.H., Gu Y.F., Yuan Y., Shi Z, Klarstrom D.L., Wu Y.S., Zhang M.C., Gosia Stein-Brzozowska, Diana M. Flórez, Jörg Maier, Günter Scheffknecht, Shailesh J. Patel, John J. de-Barbadillo, Helis L., Toda Y., Shingledecker J.P., Evans N.D., Totemeier T.C., Tian H.

Следует отметить, что в большинстве работ, направленных на оптимизационные исследования угольных энергоблоков, используются методы оптимизации, которые позволяют оптимизировать максимум 10 – 15 параметров, что недостаточно для такой слож-

ной технологической схемы, как пылеугольный энергоблок на СКП, ССКП или УСКП. Почти все исследования парового котла и турбины проводятся по отдельности. Кроме того, в большинстве работ единственной целью оптимизационного исследования ставится получение максимальной энергетической эффективности. Не уделяется в ранее выполненных работах должного внимания проблеме анализа технологических схем ТЭУ. Вся схемная оптимизация сводится к сопоставлению назначенных из инженерных соображений вариантов.

Цель работы. В данной работе главной задачей является проведение комплексной оптимизации (по критериям энергетической и экономической эффективности) параметров цикла и конструктивных параметров отдельных элементов пылеугольных энергоблоков на повышенные параметры пара с использованием разработанной математической модели энергоблока применительно к российским условиям. При этом для оптимизации используются эффективные градиентные методы. Кроме того, ставится задача создания более эффективных методов анализа технологических схем ТЭУ, чем предлагаемые ранее методы. В частности, ставится задача учесть влияние величины теплового потока, подводимого в точку схемы, на изменение температуры рабочего тела или теплоносителя в этой точке и изменение оптимального значения целевой функции.

Из-за того, что в работе при оптимизации охватывается широкий диапазон давлений и температур острого пара и пара промежуточного перегрева, однозначно сказать к какому виду установок (СКП, ССКП или УСКП) будет относиться оптимальный вариант заранее нельзя. Поэтому в названии работы и далее по тексту используется термин «повышенные параметры пара».

К российским условиям относятся: стоимость топлива; стоимость оборудования, зависящая от места его производства и доставки; климатические условия, влияющие на функционирование оборудования и затраты в строительную часть.

Для достижения поставленной цели были поставлены и решены следующие основные задачи исследования.

1. Постановка задачи комплексной оптимизации параметров цикла и конструктивных параметров элементов пылеугольного паротурбинного энергоблока на повышенные параметры пара.

2. Реализация на базе программно-вычислительного комплекса моделирования и оптимизации теплоэнергетических установок «Система машинного построения программ» (СМПП) математической модели пылеугольного энергоблока на повышенные параметры пара, пригодной для проведения оптимизационных расчётов градиентными методами.

3. Разработка метода анализа технологических схем ТЭУ, позволяющего учесть влияние величины внешних подводов или отводов тепла в точки технологической схемы на оптимальное значение целевой функции.

4. Проведение оптимизационных исследований энергоблока по критериям экономической и энергетической эффективности с учётом российских условий. Анализ эффективности используемого сплава Haynes 282 и стали 10X16H16B2MBP (ЭП-184) для изготовления высоконагруженных поверхностей нагрева пароперегревателей котла и проведение оптимизационных расчётов для двух вариантов использования этих материалов.

Объектом исследований является высокотемпературный пылеугольный паротурбинный энергоблок, работающий с повышенными параметрами пара.

Научная новизна диссертационного исследования заключается в следующем.

1. Сформулирована задача совместной оптимизации параметров цикла и конструктивных параметров элементов угольного энергоблока на повышенные параметры пара.

2. Разработана математическая модель энергоблока, пригодная для оптимизационных расчётов градиентными методами.

3. Разработан метод анализа технологических схем ТЭУ и его использование проиллюстрировано на примере угольного энергоблока на повышенные параметры пара с проведением схемной оптимизации энергоблока по критерию минимума цены электроэнергии.

4. Выполнена комплексная оптимизация параметров цикла и конструктивных параметров отдельных элементов пылеугольного паротурбинного энергоблока на повышенные параметры пара по критериям экономической и энергетической эффективности для вариантов с использованием в качестве материалов для изготовления пароперегревательных элементов котла и паропроводов острого пара и пара промежуточного перегрева никелевого сплава Haynes 282 и высоколегированной стали марки 10X16H16B2МБР.

5. Выполнен, с использованием линий равной экономичности вариантов, анализ оптимальных решений, показавший, что при характерных для России ценах топлива оптимальные параметры лежат вблизи точки минимума удельных капиталовложений.

Практическая значимость выполненного исследования определяется возможностью использования полученных результатов в предпроектных разработках новых пылеугольных паротурбинных энергоблоков на повышенные параметры пара для конкретных условий (материал труб пароперегревательных элементов котла, цена угля).

Разработанные математические модели могут быть использованы при исследовании энергоблоков на повышенные параметры пара с учётом неопределённости исходной технико-экономической информации.

Методология и методы исследования. В данной работе используется методология системных исследований сложных теплоэнергетических установок. Оптимизационные исследования основаны на применении градиентных методов нелинейной оптимизации, позволяющих оценить изменение не только параметров цикла, но и конструктивных параметров отдельных элементов пылеугольных паротурбинных энергоблоков при переходе к ССКП и УСКП технологиям.

Оптимизационные исследования энергоблоков на повышенные параметры пара по критериям энергетической и экономической эффективности для вариантов с использованием различных марок сталей для высоконагруженных поверхностей нагрева котла проводились с использованием разработанной в Институте систем энергетики им. Л.А. Мелентьева программной среде «Система машинного построения программ» (СМПП).

Автор защищает.

1. Метод анализа схем, основанный на оценке влияния подвода (или отвода) к различным точкам технологической схемы тепловых или материальных потоков на оптимальное значение критерия эффективности.

2. Оптимальные параметры цикла и конструктивные параметры отдельных элементов энергоблоков на повышенные параметры пара, полученные в ходе оптимизационных исследований по критериям энергетической и экономической эффективности для двух вариантов использования сталей в высоконагруженных поверхностях нагрева котла.

3. Оценки экономически обоснованного роста капиталовложений для повышения энергетической эффективности (КПД нетто) при различных ценах на энергетический уголь.

Личный вклад автора.

1. Разработана математическая модель пылеугольного паротурбинного энергоблока на повышенные параметры пара.

2. Поставлена задача оптимизации по критерию энергетической и экономической эффективности для двух вариантов использования сплавов в пароперегревателях котла.

3. При участии автора разработан метод анализа и синтеза технологических схем ТЭУ на базе решения вспомогательных задач линейного программирования.

4. Лично автором проведены расчёты, выполнен анализ по результатам работы и сделаны выводы.

Соответствие паспорту специальности. Диссертационное исследование соответствует пунктам паспорта специальности ВАК 05.14.01 – «Энергетические системы и комплексы»: пункт 3. «Использование на этапе проектирования и в период эксплуатации методов математического моделирования с целью исследования и оптимизации структуры и параметров энергетических систем и комплексов и происходящих в системах энергетических процессов»; пункт 5. «Разработка и исследование в области энергосбережения при производстве тепловой и электрической энергии, при транспортировке теплоты и энергоносителей в энергетических системах и комплексах».

Степень достоверности и апробации результатов. Используемые в работе математические модели элементов энергоблока основаны на апробированных методах расчёта. Методический подход, используемый в работе, основан на методах системного анализа ТЭУ. Разработанные модели и полученные научные результаты имеют высокую степень достоверности в силу широкого применения в процессе исследования программного продукта СМПП, позволяющего выполнять необходимые расчеты с высокой точностью.

Публикации. По теме диссертации было опубликовано 10 научно-исследовательских работ, в том числе 3 в журналах, рекомендованных ВАК при Минобрнауки России для опубликования основных результатов диссертационных исследований на соискание ученых степеней доктора и кандидата наук.

Структура и объём диссертации. Диссертация состоит из введения, четырех глав, заключения, списка литературы, содержащего 108 источников, и 3 приложений. Работа изложена на 154 страницах текста, содержит 30 рисунков и 41 таблицу.

ОСНОВНОЕ СОДЕРЖАНИЕ ДИССЕРТАЦИИ

Во введении обоснована актуальность темы диссертационного исследования. Раскрывается степень разработанности выбранной проблематики; описываются разрабатываемые, строящиеся и действующие паротурбинные энергоблоки на сверхкритические и суперсверхкритические параметры пара; приводится обзор работ, посвящённых оптимизации параметров цикла пылеугольных паротурбинных СКП, ССКП и УСКП энергоблоков; даётся описание работам, предлагающим разные варианты тепловых схем ССКП и УСКП энергоблоков; определены объект, цель и задачи работы; охарактеризованы методология и методы исследования; выделены элементы научной новизны работы, её практическая значимость; сформулированы положения, выносимые на защиту; отражены сведения об апробации результатов.

