

УДК 621.039.4

**МЕТОДИКА СОЗДАНИЯ МАТЕМАТИЧЕСКИХ МОДЕЛЕЙ
ТЕПЛОФИКАЦИОННЫХ ЯДЕРНЫХ ЭНЕРГБЛОКОВ,
ПРЕДНАЗНАЧЕННЫХ ДЛЯ ПРОВЕДЕНИЯ ОПТИМИЗАЦИОННЫХ
ИССЛЕДОВАНИЙ АВТОНОМНЫХ ЭЛЕКТРОЭНЕРГЕТИЧЕСКИХ СИСТЕМ**

© 2023 г. А. М. Клер¹, Е. Л. Степанова^{1, *}, П. В. Жарков¹

¹Федеральное государственное бюджетное учреждение науки Институт систем энергетики им. Л.А. Мелентьева Сибирского отделения Российской академии наук, Иркутск, Россия
*e-mail: step@isem.irk.ru

Поступила в редакцию 10.02.2023 г.

После доработки 16.06.2023 г.

Принята к публикации 23.06.2023 г.

В работе представлена двухэтапная методика создания математических моделей теплофикационных ядерных энергоблоков, предназначенных для проведения оптимизационных исследований автономных электроэнергетических систем. Первый этап включает разработку подробной модели ядерного энергоблока, обеспечивающей удовлетворительную точность описания протекающих в нем процессов и проведение оптимизационных расчетов для достаточно большого количества режимов работы. На втором этапе по результатам оптимизационных расчетов первого этапа строятся энергетические характеристики и зависимости, определяющие границы области допустимых решений в виде полиномов, и на их основе создается упрощенная математическая модель ядерного энергоблока, применимая для оптимизационных исследований автономных электроэнергетических систем. Для решения задачи поиска полинома предлагается двухшаговый подход. На первом шаге подбираются такие коэффициенты полинома, при которых достигается минимум максимального значения модуля разности функции, определенной с использованием полинома, и функции, определенной с использованием подробной модели энергоблока. На втором шаге модули отклонений ограничиваются значением, найденным на первом шаге, и минимизируется сумма модулей отклонений во всех точках. Разработанная авторами методика продемонстрирована на примере теплофикационного атомного энергоблока, предполагаемого к эксплуатации в климатических условиях Крайнего Севера.

Ключевые слова: теплофикационные ядерные энергоблоки, атомные электрические станции, паротурбинные установки АЭС, математические модели, энергетические характеристики, полиномы

DOI: 10.31857/S0002331023050047, EDN: PZWRDW

В Северных и Северо-Восточных регионах Российской Федерации (РФ) имеется несколько достаточно крупных автономных электроэнергетических систем (ЭЭС), таких как ЭЭС Чукотского автономного округа, ЭЭС Камчатского края, ЭЭС Магаданской и Сахалинской областей, Норильско-Таймырская ЭЭС и др. Кроме того имеются ЭЭС с достаточно слабыми связями с объединенными энергетическими системами (ОЭС), в которые они входят. Например, ЭЭС Якутии, имеющая связь с ОЭС Востока по двум воздушным линиям электропередачи (ВЛ) 220 кВ пропускной способностью до 200 МВт. При оптимизации режимов работы данных энергосистем их внешние

электрические связи могут быть зафиксированными, поскольку они малы, либо равны нулю. Для указанных электроэнергетических систем (которые в дальнейшем будем называть автономными) характерным является отпуск потребителям как электрической, так и тепловой энергии. Причем во многих случаях доставка органического топлива на такие теплоэлектроцентрали (ТЭЦ) осуществляется по достаточно сложным маршрутам, что обуславливает высокую цену данного топлива. В связи с этим для таких энергосистем перспективным является строительство атомных электрических станций (АЭС) с теплофикационными ядерными энергоблоками [1–6]. Такие станции позволяют повысить как экономическую эффективность, так и энергетическую безопасность соответствующих ЭЭС.

При исследовании автономных ЭЭС нужно проводить расчеты значительного числа режимов их работы. При этом необходимо решать задачу распределения электрических и тепловых нагрузок между оборудованием системы с учетом всех технических ограничений и топливных издержек. Особую сложность при проведении таких расчетов представляют энергосистемы с гидроэлектростанциями (ГЭС), имеющими водохранилища большой емкости, которые используются в качестве накопителей энергии. Решение этих задач может быть осуществлено на основе математического моделирования энергообъектов и согласованной оптимизации характерных режимов их работы.

При проведении оптимизационных исследований автономных ЭЭС возникает необходимость в определении топливных издержек энергоустановок в зависимости от электрических и тепловых нагрузок, а также ограничений на режимные параметры. При этом невозможно обойтись без математических моделей генерирующего оборудования, в частности, предполагаемых к эксплуатации теплофикационных ядерных энергоблоков. Такой энергоблок является достаточно сложным техническим объектом, состоящим из большого числа элементов оборудования, и его подробная математическая модель непосредственно не может использоваться для решения оптимизационной задачи распределения нагрузок в энергосистеме. В связи с этим возникает необходимость создания, с одной стороны, математической модели теплофикационного ядерного энергоблока, достаточно точно описывающей физические процессы, протекающие в его элементах, а с другой стороны, пригодной для проведения оптимизационных исследований энергосистемы в целом.

В данной работе предлагается методика создания таких моделей в два этапа. На первом этапе разрабатывается подробная математическая модель теплофикационного ядерного энергоблока, обеспечивающая удовлетворительную точность описания протекающих в нем процессов, и выполняются оптимизационные расчеты для достаточно большого количества режимов работы. На втором этапе по результатам оптимизационных расчетов первого этапа строятся энергетические характеристики и зависимости, определяющие границы области допустимых решений в виде полиномов, и на их основе создается упрощенная математическая модель ядерного энергоблока, применимая для оптимизационных исследований автономных ЭЭС.

