
УДК 621.311:697.34

МЕТОДЫ И МОДЕЛИ ОПТИМАЛЬНОГО УПРАВЛЕНИЯ ТЕПЛОСНАБЖАЮЩИМИ СИСТЕМАМИ С АКТИВНЫМИ ПОТРЕБИТЕЛЯМИ ТЕПЛОВОЙ ЭНЕРГИИ

© 2021 г. В. А. Стенников¹, И. В. Постников^{1, *}, А. В. Пеньковский¹

¹Институт систем энергетики им. Л.А. Мелентьева СО РАН, Иркутск, Россия

*e-mail: penkoffsky@isem.irk.ru

Поступила в редакцию 09.03.2021 г.

После доработки 23.04.2021 г.

Принята к публикации 26.04.2021 г.

Работа посвящена решению ключевых методических задач функционирования локальных источников тепловой энергии активных потребителей в составе теплоснабжающих систем, касающихся оптимизации совместных режимов работы централизованных и локальных источников и обеспечения надежности и качества теплоснабжения потребителей на протяжении всего отопительного периода. Первая задача формулируется как поиск максимального экономического функционала, разделенного на две составляющие — затраты активного потребителя, включая эксплуатацию своего источника, и прибыль централизованного источника тепловой энергии. В качестве математического аппарата для решения этой задачи используются методы двухуровневого программирования (bi-level programming). Вторая проблема заключается в выборе оптимальной структуры функционального и элементного резерва в теплоснабжающей системе, включая локальные тепловые источники активных потребителей с учетом их возможности по обеспечению резерва мощности и времени при отказах в централизованной системе теплоснабжения. Предлагаются методы и модели для решения этой задачи, основанные на теории марковских случайных процессов и теории гидравлических цепей. Представлены результаты практических исследований, полученные с использованием разработанного методического аппарата. Показан возможный экономический эффект участия активного потребителя в совместной работе с централизованной системой теплоснабжения.

Ключевые слова: теплоснабжающая система, активный потребитель, оптимальное управление, двухуровневое программирование, обеспечение надежности, узловые показатели надежности

DOI: 10.31857/S0002331021030092

ВВЕДЕНИЕ

Интенсивное развитие энергетических и информационных технологий существенно повлияло на теорию построения энергосистем, ключевыми принципами которой стали интеграция разнотипных генераторов, интеллектуализация (способность системы на основе прогноза и анализа вырабатывать и реализовывать решения в сочетании с самообучаемостью) и усиление роли потребителя в энергоснабжении.

Последний принцип реализуется в рамках концепции активного потребителя (АП), функции которого заключаются в регулировании и оптимизации графика своего потребления с целью повышения эффективности и надежности как самого потребителя, так и всей энергосистемы. АП имеет свои источники и аккумуляторы энергии, кото-

рые позволяют на основании баланса потребностей и возможностей изменять объем и свойства (уровень надежности, потерь, качества и др.) получаемой энергии из системы.

Теоретические и практические исследования по тематике АП (в англоязычной литературе – prosumer) проводятся в основном зарубежными авторами. Среди этих исследований можно выделить работы [1–7], в которых рассматриваются различные аспекты функционирования, управления режимами АП в составе систем электроснабжения. В работах [8–10] рассматриваются некоторые вопросы работы АП в системах централизованного теплоснабжения. В целом, на основе анализа публикаций по тематике АП, которая является частью более общей теории создания интеллектуальных и интегрированных энергосистем (Smart Grid), можно заключить, что почти все эти исследования касаются электроэнергетических систем. Вместе с тем эти технологии не менее актуальны для теплоснабжающих систем (ТСС), которые являются крупнейшими потребителями топлива, особенно в России, где на цели теплоснабжения расходуется более 45% от общего расхода органического топлива.

Одной из основных целей включения АП (далее имеется в виду активный потребитель тепловой энергии) в состав ТСС является повышение эффективности и экономичности функционирования ТСС за счет управления оптимальным распределением загрузки между централизованными источниками тепловой энергии (ИТ) и источниками АП. Кроме того, создание в системе АП со своими ИТ обеспечивает дополнительный резерв мощности и времени, что позволяет сократить нагрузку на централизованные ИТ и повысить тем самым качество и надежность теплоснабжения как самих потребителей, так и функционирования системы в целом.

В настоящей работе предлагаются методы решения этих двух ключевых задач, возникающих при функционировании ТСС с участием АП: 1) управление совместными режимами функционирования ИТ ТСС и ИТ АП; 2) обеспечение надежности ТСС с учетом функций АП. Постановка первой задачи состоит в распределении тепловой нагрузки между системными централизованными источниками тепловой энергии (ИТ) и локальными ИТ, принадлежащими АП, в соответствии с некоторыми критериями их экономической эффективности при обеспечении требуемых параметров функционирования системы. Для решения этой задачи предлагается двухуровневый подход, в рамках которого реализуется алгоритм поиска параметров системы, которым соответствует равновесное решение, удовлетворяющее взаимодействующим субъектам системы (ИТ ТСС и ИТ АП). Вторая задача заключается в определении такой структуры (распределения по системе) значений параметров надежности элементов ТСС (интенсивностей отказа и восстановления), которая обеспечивает требуемый уровень надежности теплоснабжения потребителей, в том числе и АП с учетом их дополнительного резерва, при минимальных затратах на достижение этих параметров в диапазоне их допустимых значений. Для решения этой задачи предлагается методика, основанная на использовании узловых показателей надежности (ПН), методов теорий гидравлических цепей и марковских процессов, теплофизических моделей процессов теплопередачи и некоторых общих закономерностей теплофикации. Последовательность решения поставленных задач следующая: на первом этапе определяются загрузки ИТ (как системных, так и АП) в различных режимах в течение расчетного периода, а на втором, с учетом полученной структуры распределения мощностей, определяются оптимальные параметры надежности элементов системы, необходимые для обеспечения требуемого уровня надежности теплоснабжения потребителей. Далее подробно рассмотрены математические формализации, предлагаемые для решения поставленных в работе задач.