В первой главе представлен обзор работ по оптимизации энергетических установок, излагается постановка задачи комплексной оптимизации параметров цикла и конструктивных параметров отдельных элементов энергоблока по критерию экономической и энергетической эффективности. Приводятся математические формулировки задач оптимизации на максимум КПД, минимум удельных капиталовложений и минимум удельных капиталовложений при фиксированных значениях КПД нетто. Приводится методика расчёта капиталовложений и их составляющих.

Анализ работ, посвящённых исследованиям пылеугольных паротурбинных ССКП и УСКП энергоблоков, показал, что для нахождения оптимальных параметров используются различные методы направленного перебора (генетические алгоритмы, нейронные сети и др.). Эти методы эффективны лишь при выборе небольшого числа оптимизируемых параметров (не более 10 – 15). В то же время для оптимизации такой сложной технической системы как пылеугольный энергоблок большой мощности требуется провести согласованный выбор нескольких десятков параметров технологических связей между элементами схемы и внутренних параметров отдельных элементов.

Согласованная оптимизация, с использованием градиентных методов нелинейной оптимизации, не только параметров цикла, но и конструктивных параметров отдельных

элементов пылеугольных ССКП энергоблоков по критерию энергетической и экономической эффективности проводилась в ранее выполненных работах ИСЭМ СО РАН. В тоже время следует подчеркнуть, что в этих работах не оптимизировались такие конструктивные параметры как ширина газохода, продольный и поперечный шаги труб конвективных теплообменников парового котла. Также не рассматривалась возможность перевода энергоблока на УСКП путём замены металла на суперсплав на никелевой основе для высоконагруженных поверхностей нагрева котла.

Применительно к рассматриваемому в диссертационной работе энергоблоку на повышенные параметры пара математические формулировки задач оптимизации параметров энергоблока как задач нелинейного математического программирования имеют следующий вид.

1. Максимизация КПД нетто (задача 1):

$$\max \left[\frac{(N_{\text{бл}} - N_{\text{сн}}) \cdot a_m}{B_{\text{бл}} \cdot Q_n^p} \right], \quad (1)$$

при условиях

$$H(x, y, z) = 0, \quad (2)$$

$$G(x, y, z) \geq 0, \quad (3)$$

$$B_{\text{бл}} = f_B(x, y, z), \quad (4)$$

$$N_{\text{бл}} = f_N(x, y, z), \quad (5)$$

$$N_{\text{сн}} = f_{\text{сн}}(x, y, z), \quad (6)$$

$$K_{\text{бл}} = f_K(x, y, z, N_{\text{бл}}, B_{\text{бл}}), \quad (7)$$

$$N_{\text{бл}}^{\min} \leq N_{\text{бл}} \leq N_{\text{бл}}^{\max}, \quad (8)$$

$$\underline{x} \leq x \leq \bar{x}, \quad (9)$$

где $N_{\text{бл}}$ – полная мощность блока; $N_{\text{сн}}$ – мощность собственных нужд; $B_{\text{бл}}$ – расход топлива энергоблоком (в единицах натурального топлива); Q_n^p – низшая теплота сгорания топлива; a_m – множитель, зависящий от используемых единиц измерения мощности, расхода топлива и низшей теплоты сгорания (например, если мощность измеряется в кВт, расход – в кг/с, а Q_n^p – в кДж/кг, $a_m = 1$); H – l -мерная функция ограничений-равенств; x – n -мерный вектор независимых оптимизируемых параметров; y – l -мерный вектор вычисляемых (зависимых) параметров; z – вектор, задающий внешние условия работы энергоблока и некоторые не оптимизируемые конструктивные параметры; G – m -мерная векторная функция ограничений-неравенств; $K_{\text{бл}}$ – капиталовложения в блок; $N_{\text{бл}}^{\min}$, $N_{\text{бл}}^{\max}$ – величины, задающие нижнюю и верхнюю границы диапазона изменения полной мощности блока; \underline{x} , \bar{x} – вектора, компоненты которых задают нижнюю и верхнюю границы диапазона изменения соответствующих компонент вектора x .

2. Минимизация удельных капиталовложений (задача 2):

$$\min \left(\frac{K_{\text{бл}}}{N_{\text{бл}} - N_{\text{сн}}} \right), \quad (10)$$

при условиях (2) – (9).

3. Минимизация удельных капиталовложений при фиксированных значениях КПД нетто (задача 3):

$$\frac{(N_{\text{бл}} - N_{\text{сн}}) \cdot a_m}{B_{\text{бл}} \cdot Q_n^p} = \eta^z, \quad (11)$$

при условиях (2) – (9), где η^z – заданное значение КПД нетто.

При расчёте капиталовложений в установку учитывались стоимости основных элементов котла и турбины. При этом стоимость теплообменного оборудования принималась прямо пропорциональной массе теплообменных труб с учётом цены металла, из которого изготавливались данные трубы. Пропорционально массе металла определялись капиталовложения в трубопроводы острого пара, пара промперегрева и питательной воды. Затраты в элементы паровой турбины, насосы и дутьевые вентиляторы определялись пропорционально их мощностям, с учётом параметров рабочего тела. Затраты в системы топливоподачи, пылеприготовления, золоудаления, очистки и удаления продуктов сгорания определялись пропорционально расходу топлива. Затраты на проектирование, монтаж и строительство принимались пропорциональными стоимости основного оборудования.

В общем виде капиталовложения определяются по выражению:

$$K = (C_{\text{зк}} + C_{\text{н.з.}} + B_{\text{мон}} k_{\text{мон}} + k_y P_y + C_{\text{кан}} + C_{\text{охл}}) k_{\text{н.з.}}, \quad (12)$$

где $C_{\text{зк}}$ – стоимость главного корпуса, тыс. дол.; $C_{\text{н.з.}}$ – постоянные затраты, не зависящие от стоимости оборудования (в расчётах для блока 660 МВт $C_{\text{н.з.}}$ принимались равными 290000 тыс. дол.); $B_{\text{мон}}$ – расход натурального топлива, т/ч; $k_{\text{мон}} = 240$ – удельная стоимость систем, зависящих от расхода топлива, тыс. дол./(т/ч); $k_y = 0,192$ – удельная стоимость электротехнического оборудования, тыс. дол./кВт; P_y – полезная электрическая мощность установки, кВт; $C_{\text{кан}}$ – стоимость каналов и трубопроводов систем технического водоснабжения, тыс. дол.; $C_{\text{охл}}$ – стоимость охладителей систем технического водоснабжения, тыс. дол.; $k_{\text{н.з.}} = 1,03$ – коэффициент, учитывающий непредвиденные затраты.

Стоимость главного корпуса определяется как

$$C_{\text{зк}} = C_{\text{об}} \cdot \alpha_{\text{проч}} \cdot \alpha_{\text{см}} \cdot \alpha_{\text{прив}}, \quad (13)$$

где $C_{\text{об}}$ – стоимость оборудования, тыс. дол.; $\alpha_{\text{проч}} = 1,3$ – коэффициент, учитывающий прочие затраты; $\alpha_{\text{см}} = 1,6$ – коэффициент учёта затрат на строймонтаж; $\alpha_{\text{прив}} = 1,65$ – коэффициент приведения цен на оборудование (приводятся цены 2007 г. к ценам 2016 г.).