Первый этап методики создания математических моделей теплофикационных ядерных энергоблоков. На основе технологических схем элементов теплофикационного ядерного энергоблока и технической документации разрабатывается его подробная математическая модель. Выполняются оптимизационные исследования по критерию максимума отпуска полезной электрической энергии при заданной тепловой нагрузке потребителей и тепловой мощности реактора с учетом физико-технических ограничений на параметры установки. Решение этой задачи позволяет оценить эффективность режимов работы и получить достаточный набор параметров для дальнейшего построения энергетических характеристик. Математическая постановка данной задачи имеет следующий вид

$$\max N^{\text{Полез}}(x, y, Q_{\text{Кон}}^P, Q_{\text{Пов}}, P^{\text{Теп}}, t^{\text{НВ}}), \quad (1)$$

при ограничениях

$$H(x, y, Q_{\text{Кон}}^P, Q_{\text{Пов}}, P^{\text{Теп}}, t^{\text{НВ}}) = 0, \quad (2)$$

$$G(x, y, Q_{\text{Кон}}^P, Q_{\text{Пов}}, P^{\text{Теп}}, t^{\text{НВ}}) \geq 0, \quad (3)$$

$$x^{\min} \leq x \leq x^{\max} \quad (4)$$

где x – вектор независимых оптимизируемых параметров (расходы пара в конденсатор турбины, пара из регулируемых отборов турбины, давление пара перед регулирующими диафрагмами и др.); y – вектор зависимых вычисляемых параметров (расходы острого пара, пара из нерегулируемых отборов турбины, электрическую мощность турбины, давление в регулируемых отборах турбины и т.д.); $N^{\text{Полез}}$ – полезная электрическая мощность энергоблока; $Q_{\text{Кон}}^P$ – расчетная тепловая нагрузка потребителя, определенная при конструкторском расчете; $Q_{\text{Пов}}$ – тепловая нагрузка потребителя, задаваемая в характерных режимах работы энергоблока; $P^{\text{Теп}}$ – тепловая мощность реактора; $t^{\text{НВ}}$ – температура наружного воздуха, задаваемая в характерных режимах работы энергоблока; H – вектор ограничений-равенств (включает уравнения, описывающие: технологические связи между элементами схемы, материальные и энергетические балансы, теплообмен и др., служит для определения вектора y); G – вектор ограничений-неравенств (включает ограничения на такие зависимые параметры, как расход острого пара, электрическую мощность турбины и т.д.); x^{\min} , x^{\max} – векторы граничных значений оптимизируемых параметров.

При выполнении серии оптимизационных расчетов режимов работы теплофикационного ядерного энергоблока на первом этапе должны меняться такие параметры как: тепловая нагрузка потребителя $Q_{\text{Пов}}$ и тепловая мощность реактора $P^{\text{Теп}}$.

Второй этап методики создания математических моделей теплофикационных ядерных энергоблоков. На втором этапе по результатам оптимизационных расчетов, полученных с помощью подробной математической модели ядерного энергоблока, строятся энергетические характеристики в виде полиномов. Следует отметить, что в основном для решения подобных задач применяют метод наименьших квадратов, который позволяет контролировать только среднее отклонение между расчетами (в данном случае между расчетами, выполненными с помощью подробной математической модели и расчетами по полиномам) максимальное отклонение этим методом не контролируется [7–10].

В настоящей работе для аппроксимации достаточно простыми зависимостями сложных нелинейных зависимостей, описываемых подробными математическими моделями, используется методический подход, позволяющий отслеживать как среднее отклонение, так и максимальное. Имеется функция от N параметров вида

$$f = f(x_1, \dots, x_N). \quad (5)$$

Для определения значения f при заданных значениях x_1, \dots, x_N используется подробная математическая модель. Задаются диапазоны изменения каждого параметра $[x_i^{\min}, x_i^{\max}]$, где x_i^{\max} – верхняя граница диапазона изменения x_i , x_i^{\min} – нижняя граница диапазона изменения x_i . В диапазоне $[x_i^{\min}, x_i^{\max}]$ задается M_i точек (как правило, равномерно расположенных в диапазоне). Причем точка $x_i^1 = x_i^{\min}$, а точка $x_i^{M_i} = x_i^{\max}$. В этом случае расстояние (шаг) между точками будет равен $\Delta x_i = (x_i^{\max} - x_i^{\min}) / (M_i - 1)$.

Координаты j -ой точки определяются из выражения

$$x_i^j = x_i^{\min} + \Delta x_i (j - 1). \quad (6)$$

В этом случае общее количество точек, для всех возможных сочетаний параметров $x_i, i = 1, \dots, N$ составит

$$M_{\Sigma} = M_1 M_1 \dots M_N. \quad (7)$$

Для каждого возможного сочетания параметров проводится расчет по подробной математической модели. В результате для $k = 1, \dots, M_{\Sigma}$ определяются значения функции f^k , найденные при известных значениях параметров x_1^k, \dots, x_N^k . Исходную зависимость (5) будем представлять более простой зависимостью – полиномом S -ой степени от N переменных. Полиномом S -ой степени от N переменных представляет из себя сумму L слагаемых следующего вида

$$f^p = \sum_{l=1}^L \alpha_l \prod_{i=1}^N x_i^{k_i^l}, \quad (8)$$

где α_l – коэффициент полинома при l -ом слагаемом; k_i^l – показатель степени i -ого параметра в l -ом слагаемом (показатели могут принимать значения $0, 1, \dots, S$); L – общее число слагаемых в полиноме, равное всем возможным наборам показателей степени N параметров отвечающих условиям:

$$\begin{aligned} k_1^l &= \{0, \dots, S\}, \\ k_2^l &= \{0, \dots, S\}, \dots, k_N^l = \{0, \dots, S\}, \\ k_1^l + k_2^l + \dots + k_N^l &\leq S. \end{aligned} \quad (9)$$

Таким образом каждому слагаемому полинома соответствует свой набор целых показателей степеней для N переменных и свой коэффициент полинома. Полином (8) можно представить как функцию, зависящую от коэффициентов полинома α_l и параметров x_i вида $f^p = f^p(\alpha_1, \dots, \alpha_2, x_1, \dots, x_N)$. Следует отметить, что f^p является линейной функцией от коэффициентов (при заданных значениях параметров x_i) и нелинейной функцией от параметров (при заданных значениях коэффициентов полинома). Задача поиска полинома, наилучшим образом приближающего исходную зависимость, состоит в нахождении его коэффициентов. В настоящей работе используется следующий двухшаговый подход.