ДВУХУРОВНЕВАЯ МОДЕЛЬ УПРАВЛЕНИЯ ТСС С УЧАСТИЕМ АП

При введении в состав ТСС АП со своими ИТ изменяется организационная модель функционирования системы. В этих условиях появляется необходимость рассматри-

вать задачу управления на двух уровнях — как с позиции централизованных ИТ, так и с позиции АП со своей генерацией.

Математическое решение задачи управления ТСС с участием АП осуществляется на основе методов двухуровневого программирования (bi-level programming) [11–13].

Структура управления ТСС с участием АП, основанная на иерархическом двухуровневом подходе, состоит в следующем. На первом уровне решается задача минимизации затрат АП, представляющая собой сумму затрат на покупку тепловой энергии из системы и затрат собственных ИТ на производство тепловой энергии. Второй уровень управления соответствует системе, для которой ставится задача максимизации прибыли, определяемой как выручка от продажи тепловой энергии, произведенной на централизованных ИТ, за вычетом затрат на ее производство.

Взаимодействие ТСС и АП происходит по следующей схеме:

1. АП передает в систему запрос на необходимое ему количество тепловой энергии.
2. Система передает ценовое предложение, полученное в соответствии со своей целью максимизации прибыли.
3. АП выбирает оптимальное распределение долей нагрузки для их покрытия из системы и собственными ИТ в соответствии со своей целью минимизации затрат и вновь передает запрос по нагрузке.

В результате такого цикла определяется равновесие, удовлетворяющее обоим субъектам взаимодействия.

Двухуровневая оптимизационная модель управления ТСС с участием АП формулируется следующим образом:

1. Целевые функции:

$$F_{\text{obj}}^{(1)} = \sum_{j \in J} \sum_{\tau \in T} (c_{j\tau}^h q_{j\tau}^{\text{sys}} + \alpha_j q_{j\tau}^2 + \beta_j q_{j\tau} + \gamma_j) \rightarrow \min, \quad (1)$$

$$F_{\text{obj}}^{(2)} = \sum_{j \in J} \sum_{\tau \in T} c_{j\tau}^h q_{j\tau}^{\text{sys}} - \sum_{i \in I} \sum_{\tau \in T} (\alpha_i q_{i\tau}^2 + \beta_i q_{i\tau} + \gamma_i) \rightarrow \max. \quad (2)$$

2. График нагрузки потребителя:

$$q_{oj\tau} = q_{oj} [1 - (1 - \omega_j)(\tau/\tau_o)^{\sigma_j}], \quad j \in J, \quad \tau \in T. \quad (3)$$

3. Модель потокораспределения в ТСС:

$$Ax_{\tau} = q_{\tau}, \quad \tau \in T, \quad (4)$$

$$\bar{A}^T p_{\tau} = h_{\tau} - H_{\tau}, \quad \tau \in T, \quad (5)$$

$$SX_{\tau} x_{\tau} = h_{\tau}, \quad \tau \in T. \quad (6)$$

4. Балансы потоков тепловой энергии:

$$\sum_{i \in I} q_{i\tau} - \sum_{j \in J} q_{oj\tau} = 0, \quad \tau \in T, \quad (7)$$

$$q_{oj\tau} = q_{j\tau}^{\text{sys}} + q_{j\tau}, \quad j \in J, \quad \tau \in T. \quad (8)$$

5. Ограничения на переменные и параметры:

$$q_{oj\tau} > 0, \quad q_{j\tau}^{\text{sys}} \geq 0, \quad c_{j\tau}^h > 0, \quad j \in J, \quad \tau \in T, \quad (9)$$

$$0 \leq q_{j\tau} \leq q_{j\text{max}}, \quad j \in J, \quad \tau \in T, \quad (10)$$

$$q_{i\text{min}} \leq q_{i\tau} \leq q_{i\text{max}}, \quad i \in I, \quad \tau \in T, \quad (11)$$

$$p_{j\text{min}} \leq p_{j\tau} \leq p_{j\text{max}}, \quad j \in J, \quad \tau \in T. \quad (12)$$