Стоимость оборудования определяется как

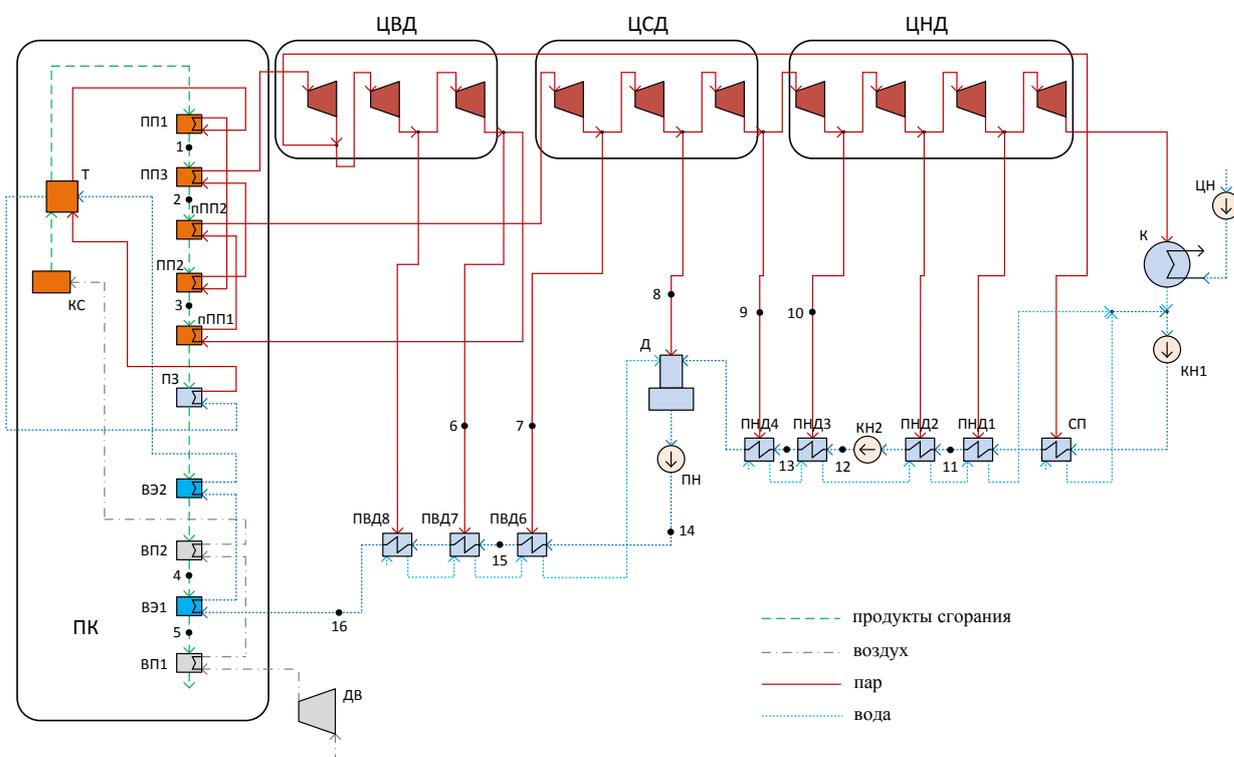
$$C_{\text{об}} = (C_{\text{повн.}} + C_{\text{турб.}} + C_{\text{ген.}} + C_{\text{нас.}} + C_{\text{сн}} + C_{\text{труб.}}) k_{\text{н.о.}}, \quad (14)$$

где $C_{\text{повн.}}$ – стоимость теплообменных поверхностей парового котла, регенеративных подогревателей и конденсатора, тыс. дол.; $C_{\text{турб.}}$ – стоимость турбомашин, тыс. дол.; $C_{\text{ген.}}$ – стоимость генераторов, тыс. дол.; $C_{\text{нас.}}$ – стоимость насосов, тыс. дол.; $C_{\text{сн}}$ – стоимость собственных нужд, тыс. дол.; $k_{\text{н.о.}} = 1,1$ – коэффициент, учитывающий стоимость неучтённого оборудования; $C_{\text{труб.}}$ – стоимость трубопроводов острого пара, пара промежуточного перегрева и питательной воды.

Во второй главе приводится описание технологической схемы пылеугольного паротурбинного энергоблока на повышенные параметры пара мощностью 660 МВт, используемой для построения его математической модели с помощью комплекса машинного по-

строения программ СМПП. Дается описание математической модели паропроводов острого пара, пара промежуточного перегрева и трубопроводов питательной воды как вновь разработанных элементов математической модели установки. Представлено описание разработанного при участии диссертанта быстродействующего программного комплекса, предназначенного для расчёта термодинамических свойств воды и водяного пара. Комплекс основан на интерполяции термодинамических свойств с использованием свойств в заранее насчитанных базовых точках. Его использование позволило существенно сократить время оптимизации параметров исследуемого энергоблока.

На основе проведённого анализа схем СКП, ССКП и УСКП энергоблоков, предлагаемых в работах выше представленных авторов, для оптимизационных исследований была выбрана технологическая схема энергоблока на повышенные параметры пара мощностью 660 МВт, как наиболее универсальная (рис. 1). Она включает прямоточный паровой котёл с одним промежуточным перегревом пара, паровую турбину электрической мощностью около 660 МВт, три регенеративных подогревателя высокого давления, деаэратор, четыре регенеративных подогревателя низкого давления, циркуляционный, два конденсатных и один питательный насосы.



ДВ – дутьевой вентилятор; ПК – прямоточный паровой котёл; КС – камера сгорания парового котла; Т – топка парового котла; ПП1–3 – конвективные пароперегреватели; ППП1–2 – промежуточные пароперегреватели; ПЗ – зона максимальной теплоёмкости; ВЭ1–2 – водяные экономайзеры; ВП1–2 – воздухоподогреватели; ЦВД – группа отсеков цилиндра высокого давления; ЦСД – группа отсеков цилиндра среднего давления; ЦНД – группа отсеков цилиндра низкого давления; К – конденсатор паровой турбины; ЦН – циркуляционный насос; КН1–2 – конденсатные насосы; СП – сальниковый подогреватель; ПНД1–4 – подогреватели низкого давления; Д – деаэратор; ПН – питательный насос; ПВД6–8 – подогреватели высокого давления

Рисунок 1. – Расчётная технологическая схема пылеугольного паротурбинного энергоблока на повышенные параметры пара мощностью 660 МВт

Для решения задач оптимизации параметров угольного энергоблока была построена математическая модель, включающая 997 задаваемых параметров и 895 вычисляемых параметров, при этом, для 23 параметров требуется задать начальное приближение. Построение модели энергоблока проводилось с помощью программно-вычислительного комплекса СМПП, который на основе графически заданной технологической схемы установки и математических моделей её элементов строит программу расчёта установки и позволяет формировать задачи оптимизации её параметров.

При построении модели энергоблока автор использовал разработанные ранее в ИСЭМ СО РАН модели элементов блока (отсеки турбин, теплообменники котла и др.). В тоже время некоторые элементы оборудования, в выполненных ранее работах, не учитывались. Их математические модели были разработаны диссертантом. Это касается модели паропроводов острого пара, пара промежуточного перегрева и трубопроводов питательной воды.

Математическая модель трубопровода включает гидравлический, прочностной расчёты и расчёт стоимости. Гидравлический расчёт, реализованный в математической модели трубопровода, основан на методе, изложенном в руководящих указаниях по проектированию стационарных трубопроводов. В расчёте на прочность было принято, что температура стенки трубы равняется температуре потока рабочего тела.

В третьей главе представлены результаты оптимизации пылеугольного паротурбинного энергоблока на повышенные параметры пара мощностью 660 МВт. В качестве целевых функций были выбраны максимизация КПД блока и минимизация удельных капиталовложений.

Оптимизация проводилась для двух вариантов, отличающихся материалами, используемыми для изготовления высоконагруженных поверхностей нагрева парового котла. В первом варианте в конвективном пароперегревателе первой, второй, третьей ступени и промежуточном пароперегревателе второй ступени была использована высоколегированная сталь аустенитного класса марки 10X16H16B2МБР с предельной рабочей температурой 700 °С. Во втором варианте для этих же поверхностей рассматривалось применение никелевого сплава Наупес 282 с предельной рабочей температурой 800 °С. В качестве материалов для изготовления других поверхностей нагрева котельного агрегата рассматривались: сталь марки 15X1МФ, предельная температура 575 °С; сталь 20, предельная температура 450 °С.

В качестве топлива был рассмотрен берёзовский бурый уголь марки 2БР, характеристики которого представлены в таблице 1.

Таблица 1 – Характеристики берёзовского угля, %

| W^p , % | A^p , % | S^p , % | C^p , % | H^p , % | N^p , % | O^p , % | Q_n^p , ккал/кг |
|-----------|-----------|-----------|-----------|-----------|-----------|-----------|-------------------|
| 33 | 4,7 | 0,2 | 44,3 | 3 | 0,4 | 14,4 | 3740 |

Для паротурбинной установки были приняты следующие величины относительных внутренних КПД отсеков (по ходу пара), % – 90; 92; 94; 94,5; 95,5; 94,5; 95; 90; 90,5; 86. Отсеки турбины показаны на рисунке 1.

Для расчёта капиталовложений в энергоблок использовалась исходная технико-экономическая информация, представленная в таблице 2. Назначение представленных показателей проведено на основе экспертного анализа стоимостей различных элементов оборудования действующих и разрабатываемых ТЭУ.

Основные результаты оптимизационных расчётов исследуемого угольного энергоблока по критериям максимума КПД и минимума удельных капиталовложений приведены в таблице 3. Капиталовложения в энергоблок приведены в таблице 4.