На первом шаге подбираются такие коэффициенты полинома, при которых достигается минимум максимального значения модуля разности (отклонения) функции определенной с использованием полинома и функции, определенной с использованием подробной математической модели. При этом максимальное значение модуля определяется по M_{Σ} точкам. Найденный минимум модуля максимального отклонения фиксируется. Следует отметить, что при этом часть модулей отклонений принимает максимальное значение, а остальные модули имеют меньшее в общем случае случайное значение.

На втором шаге модули отклонений ограничиваются значением, найденным на первом шаге, и минимизируется сумма модулей отклонений во всех M_{Σ} точках. Коэффициенты полинома, обеспечивающие решение задачи второго шага и принимаются в качестве коэффициентов, обеспечивающих наилучшее приближение к исходной зависимости. Они гарантируют как минимум максимального по модулю отклоне-

ния, так и минимум суммы модулей всех отклонений (или минимум среднего по модулю отклонения) при заданном модуле максимального отклонения.

Указанные задачи оптимизации, решаемые на первом и втором шагах, является задачами линейного программирования.

Задача I-ого шага (задача I)

$$\min_{a_1, \dots, a_L, x_{\text{вспом}}} x_{\text{вспом}}, \quad (10)$$

при условиях

$$x_{\text{вспом}} - \left(f_t - f_t^p(a_1, \dots, a_L, x_1^t, \dots, x_N^t) \right) \geq 0, \quad (11)$$

$$x_{\text{вспом}} + \left(f_t - f_t^p(a_1, \dots, a_L, x_1^t, \dots, x_N^t) \right) \geq 0, \quad (12)$$

$$\begin{aligned} t &= 1, \dots, M_{\Sigma}, \quad \underline{a} \leq a_i \leq \bar{a}_{\Sigma}, \\ i &= 1, \dots, L; \quad 0 \leq x_{\text{вспом}} \leq \bar{x}_{\text{вспом}}, \end{aligned} \quad (13)$$

где \underline{a}, \bar{a} – минимальное и максимальное значение коэффициентов полинома, $\bar{x}_{\text{вспом}}$ – максимальное значение параметра $x_{\text{вспом}}$. Обозначим значение $x_{\text{вспом}}$ в точке решения

задачи I через $x_{\text{вспом}}^*$.

Задача II-ого шага (задача II) имеет вид

$$\min_{a_1, \dots, a_L, x_{\text{вспом}}} \sum_{t=1}^{M_{\Sigma}} x_{\text{вспом}}^t, \quad (14)$$

при условиях

$$x_{\text{вспом}}^t - \left(f_t - f_t^p(a_1, \dots, a_L, x_1^t, \dots, x_N^t) \right) \geq 0, \quad (15)$$

$$x_{\text{вспом}}^t + \left(f_t - f_t^p(a_1, \dots, a_L, x_1^t, \dots, x_N^t) \right) \geq 0, \quad (16)$$

$$\begin{aligned} t &= 1, \dots, M_{\Sigma}, \quad \underline{a} \leq a_i \leq \bar{a}_{\Sigma}, \\ i &= 1, \dots, L; \quad 0 \leq x_{\text{вспом}}^t \leq x_{\text{вспом}}^{t*}. \end{aligned} \quad (17)$$

Обозначим вспомогательные параметры в точке решения задачи II через $x_{\text{вспом}}^{t*}$, а коэффициенты полинома через a_1^*, \dots, a_L^* . Средний модуль отклонений будет равен $\Delta^{cp} = \left(\sum_{t=1}^{M_{\Sigma}} x_{\text{вспом}}^{t*} \right) / M_{\Sigma}$. Оптимальный полином будет иметь вид

$$f_{\text{опт}}^p = f^p(a_1^*, \dots, a_L^*, x_1, \dots, x_N). \quad (18)$$

Таким образом, оптимальный полином обеспечивает на множестве из M_{Σ} точек максимальное по модулю отклонение $x_{\text{вспом}}^*$ и среднее отклонение по модулю Δ^{cp} .

Если точность приближения оказывается недостаточной, то следует увеличить степень полинома и решить задачу заново. Если же точность приближения слишком велика, то степень полинома следует уменьшить и тоже заново решить задачу.

В данной работе продемонстрирована практическая реализация методики создания математических моделей теплофикационных ядерных энергоблоков электростанций, предназначенных для проведения оптимизационных исследований автономных ЭЭС на примере теплофикационного атомного энергоблока с реакторной установкой (РУ) РИТМ-200 и парогурбинной установкой (ПТУ) мощностью 55 МВт. Согласно [11, 12] в работе рассматривается возможность эксплуатации данного энергоблока в одном из регионов Крайнего Севера – Республики Саха (Якутии).

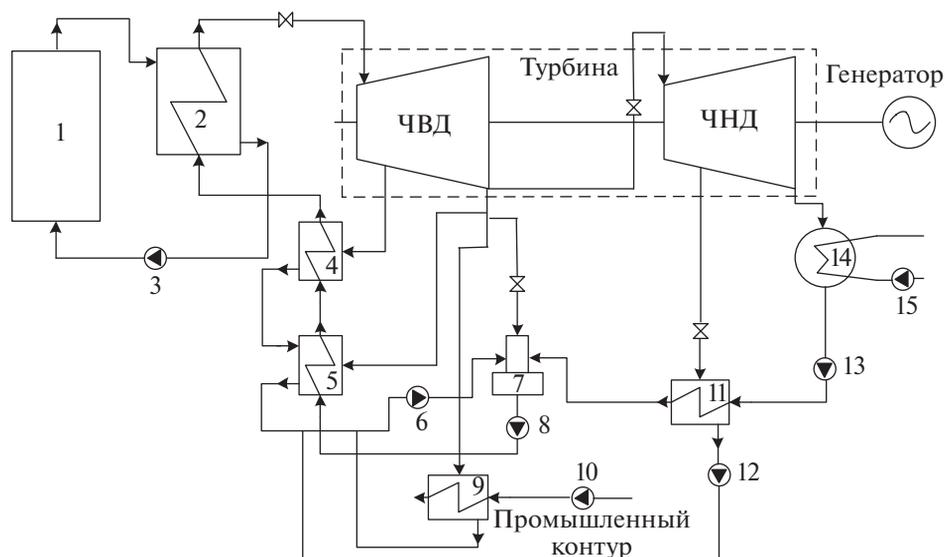


Рис. 1. Упрощенная технологическая схема ПТУ ТК-50/55-3.4. 1 – реакторная установка; 2 – парогенератор (4 шт.); 3 – циркуляционные насосы первого контура; 4, 5 – подогреватели высокого давления; 7 – деаэра-тор; 8 – питательные насосы; 9 – сетевой подогреватель промышленного контура; 10 – насосы промышленного контура; 11 – подогреватель низкого давления; 6, 12, 13 – конденсатные насосы; 14 – конденсатор; 15 – циркуляционные насосы охлаждающей воды; ЧВД – часть высокого давления; ЧНД – часть низкого давления.