Здесь j – потребитель тепловой энергии; J – множество потребителей тепловой энергии (включая АП); i – централизованный ИТ; I – множество централизованных ИТ; τ – момент времени, соответствующий количеству часов с заданной нагрузкой потребителей, ч (необходимо уточнить, что величина τ является условным моментом времени, который соответствует интервалу времени в часах, в течение которого действует тепловая нагрузка заданного уровня); τ_0 – момент времени, соответствующий полному (суммарному) количеству часов расчетного периода (как правило, отопительного периода или года), ч; T – множество моментов времени, соответствующих количеству часов с заданной нагрузкой; $F_{\text{obj}}^{(1)}$ – целевая функция первого уровня (потребитель), руб.; $F_{\text{obj}}^{(2)}$ – целевая функция второго уровня (система), руб.; $c_{j\tau}^h$ – цена на тепловую энергию для потребителя j в момент времени τ , руб./ГДж; $q_{j\tau}^{\text{sys}}$ – часть тепловой нагрузки потребителя j , покрываемая из системы (централизованными ИТ) в момент времени τ , ГДж/ч; $q_{j\tau}$ – часть тепловой нагрузки потребителя j , покрываемая собственными ИТ (только для АП) в момент времени τ , ГДж/ч; $\alpha_j, \beta_j, \gamma_j$ – коэффициенты функции затрат собственного ИТ АП j ; $q_{i\tau}$ – производительность i -го централизованного ИТ в момент τ , ГДж/ч; $\alpha_i, \beta_i, \gamma_i$ – коэффициенты функции затрат i -го централизованного ИТ; $q_{0j}, q_{0j\tau}$ – расчетная (максимальная) и соответствующая моменту времени τ тепловая нагрузка потребителя j , ГДж/ч; ω_j, σ_j – коэффициенты неравномерности графика тепловой нагрузки потребителя j ; A – матрица соединений линейно независимых узлов тепловой сети (ТС); \bar{A}^T – полная транспонированная матрица соединений узлов и ветвей ТС; x_τ – вектор расходов теплоносителя на ветвях ТС в момент τ , т/ч; q_τ – вектор расходов в узлах сети в момент времени τ , т/ч; p_τ – вектор узловых давлений тепловой сети в момент времени τ , мм в.ст.; h_τ – вектор потерь напоров на ветвях сети в момент времени τ , мм в.ст.; N_τ – вектор действующих напоров на источниках в момент времени τ , мм в.ст.; S, X_τ – диагональные матрицы коэффициентов гидравлических сопротивлений ветвей, м/(ч² т²), и абсолютных значений расходов на них, т/ч, в момент времени τ ; $q_{i\min}, q_{i\max}$ – минимальное и максимальное значения производительности i -го централизованного ИТ, ГДж/ч; $q_{j\max}$ – максимальное значение производительности собственного ИТ потребителя j (для АП), ГДж/ч; $p_{j\min}, p_{j\max}$ – минимальное и максимальное значения давления теплоносителя в узлах-потребителях j , мм в.ст.

Искомые параметрами в функциях (1)–(2) являются величины $q_{j\tau}^{\text{sys}}, q_{j\tau}, q_{i\tau}$, а также цены $c_{j\tau}^h$, определяемые равновесным решением для системы и потребителя. С помощью формулы (3) задается нагрузка потребителя в каждый расчетный момент времени на основе формулы Россандера [14]. Система уравнений (4)–(6) представляет собой модель потокораспределения, записанную в матричной узловой форме согласно теории гидравлических цепей (ТГЦ) [15]. Части выражений в (1) и (2), описывающие затраты на производство тепловой энергии на ИТ, представлены в виде квадратичных зависимостей, которые выводятся на основе аппроксимации фактических данных по отпуску тепловой энергии и соответствующих ему затрат ИТ на органическом топливе методом наименьших квадратов.

Представленная задача (1)–(12) с помощью методов, представленных в [16–18], может быть преобразована к следующему виду:

Найти:

$$F_{\text{obj}}^{(1)} = c_{i\tau}^h q_{i\tau} + \sum_{j \in J_i} (\alpha_j q_{j\tau}^2 + \beta_j q_{j\tau} + \gamma_j) \rightarrow \min, \quad i \in I, \quad \tau \in T, \quad (13)$$

при условиях:

$$q_{i\tau} = (c_{i\tau}^h - \beta_i) / 2\alpha_i, \quad i \in I, \quad \tau \in T, \quad (14)$$

$$q_{oj\tau} = q_{oj}[1 - (1 - \omega_j)(\tau/\tau_0)^{\sigma_j}], \quad j \in J, \quad \tau \in T, \quad (15)$$

$$Ax_\tau = q_\tau, \quad \tau \in T, \quad (16)$$

$$\bar{A}^\tau p_\tau = h_\tau - H_\tau, \quad \tau \in T, \quad (17)$$

$$SX_\tau x_\tau = h_\tau, \quad \tau \in T, \quad (18)$$

$$\sum_{i \in I} q_{i\tau} - \sum_{j \in J} q_{oj\tau} = 0, \quad \tau \in T, \quad (19)$$

и ограничениях:

$$q_{oj\tau} > 0, \quad c_{i\tau}^h > 0, \quad j \in J, \quad i \in I, \quad \tau \in T, \quad (20)$$

$$0 \leq q_{j\tau} \leq q_{j\max}, \quad j \in J, \quad \tau \in T, \quad (21)$$

$$q_{i\min} \leq q_{i\tau} \leq q_{i\max}, \quad i \in I, \quad \tau \in T, \quad (22)$$

$$p_{j\min} \leq p_{j\tau} \leq p_{j\max}, \quad j \in J, \quad \tau \in T. \quad (23)$$

Здесь $F_{\text{obj}\tau}^{(1)}$ – целевая функция первого уровня, определяемая в момент времени τ , руб./ч; $c_{i\tau}^h$ – цена на тепловую энергию, производимую на i -м централизованном ИТ в момент времени τ , руб./ГДж. Выражение (14) получено в результате дифференцирования функции (2) и в качестве решения принята точка ее экстремума.

Таким образом, после преобразований задача управления ТСС с участием АП вида (13)–(23) представляет собой, в отличие от первоначальной формы, традиционную задачу математического программирования.

Решение сформулированной задачи базируется на основе метода покоординатной релаксации (метод наискорейшего спуска) с использованием внутри цикла простой итерации при сведении задачи многомерной оптимизации к одномерной с пошаговой процедурой улучшения решений по объемам производства тепла всеми источниками тепла.

МАТЕМАТИЧЕСКАЯ ФОРМАЛИЗАЦИЯ ЗАДАЧИ ОБЕСПЕЧЕНИЯ НАДЕЖНОСТИ ТСС С УЧЕТОМ ФУНКЦИЙ АП

Решение поставленной проблемы основано на понятии интегрального параметра надежности элементов системы. Под интегральным параметром надежности элементов понимается интенсивность их отказа или восстановления, имеющая усредненное для этих элементов значение, при котором обеспечивается требуемый уровень ПН.