Таблица 2 – Исходная технико-экономическая информация

| Показатель | Значение |
|---|----------|
| Удельная стоимость сплава, дол./кг | – |
| • Haynes 282 | 120 |
| • 10X16H16B2МБР | 53,5 |
| • 15X1M1Ф | 30,6 |
| • Ст20 | 21 |
| Удельные (на единичный расход условного топлива) затраты в топливную систему, тыс. дол./(т/ч) | 14,4 |
| Постоянные затраты, не зависящие от стоимости оборудования, тыс. дол. | 290000 |
| Удельная стоимость топлива, дол./т | 100 |
| Уд. стоимость систем, зависящих от расхода топлива, тыс. дол./(т/ч) | 240 |
| Уд. стоимость электротехнического оборудования, тыс. дол./кВт | 0,192 |
| Коэффициент, учитывающий прочие затраты | 1,3 |
| Коэффициент учёта затрат на строймонтаж | 1,6 |
| Коэффициент, учитывающий непредвиденные затраты | 1,03 |
| Коэффициент приведения цен на оборудование | 1,65 |
| Коэффициент, учитывающий стоимость неучтённого оборудования | 1,1 |
| Удельная стоимость электрогенератора паровой турбины, дол./кВт | 60 |
| Уд. стоимость электрических собственных нужд, дол./кВт | 1000 |
| Внутренняя норма возврата капиталовложений | 0,15 |

Таблица 3 – Результаты оптимизации энергоблока

| Критерий оптимизации | Максимум КПД | | Минимум удельных капиталовложений | |
|--|-------------------|---------------|-----------------------------------|---------------|
| | 10X16H16 B2МБР | Haynes 282 | 10X16H16 B2МБР | Haynes 282 |
| Сплав | | | | |
| КПД нетто, % | 47,9 | 49,6 | 44,3 | 47,3 |
| Расход острого пара, кг/с | 462,0 | 399,7 | 477,6 | 439,4 |
| Давление острого пара, МПа | 32,9 | 40,5 | 15,9 | 24,6 |
| Температура острого пара, °С | 640 | 672 | 626 | 656 |
| Температура питательной воды, °С | 322 | 313 | 279 | 293 |
| Удельный расход топлива, г у.т./кВт·ч | 257 | 248 | 278 | 260 |
| Давление пара промежуточного перегрева, МПа | 7,9 | 7,3 | 3,9 | 4,8 |
| Температура пара промежуточного перегрева, °С | 680 | 770 | 649 | 697 |
| Температура газов на выходе из топки, °С | 926 | 927 | 927 | 927 |
| Температура уходящих газов, °С | 110 | 108 | 145 | 115 |
| Мощность паровой турбины, МВт | 660,1 | 660,3 | 678,2 | 676,7 |
| Полезная электрическая мощность установки, МВт | 618,3 | 618,8 | 647,7 | 642,1 |
| Мощность собственных нужд, МВт | 41,8 | 41,5 | 30,5 | 34,5 |
| КПД котла, % | 95 | 95 | 93,7 | 95,1 |
| Удельные выбросы CO ₂ , кг/кВт ч | 0,77 | 0,75 | 0,84 | 0,78 |

Таблица 4 – Капиталовложения в установку

| Наименование | Максимум КПД | | Минимум удельных капиталовложений | | |
|---|-------------------|---------------|-----------------------------------|---------------|---|
| | 1 | 2 | 3 | 4 | 5 |
| Сплав | | | | | |
| | 10X16H16 B2МБР | Haynes 282 | 10X16H16 B2МБР | Haynes 282 | |
| Стоимость поверхностей нагрева, тыс. дол. | 873294,9 | 957007,5 | 193468,8 | 326606,0 | |
| Стоимость турбомашин, тыс. дол. | 157754,7 | 157702,9 | 161414,1 | 161202,2 | |
| Стоимость электрогенератора, тыс. дол. | 153996,9 | 154045,1 | 158228,7 | 157867,8 | |
| Стоимость насосов, тыс. дол. | 5334,2 | 5394,5 | 3135,7 | 4003,2 | |
| Затраты на собственные нужды, тыс. дол. | 99937,2 | 100216,8 | 65606,8 | 78622,2 | |
| Стоимость основного оборудования (без главных трубопроводов), тыс. дол. | 1290316,0 | 1374367,0 | 581853,7 | 728301,8 | |
| Стоимость главных трубопроводов, тыс. дол. | 44357,4 | 89442,1 | 27011,3 | 55345,8 | |
| Затраты, зависящие от электрической мощности, тыс. дол. | 122265,5 | 122377,3 | 128083,8 | 126990,2 | |

Продолжение таблицы 4

| 1 | 2 | 3 | 4 | 5 |
|--|---------|---------|---------|---------|
| Затраты, зависящие от объёма потребляемого топлива, тыс. дол. | 73318,3 | 70979,8 | 83098,9 | 77173,8 |
| Стоимость каналов и трубопроводов систем технического водоснабжения, тыс. дол. | 48409,9 | 45221,9 | 58529,5 | 52217,7 |
| Стоимость охладителей систем технического водоснабжения, тыс. дол. | 121,1 | 113,2 | 146,5 | 130,7 |
| Капиталовложения в установку, тыс. дол. | 1877490 | 2001200 | 1177420 | 1338860 |
| Удельные капиталовложения на установленную мощность, дол./кВт ч | 3036,8 | 3233,9 | 1817,9 | 2085,0 |
| Годовой расход топлива, т | 1109270 | 1073890 | 1257240 | 1167600 |
| Топливные затраты, тыс. дол. | 110927 | 107389 | 125724 | 116760 |

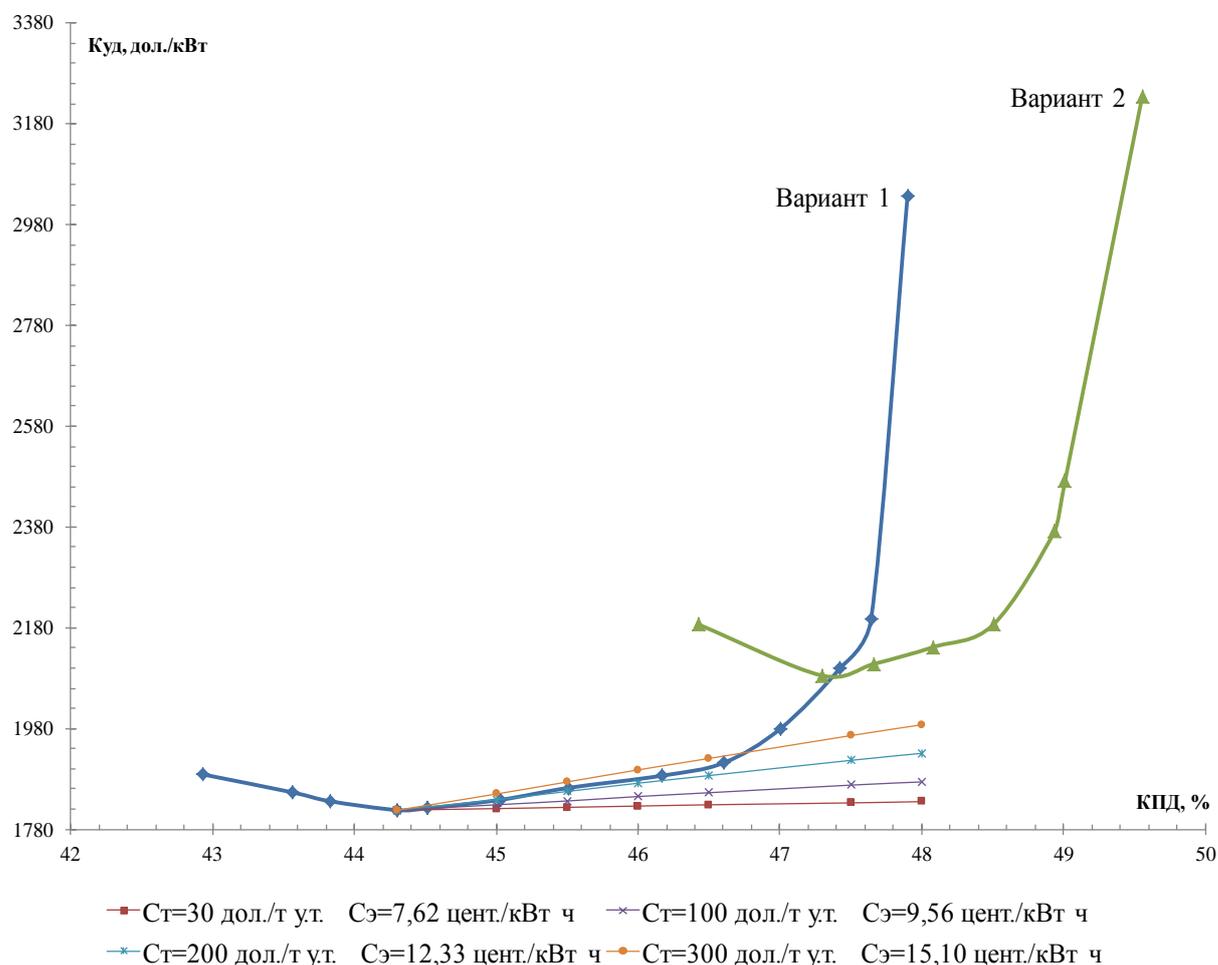
При сопоставлении вариантов параметров угольного энергоблока, сжигающего топливо с известной (достаточно низкой для РФ) ценой, важно определить экономически обоснованный рост капиталовложений для повышения энергетической эффективности (КПД нетто) в пределах диапазона значений КПД в точке минимума удельных капиталовложений и максимальным КПД. Сравнение проводится с точкой минимальных удельных капиталовложений. Для такого анализа целесообразно построить (в координатах КПД нетто – удельные капиталовложения) линии равной экономической эффективности вариантов. В качестве критерия такой эффективности использовалась цена электроэнергии, при которой обеспечивается заданное значение нормы возврата капиталовложений (IRR). Для построения указанных линий требуется при заданной цене топлива определить цену электроэнергии в точке, полученной при проведении оптимизационных расчётов на минимум удельных капиталовложений (задача 2), при заданной IRR. Затем при значениях КПД в диапазоне от КПД, полученном при решении задачи 2, до максимального КПД, полученном при решении задачи 1, определяются удельные капиталовложения, при которых обеспечивается та же цена электроэнергии, что и в точке минимума удельных капиталовложений. Линия, соединяющая эти точки, и будет линией равной экономической эффективности вариантов. Все варианты, расположенные ниже указанной линии, являются экономически более эффективными, а выше – менее эффективными.