Описание теплофикационного атомного энергоблока. Исследуемый в работе энерго-блок включает в себя РУ РИТМ-200 из линейки РИТМ, разрабатываемой в ОКБМ имени И.И. Африкантова [13] и ПТУ максимальной мощностью 55 МВт. Данные об энергетической турбоустановке такой мощности, предназначенной для совместной работы с реактором РИТМ-200, отсутствуют, поэтому в рамках настоящей работы был выполнен конструкторский расчет данной турбоустановки. При этом за основу техно-логической схемы была принята схема ПТУ ТК-35/38-3.4 Калужского турбинного завода (КТЗ) [14], эксплуатируемой ранее в составе плавучего энергоблока с РУ КЛТ-40С. Раз-рабатываемая ПТУ условно называется ТК-50/55-3.4. На рис. 1 представлена схема энергоблока. ПТУ ТК-50/55-3.4 имеет теплофикационный отбор для обеспечения нужд горячего водоснабжения (ГВС) и отопления, а также два нерегулируемых отбора пара для подогрева питательной воды. Схемы подключения оборудования и распре-деления потоков воды и пара у данной ПТУ такие же, как и у ТК-35/38-3.4. В состав ПТУ ТК-50/55-3.4 входят теплообменные аппараты с площадью теплообменных по-верхностей нагрева и расходов теплоносителей, необходимых для обеспечения выра-ботки электрической мощности до 55 МВт и тепловой мощности до 30 Гкал/ч.

Для выполнения поставленных в работе задач созданы математические модели энергоблока с РУ РИТМ-200 и ПТУ ТК-50/55-3.4 для проведения их расчетов при но-минальных условиях и расчетов в широком диапазоне изменения электрических и тепловых мощностей. Модели расчета элементов оборудования ПТУ в номинальном режиме базируются на конструкторских расчетах и служат для определения геометри-ческих размеров подогревателей высокого и низкого давления (ПВД, ПНД), подогре-вателя сетевой воды и конденсатора турбины (площадей теплообменных поверхно-стей нагрева, диаметров и шагов труб теплообменных поверхностей нагрева), номи-

нальных расходов водяного пара, входных и выходных давлений пара в отсеках паровой турбины. В основе математической модели для расчетов при частичных нагрузках лежат поверочные расчеты элементов оборудования установки, выполняемые при задаваемых конструктивных параметрах с определением параметров воды и водяного пара. Конструкторская и поверочная математические модели ПТУ строятся на основе моделей: отсеков турбины, регенеративных подогревателей высокого и низкого давления, сетевых подогревателей промышленного контура, деаэрата, конденсатора, регулирующих диафрагм и насосов. Следует отметить, что конструктивные характеристики парогенератора (ПГ) РУ принимаются согласно имеющейся информации по РУ РИТМ-200. Математическая модель ПГ РУ для расчета при частичных нагрузках основана на поверочных расчетах теплообменных поверхностей парогенератора, таких как экономайзерный, испарительный и пароперегревательный участки. Результатом такого расчета является определение температур и энтальпий теплоносителя на входе и выходе, расхода, температуры и давления острого пара на выходе. Создана упрощенная математическая модель РУ, результатом проведения расчетов на которой является определение расхода ядерного топлива. При выполнении поверочных расчетов расход воды первого контура реактора принимался постоянным, равным расходу в номинальном режиме. В каждом из поверочных расчетов максимизировалась полезная электрическая мощность энергоблока при заданной тепловой мощности реактора, тепловой нагрузке потребителей и решалась задача оптимизации таких параметров как расход циркуляционной воды через конденсатор турбины, давление острого пара и пара перед диафрагмой регулируемого отбора и давление пара на входе в сетевой подогреватель (после дроссельного клапана данного подогревателя). При оптимизации учитывались ограничения в форме неравенств на неотрицательность всех конечных температурных напоров теплообменников, неотрицательность перепадов давлений на всех регулирующих органах (дроссельный клапан острого пара, дроссельные клапана пара, поступающего на деаэратор и сетевой подогреватель, дроссельное устройство (диафрагма) регулируемого отбора, на непревышение влажности пара на выходе из последнего отсека предельно допустимого значения. Создание математических моделей энергоблока и проведение оптимизационных расчетов осуществлялись с помощью программно-вычислительного комплекса (ПВК) Системы машинного построения программ (СМПП), созданного сотрудниками отдела Теплосиловых систем ИСЭМ СО РАН [15]. Для оптимизации использовался разработанный в ИСЭМ СО РАН метод ступенчатой оптимизации [16–18]. В соответствии с этим методом процесс решения системы алгебраических и трансцендентных уравнений, описывающий установившийся режим работы энергоблока совмещается с процессом оптимизации. При этом в состав оптимизируемых параметров включаются как «истинные» оптимизируемые параметры, так и параметры, обеспечивающие решение системы уравнений, описывающей установку в целом и подсистем уравнений, описывающих ее отдельные элементы. В состав ограничений-неравенств входят «истинные» неравенства и равенства, которыми заменяются ограничения-равенства (каждое равенство заменяется двумя неравенствами). В рассматриваемой задаче общее количество оптимизируемых параметров поверочной математической модели энергоблока составляет 43, ограничений-неравенств 155. Точное решение указанной системы достигается лишь в точке оптимума, что кардинально ускоряет процесс оптимизации, повышает его устойчивость и точность приближения к оптимуму.