Итак, математическая формулировка оптимизации надежности ТСС с учетом функций АП представляется следующим образом:

Найти:

$$F_{\text{obj}} = \sum_{n \in N} f_{n\lambda}(\lambda_n) + \sum_{n \in N} f_{n\mu}(\mu_n) \rightarrow \min, \quad (24)$$

при следующих условиях и ограничениях:

$$\bar{\lambda}_j = \frac{\ln(1/R_{oj})}{\tau_0} \left([1 - N_s(1 - K_{oj})] \sum_{s \in E} M_s^{\sigma_j} \right)^{-1} \sum_{s \in E} L_s^{\sigma_j}, \quad (25)$$

$$M_s = \left(\frac{1 - \bar{q}_{sj} + \varphi_j t_{sj} / q_{oj}}{1 - \omega_j} \right) - \left(\frac{\varphi_j (C_1 - C_2 \exp B_j)}{C_3 q_{oj} (1 - \exp B_j) (1 - \omega_j)} \right), \quad s \in E, \quad (26)$$

$$L_s = \left(\frac{1 - 1/q_{oj}}{1 - \omega_j} \right) \times \left(q_{sj} + \varphi_j t_{sj} - \varphi_j \frac{C_1 - C_2 \exp B_j}{C_3 (1 - \exp B_j)} \right), \quad s \in E, \quad (27)$$

$$C_1 = t_{oj} (1 - \bar{q}_{sj}), \quad C_2 = t_{j \min} - t_{oj} \bar{q}_{sj}, \quad C_3 = 1 - \bar{q}_{sj}, \quad (28)$$

$$\bar{q}_{sj} = q_{oj} / (q_{sj}^{\text{sys}} + q_{sj}'), \quad s \in E, \quad j \in J, \quad (29)$$

$$B_j = 1 / [(\varepsilon_j + \Delta \varepsilon_j) \bar{\mu}_j], \quad j \in J, \quad (30)$$

$$\bar{\lambda}_j \sum_{s \in E} p_s = \sum_{n \in N} \sum_{s \in E(n)} \lambda_n p_s, \quad j \in J, \quad (31)$$

$$\bar{\mu}_j \sum_{s \in E} p_s = \sum_{n \in N} \sum_{s \in E(n)} \mu_n p_s, \quad j \in J, \quad (32)$$

$$p_s \left(\sum_{n \in N(s)} \lambda_n + \sum_{n \in N(s)} \mu_n \right) = \sum_{z \in E(s)} \left(\sum_{n \in N(z)} p_z \lambda_n + \sum_{n \in N(z)} p_z \mu_n \right), \quad s \in E, \quad (33)$$

$$A x_s = q_s, \quad s \in S, \quad (34)$$

$$\bar{A}_s^T p_s = h_s - H_s, \quad s \in S, \quad (35)$$

$$S X_s x_s = h_s, \quad s \in S, \quad (36)$$

$$\lambda_n^{\min} \leq \lambda_n \leq \lambda_n^{\max}, \quad n \in N, \quad (37)$$

$$\mu_n^{\min} \leq \mu_n \leq \mu_n^{\max}, \quad n \in N. \quad (38)$$

Здесь F_{obj} – целевая функция, руб.; $f_{n\lambda}(\lambda_n)$, $f_{n\mu}(\mu_n)$ – функции затрат на обеспечение параметров надежности элементов (интенсивностей их отказов и восстановления) соответственно, руб.; R_{oj} и K_{oj} – нормативные (требуемые) узловые ПН [19] – вероятность безотказной работы и коэффициент готовности соответственно; $\bar{\lambda}_j$ и $\bar{\mu}_j$ – интегральные интенсивности отказа и восстановления для потребителя j соответственно, 1/ч; τ_o – момент времени, соответствующий полному количеству часов отопительного периода, ч; N_s – число состояний системы; s – номер состояния системы; E – множество состояний системы; ω_j, σ_j – коэффициенты неравномерности графика тепловой нагрузки потребителя j [14]; φ_j – коэффициент удельных теплопотерь для потребителя j , ГДж/(ч °С); t_{sj} – текущая (фактическая) температура внутреннего воздуха для потребителя j в состоянии s системы, °С; \bar{q}_{sj} – относительная подача тепловой энергии потребителю j в состоянии s системы, ГДж/ч; t_{oj} – расчетная температура внутреннего воздуха для потребителя j , °С; $t_{j \min}$ – минимально допустимая температура внутреннего воздуха для потребителя j , °С; q_{sj}^{sys} – часть тепловой нагрузки потребителя j , покрываемая из системы (централизованными ИТ) в состоянии s системы, ГДж/ч; q_{sj}' – производительность собственного ИТ АП j в состоянии s системы, ГДж/ч; ε_j – коэффициент тепловой аккумуляции потребителя j , ч [20]; $\Delta \varepsilon_j$ – дополнительный пассивный временной резерв АП, ч; $L_s, M_s, C_1, C_2, C_3, B_j$ – принятые сокращения выражений; p_s – вероятность состояния s системы; n – номер элемента систе-