При расчёте линий равной экономичности внутренняя норма возврата капиталовложений принималась равной 15 %, а число часов использования установленной мощности энергоблока равным 7000.

На рисунке 2 для исследуемого энергоблока были построены линии равной экономической эффективности и зависимости минимальных удельных капиталовложений от КПД нетто, полученные при решении, сформулированной в главе 1 оптимизационной задачи 3. Из представленных на рисунке 2 зависимостей и полученных результатов оптимизации видно, что минимальные удельные капиталовложения для варианта 2 составляют 2085 дол./кВт и достигаются при КПД нетто 47,3 %, а для варианта 1 они составляют 1817,9 дол./кВт и достигаются при КПД 44,3 %. При КПД, меньших 47,4 % (КПД находится в точке пересечения графиков для варианта 1 и 2) более низкие удельные капиталовложения имеет вариант 1, а при более высоких – вариант 2. Из этого можно сделать вывод, что сплав Наупес 282 целесообразно использовать лишь с целью достижения КПД нетто более высокого, чем 47,4 %.

В точке минимума удельных капиталовложений для варианта 1 были определены цены на электроэнергию, обеспечивающие получение одного и того же уровня нормы возврата капиталовложений при различных ценах топлива (30, 100, 200, 300 дол./т у.т.). Для этих значений цен топлива на рисунке 2 построены линии равной экономичности с постоянными ценами электроэнергии, выходящие из точки минимума удельных капиталовложений для варианта 1. Поскольку зависимости 1 и 2 лежат выше линий для цен топлива от 30 до 200 дол./т у.т., то для всех цен на топливо указанного диапазона параметры

установки, определённые в точке минимума удельных капиталовложений варианта 1, обеспечивают максимальную эффективность. При ценах на топливо выше 200 дол./т у.т. КПД энергоблока должны принимать более высокие значения, чем в точке минимума удельных капиталовложений.



Вариант 1 – зависимость минимальных удельных капиталовложений от КПД нетто для варианта со сталью 10X16H16B2MBP; вариант 2 – зависимость минимальных удельных капиталовложений от КПД нетто для варианта со сплавом Науpes 282

Рисунок 2 – Линии равной экономической эффективности показателей угольного энергоблока и график зависимости капиталовложений от КПД в установку.

В четвёртой главе представлен метод анализа технологических схем теплоэнергетических установок на основе решения вспомогательных задач линейного программирования. Этот метод предполагает решение задач линейного программирования с целью оценки эффекта от подвода или отвода различных по величине тепловых или материальных потоков в различные точки технологической схемы теплоэнергетической установки. Эффективность работы метода продемонстрирована на примере пылеугольного паротурбинного энергоблока с номинальной электрической мощностью 660 МВт. В результате анализа было найдено изменение технологической схемы блока, обеспечивающее снижение цены электроэнергии.

Оптимизация непрерывных параметров теплоэнергетических установок (ТЭУ) сводится к решению достаточно хорошо изученных задач нелинейного математического программирования (НЛП), для которых существуют эффективные математические методы. Здесь главная проблема – решение задач большой размерности в условиях, когда нели-

нейные системы уравнений, описывающие ТЭУ и её элементы, могут быть решены лишь приблизительно, что создаёт «шумы» при оптимизации.

Помимо оптимизации параметров сложных ТЭУ возникает проблема оптимизации технологических схем этих установок. Для решения такого рода задач существует ряд методов: методы прямого решения задач синтеза оптимальной схемы; методы оптимизации максимально сложной схемы; назначение ограниченного числа вариантов схем, выделенных на основе неформального анализа; методы последовательного улучшения схемы и др.

В рамках развития методов последовательного улучшения схемы ранее в ИСЭМ СО РАН был предложен метод анализа схем, основанный на оценке влияния подвода (или отвода) к различным точкам технологической схемы малых тепловых или материальных потоков. Анализ основан на использовании теории двойственности в нелинейном математическом программировании. Он позволяет оценить изменение оптимального значения целевой функции при введении дополнительного малого теплового или материального потока в некоторую точку технологической схемы.

Достоинством рассмотренного подхода является простота анализа, а недостаток его связан с тем, что он не позволяет оценить как изменится оптимальное значение целевой функции с изменением величины подводимого (или отводимого) потока тепла или вещества. Кроме того, на его основе невозможно определить какое предельное значение может принять данный поток и как при этом изменятся термодинамические параметры рабочего тела в точках подвода и отвода теплового или материального потока.

Рассматривается следующая оптимизационная задача:

$$\min f(x, z), \quad (15)$$

при ограничениях

$$\begin{aligned} g_1(x, z) &\geq 0, \\ g_2(x, z) &\geq 0, \\ \dots\dots\dots & \\ \dots\dots\dots & \end{aligned} \quad (16)$$

$$\begin{aligned} g_m(x, z) &\geq 0, \\ \underline{x} \leq x \leq \bar{x}, & \end{aligned} \quad (17)$$

где f – целевая функция (например, цена электроэнергии при заданной норме возврата капиталовложений); x – вектор непрерывных оптимизируемых параметров; z – вектор материальных или тепловых потоков, подводимых к схеме извне (оптимизация проводится при $z = z^* = 0$), j -ая компонента z_j вектора z соответствует подводу материального или теплового потока в j -ую точку технологической схемы; g_i , $i = 1, \dots, m$ – ограничения-неравенства; \underline{x} , \bar{x} – ограничения сверху и снизу на компоненты вектора x .

Далее рассматривается предложенный подход в значительной мере свободный от указанных недостатков. Суть его состоит в том, что для анализа схем предлагается использовать решение вспомогательной задачи линейного программирования (ЛП). Эта задача формируется следующим образом.

В точке решения задачи НЛП (15) – (17) определяются производные функций f , g_1, \dots, g_m по параметрам x и z , и рассматривается следующая задача ЛП

$$\min_x \left[f(x^*, z^*) + \sum_{i=1}^L \frac{\partial f(x^*, z^*)}{\partial x_i} (x_i - x_i^*) + \frac{\partial f}{\partial z_j} \Delta z_j \right], \quad (18)$$

при условиях

$$g_i(x^*, z^*) + \sum_{l=1}^L \frac{\partial g_i(x^*, z^*)}{\partial x_l} (x_l - x_l^*) + \frac{\partial g_i(x^*, z^*)}{\partial z_j} \Delta z_j \geq 0, \quad i=1, \dots, M, \quad (19)$$

$$\underline{x}_l \leq x_l \leq \overline{x}_l, \quad l=1, \dots, L, \quad (20)$$

Основная идея предлагаемого подхода состоит в том, чтобы решать задачу (18) – (20) при различных значениях Δz_j , имеющих как положительное значение (подвод тепла или вещества), так и отрицательное значение (отвод тепла или вещества).

Следует заметить, что для реализации такого подхода нужно, в первую очередь, определить допустимые границы изменения Δz_j , т.е. такие $\underline{\Delta z_j}$ и $\overline{\Delta z_j}$, что при выполнении условия $\underline{\Delta z_j} \leq \Delta z_j \leq \overline{\Delta z_j}$ задача (18) – (20) имеет допустимое решение.