Результаты расчета режимов работы энергоблока, проводимые с помощью его подробной математической модели для номинального режима и при частичных нагрузках (первый этап методики). Расчетные давления острого пара в отборах на ПВД и ПНД в регулируемом теплофикационном отборе и в конденсаторе турбины принимаются равными соответствующим давлениям в турбоустановке ТК-35/38-3.4. Расход воды в первом контуре, температура и давление данной воды на выходе из реактора, темпера-

Таблица 1. Основные конструктивные характеристики оборудования ПТУ ТК-50/55-3.4

Конструктивные характеристики	Значения
1-й подогреватель высокого давления:	
– наружный/внутренний диаметр труб, мм	20/16
– поперечный/продольный шаг труб, мм	32/28
– площадь теплообменной поверхности, м ²	100
2-й подогреватель высокого давления:	
– наружный/внутренний диаметр труб, мм	20/16
– поперечный/продольный шаг труб, мм	32/28
– площадь теплообменной поверхности, м ²	180
Подогреватель низкого давления:	
– наружный/внутренний диаметр труб, мм	16/14
– поперечный/продольный шаг труб, мм	26/22
– площадь теплообменной поверхности, м ²	180
Сетевой подогреватель промышленного контура:	
– наружный/внутренний диаметр труб, мм	16/14
– поперечный/продольный шаг труб, мм	25/22
– площадь теплообменной поверхности, м ²	200
Площадь теплообменной поверхности конденсатора, м ² :	2600
Парогенератор РУ:	
– наружный/внутренний диаметр труб проточной части, мм	23/21
– поперечный/продольный шаг труб проточной части, мм	30/28
– наружный диаметр проточной части, мм	700
– диаметр центрального вытеснителя, мм	190
– площадь теплообменной поверхности, м ² :	86

тура воды первого контура на выходе из парогенератора принимались по характеристикам РУ РИТМ-200. Оптимизационный расчет проводился при номинальном режиме работы энергоблока: расчетной температуре наружного воздуха равной -55°C , тепловой нагрузке реактора – 175 МВт, тепловой нагрузке потребителей (промышленный контур) – 30 Гкал/ч. Расчетная температура прямой и обратной сетевой воды принималась равной 120°C и 70°C соответственно. Схема ГВС закрытая. Температура циркуляционной воды, поступающей в конденсатор турбины в отопительный период, задавалась равной 5°C , а в неотопительный период – 10°C . Конструктивные характеристики оборудования ПТУ ТК-50/55-3.4 и технические характеристики энергоблока в целом, полученные в результате проведения оптимизационного расчета в номинальном режиме, приведены в табл. 1 и 2.

С помощью математической модели поверочного расчета ядерного энергоблока была проведена серия оптимизационных расчетов режимов работы энергоблока при расчетных тепловых нагрузках ГВС и отопления равных 10 Гкал/ч, 20 Гкал/ч и 30 Гкал/ч, при тепловых нагрузках реактора в диапазоне от 175 МВт до 75 МВт с шагом 20 МВт, а так же при следующих температурах наружного воздуха: -55°C , -50°C , -40°C , -30°C , -20°C , -10°C , $+1.5^{\circ}\text{C}$, $+8^{\circ}\text{C}$ (отопительный период) и средней температуре наружного воздуха в неотопительный период $+15^{\circ}\text{C}$. В качестве примера в табл. 3 приведены основные результаты оптимизационных расчетов режимов работы энергоблока при расчетной тепловой нагрузке ГВС и отопления 30 Гкал/ч.

Математическая модель теплофикационного ядерного энергоблока, предназначенная для проведения оптимизационных исследований автономной ЭЭС (второй этап методики). В результате проведения серии оптимизационных расчетов режимов работы энергоблока с реактором РИТМ-200 и турбиной ТК-50/55-3.4, выполненных на первом эта-

Таблица 2. Основные технические характеристики энергоблока, полученные в результате расчета при номинальном режиме

Характеристики	Значения
Тепловая мощность ПГ, МВт	175
Паропроизводительность ПГ в номинальном режиме, т/ч	270
Параметры первого контура РУ в номинальном режиме:	
температура теплоносителя на входе в АЗ, °С	280
температура теплоносителя на выходе из АЗ, °С	325
давление теплоносителя, МПа	15.7
расход теплоносителя, т/ч	2300
Параметры второго контура в номинальном режиме:	
температура питательной воды на входе в ПГ, °С	162
температура водяного пара на выходе из ПГ, °С	295
давление пара после ПГ, МПа	3.83
Выработанная электрическая мощность в номинальном режиме, МВт	50
Давления пара на входе/выходе из отсеков турбины, после которых осуществляются отборы пара в номинальном режиме, МПа:	
– отсек перед 1-м отбором	3.49/1.05
– отсек перед 2-м отбором	1.05/0.36
– отсек перед 3-м отбором	0.36/0.04
– последний отсек	0.04/0.003
Расход пара через отсеки турбины, после которых осуществляются отборы пара в номинальном режиме, т/ч:	
– отсек перед 1-м отбором	270
– отсек перед 2-м отбором	257
– отсек перед 3-м отбором	168
– последний отсек	152
Расход ядерного топлива в номинальном режиме, т у.т./ч (кг нат.топ./ч)	21.5 (1.68 × 10 ⁻²)
Расход охлаждающей воды через конденсатор в номинальном режиме, т/ч.	7344

пе, были получены данные, на основе которых в дальнейшем создается математическая модель ядерного энергоблока применимая для оптимизации ЭЭС в целом.

В настоящей работе упрощенная математическая модель ядерного энергоблока представляется в следующем виде.

$$G_{\text{Конд}}^{\text{П}} = f_{\text{Конд}}^{\text{П}} (N_{\text{Эл}}^{\Sigma}, Q_{\text{Теп}}^{\text{Пас}}, t^{\text{НВ}}), \quad (19)$$

$$P^{\text{Теп}} = f^{\text{Теп}} (N_{\text{Эл}}^{\Sigma}, Q_{\text{Теп}}^{\text{Пас}}, t^{\text{НВ}}), \quad (20)$$

$$N^{\text{СН}} = f^{\text{СН}} (N_{\text{Эл}}^{\Sigma}, Q_{\text{Теп}}^{\text{Пас}}, t^{\text{НВ}}), \quad (21)$$

$$G_{\text{Конд}}^{\text{П}} \geq G_{\text{Конд}}^{\text{Пмин}}, \quad N^{\text{Полез}} = N_{\text{Эл}}^{\Sigma} - N^{\text{СН}}, \quad (22)$$

$$P_{\text{мин}}^{\text{Теп}} \leq P^{\text{Теп}} \leq P_{\text{макс}}^{\text{Теп}}, \quad N_{\text{Элмин}}^{\Sigma} \leq N_{\text{Эл}}^{\Sigma} \leq N_{\text{Элмакс}}^{\Sigma}, \quad (23)$$

$$U^{\text{Топ}} = k^{\text{Выг}} P^{\text{Теп}} S^{\text{ЯТ}} \tau_{\text{Реж}}, \quad (24)$$