мы; N – множество элементов системы; $E(n)$ – подмножество состояний системы, из которых возможен переход, связанный с отказом или восстановлением элемента n ; λ_n, μ_n – интенсивности отказа и восстановления элемента n , 1/ч; p_z – вероятность состояния z системы (разделение состояний на s и z необходимо для записи системы уравнений случайного процесса); $N(s)$ – подмножество элементов системы, отказ или восстановление которых соответствует непосредственному переходу системы из состояния s в какое-либо другое состояние s ; $N(z)$ – подмножество элементов системы, отказ или восстановление которых соответствует непосредственному переходу системы из состояния z в какое-либо другое состояние s ; $E(s)$ – подмножество состояний системы, из которых возможен непосредственный переход в состояние s ; A_s – матрица соединений линейно независимых узлов ТС при условиях аварийного состояния s системы (с учетом отказа какого-либо элемента); \bar{A}_s^T – полная транспонированная матрица соединений узлов и ветвей ТС при условиях аварийного состояния s системы; x_s – вектор расходов теплоносителя на ветвях сети при условиях аварийного состояния s системы, т/ч; q_s – вектор расходов в узлах сети при условиях аварийного состояния s системы, т/ч; p_s – вектор узловых давлений тепловой сети при условиях аварийного состояния s системы, мм в.ст.; h_s – вектор потерь напоров на ветвях сети при условиях аварийного состояния s системы, мм в.ст.; H_s – вектор действующих напоров на источниках при условиях аварийного состояния s системы, мм в.ст.; S, X_s – диагональные матрицы коэффициентов гидравлических сопротивлений ветвей, составленные из величин гидравлических сопротивлений ветвей и абсолютных значений расходов на них; $\lambda_n^{\min}, \lambda_n^{\max}$ – ограничения на технически возможные значения интенсивностей отказов элементов, 1/ч; $\mu_n^{\min}, \mu_n^{\max}$ – ограничения на технически возможные значения интенсивностей восстановления элементов, 1/ч.

Для получения зависимостей (25)–(27), определяющих связь между интегральными параметрами надежности элементов, использованы формулы для расчета узловых ПН ТСС [19], уравнение Россандера, определяющее годовой график тепловых нагрузок потребителей [14], а также некоторые базовые закономерности теплофикации теплообеспечения [20].

Математический метод решения сформулированной задачи определяется, главным образом, видом целевой функции F_{obj} (24), которая в соответствии с поставленной задачей выражается суммой функций затрат на обеспечение значений параметров надежности ее элементов (24). Определение типа и параметров этих функций представляет собой отдельную технико-экономическую задачу и осуществляется методами аппроксимации данных о стоимости работ по установке оборудования с различными характеристиками надежности, по его резервированию, по созданию аварийных и восстановительных служб (АВС) и прочих способов обеспечения надежности ТСС. Обычно эти функции представляются в виде степенных зависимостей. Показатель q'_{sj} в выражении (29) определяет резерв АП и может быть фиксированным и соответствовать расчетному (требуемому) значению производительности собственных ИТ АП, а может быть переменным и учитывать отказы их элементов, приводящие к снижению их производительности, при этом множество состояний системы необходимо дополнить соответствующими отказами. Выбор способа учета показателя q'_{sj} зависит от исходных характеристик надежности оборудования ИТ АП: если значения потока отказов для его оборудования значительно ниже, чем для системного оборудования ТСС, то отказы на ИТ АП можно не учитывать, а q'_{sj} принимать фиксированным в соответ-

ствии с требуемой их производительностью при заданном аварийном теплоснабжении потребителя.

Вероятности состояний системы определяются из решения уравнений марковского процесса (33), описывающего структуру событий в ТСС. Марковские модели являются обоснованным и универсальным аппаратом для оценки надежности восстанавливаемых систем. Обоснованность применения стационарной марковской модели, а также другие аспекты использования аппарата марковских случайных процессов в задачах надежности ТСС более подробно рассмотрены в работах [19, 21–24].

Послеаварийный гидравлический режим определяется установившимся после отключения аварийного элемента потокораспределением в ТС, расчет которого осуществляется методами ТГЦ [15] с помощью модели потокораспределения, представленной в узловой матричной форме (34)–(36). Моделирование аварийной ситуации в некотором состоянии s системы производится путем исключения из расчетной схемы элемента, отказ которого соответствует этому состоянию.

ВЫЧИСЛИТЕЛЬНЫЙ ЭКСПЕРИМЕНТ И АНАЛИЗ РЕЗУЛЬТАТОВ

Тестовая схема ТСС, представленная на рис. 1а, состоит из двух источников тепловой энергии (ИТ1, ИТ2), семи потребителей (узлы 1–7), один из которых является активным (АП6), и кольцевой ТС из 18 участков. Нагрузка АП6 составляет 400 ГДж/ч, при этом мощность собственного ИТ составляет 200 ГДж/ч. Укрупненные элементные схемы обоих централизованных ИТ идентичны и показаны на рис. 1б, 1в и состоят из следующих основных элементов (для ИТ1): котла 19, турбины 20, сетевых подогревателей 21 и 23 и сетевых насосов 22 и 24. Указанные номера элементов соответствуют ИТ1, для ИТ2 они назначены по порядку с 25 по 30.

Теплоснабжение АП6 осуществляется от ИТ1 согласно гидравлическому расчету системы, поэтому задача оптимального управления распределением загрузки источников решается на уровне взаимодействия этих субъектов. Согласно представленной в методической части работы модели управления поиск оптимального соотношения источников снабжения узла АП6 производится для каждого момента времени τ в рамках отопительного периода, принятого равным 6000 ч. Предполагается, что АП6 имеет собственный ИТ на органическом топливе, для которого задана квадратичная функция затрат с коэффициентами аппроксимации: $\alpha_j = 0.108$ руб./ $(\text{ГДж})^2$, $\beta_j = 131$ руб./ (ГДж) , $\gamma_j = 10240$ руб. Производственные затраты ИТ1 также описываются квадратичной функцией с коэффициентами аппроксимации: $\alpha_i = 0.077$ руб./ $(\text{ГДж})^2$, $\beta_i = 76$ руб./ (ГДж) , $\gamma_i = 12800$ руб.