Для поиска $\underline{\Delta z_j}$ решается задача ЛП вида $\underline{\Delta z_j} = \min_{\Delta z_j, x} \Delta z_j$ при условиях (19), (20), а также условия $z_j^- \leq \Delta z_j \leq 0$, где z_j^- – отрицательное число, заведомо меньшее, чем $\underline{\Delta z_j}$. Для поиска $\overline{\Delta z_j}$ – задача вида $\overline{\Delta z_j} = \max_{\Delta z_j, x} \Delta z_j$ при условиях (19), (20), а также условия $0 \leq \Delta z_j \leq z_j^+$, где z_j^+ – положительное число, заведомо большее чем $\overline{\Delta z_j}$.

Интервал $[\underline{\Delta z_j}, 0]$ разбивается на заданное число N_1 малых одинаковых интервалов. Аналогично интервал $[0, \overline{\Delta z_j}]$ разбивается на заданное число N_2 малых интервалов.

Назначается N_1 значений Δz_{js}^- , определяемых как

$$\Delta z_{js}^- = -\frac{|\underline{\Delta z_j}| \cdot s}{N_1}, \quad s=1, \dots, N_1 \quad (21)$$

и N_2 значений

$$\Delta z_{jq}^+ = \frac{|\overline{\Delta z_j}| \cdot q}{N_2}, \quad q=1, \dots, N_2. \quad (22)$$

Подставляя в задачу (18) – (20) вместо Δz_j соответствующие значения Δz_{js}^- , $s=1, \dots, N_1$ и решая N_1 задач ЛП (18) – (20) на отвод потока из точки j схемы, получаем N_1 оптимальных значений целевой функции f_{js}^- . Аналогичным образом при подстановке вместо Δz_j величин Δz_{jq}^+ , $q=1, \dots, N_2$ решаются N_2 задачи ЛП на подвод теплового потока в точку j и определяются оптимальные значения f_{jq}^+ , $q=1, \dots, N_2$.

Кроме значений целевой функции при каждом значении потока Δz_j необходимо знать расход, температуру (или энтальпию) и давление рабочего тела перед точкой подвода потока при различных Δz_j . Эти величины могут быть оценены с использованием следующих линейных уравнений:

$$t_j^{ex}(\Delta z_j) = t_j^{ex}(x^*, z^*) + \sum_{l=1}^L \frac{\partial t(x^*, z^*)}{\partial x_l} (\hat{x}_l - x_l^*) + \frac{\partial t(x^*, z^*)}{\partial z_j} \Delta z_j, \quad (23)$$

$$H_j^{ex}(\Delta z_j) = H_j^{ex}(x^*, z^*) + \sum_{l=1}^L \frac{\partial H(x^*, z^*)}{\partial x_l} (\hat{x}_l - x_l^*) + \frac{\partial H(x^*, z^*)}{\partial z_j} \Delta z_j, \quad (24)$$

$$P_j^{ex}(\Delta z_j) = P_j^{ex}(x^*, z^*) + \sum_{l=1}^L \frac{\partial P(x^*, z^*)}{\partial x_l} (\hat{x}_l - x_l^*) + \frac{\partial P(x^*, z^*)}{\partial z_j} \Delta z_j, \quad (25)$$

$$G_j^{ex}(\Delta z_j) = G_j^{ex}(x^*, z^*) + \sum_{l=1}^L \frac{\partial G(x^*, z^*)}{\partial x_l} (\hat{x}_l - x_l^*) + \frac{\partial G(x^*, z^*)}{\partial z_j} \Delta z_j, \quad (26)$$

где t_j^{ex} , H_j^{ex} , P_j^{ex} и G_j^{ex} – температура, энтальпия, давление и расход; надстрочным индексом *ex* обозначены параметры перед точкой подвода или отвода потока; через \hat{x}_l обозначена l -ая компонента параметра x в точке решения задачи ЛП (18) – (20) при значении потока Δz_j .

После подвода/отвода теплового потока Δz_j температура рабочего тела будет равна $t_j^{6yx}(\Delta z_j) = t_j^{ex}(\Delta z_j) + \frac{\Delta z_j}{G_j^{ex} \cdot c_j^{ex}(t_j^{ex}, P_j^{ex})}$.

Энтальпия рабочего тела после подвода теплового потока будет равна $H_j^{6yx}(\Delta z_j) = H_j^{ex}(\Delta z_j) + \frac{\Delta z_j}{G_j^{ex}}$.

При отводе материального потока из точки, его температура (энтальпия) и давление будут равны этим параметрам в точке j до отвода тепла, т.е. t_j^{ex} и H_j^{ex} .

При подводе материального потока эффект от его подвода можно считать включающим две составляющих: а) подвод потока с теми же $t(H)$ и P , что и у основного потока $t(x^*, z^*)$ и $H(x^*, z^*)$, $P(x^*, z^*)$ и подвод тепла равного разности между суммарными энтальпиями потока при фактических параметрах и потока при $t(x^*, z^*)$, $H(x^*, z^*)$ и $P(x^*, z^*)$.

Использование предлагаемой методики иллюстрируется на примере анализа технологической схемы рассмотренного выше угольного энергоблока.

В качестве целевой функции принята цена электроэнергии при заданном значении нормы возврата капиталовложений. Для анализа эффекта подвода (отвода) теплоты в схеме было назначено 16 точек, показанных на рисунке 1.

Для каждой из точек определялось минимально и максимально возможное количество отводимого и подводимого тепла. Затем полученные диапазоны разбивались на n единичных интервалов (1 единица теплового потока принималась равной 1000 ккал/с или 4186 кДж/с) и для каждого значения теплового потока в результате решения вспомогательной задачи ЛП (18) – (20) определялись значение целевой функции и температура рабочего тела.

В таблице 5 для каждой точки показаны приросты цены электроэнергии при подводе и отводе единичного теплового потока, а также начальное значение температуры рабочего тела или теплоносителя и значение его температуры после подвода и отвода единичного теплового потока. Пустые ячейки таблицы означают то, что подвод единицы тепла в точку 6 схемы невозможен.

В качестве примера на рисунке 3 показаны графики изменения значений целевой функции и температуры рабочего тела в зависимости от величины подводимого или отводимого теплового потока.

Для определения максимально-допустимого улучшения значения целевой функции, величины передаваемого при этом теплового потока и разности температур рабочих тел в точках строятся графики изменения целевой функции и разности температур между точками в зависимости от величины теплового потока. На рисунке 4 представлены указанные графики для пары точек 5 и 15. Максимальное снижение целевой функции достигается при тепловом потоке 4000 ккал/с и составляет 0,01892 цент./кВт·ч. При этом температурный напор составляет 58 °С, что является вполне допустимым.

Таблица 5 – Отклонение целевой функции при отводе и подводе единичного теплового потока в различных точках схемы

| Точка | Прирост целевой функции | | Температура, °С | | |
|-------|-------------------------|--------------|--------------------|-------------|--------------|
| | Отвод тепла | Подвод тепла | Начальное значение | Отвод тепла | Подвод тепла |
| 1 | 0,016 | -0,017 | 855 | 854 | 856 |
| 2 | 0,016 | -0,016 | 805 | 804 | 807 |
| 3 | 0,013 | -0,015 | 614 | 609 | 618 |
| 4 | 0,008 | -0,004 | 318 | 309 | 329 |
| 5 | 0,007 | -0,008 | 308 | 298 | 318 |
| 6 | 0,012 | – | 467 | 438 | – |
| 7 | 0,013 | -0,014 | 491 | 423 | 559 |
| 8 | 0,007 | -0,003 | 373 | 211 | 561 |
| 9 | 0,007 | -0,003 | 273 | 155 | 391 |
| 10 | 0,004 | -0,004 | 184 | 112 | 342 |
| 11 | 0,002 | -0,004 | 51 | 48 | 54 |
| 12 | 0,004 | -0,004 | 89 | 86 | 92 |
| 13 | 0,006 | -0,004 | 110 | 108 | 113 |
| 14 | 0,010 | -0,013 | 160 | 158 | 162 |
| 15 | 0,013 | -0,014 | 203 | 201 | 205 |
| 16 | 0,012 | -0,015 | 272 | 270 | 273 |