где $G_{\text{Конд}}^{\text{П}}$ – расход пара в конденсатор турбины; $N_{\text{Эл}}^{\Sigma}$ – полная электрическая мощность ядерного энергоблока; $Q_{\text{Теп}}^{\text{Пас}}$ – расчетная тепловая нагрузка потребителя; $N^{\text{СН}}$ – электрическая мощность собственных нужд; $G_{\text{Конд}}^{\text{Пмин}}$ – минимально-допустимый расход пара в конденсатор турбины; $P_{\text{мин}}^{\text{Теп}}, P_{\text{макс}}^{\text{Теп}}$ – минимальное и максимальное значение

Таблица 3. Основные технические характеристики режимов работы энергоблока, полученные в результате поверочного расчета при расчетной тепловой нагрузке ГВС и отопления равной 30 Гкал/ч

Характеристики	Температура наружного воздуха, °С								неотопит. период
	-55	-50	-40	-30	-20	-10	+1.5	+8	
Тепловая нагрузка потребителей сетевой воды, Гкал/ч	30.0	28.4	25.2	22.0	18.8	15.6	11.92	9.84	4.8
Тепловая нагрузка ПГ, МВт	175								
Электрическая мощность энергоблока (полная), МВт	51.56	51.67	52.20	52.86	53.57	54.34	54.79	55.38	56.09
Электрическая мощность собственных нужд, МВт	0.70	0.73	0.76	0.78	0.80	0.79	0.78	0.78	0.86
Полезная электрическая мощность, МВт	50.86	50.94	51.44	52.08	52.77	53.55	54.01	54.60	55.22
Расход пара через последний отсек турбины, т/ч	157.9	161.8	167.2	172.7	178.1	183.3	190.8	193.8	203.1
Расход топлива, т у.т./ч (кг/ч)	21.5 (1.68×10^{-2})								
Тепловая нагрузка ПГ, МВт	155								
Электрическая мощность энергоблока (полная), МВт	44.74	45.50	46.12	46.78	47.45	48.13	48.92	49.37	50.15
Электрическая мощность собственных нужд, МВт	0.57	0.59	0.61	0.64	0.67	0.66	0.64	0.64	0.72
Полезная электрическая мощность, МВт	44.17	44.91	45.51	46.14	46.78	47.47	48.28	48.73	49.42
Расход пара через последний отсек турбины, т/ч	132.0	134.4	139.8	145.3	150.7	156.1	162.2	165.6	174.6
Расход топлива, т у.т./ч (кг/ч)	19.04 (1.48×10^{-2})								
Тепловая нагрузка ПГ, МВт	135								
Электрическая мощность энергоблока (полная), МВт	36.90	38.19	39.18	39.75	40.40	40.79	41.69	42.25	42.76
Электрическая мощность собственных нужд, МВт	0.50	0.51	0.53	0.56	0.59	0.58	0.57	0.57	0.69
Полезная электрическая мощность, МВт	36.40	37.68	38.65	39.19	39.81	40.21	41.12	41.68	42.07
Расход пара через последний отсек турбины, т/ч	109.4	111.4	116.3	121.9	127.3	133.6	139.2	143.7	151.7
Расход топлива, т у.т./ч (кг/ч)	16.5 (1.29×10^{-2})								
Тепловая нагрузка ПГ, МВт	115								
Электрическая мощность энергоблока (полная), МВт	29.08	30.42	32.18	32.71	33.37	33.98	34.70	35.08	35.17
Электрическая мощность собственных нужд, МВт	0.42	0.44	0.45	0.46	0.47	0.46	0.45	0.45	0.58
Полезная электрическая мощность, МВт	28.66	29.97	31.73	32.25	32.90	33.52	34.25	34.63	34.58
Расход пара через последний отсек турбины, т/ч	87.7	89.3	93.8	99.5	104.7	110.2	116.4	120.2	131.1
Расход топлива, т у.т./ч (кг/ч)	14.1 (1.1×10^{-2})								
Тепловая нагрузка ПГ, МВт	95								
Электрическая мощность энергоблока (полная), МВт	21.62	22.76	25.0	25.95	26.56	27.14	27.76	28.18	28.93
Электрическая мощность собственных нужд, МВт	0.26	0.27	0.29	0.34	0.41	0.40	0.40	0.40	0.47
Полезная электрическая мощность, МВт	21.36	22.49	24.71	25.61	26.15	26.74	27.36	27.78	28.46
Расход пара через последний отсек турбины, т/ч	64.8	66.6	70.6	75.8	81.1	86.5	92.7	96.2	105.0
Расход топлива, т у.т./ч (кг/ч)	11.6 (9.1×10^{-3})								

Таблица 4. Коэффициенты полинома по энергоблоку для определения расхода пара в конденсатор турбины (кг/с), тепловой нагрузки парогенератора (МВт), электрической мощности собственных нужд (МВт), как функции от электрической мощности энергоблока (МВт), расчетной тепловой нагрузки потребителя сетевой воды (Гкал/ч) и текущей температуры наружного воздуха (°С).