В таблице 1 представлены результаты оптимальной загрузки источников в рассматриваемой схеме ТСС для АП6 в течение всего отопительного периода с шагом 1000 ч. Эти данные наглядно демонстрирует рис. 2а, где показан график тепловых нагрузок АП6 с выделением объемов тепловой энергии, производимой на ИТ1 и ИТ АП6. На рис. 2б показан график затрат на теплоснабжение АП6, рассчитанных как без участия, так и с участием собственного ИТ АП6 в его теплоснабжении.

Как видно из рис. 2а и табл. 1, собственный ИТ АП6 функционирует в пиковой части нагрузок потребителя, обеспечивая подачу тепловой энергии до 180.6 ГДж/ч в максимуме нагрузки потребителя. Далее его загрузка сокращается и к моменту, соответствующему 2000 ч, становится равной нулю. Суммарное потребление тепловой энергии АП6 за отопительный период составляет 1026.5 тыс. ГДж, из них от централизованного ИТ1 – 890.7 тыс. ГДж (86.8%), а от собственного ИТ – 135.9 тыс. ГДж (13.2%).

Экономический эффект от функционирования ИТ АП6 соответствует площади фигуры, ограниченной двумя графиками затрат на рис. 2б. Так, суммарные затраты за отопительный период без ИТ АП6 составляют 283.5 млн руб., а с его учетом – 262 млн руб.; та-

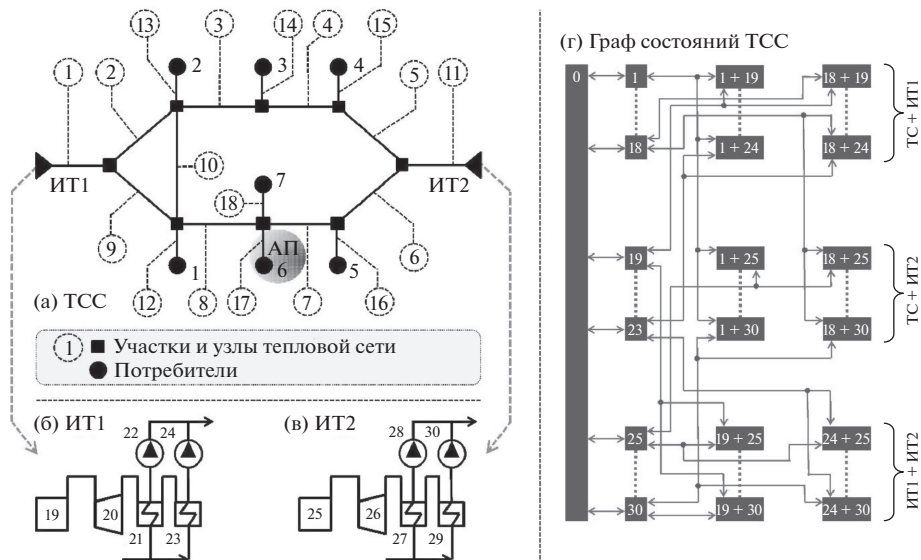


Рис. 1. Тестовый пример ТСС: (а) общая схема ТСС; (б) и (в) принципиальные схемы централизованных ИТ; (г) граф состояний системы и переходов между ними.

ким образом, экономический эффект от применения ИТ АП6 составил 21.6 млн руб. или 7.6%.

Моделирование случайного процесса функционирования ТСС осуществляется при условии, что поток событий в ТСС является простейшим, а формирование множества состояний ограничено учетом совместного отказа не более двух элементов из разных подсистем ТСС (ТС, ИТ1 и ИТ2). Ориентированный граф, отражающий структуру состояний ТСС и переходов между ними, в сокращенном виде изображен на рис. 1г. Номера состояний на графе соответствуют отказавшим элементам в соответствии со схемами на рис. 1а, рис. 1б и рис. 1в. Вероятности этих состояний определяются из решения системы из 283 уравнений марковского процесса вида (33).

Таблица 1. Результаты оптимального распределения источников покрытия тепловой нагрузки АП6 в течение отопительного периода

Показатели	Число часов отопительного периода, ч						
	1	1000	2000	3000	4000	5000	6000
Нагрузка потребителя АП6, ГДж/ч	400	244.3	189.9	150	117.4	89.4	64.4
Загрузка ИТ1, ГДж/ч	219.4	187	187	150	117.4	89.4	64.4
Загрузка ИТ АП6, ГДж/ч	180.6	57.3	2.9	0	0	0	0
Затраты на теплоснабжение АП6 без учета собственного ИТ, тыс. руб./ч	152.9	71.1	49.2	35.4	25.5	17.9	12
Затраты на теплоснабжение АП6 с учетом собственного ИТ, тыс. руб./ч	116.3	63.9	48.9	0	0	0	0
Экономия затрат от использования ИТ АП6, тыс. руб./ч	36.6	7.2	0.3	0	0	0	0

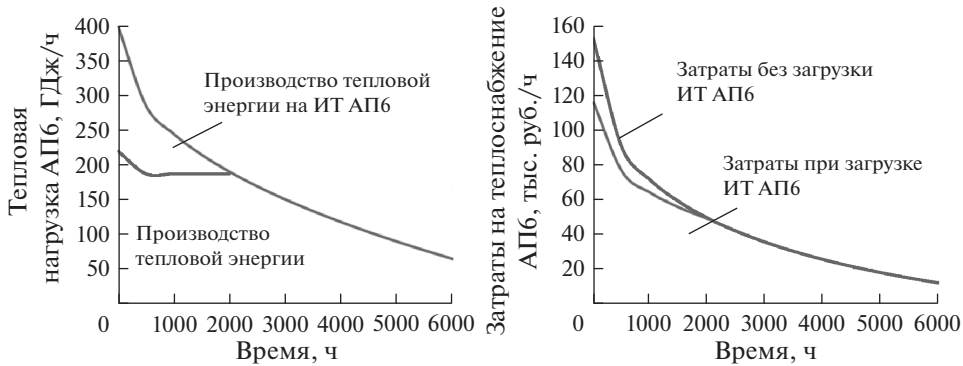


Рис. 2. Результат решения задачи управления для тестовой схемы ТСС с участием АП: (а) оптимальная нагрузка ИТ АП6 и ИТ1 в течение отопительного периода; (б) график затрат на производство тепловой энергии для АП6.