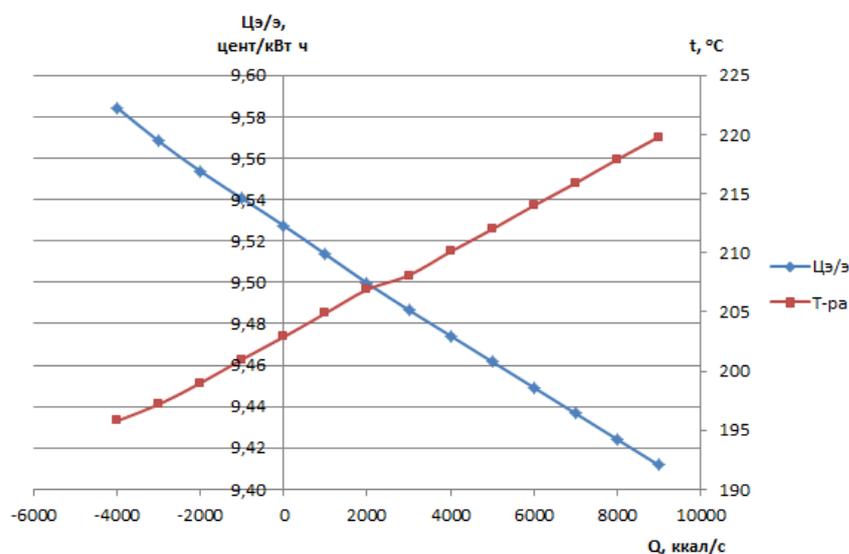
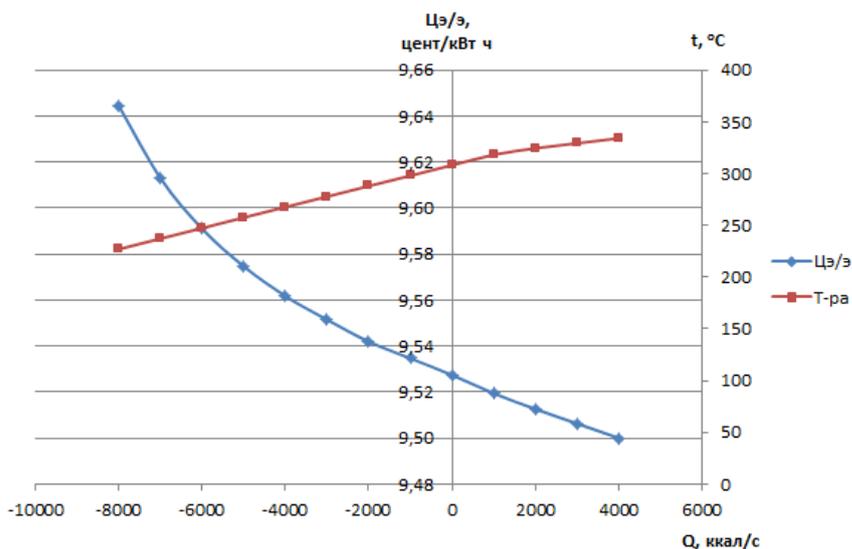


Рисунок 3 – Графики изменения целевой функции и температуры рабочего тела от величины теплового потока для точек 5 и 15

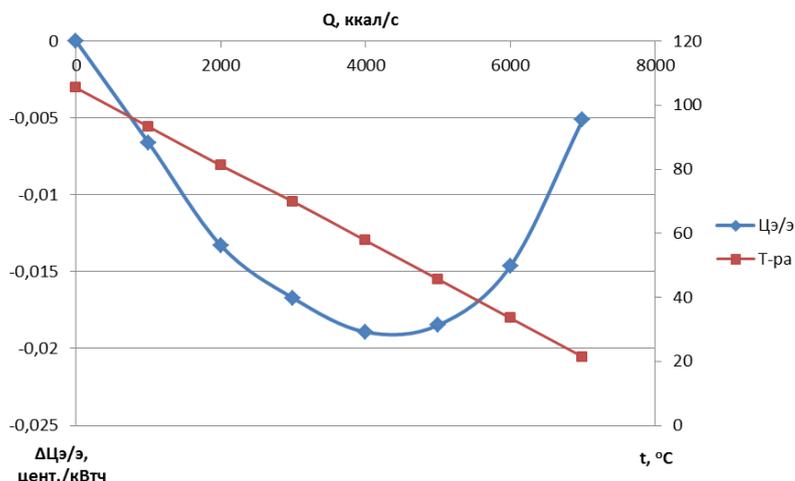
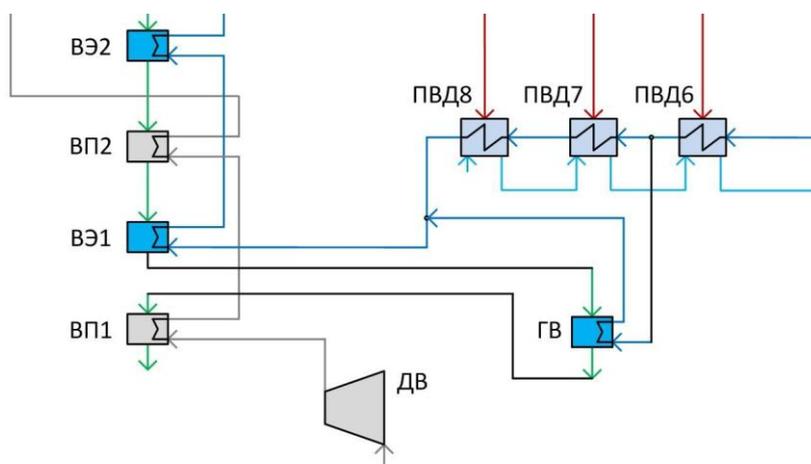


Рисунок 4 – Зависимость разности приростов цены электроэнергии и разности температур от теплового потока точек 5 и 15.

По результатам проведённых расчётов и инженерного анализа была изменена технологическая схема энергоблока мощностью 660 МВт, путём добавления ещё одного газовой теплообменника (ГВ). На рисунке 5 показан фрагмент технологической схемы, в котором проводились изменения. Часть питательной воды после регенеративного подогревателя высокого давления №6 (ПВД6) направляется в газовой теплообменник, расположенный между первой ступенью водяного экономайзера (ВЭ1) и первой ступенью воздухоподогревателя (ВП1) по ходу газа, где она нагревается. После ГВ нагретая вода смешивается с питательной водой, выходящей из регенеративного подогревателя высокого давления №8 (ПВД8) и поступает в паровой котёл. Как видно в новой схеме, тепло отбираемое от продуктов сгорания в точке 5 передаётся в ГВ к питательной воде, отбираемой от точки 15.



ДВ – дутьевой вентилятор; ВЭ1–2 – водяные экономайзеры; ВП1–2 – воздухоподогреватели; ГВ – газовой теплообменник; ПВД1–3 – подогреватели высокого давления

Рисунок 5 – Изменённая технологическая схема пылеугольного паротурбинного энергоблока на повышенные параметры пара мощностью 660 МВт

Для новой схемы была построена математическая модель и проведены оптимизационные расчёты по критерию минимума цены электроэнергии. При этом в состав оптимизируемых параметров включён расход воды через ГВ. Основные результаты расчётов и капиталовложения представлены в таблицах 6 и 7.

Таблица 6 – Результаты оптимизации параметров энергоблока с исходной и изменённой технологической схемой по критерию минимума цены электроэнергии

| Критерий оптимизации | Минимум цены электроэнергии | |
|--|-----------------------------|------------|
| | Исходный | Изменённый |
| Вариант | 10X16H16B2МБР | |
| Сталь | 10X16H16B2МБР | |
| Цена электроэнергии, цент./кВт·ч | 9,53 | 9,52 |
| КПД нетто, % | 44,9 | 44,6 |
| Расход острого пара, кг/с | 467,4 | 464,4 |
| Давление острого пара, Мпа | 15,3 | 15,2 |
| Температура острого пара, °С | 630 | 630 |
| Температура питательной воды, °С | 271 | 262 |
| Удельный расход топлива, г у.т./кВт·ч | 274 | 276 |
| Давление пара промежуточного перегрева, Мпа | 5,0 | 5,3 |
| Температура пара промежуточного перегрева, °С | 678 | 670 |
| Температура газов на выходе из топки, °С | 927 | 927 |
| Температура уходящих газов, °С | 135 | 133 |
| Мощность паровой турбины, МВт | 676,9 | 678,8 |
| Полезная электрическая мощность установки, МВт | 646,9 | 648,6 |
| Мощность собственных нужд, МВт | 30,0 | 30,2 |
| КПД котла, % | 94,2 | 94,4 |
| Удельные выбросы CO ₂ , кг/кВт·ч | 0,827 | 0,832 |