Номер слагаемого полинома	Степень параметра:			Коэффициенты полинома для определения:		
	электрической мощности энергоблока (полной)	расчетной тепловой нагрузки потребителей	температуры наружного воздуха	расхода пара в конденса- тор турбины	тепловой нагрузки па- рогенератора	электриче- ской мощно- сти собствен- ных нужд
1	0	0	0	49.860873	68.700000	0.000102
2	1	0	0	-4.809641	-4.250000	0.027500
3	0	1	0	136.510041	-0.146000	-0.008660
4	0	0	1	0.063887	0.378000	-0.000809
5	2	0	0	0.248303	0.303000	-0.000876
6	1	1	0	0.041196	0.051200	0.001340
7	1	0	1	-0.005241	-0.024100	0.000049
8	0	2	0	-25.106037	-0.024200	-0.000493
9	0	1	1	-0.006280	-0.034900	-0.000303
10	0	0	2	0.000462	-0.005990	-0.000081
11	3	0	0	-0.004579	-0.005540	0.000020
12	2	1	0	-0.001424	-0.001800	-0.000050
13	2	0	1	0.000194	0.000623	0.000000
14	1	2	0	0.000656	0.001190	0.000023
15	1	1	1	0.000272	0.000955	0.000011
16	1	0	2	0.000125	0.000259	0.000007
17	0	3	0	1.368427	0.000000	0.000000
18	0	2	1	0.000239	0.000605	0.000007
19	0	1	2	0.000005	-0.000048	0.000004
20	0	0	3	0.000127	-0.000066	0.000006
21	4	0	0	0.000031	0.000037	0.000000
22	3	1	0	0.000014	0.000018	0.000001
23	3	0	1	-0.000002	-0.000005	0.000000
24	2	2	0	-0.000004	-0.000008	0.000000
25	2	1	1	-0.000004	-0.000012	0.000000
26	2	0	2	-0.000001	-0.000001	0.000000
27	1	3	0	-0.000006	-0.000012	0.000000
28	1	2	1	0.000001	-0.000006	0.000000
29	1	1	2	-0.000002	-0.000006	0.000000
30	1	0	3	0.000000	0.000002	0.000000
31	0	4	0	-0.022802	0.000006	0.000000
32	0	3	1	-0.000003	-0.000004	0.000000
33	0	2	2	0.000003	0.000005	0.000000
34	0	1	3	0.000000	-0.000002	0.000000
35	0	0	4	0.000002	0.000000	0.000000

Таблица 5. Количество слагаемых полинома, максимального и среднего отклонения в зависимости от величины его степени для варианта определения расхода пара в конденсатор паровой турбины

Степень полинома	Количество слагаемых полинома	Максимальное отклонение	Среднее отклонение
2	10	1.340	0.578
3	20	0.863	0.410
4	35	0.457	0.230
5	56	0.343	0.197
6	84	0.243	0.157
7	120	0.190	0.128

тепловой мощности реактора; $N_{\text{Эл} \min}^{\Sigma}$, $N_{\text{Эл} \max}^{\Sigma}$ – минимальное и максимальное значение полной электрической мощности; $U^{\text{Топ}}$ – топливные издержки; $k^{\text{Выг}}$ – коэффициент выгорания ядерного топлива; $S^{\text{ЯТ}}$ – цена ядерного топлива; $\tau_{\text{Рсж}}$ – продолжительность режима работы. Зависимости $f_{\text{Конд}}^{\text{П}}$, $f^{\text{Теп}}$, $f^{\text{СН}}$ представляются в виде полиномов четвертой степени от трех переменных ($N_{\text{Эл}}^{\Sigma}$, $Q_{\text{Теп}}^{\text{Пас}}$, $t^{\text{НВ}}$). Коэффициенты этих полиномов представлены в табл. 4.

В табл. 5 в качестве примера для полинома определения расхода пара в конденсатор паровой турбины приведены значения максимального и среднего отклонения, а так же количества слагаемых полинома в зависимости от величины его степени.

Полученные на втором этапе полиномы оформляются в виде специальных подпрограмм и далее используются при создании математической модели автономной ЭЭС.

Представленный методический подход может быть использован и для создания математических моделей других источников электрической и тепловой энергии (теплофикационных паротурбинных, газотурбинных и парогазовых установок и др.), работающих в автономной ЭЭС.

ЗАКЛЮЧЕНИЕ

В настоящей работе приведено описание двухэтапной методики создания математических моделей теплофикационных ядерных энергоблоков, предназначенных для проведения оптимизационных исследований автономных ЭЭС. Первый этап методики включает разработку подробной модели ядерного энергоблока, обеспечивающей удовлетворительную точность описания протекающих в нем процессов и проведение оптимизационных расчетов для достаточно большого количества режимов работы. На втором этапе по результатам оптимизационных расчетов первого этапа строятся энергетические характеристики и зависимости, определяющие границы области допустимых решений в виде полиномов и на их основе создается упрощенная математическая модель энергоблока, применимая для оптимизационных исследований автономных ЭЭС. Для решения задачи поиска коэффициентов полинома в работе предложен двухшаговый подход. На первом шаге подбираются такие коэффициенты полинома, при которых достигается минимум максимального значения модуля разности функции определенной с использованием полинома и функции, определенной с использованием подробной модели энергоблока. На втором шаге модули отклонений ограничиваются значением, найденным на первом шаге, и минимизируется сумма модулей отклонений во всех точках. Методика продемонстрирована на примере теплофикационного атомного энергоблока, предполагаемого к эксплуатации в климатических

условиях Крайнего Севера. Разработана его подробная математическая модель, проведены расчеты при различных тепловых мощностях реактора, различных расчетных тепловых нагрузках потребителя и температурах наружного воздуха, определены полные и полезные электрические мощности атомного энергоблока и часовой расход ядерного топлива. Результаты оптимизационных расчетов режимов работы установки, полученные с помощью ее подробной модели, являлись основой для построения энергетических характеристик в виде полиномов, которые используются для создания упрощенной модели энергоблока, применимой при оптимизационных исследованиях автономных ЭЭС в целом.

Работа выполнена в рамках проекта государственного задания (№ FWEU-2021-0005, рег. № АААА-А21-121012190004-5) программы фундаментальных исследований РФ на 2021–2030 гг.

