Научная статья
УДК 621.31
DOI: 10.14529/power260202

К ЗАДАЧЕ ОПТИМАЛЬНОГО РАСПРЕДЕЛЕНИЯ МОЩНОСТЕЙ МЕЖДУ ПАРАЛЛЕЛЬНО РАБОТАЮЩИМИ ТЕПЛОВЫМИ ЭЛЕКТРОСТАНЦИЯМИ ЭНЕРГЕТИЧЕСКОГО ХОЛДИНГА

***К.Е. Горшков**, gorshkovke@susu.ru, https://orcid.org/0000-0002-6861-0011*
***И.П. Титов**, titovip@susu.ru, https://orcid.org/0009-0001-5048-9081*
***А.С. Нестеров**, nesterovas@susu.ru, https://orcid.org/0000-0002-4187-4375*
Южно-Уральский государственный университет, Челябинск, Россия

Аннотация. В статье рассмотрена задача комплексной оптимизации распределения активной и реактивной мощностей между тепловой электростанцией (ТЭС) и эквивалентной энергосистемой, работающих параллельно в составе энергетического холдинга. Целью является минимизация суммарных топливных и денежных затрат с учетом тарифов на выработку и передачу электроэнергии, а также электрических потерь в сети, при соблюдении балансов мощности и технологических ограничений электрооборудования. Предложена математическая модель, использующая расходные характеристики источников и тарифные коэффициенты, позволяющая определять оптимальные значения мощностей для заданной нагрузки. На ее основе разработана вычислительная модель «PowerStation – ComplexOptimization» в пакете LabVIEW, реализующая оптимизацию режимов различными численными методами. Модель может применяться в обучении и при решении практических задач внутристанционной и внутрихолдинговой оптимизации режимов ТЭС.

Ключевые слова: электростанция, режим, комплексная оптимизация, минимизация затрат

Для цитирования: Горшков К.Е., Титов И.П., Нестеров А.С. К задаче оптимального распределения мощностей между параллельно работающими тепловыми электростанциями энергетического холдинга // Вестник ЮУрГУ. Серия «Энергетика». 2026. Т. 26, № 2. С. 20–27. DOI: 10.14529/power260202

Original article
DOI: 10.14529/power260202

ON THE PROBLEM OF OPTIMAL POWER DISTRIBUTION BETWEEN PARALLEL-OPERATING THERMAL POWER PLANTS OF AN ENERGY HOLDING

***K.E. Gorshkov**, gorshkovke@susu.ru, https://orcid.org/0000-0002-6861-0011*
***I.P. Titov**, titovip@susu.ru, https://orcid.org/0009-0001-5048-9081*
***A.S. Nesterov**, nesterovas@susu.ru, https://orcid.org/0000-0002-4187-4375*
South Ural State University, Chelyabinsk, Russia

Abstract. This article discusses the comprehensive optimization of distributing active and reactive power between a thermal power plant (TPP) and an equivalent power system operating in parallel within an energy holding. It aims to minimize total fuel and monetary costs, taking into account electricity generation and transmission tariffs, as well as electrical losses in the grid while satisfying power balance conditions and technological constraints of electrical equipment. The authors propose a mathematical model using the cost characteristics of sources and tariff coefficients to determine the optimal power values for a given load. This model forms the basis for developing the "PowerStation – ComplexOptimization" computational model in the LabVIEW environment. The model implements operating mode optimization using various numerical methods and can be applied in training and solving practical problems related to intra-plant and intra-holding optimization of TPP operating modes.

Keywords: power plant, mode, integrated optimization, cost minimization

For citation: Gorshkov K.E., Titov I.P., Nesterov A.S. On the problem of optimal power distribution between parallel-operating thermal power plants of an energy holding. *Bulletin of the South Ural State University. Ser. Power Engineering*. 2026;26(2):20–27. (In Russ.) DOI: 10.14529/power260202

© Горшков К.Е., Титов И.П., Нестеров А.С., 2026

Введение

В современных условиях функционирования электроэнергетики РФ оптовый рынок электрической энергии и мощности структурирован на отдельные сегменты: генерирующие компании, сетевые организации и энергоснабжающие компании. Экономические интересы участников распределены таким образом, что затраты на производство электроэнергии (топливо, эксплуатация оборудования) и потери при передаче и распределении мощности учитываются раздельно, а экономические стимулы к снижению потерь и оптимизации потоков реактивной мощности слабо выражены или практически отсутствуют. При этом системный оператор ЕЭС, отвечающий за надежность и устойчивость функционирования энергосистемы, в действующей модели рынка ориентирован прежде всего на соблюдение режимных и технических ограничений, а не на минимизацию совокупных затрат на производство и передачу электроэнергии.