Оптимизация параметров надежности ТСС производится при выполнении следующих нормативных значений узловых ПН [19]: $K_{oj} = 0.97$ и $R_{oj} = 0.905$. Диапазоны возможных значений оптимизируемых параметров надежности элементов ТСС заданы следующими: интенсивность отказа 0.0002–0.0025 1/ч; интенсивность восстановления 0.007–0.09 1/ч. Степенные функции затрат на повышение надежности элементов ТСС, формирующие целевую функцию (24), получены на основе аппроксимации справочных данных по составу и удельной стоимости резервных элементов ТСС, формированию и содержанию АВС различного состава [19, 21].

На рисунке 3 представлен результат поиска оптимального соотношения интегральных параметров надежности элементов ТСС (график 1), соответствующих минимальным затратам на обеспечение надежности по системе при выполнении требуемых ПН. Графики 2 и 3 отражают изменение затрат на обеспечение требуемого уровня надежности теплоснабжения без учета и с учетом функционирования ИТ АП6 соответственно. Полученное решение для рассматриваемой схемы ТСС (точка А) соответствует следующим значениям интегральных параметров надежности: интенсивность отказа – 0.0012 1/ч, интенсивность восстановления – 0.048 1/ч. По элементам системы интегральные параметры распределены согласно уравнениям (31) и (32) в следующем диапазоне значений: интенсивность отказа 0.0004–0.0016 1/ч; интенсивность восстановления 0.025–0.07 1/ч. При этом затраты на обеспечение надежности составляют 35.4 млн руб. без участия ИТ АП6 и 33.7 млн руб. с его участием. Экономический эффект от применения одного АП6 в рассматриваемой системе составляет 1.6 млн руб. или 4.5%.

ЗАКЛЮЧЕНИЕ

Актуальность исследований на тему активного потребителя тепловой энергии обусловлена объективными проблемами в теплоснабжении, связанными с низкой экономичностью действующих систем, недостаточным качеством и надежностью теплоснабжения потребителей особенно в условиях технологического развития и роста нагрузок.

В работе сформулированы две методические задачи, касающиеся функционирования АП в составе ТСС. Первая задача связана с управлением режимами АП в ТСС и заключается в экономически выгодном распределении источников покрытия нагрузки потребителя как за счет системных централизованных ИТ, так и собственных

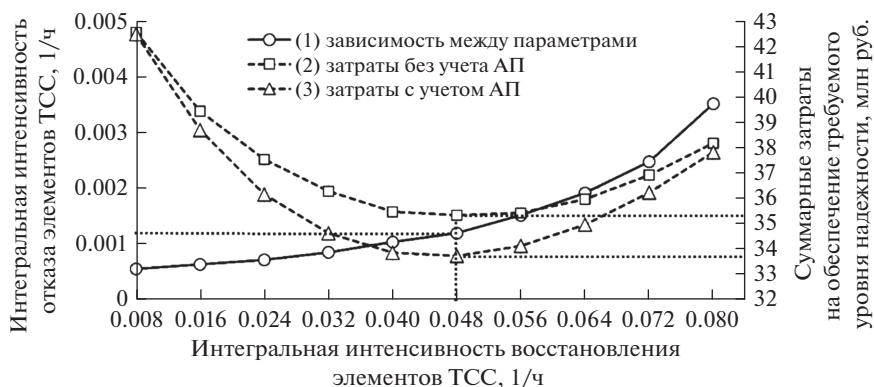


Рис. 3. Поиск оптимального соотношения интегральных параметров надежности элементов ТСС с участием АП.

ИТ АП. Для решения данной задачи использован математический аппарат двухуровневого программирования, наиболее точно описывающий организационную модель взаимодействия системы и активного потребителя, а также методы теории гидравлических цепей. Вторая задача заключается в обеспечении надежности ТСС с учетом функций АП как способа дополнительного резерва тепловой мощности и времени за счет собственных ИТ. Для решения этой задачи использованы узловые ПН, аппарат марковского случайного процесса, модели теории гидравлических цепей и закономерности теплофикации и теплофизических процессов при теплоснабжении.

Прикладная значимость разработанных методов и моделей подтверждена расчетами, проведенными на тестовой схеме ТСС с характеристиками, приближенными к реальным системам. Полученные результаты показали возможность получения экономического эффекта при использовании собственного ИТ АП как при управлении нагрузкой, так и при обеспечении надежности. Предварительные оценки эффективности применения АП в ТСС, полученные в проведенных тестовых расчетах, дают основу к дальнейшим исследованиям в этой области. В частности, это касается выбора оптимального количества и мощности ИТ АП, учета надежности их функционирования и влияния на надежность всей системы, и других задач, которые позволят получить более обоснованную оценку целесообразности внедрения АП в теплоснабжении.

Исследования выполнены в Институте систем энергетики им. Л.А. Мелентьева СО РАН в рамках проектов государственного задания № FWEU-2021-0002, регистрационный номер АААА-А21-121012090012-1 фундаментальных исследований СО РАН.