Таблица 7 – Экономические показатели энергоблока для исходной и изменённой технологических схем

| Наименование | Минимум удельных капиталовложений | |
|--|-----------------------------------|------------|
| | Исходный | Изменённый |
| Вариант | 10X16H16B2МБР | |
| Сталь | 10X16H16B2МБР | |
| Стоимость поверхностей нагрева, тыс. дол. | 186716,9 | 187282,3 |
| Стоимость турбомашин, тыс. дол. | 160976,6 | 161478,2 |
| Стоимость электрогенератора, тыс. дол. | 157916,0 | 158369,4 |
| Стоимость насосов, тыс. дол. | 3145,4 | 3130,5 |
| Затраты на собственные нужды, тыс. дол. | 65568,7 | 65570,6 |
| Стоимость основного оборудования (без главных трубопроводов), тыс. дол. | 574323,8 | 575829,2 |
| Стоимость главных трубопроводов, тыс. дол. | 36255,7 | 30921,9 |
| Затраты, зависящие от электрической мощности, тыс. дол. | 127926,2 | 128269,9 |
| Затраты, зависящие от объёма потребляемого топлива, тыс. дол. | 81921,9 | 82623,6 |
| Стоимость каналов и трубопроводов систем технического водоснабжения, тыс. дол. | 57657,0 | 58749,7 |
| Стоимость охладителей систем технического водоснабжения, тыс. дол. | 144,3 | 147,1 |
| Капиталовложения в установку, тыс. дол. | 1176930 | 1175240 |
| Удельные капиталовложения на установленную мощность, дол./кВт | 1819,4 | 1811,9 |
| Годовой расход топлива, т | 1239430 | 1250050 |
| Топливные затраты, тыс. дол. | 123943 | 125005 |

Приведенные результаты оптимизационных расчётов показывают, что изменённая схема обеспечивает меньшее значение цены электроэнергии по сравнению с исходной схемой (9,5278 и 9,5161 цент./кВт·ч). В сочетании со снижением удельных капиталовложений (с 1819,4 до 1811,9 дол./кВт ч) и небольшим увеличением мощности (с 676,9 до 678,8 МВт) это положительно сказывается на выручке от продажи электроэнергии (432060,2 против 431432,7 тыс. дол./год), дополнительная величина которой составит 627,5 тыс. дол./год. При этом снижение КПД блока (с 44,9 до 44,6 %) за счёт сокращения регенеративного подогрева питательной воды компенсируется повышением КПД котла (с 94,2 до 94,4 %), обусловленным дополнительным отводом тепла в ГВ. В связи с уменьшением расхода пара на ПВД сокращается расход острого пара на турбину, что приводит к

сокращению стоимости трубопроводов острого пара, ряда других элементов блока и общему снижению капиталоемкости. Следует отметить, что обосновать проведение изменения схемы на основе лишь неформального, инженерного анализа представляется достаточно сложным, что подтверждает эффективность предлагаемого метода анализа технологических схем ТЭУ.

В заключении отражены основные научные результаты, полученные в ходе проведения диссертационного исследования.

1. Применительно к угольному паротурбинному энергоблоку сформулированы задачи оптимизации по критериям энергетической и экономической эффективности. Назначен состав оптимизируемых параметров, включающих как параметры термодинамического цикла, так и конструктивные параметры отдельных элементов. Сформирован состав учитываемых ограничений-неравенств, определяющих область допустимых значений параметров энергоблока.

2. С помощью ПК СМПП разработана математическая модель угольного энергоблока на повышенные параметры пара мощностью около 660 МВт, предназначенная для комплексных оптимизационных исследований.

3. Предложен оригинальный метод анализа технологических схем ТЭУ основанный на линеаризации целевой функции и функций ограничений-неравенств по оптимизируемым параметрам и величинам подвода (отвода) тепловых (материальных) потоков в различные точки технологической схемы и решении вспомогательных задач линейного программирования, позволяющих получить оценку изменения целевой функции в зависимости от величины подводимых (отводимых) потоков. Использование предлагаемого подхода иллюстрируется на примере анализа схемы угольного энергоблока по критерию минимума цены электроэнергии при заданной внутренней норме возврата капиталовложений.

4. Представлены результаты оптимизационных расчётов для двух вариантов изготовления высоконагруженных пакетов пароперегревателей котла – из стали 10X16H16B2МБР и никелевого сплава Haynes 282 по критериям максимума КПД нетто и минимума удельных капиталовложений. При этом оптимальное давление острого пара по первому из критериев находится в диапазоне 33 – 40 МПа, а по второму в диапазоне 16 – 25 МПа. Оптимальная температура острого/промежуточного перегрева пара для первого варианта 640/680 – 672/770 °С, для второго варианта 626/649 – 656/697 °С.

5. Для рассматриваемых вариантов построены зависимости минимальных удельных капиталовложений от КПД нетто. Для варианта с использованием стали 10X16H16B2МБР оптимальные параметры энергоблока лежат в диапазоне значений КПД от 44,3 до 47,9 % и удельных капиталовложений – от 1817,9 до 3036,8 дол./кВт соответственно. Для варианта с использованием сплава Haynes 282 оптимальные параметры энергоблока лежат в диапазоне значений КПД от 47,3 до 49,6 % и удельных капиталовложений – от 2085 до 3233,9 дол./кВт соответственно.

6. Построены линии равной экономической эффективности энергоблока при различных ценах топлива, проходящие через точку минимума удельных капиталовложений. Выполненный с использованием этих линий анализ показывает, что во всём рассмотренном диапазоне цен на топливо (30, 100, 200 и 300 дол./т у.т.) оптимальные решения близки к точке минимума удельных капиталовложений для варианта изготовления выходных пакетов пароперегревателей котла из стали 10X16H16B2МБР.

ОСНОВНЫЕ ПУБЛИКАЦИИ ПО ТЕМЕ ДИССЕРТАЦИИ

Научные статьи в изданиях, рекомендованных ВАК Минобрнауки России для опубликования основных научных результатов:

1. Kler. A.M., Zharkov P.V., Epishkin N.O. An effective approach to optimizing the parameters of complex thermal power plants // Thermophysics and Aeromechanics. – 2016. – Vol. 23. – No. 2. – pp. 289 – 296.
2. Клер А.М., Потанина Ю.М., Епишкин Н.О. Влияние котельных сталей на показатели угольного энергоблока // Известия РАН. Энергетика. – 2015. – № 5. – С.106 – 111.
3. Клер А.М., Потанина Ю.М., Епишкин Н.О. Угольные энергоблоки на сверхкритические параметры пара. Оптимизация параметров по критериям максимума технической и экономической эффективности // Энергетик. – 2015. – № 9. – С. 60 – 63.

Статьи и научные труды в других изданиях:

4. Епишкин Н.О. Усовершенствованный метод оптимизации по критерию минимального риска для энергоблоков с суперсверхкритическими параметрами пара // Системные исследования в энергетике: Труды молодых ученых ИСЭМ СО РАН. – 2016. – № 46. – С. 73 – 79.
5. Епишкин Н.О. Оптимизация перспективного угольного энергоблока по критериям максимума КПД и минимума удельных капложений // Системные исследования в энергетике: Труды молодых ученых ИСЭМ СО РАН. – 2015. – № 45. – С. 77 – 83.
6. Клер А.М., Потанина Ю.М., Епишкин Н.О. Оптимизационные исследования угольных энергоблоков на суперсверхкритические параметры пара // Энергетика и теплотехника: сб. науч. трудов / под ред. акад. РАН В.Е. Накорякова. – Новосибирск: Изд-во НГТУ. – 2015. – № 19. – С. 18 – 29.
7. Клер А.М., Потанина Ю.М., Епишкин Н.О. Оптимизация угольных энергоблоков на сверхкритические параметры пара по критериям максимума энергетической и экономической эффективности // Использование твёрдых топлив для эффективного и экологически чистого производства электроэнергии и тепла: вторая международная научно-техническая конференция. – 2014. – С. 100 – 106.
8. Епишкин Н.О. Оценка влияния марок стали пароперегревателей котла на показатели энергоблока с суперсверхкритическими параметрами пара // Повышение эффективности производства и использования энергии в условиях Сибири: материалы Всероссийской научно-практической конференции с международным участием. – 2014. – № 1. – С. 256 – 260.
9. Епишкин Н.О. Оптимизация пылеугольного энергоблока на суперсверхкритические параметры пара мощностью 660 МВт с учётом условий России // Системные исследования в энергетике: Труды молодых ученых ИСЭМ СО РАН. – 2014. – № 44. – С. 82 – 87.
10. Епишкин Н.О. Исследование эффективности пылеугольного энергоблока на суперсверхкритические параметры пара мощностью 660 МВт // Системные исследования в энергетике: Труды молодых ученых ИСЭМ СО РАН. – 2013. – № 43. – С. 111 – 117.

Отпечатано в ИСЭМ СО РАН

664033, г. Иркутск, ул. Лермонтова, 130

Заказ № 38, тираж 100 экз.