В этих условиях комплексная технико-экономическая оптимизация режимов может рассматриваться не только как «идеальный» системный оптимум для централизованного управления энергосистемой, но и как инструмент для внутристанционной и внутрихолдинговой оптимизации режимов генерации, оценки влияния различных тарифных и рыночных механизмов на структуру потоков мощности и потери в сети, а также обоснования параметров и принципов развития сетевой инфраструктуры и устройств компенсации реактивной мощности.

Классические подходы к оптимизации режимов и управлению энергосистемами [1–4] преимущественно ориентированы на активную мощность и не в полной мере учитывают влияние тарифов и рыночной конъюнктуры. В более поздних работах рассматриваются вопросы комплексной оптимизации режимов промышленных ТЭС [5, 6], однако практические графоаналитические методы оценки перерасхода топлива при отклонении от оптимального режима освещены недостаточно полно. Настоящая статья направлена на развитие этих подходов применительно к задаче совместной оптимизации активной и реактивной мощностей ТЭС в составе энергетического холдинга с учетом электрических потерь в сети и действующей тарифной политики.

Постановка задачи

Комплексная оптимизация режима работы электроэнергетической системы заключается в поиске такого распределения активной и реактивной мощностей между источниками, при котором обеспечивается минимальный расход топлива на тепловых электростанциях на каждой ступени суточного графика нагрузки [3, 4].

Рассмотрим энергосистему холдинга, в которой выделим одну тепловую электростанцию (ТЭС), работающую через электрическую сеть на общую нагрузку параллельно с остальными электростанциями, условно объединенными в одну эквивалентную электрическую систему (ЭС), как показано на рис. 1.

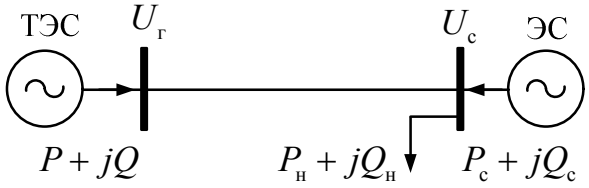


Рис. 1. Схема параллельной работы электростанции с энергосистемой
Fig. 1. Diagram of a power plant operating in parallel with the power system

Для ТЭС, работающей через сеть на общую нагрузку параллельно с электрической системой, задача комплексной оптимизации может быть сформулирована как поиск таких значений активной и реактивной мощностей ТЭС $\{P; Q\}$ и эквивалентной системы $\{P_с; Q_с\}$, при которых при заданной суммарной нагрузке на шинах потребителя $\{P_н; Q_н\}$ обеспечиваются:

– минимум суммарных затрат с учетом тарифов на топливо, выработку и передачу электроэнергии;

– выполнение балансов активной и реактивной мощности в сети с учетом электрических потерь;

– соблюдение ограничений по допустимым уровням мощности и режимным параметрам электрооборудования (напряжениям, токам и т. п.).

При этом за переменные оптимизации следует принимать мощности $\{P; Q\}$ и $\{P_с; Q_с\}$, а целевая функция должна описывать суммарные топливные или денежные затраты за расчетный интервал времени. Отталкиваясь от этой формулировки, составим ниже оптимизационную математическую модель.

В качестве неизвестных переменных примем векторы активных и реактивных мощностей источников, обозначив их как $\mathbf{P} = \{P; P_с\}$ и $\mathbf{Q} = \{Q; Q_с\}$ соответственно. Тогда система ограничений, учитывающая баланс мощностей в сети, и целевая функция будут иметь вид:

$$\begin{cases} P + P_с - P_н - \Delta P = 0, \\ Q + Q_с - Q_н - \Delta Q = 0; \end{cases} \quad (1)$$

$$F(\mathbf{P}, \mathbf{Q}) = B(P) + B_с(P_с) \to \min, \quad (2)$$

где $B(P)$ и $B_с(P_с)$ – расходные характеристики ТЭС и эквивалентной ЭС соответственно, т у. т./ч; $P_н$ и $Q_н$ – суммарная нагрузка на шинах системы; ΔP, ΔQ – потери активной и реактивной мощности в сети.

Преобразуем целевую функцию (2) с учетом возможности покупки электроэнергии на оптовом рынке. Если принять за расчетную ступень часовой интервал t = 1 ч, то целевая функция для этого интервала может быть записана в виде

$$F(\mathbf{P},\mathbf{Q}) = c_1 \cdot B(P) + c_2 \cdot B_{\text{с}}(P_{\text{с}}) + c_3 \cdot P_{\text{с}} \to \min, \quad (3)$$

где c_1 и c_2 – тарифы на топливо, сжигаемое на ТЭС и в среднем на ЭС, руб./т у. т.; c_3 – тариф на переток по сети от ЭС, руб./МВт.