СПИСОК ЛИТЕРАТУРЫ

1. Кузнецов В.В. Обзор существующих и перспективных атомных станций малой мощности в Российской Федерации и за рубежом. Атомные станции малой мощности: новое направление развития энергетики. Под ред. акад. РАН А.А. Саркисова. М.: Наука, 2011. С. 159–178.
2. Санеев Б.Г., Иванова И.Ю., Тугузова Т.Ф., Франк М.И. Роль атомных станций малой мощности в зонах децентрализованного энергоснабжения на Востоке России. Атомные станции малой мощности: новое направление развития энергетики. Под ред. акад. РАН А.А. Саркисова. М.: Наука, 2011. С. 88–100.
3. Санеев Б.Г., Иванова И.Ю., Тугузова Т.Ф., Ижбулдин А.К. Автономные энергоисточники на севере Дальнего Востока: характеристика и направления диверсификации // Пространственная экономика. 2018. № 1. С. 101–116. <https://doi.org/10.14530/se.2018.1.101-116>
4. МАГАТЭ (2020). Advances in Small Modular Reactor Technology Developments, A supplement to: IAEA Advances Reactors Information System (ARIS), 2020 Edition, IAEA, Vienna https://aris.iaea.org/Publications/SMR_Book_2020.pdf
5. Лебедева М.А. Состояние и перспективы развития возобновляемой энергетики в регионах Крайнего Севера России // Проблемы развития территории. 2021. Т. 25. № 4. С. 139–155. <https://doi.org/10.15838/ptd.2021.4.114.8>
6. Мельников Н.Н., Гусак С.А., Наумов В.А. Использование атомных станций малой мощности для энергоснабжения арктических месторождений твердых полезных ископаемых // Вестник Кольского научного центра РАН. 2017. № 1. С. 66–77.
7. Виноградов В.Н., Гай Е.В., Работнов Н.С. Аналитическая аппроксимация данных в ядерной и нейтронной физике. М.: Энергоатомиздат, 1987. 128 с.
8. Белоногов О.Б. Обобщенная математическая модель электродвигателя постоянного тока и метод идентификации ее параметров // Известия РАН. Энергетика. 2013. № 1. С. 87–93.
9. Пикина Г.А., Бурцева Ю.С. Беспойсковая настройка линейных регуляторов на минимум квадратичного критерия // Теплоэнергетика. 2014. № 3. С. 23–27. <https://doi.org/10.1134/S0040363614030096>
10. Фетисова Ю.А., Ермоленко Б.В., Ермоленко Г.В., Киселева С.В. Определение параметров функции Вейбулла для оценки ветроэнергетического потенциала в условиях ограниченных исходных метеорологических данных // Теплоэнергетика. 2017. № 4. С. 13–20. <https://doi.org/10.1134/S0040363617040038>
11. Распоряжением Правительства Российской Федерации от 12 октября 2020 г. № 2634-р утверждён план мероприятий (“дорожная карта”) по развитию водородной энергетики в Российской Федерации до 2024 г. [Электронный ресурс]. URL: <https://minenergo.gov.ru/node/19194?ysclid=1a7pe9ikxz902009083> (Дата обращения: 11.01.2023).
12. Распоряжение Правительства Российской Федерации от 5 августа 2021 г. № 2162-р “Концепция развития водородной энергетики в Российской Федерации”. [Электронный ресурс]. URL: <http://static.government.ru/media/files/5JFns1CDAKqYKzZ0mnRADAw2Nqcvsexl.pdf> (Дата обращения: 11.01.2023)
13. Официальный сайт Акционерного общества “ОКБМ имени И.И. Африкантова” [Электронный ресурс]. URL: <http://www.okbm.nnov.ru/business-directions/atomnye-stantsii-maloy-sredney-moshchnosti-i-plavuchie-atomnye-teploelektrostantsii/> (Дата обращения: 12.01.2023).
14. Официальный сайт ПАО “Калужский турбинный завод” [Электронный ресурс]. URL: http://paoktz.ru/press/news/oao-quot-kaluzhskiy-turbinnyy-zavod-quot-zavershilo-izgotovlenie-oborudovaniya-dlya-pates/?sphrase_id=7942 (Дата обращения: 13.01.2023).
15. Клер А.М., Торина Э.А. Оптимизационные исследования энергетических установок и комплексов. Новосибирск: Академическое издательство “Гео”, 2016. 298 с.

16. Клер А.М., Тюрина Э.А. Эффективные методы схемно-параметрической оптимизации сложных теплоэнергетических установок: разработка и применение. — Новосибирск: Академическое издательство “Гео”, 2018. 145 с.
17. Kler A.M., Zharkov P.V., Epishkin N.O. Parametric optimization of supercritical power plants using gradient methods // *Energy*. 2019. Vol. 189. <https://doi.org/10.1016/j.energy.2019.116230>
18. Клер А.М., Степанова Е.Л., Жарков П.В. Оценка эффективности режимов работы теплофикационной ГТУ при эксплуатации в климатических зонах с умеренно континентальным и резко континентальным климатом с учетом неопределенности цен на отпускаемую энергетическую продукцию // *Известия РАН. Энергетика*. 2021. № 3. С. 42–53. <https://doi.org/10.31857/S0002331021030079>

Method for Creating Mathematical Models of Heating Nuclear Power Units of Power Plants for Optimization Studies of Autonomous Electric Power Systems

A. M. Kler^a, E. L. Stepanova^a, *, and P. V. Zharkov^a

^a*Melentiev Energy Systems Institute of Siberian Branch of Russian Academy of Sciences, Irkutsk, Russia*
**e-mail: step@isem.irk.ru*

The authors present a two-stage method for creating mathematical models of cogeneration nuclear power units for optimization studies of autonomous electric power systems. The first stage of the methodology includes the development of a detailed model of a nuclear power unit, which provides a satisfactory accuracy of the description of physical and technological processes, as well as optimization calculations of operating modes. At the second stage, the energy dependencies are built based on the results of optimization calculations of the first stage. Energy dependencies define the boundaries of the region of feasible solutions in the form of polynomials. A simplified mathematical model of a nuclear power unit for optimization studies of autonomous EPS is created using polynomials. To solve the problem of finding a polynomial, a two-step approach is proposed. At the first step, the polynomial coefficients are selected such that the minimum of the maximum value of the modulus of the difference between the function determined using the polynomial and the function determined using the detailed model of the power unit is reached. At the second step, the deviation modules are limited to the value found at the first step, and the sum of the deviation modules is minimized at all points. The two-stage technique developed by the authors is demonstrated on the example of a cogeneration nuclear power unit, which is supposed to be operated in the climatic conditions of the Far North.

Keywords: cogeneration nuclear power units, nuclear power plants, steam turbine plants of nuclear power plants, mathematical models, energy characteristics, polynomials