В рассматриваемой постановке коэффициенты c_1, c_2, c_3 интерпретируются как эффективные тарифы единого субъекта, несущего совокупные затраты на производство и передачу электроэнергии. Отметим, что в условиях разделения рынка на независимых участников эти параметры могут задаваться по-разному:

– для генерирующей компании c_1 соответствует фактической стоимости топлива и эксплуатационных расходов на станции, а c_2, c_3 могут играть роль «эффективных» цен, отражающих для нее рыночные сигналы (узловые цены, тарифы на передачу, штрафы за потери и отклонения);

– для сетевой организации и системного оператора c_1 и c_2 могут быть использованы как эквивалентные оценки стоимости потерь, рассчитываемые при технико-экономическом анализе развития сети.

Примем напряжение на шинах нагрузки неизменным и равным $U_{\text{с}}$, после чего выразим $P_{\text{с}}$ из системы ограничений (1) и подставим его в формулу (3), тем самым исключив зависимые переменные из целевой функции:

$$F(P,Q) = c_1 \cdot B(P) + c_2 \cdot B_{\text{с}}\left(P_{\text{н}} + \Delta P(P,Q) - P\right) + c_3\left(P_{\text{н}} + \Delta P(P,Q) - P\right) \to \min. \quad (4)$$

Условия минимума целевой функции при работе на шины бесконечной мощности:

$$\begin{cases} \dfrac{\partial F(P,Q)}{\partial P} = c_1 \cdot \varepsilon + c_2 \cdot \varepsilon_{\text{с}} \cdot \left(\dfrac{\partial \Delta P}{\partial P} - 1\right) + c_3 \cdot \left(\dfrac{\partial \Delta P}{\partial P} - 1\right) = 0, \\ \dfrac{\partial F(P,Q)}{\partial Q} = c_2 \cdot \varepsilon_{\text{с}} \dfrac{\partial \Delta P}{\partial Q} + c_3 \dfrac{\partial \Delta P}{\partial Q} = 0, \end{cases} \quad (5)$$

где ε и $\varepsilon_{\text{с}}$ – относительные приросты расхода топлива на ТЭС и ЭС, т у. т./МВт.

Из системы (5) находим условие оптимальной загрузки ТЭС:

$$\mu = \frac{\varepsilon}{1 - \dfrac{\partial \Delta P}{\partial P}} = k_1 \varepsilon_{\text{с}} + k_2, \text{ при } \nu = \frac{\partial \Delta P}{\partial Q} = 0. \quad (6)$$

Здесь $k_1 = c_2 / c_1$ и $k_2 = c_3 / c_1$ – это ценовые коэффициенты, зависящие от отношения установленных тарифов и позволяющие экономически соотнести затраты на удельную выработку энергии на ТЭС с затратами на покупку энергии на оптовом рынке. Поскольку напряжение на шинах нагрузки принято независимым от перетока реактивной мощности, то оптимальной будет выработка электростанцией такой величины Q, при которой относительный прирост активных потерь ν равен нулю, т. е. достигается минимум активных потерь в сети $\Delta P(Q) \to \min$.

Оптимизация режима работы ТЭС

Рассмотрим пример графоаналитической оптимизации режима работы ТЭС, работающей на общую с ЭС нагрузку, равную 100 МВт, при условии, что эквивалентные параметры сети равны: r = 8 Ом, x = 20 Ом и $U_{\text{с}}$ = 115 кВ. При этом расходные характеристики ТЭС и ЭС известны и заданы аналитически в виде

$$B_i(P_i) = B_{\text{хх}} + E_{bi} P_i^2, \quad (7)$$

а целевая функция, с учетом их подстановки в нее, численно имеет вид

$$F(P,Q) = 9 + 0{,}015P^2 + k_1 \cdot \left[6 + 0{,}02\left(100 + \Delta P(P,Q) - P\right)^2\right] +$$
$$+ k_2 \cdot \left(100 + \Delta P(P,Q) - P\right) \to \min. \quad (8)$$

Потери активной мощности $\Delta P(P,Q)$ будем определять итерационно по следующим формулам, полученным для схемы, приведенной ранее на рис. 1:

$$\Delta P(P,Q) = \frac{P^2 + Q^2}{U^2} r;\ U^2 = \left(U_{\text{с}} + \frac{P \cdot r + Q \cdot x}{U_{\text{с}}} - \frac{r^2 + x^2}{r} \frac{\Delta P}{U_{\text{с}}}\right)^2 + \left(\frac{P \cdot x - Q \cdot r}{U_{\text{с}}}\right)^2.$$

На рис. 2 приведены семейства кривых относительных приростов, в точках пересечения которых достигаются условия минимума функции $F(P,Q)$.

Оптимальная загрузка ТЭС по активной мощности будет зависеть от текущего соотношения цен и тарифов и определяться как точка пересечения двух графиков на рис. 2а. Если принять стоимость топлива для электростанций в системе одинаковой, т. е. k_1 = 1, и не учитывать тариф на переток мощности от ЭС (k_2 = 0), то оптимальным будет распределение нагрузки между ТЭС и ЭС в соотношении 56 и 44 МВт,

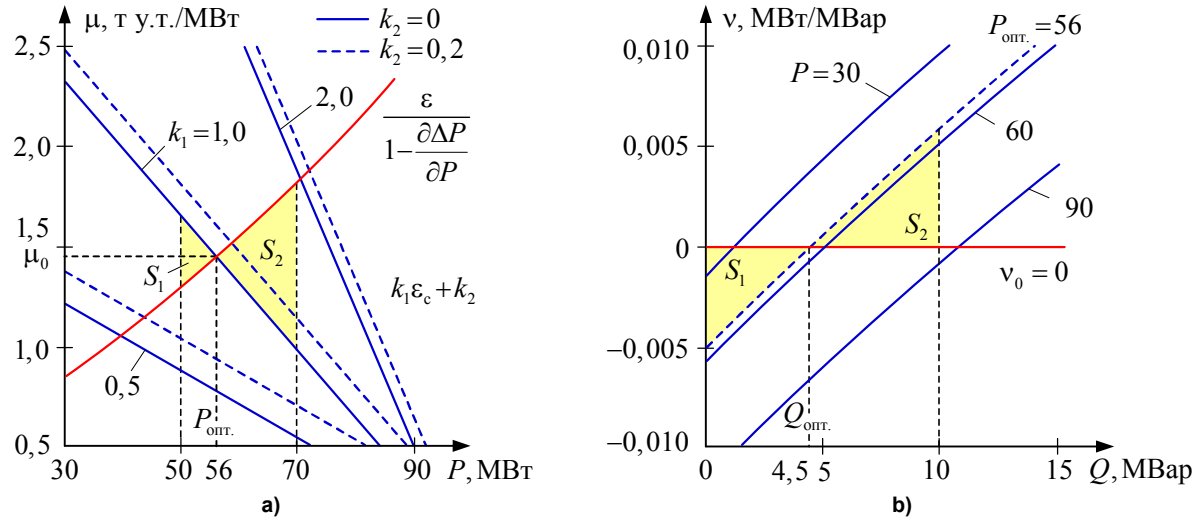


Рис. 2. Семейства кривых относительных приростов расхода топлива (a) и потерь активной мощности (b) для определения оптимальных параметров загрузки ТЭС
Fig. 2. Families of curves of relative increments in fuel consumption (a) and active power losses (b) for determining the optimal loading parameters of thermal power plants

что соответствует точке с координатами $\{P_{опт};\ \mu_0\}$ на графике. При $k_1 = 2$ это соотношение становится уже 70 и 30 МВт.

Оптимальная величина загрузки ТЭС по реактивной мощности $Q_{опт}$ определяется по рис. 2b в точке пересечения кривой относительных приростов потерь, соответствующей найденному перед этим значению $P_{опт}$, с горизонтальной прямой $\nu_0 = 0$. В примере она составляет 4,5 МВар.

Работа ТЭС с мощностями, отличными от $P_{опт}$ и $Q_{опт}$, определенными по графикам выше, приводит к перерасходу топлива и, соответственно, дополнительному расходу средств. Если ТЭС разгрузить до 50 МВт, то величину перерасхода топлива, вызванного ростом нагрузки электростанций в энергосистеме ЭС, можно оценить как площадь S_1, соответствующую треугольнику слева от точки $P_{опт}$ (см. рис. 2a), а если ТЭС загрузить до 70 МВт, то это приведет к перерасходу топлива на самой ТЭС, причем на величину, пропорциональную площади S_2.

К перерасходу топлива в системе приведет и отклонение режима работы ТЭС от $Q_{опт}$ вследствие появления избыточных потерь активной мощности в сети. Эти избыточные потери можно оценить по тому, как будут меняться площади S_1 и S_2 на рис. 2b. При этом влияние распределения реактивных мощностей на целевую функцию будет тем больше, чем сильнее от него зависят напряжения в узлах сети. В рассматриваемом примере напряжение на шинах нагрузки зафиксировано и поэтому влияние незначительно.

Реализация вычислительной модели в пакете LabVIEW

Для рассмотренной задачи, опираясь на описанные выше принципы, создана вычислительная модель «PowerStation – ComplexOptimization» [7]. На рис. 3 показано главное окно интерфейса модели, реализованное в пакете LabVIEW. Основное назначение модели – обучающее изучение и исследование методов и алгоритмов комплексной оптимизации режимов работы ТЭС, функционирующей параллельно с энергосистемой на общую нагрузку.

Модель содержит электрическую схему с электростанцией «ТЭС», оснащенной условно тремя генераторами типа ТФ-50, блочным повышающим трансформатором типа ТДЦ-200000/110/10 и двумя двухцепными линиями электропередачи «ЛЭП-1» и «ЛЭП-2», которые через промежуточные подстанции 110 кВ «ПС-1» и «ПС-2» соединяют ТЭС с внешней эквивалентной энергосистемой «ЭС».

Интерфейс реализован так, чтобы одновременно обеспечивать ввод исходных данных (параметров ТЭС, линий передачи, напряжения в принимающей энергосистеме, распределения нагрузок, технологических ограничений, характеристик расхода, тарифов и т. п.) и отображение результатов расчета и оптимизации в виде графиков, индикаторов и полей для ввода/вывода числовых значений.

Расчет в модели выполняется итеративно и проходит в два этапа. На первом этапе по заданным исходным данным (ручной ввод нагрузок на подстанциях и мощности, вырабатываемой ТЭС) определяется установившийся режим. По результатам этого расчета вычисляются текущие технико-экономические показатели: расход топлива на ТЭС и в ЭС, удельные приросты расхода, суммарные электрические потери в сети и их относительные изменения.

На втором этапе проводится комплексная оптимизация режима работы ТЭС – определяются

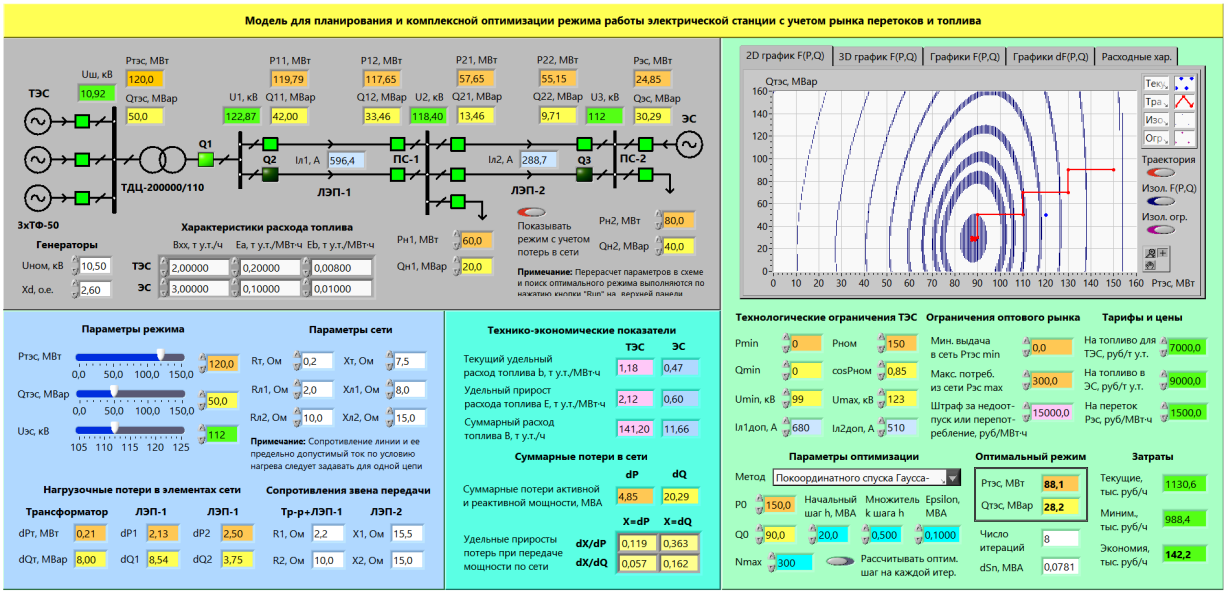


Рис. 3. Интерфейс вычислительной оптимизационной модели «PowerStation – ComplexOptimization» в пакете LabVIEW
Fig. 3. Interface of the "PowerStation – ComplexOptimization" computational optimization model in the LabVIEW suite

оптимальные значения вырабатываемых мощностей $P_{\text{ТЭС}}$ и $Q_{\text{ТЭС}}$, при которых достигается минимум денежных затрат с соблюдением всех накладываемых ограничений.

В процессе оптимизации могут учитываться следующие факторы и ограничения (опции задаются на отдельной панели интерфейса, не показанной на рис. 3):

а) технологические ограничения по генерации и выдаче мощности ТЭС:

$$P_{\min} \le P_{\text{ТЭС}};\ P_{\text{ТЭС}} \le 1{,}1P_{\text{ном}};\ Q_{\min} \le Q_{\text{ТЭС}};$$

$$Q_{\text{ТЭС}} \le Q_{\max};\ S_{\text{ТЭС}} \le S_{\max};$$

б) технологические ограничения по передаче мощности от ТЭС к ЭС и к нагрузкам:

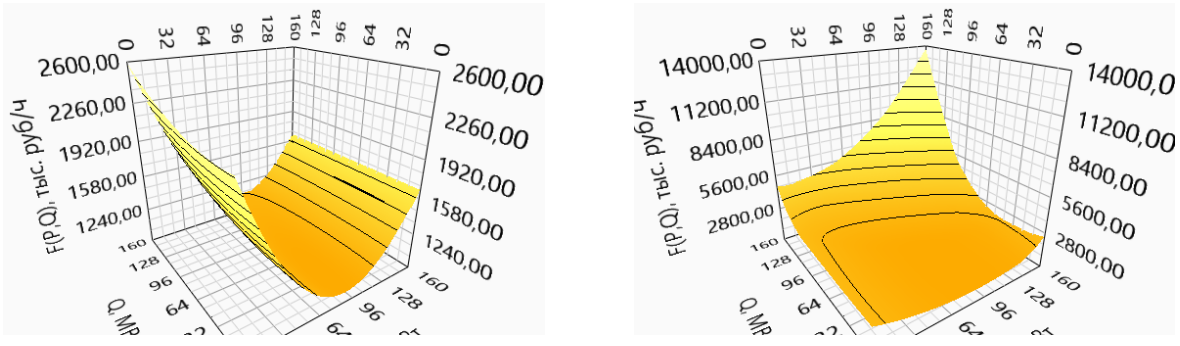
$$U_{\min} \le U \le U_{\max};\ I_{\text{ЛЭП-1}} \le I_{\text{доп}};\ I_{\text{ЛЭП-2}} \le I_{\text{доп}};$$

в) ограничения оптового рынка на минимальную выработку ТЭС и на максимальный отбор мощности из ЭС:

$$P_{\text{ТЭС}} \ge P_{\text{ТЭСmin}};\ P_{\text{ЭС}} \le P_{\text{ЭСmax}}.$$

На рис. 4 демонстрируются изображения целевой функции, построенные в форме объемной криволинейной поверхности в двух вариантах. Вариант функции без учета технологических ограничений и вариант, когда на функцию наложены технологические ограничения – ограничение по выработке предельной мощности генераторами электростанции и ограничение на максимально допустимый ток передачи по линиям по условию их нагрева в режиме, когда одна из цепей отключена.

По завершении второго этапа расчетов из сравнения экономических показателей работы ТЭС в первом и во втором режиме оценивается величина экономии средств от оптимизации. При этом в модели показываются параметры оптимального режима, показатели и график целевой функции с траекторией оптимизации по выбранному методу.



a) b)

Рис. 4. Объемная визуализация целевой функции в модели «PowerStation – ComplexOptimization» без учета (a) и с учетом накладываемых ограничений (b)
Fig. 4. Three-dimensional visualization of the objective function in the "PowerStation – ComplexOptimization" model without (a) and with (b) imposed constraints

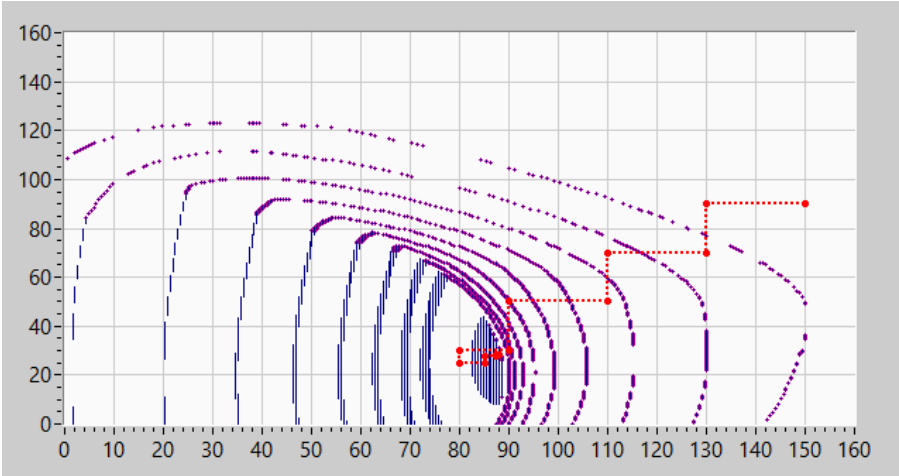


Рис. 5. Поиск оптимального режима в системе *P*, *Q*-координат методом покоординатного спуска (по горизонтали $P_{ТЭС}$, МВт; по вертикали $Q_{ТЭС}$, МВар)
Fig. 5. Search for the optimal operating mode in the *P*-*Q* coordinate system using the coordinate descent method (horizontal axis: P_{TPP}, MW; vertical axis: Q_{TPP}, Mvar)

Методы оптимизации и визуализация поиска

К ключевым особенностям модели следует отнести возможность выбора метода оптимизации и анализа траектории поиска оптимального решения. Для этого в модели реализован выбор метода оптимизации, а также выполнена визуализация поверхности целевой функции и траектории поиска оптимума с учетом накладываемых ограничений.

Поисковые методы в модели построены на принципе выбора направлений, в основе поиска положено общее для всех методов итерационное уравнение [8–10]:

$$\mathbf{X}^{k+1} = \mathbf{X}^{k} + h_k \cdot \mathbf{S}\left(\mathbf{X}^{k}, \mathbf{X}^{k-1}, \ldots, \mathbf{X}^{k-n}\right), \qquad (9)$$

где $\mathbf{S}\left(\mathbf{X}^{k}, \mathbf{X}^{k-1}, \ldots, \mathbf{X}^{k-n}\right)$ – вектор направления перемещения из точки текущего положения $\mathbf{X}^{k}$; n – число предшествующих точек траектории, учитываемых при выборе направления; k – счетчик итераций; h_k – шаг перемещения.

В соответствии с выражением (9) в модели реализованы девять методов оптимизации, традиционно относящихся к методам нулевого, первого и второго порядков: метод покоординатного спуска, метод случайного поиска, метод деформируемого многогранника, градиентный метод, метод Ньютона, метод Левенберга – Марквардта, метод сопряженных градиентов и др.

Независимо от выбранного метода в модели предусмотрена возможность расчета как с фиксированным h_0, так и с переменным шагом h_k на каждой итерации. Для этого на каждой итерации решается задача одномерной оптимизации из условия $F\left(\mathbf{X}^{k}, h_k\right) \to \min$.

За основной критерий окончания итерационных вычислений в модели принято условие $h_k \le \varepsilon$. При этом у методов, оперирующих производными и градиентом целевой функции $\nabla F(\mathbf{X}^{k})$, проверяется дополнительное условие:

$$\left\|\nabla F(\mathbf{X}^{k})\right\| \le \varepsilon, \qquad (10)$$

где $\left\|\nabla F(\mathbf{X}^{k})\right\| = \sqrt{\sum\left(\partial F(\mathbf{X}^{k})/\partial x^{(k)}\right)^2}$ – норма вектора; ε – максимально допустимая погрешность, задаваемая до начала расчетов.

На рис. 5 демонстрируются график поверхности целевой функции, построенный в форме изолиний в системе *P*, *Q*-координат, и нанесенная на него возможная траектория оптимизации.

Оптимизация выполнена методом покоординатного спуска в условиях наложения на целевую функцию системы жестких ограничений. В качестве одного из них задано ограничение на пропускную способность линии на уровне 80 % от допустимого тока по нагреву. На графике это привело к смещению точки оптимума на границу пересечения сопряженных поверхностей и внесло некоторую неопределенность в траекторию оптимизации. Начало траектории – это точка с координатами {150; 90}, координаты последней точки – {88,2; 28,2}, при этом итоговая погрешность оптимизации составила 0,01 МВА.

Выводы

Предложенная оптимизационная модель распределения активной и реактивной мощностей хотя и не предназначена для прямого применения в крупных энергосистемах с централизованным управлением, является технически целесообразным инструментом для внутристанционной и внутрихолдинговой оптимизации режимов генерации. Учет топливных затрат, электрических потерь и тарифных сигналов позволяет анализировать влияние вариантов загрузки ТЭС на совокупные

издержки и рационально распределять мощности между источниками и сетью.

Программная реализация модели с учетом технологических ограничений и рыночных факторов может использоваться как в учебном процессе, так и при решении практических задач: внутристанционной оптимизации режимов ТЭС, оценке технико-экономической эффективности распределения активной и реактивной мощностей, обосновании параметров и принципов регулирования, направленных на снижение потерь и повышение эффективности использования сетевой инфраструктуры.

Список литературы

1. Электрические системы: автоматизированные системы управления режимами энергосистем / В.А. Богданов, В.А. Веников, Я.Н. Лугинский, Г.А. Черня; под ред. В.А. Веникова. М.: Высш. шк., 1979. 448 с.

2. Веников В.А., Журавлев В.Г., Филиппова Т.А. Оптимизация режимов электростанций и энергосистем: учеб. М.: Энергоатомиздат, 1990. 349 с.

3. Арзамасцев Д.А., Бартоломей П.И., Холян А.М. АСУ и оптимизация режимов энергосистем: учеб. пособие для электроэнерг. спец. втузов / под ред. Д.А. Арзамасцева. М.: Высш. шк., 1983. 208 с.

4. Булатов Б.Г. АСУ и оптимизация режимов энергосистем: учеб. пособие к лаб. работам. Челябинск: Изд-во ЮУрГУ, 2000. 68 с.

5. Булатов Б.Г. Оптимизация управления режимами энергосистем // Вестник ЮУрГУ. Серия «Энергетика». 2004. № 1 (30), вып. 4. С. 9–12.

6. Варганова А.В., Джагаров Н.Ф. Комплексная оптимизация режимов работы промышленных тепловых электростанций // Электротехнические системы и комплексы. 2020. № 4 (49). С. 11–16. DOI: 10.18503/2311-8318-2020-4(49)-11-16

7. Свидетельство о государственной регистрации программы для ЭВМ № 2023664483 РФ. Виртуальная модель «PowerStation – ComplexOptimization» / К.Е. Горшков. Заявл. 26.06.2023; зарег. 05.07.2023; опубл. 05.07.2023, Бюл. Роспатента RU ПрЭВМ № 7.

8. Моисеев Н.Н., Иванилов Ю.П., Столярова Е.М. Методы оптимизации / М.: Наука, 1978. 352 с.

9. Тарасик В.П. Математическое моделирование технических систем: учеб. Минск: Новое знание, 2013. 584 с.

10. Павлюков В.С. Модели и алгоритмы решения задач электроэнергетики: учеб. пособие. Челябинск: Издат. центр ЮУрГУ, 2013. 68 с.

References

1. Bogdanov V.A., Venikov V.A., Luginskiy Ya.N., Chernya G.A. *Elektricheskie sistemy: avtomatizirovannye sistemy upravleniya rezhimami energosistem* [Electric power systems: automated control systems for power system operating conditions]. Moscow: Vysshaya shkola,1979. 448 p. (In Russ.)

2. Venikov V.A., Zhuravlev V.G., Filippova T.A. *Optimizatsiya rezhimov elektrostantsiy i energosistem: ucheb.* [Optimization of operating modes of power plants and power systems: textbook]. Moscow: Energoatomizdat, 1990. 349 p. (In Russ.)

3. Arzamastsev D.A., Bartolomey P.I., Kholyan A.M. *ASU i optimizatsiya rezhimov energosistem: ucheb. posobie dlya elektroenerg. spets. vtuzov* [Automatic control systems and optimization of power system operating modes: textbook for electrical power engineering students]. Moscow: Vysshaya shkola, 1983. 208 p. (In Russ.)

4. Bulatov B.G. *ASU i optimizatsiya rezhimov energosistem: ucheb. posobie k lab. rabotam* [Automatic control systems and optimization of power system operating modes: laboratory course manual]. Chelyabinsk: South Ural St. Univ. Publ., 2000. 68 p. (In Russ.)

5. Bulatov B.G. [Optimization of power system operating control]. *Bulletin of the South Ural State University. Ser. Power Engineering*. 2004;1(4):9–12. (In Russ.)

6. Varganova A.V., Djagarov N.F. Integrated optimization of industrial thermal power plants conditions. *Electrotechnical Systems and Complexes*. 2020;4(49):11–16. (In Russ.) DOI: 10.18503/2311-8318-2020-4(49)-11-16

7. Gorshkov K.E. [Virtual model “PowerStation – ComplexOptimization”]. Certificate of State Registration of a Computer Program No. 2023664483 Russian Federation; decl. 26 June 2023; regist. 5 July 2023; publ. 5 July 2023, Rospatent Bulletin RU PrEVM No. 7. (In Russ.)

8. Moiseev N.N., Ivanilov Yu.P., Stolyarova E.M. *Metody optimizatsii* [Optimization methods]. Moscow: Nauka, 1978. 352 p. (In Russ.)

9. Tarasik V.P. *Matematicheskoe modelirovanie tekhnicheskikh sistem: ucheb.* [Mathematical modeling of technical systems: textbook]. Minsk: Novoe znanie, 2013. 584 p. (In Russ.)

10. Pavlyukov V.S. *Modeli i algoritmy resheniya zadach elektroenergetiki: ucheb. posobie* [Models and algorithms for solving problems of electric power engineering: textbook]. Chelyabinsk: South Ural St. Univ. Publ., 2013. 68 p. (In Russ.)

Информация об авторах

Горшков Константин Евгеньевич, канд. техн. наук, доц. кафедры электрических станций, сетей и систем электроснабжения, Южно-Уральский государственный университет, Челябинск, Россия; gorshkovke@susu.ru.

Титов Иван Петрович, старший преподаватель кафедры электрических станций, сетей и систем электроснабжения, Южно-Уральский государственный университет, Челябинск, Россия; titovip@susu.ru.

Нестеров Александр Сергеевич, канд. техн. наук, доц. кафедры электропривода, мехатроники и электромеханики, Южно-Уральский государственный университет, Челябинск; nesterovas@susu.ru.

Information about the authors

Konstantin E. Gorshkov, Cand. Sci. (Eng.), Ass. Prof. of the Department of Power Plants, Networks and Power Supply Systems, South Ural State University, Chelyabinsk, Russia; gorshkovke@susu.ru.

Ivan P. Titov, Senior Lecturer of the Department of Power Plants, Networks and Power Supply Systems, South Ural State University, Chelyabinsk, Russia; titovip@susu.ru.

Aleksandr S. Nesterov, Cand. Sci. (Eng.), Ass. Prof. of the Department of Electric Drive, Mechatronics and Electromechanics, South Ural State University, Chelyabinsk, Russia; nesterovas@susu.ru.

Статья поступила в редакцию 02.02.2026; одобрена после рецензирования 20.03.2026; принята к публикации 20.03.2026.

The article was submitted 02.02.2026; approved after review 20.03.2026; accepted for publication 20.03.2026.