СПИСОК ЛИТЕРАТУРЫ

1. Zhang Ni, Yan Yu, Su W. A game-theoretic economic operation of residential distribution system with high participation of distributed electricity prosumers // *Applied Energy*. 2015. V. 154. P. 471–479.
2. Perkovic L., Mikulcic H., Duic N. Multi-objective optimization of a simplified factory model acting as a prosumer on the electricity market // *J. Cleaner Production*. 2017. V. 167. P. 1438–1449.
3. Yang H., Xiong T., Qiu J. et al. Optimal operation of DES/CCHP based regional multi-energy prosumer with demand response // *Applied Energy*. 2016. V. 167. P. 353–365.
4. Zafar R., Mahmood A., Razaq S. et al. Prosumer based energy management and sharing in smart grid // *Renewable and Sustainable Energy Reviews*. 2018. V. 82. P. 1675–1684.
5. Ødegaard Ottesen S., Tomasgard A., Fleten S.-E. Prosumer bidding and scheduling in electricity markets // *Energy*. 2016. V. 94. P. 828–843.
6. Vergados D.J., Mamounakis I., Makris P., Varvarigos E. Prosumer clustering into virtual microgrids for cost reduction in renewable energy trading markets // *Sustainable Energy, Grids and Networks*. 2016. V. 7. P. 90–103.

7. Prakash L., Kumari S. P.R, Chandran S. et al. Self-sufficient Smart Prosumers of Tomorrow // *Procedia Technology*. 2015. V. 21. P. 338–344.
8. Brange L., Englund J., Lauenburg P. Prosumers in district heating networks – A Swedish case study // *Applied Energy*. 2016. V. 164. P. 492–500.
9. Brand L., Calvén A., Englund J. et al. Smart district heating networks – A simulation study of prosumers' impact on technical parameters in distribution networks // *Applied Energy*. 2014. V. 129. P. 39–48.
10. Kauko H., Kvalsvik K.H., Rohde D. et al. Dynamic modeling of local district heating grids with prosumers: A case study for Norway // *Energy*. 2018. V. 151. P. 261–271.
11. Ершова М.С. Введение в двухуровневое программирование / Уч. пособие. Иркутск: ИГУ, 2006. 76 с.
12. Bard J.F. *Practical Bilevel Optimization* / Dordrecht, Netherlands: Kluwer Academic Publishers, 1998. 488 p.
13. Mazjdi P., Tohidi Y., Ramos A., Sanz-Bobi M.A. Profit-maximization generation maintenance scheduling through bi-level programming // *European J. Operational Research*. 2018. V. 264(3). P. 1045–1057.
14. Сеннова Е.В., Сидлер В.Г. Математическое моделирование и оптимизация развивающихся теплоснабжающих систем / Новосибирск: Наука, 1985. 222 с.
15. Меренков А.П., Хасилев В.Я. Теория гидравлических цепей / М.: Наука, 1985. 278 с.
16. Stennikov V.A., Khamisov O.V., Pen'kovskii A.V. Optimizing the Heat Market on the Basis of a Two-Level Approach // *Thermal Engineering*. 2011. V. 58. № 12. P. 1043–1048.
17. Стенников В.А., Хамисов О.В., Пеньковский А.В. Методы управления теплоснабжением потребителей в условиях рынка // *Известия РАН. Энергетика*. 2009. № 3. С. 27–36.
18. Penkovskii A.V., Stennikov V.A., Khamisov O.V., Mednikova E.E., Postnikov I.V. Search for a Market Equilibrium in the Oligopoly Heat Market // *Energy Procedia*. 2017. V. 105. P. 3158–3163.
19. Надежность систем теплоснабжения / Справ., отв. ред. Сеннова Е.В. Новосибирск: Наука, 2000. 360 с.
20. Соколов В.Я. Теплофикация и тепловые сети / М.: Издательство МЭИ, 1999. 472 с.
21. Postnikov I., Stennikov V., Mednikova E., Penkovskii A. Methodology for optimization of component reliability of heat supply // *Applied Energy*. 2017. in press.
<https://doi.org/10.1016/j.apenergy.2017.11.073>
22. Stennikov V.A., Postnikov I.V. Methods for the integrated reliability analysis of heat supply // *Power Technology and Engineering*. 2014. V. 47(6). P. 446–453.
23. Stennikov V.A., Postnikov I.V. Methodological support for a comprehensive analysis of fuel and heat supply reliability / In: *Sustaining power resources through energy optimization and engineering*, Vasant P., Voropai N.I., editors. Hershey PA: Engineering Science Reference (an imprint of IGI Global). 2016. P. 102–126.
24. Postnikov I.V., Stennikov V.A., Mednikova E.E., Penkovskii A.V. A methodology for optimization of component reliability of heat supply systems // *Energy Procedia*. 2017. V. 105. P. 3083–3088.

Methods and Models of Optimal Control of Heat Supply Systems with Prosumers

V. A. Stennikov^a, I. V. Postnikov^{a, *}, and A. V. Penkovskii^a

^aMelentiev Energy Systems Institute of Siberian Branch of the Russian Academy of Sciences, Irkutsk, Russia

*e-mail: penkovskiy@isem.irk.ru

The paper considers two problem in the framework of researches the prosumers in district heating systems. The first problem is the load distribution in the district heating systems with prosumers. The research suggests a bi-level model for solving this problem to determine an optimal balance between the load of district heat sources and prosumer-owned heat sources. The second problem is the reliability ensuring of heating to consumers through the optimal distribution of reliability parameters among components of system, considering the capabilities of the prosumer to supply part of load by their heat sources. The methods and models are suggested to solve this problem. They are based on the theory of random processes, theory of hydraulic circuits and basic laws of cogeneration. The case study results obtained by using the developed methodology are presented. A potential economic benefit and reliability effect of involving the prosumer is demonstrated in the case study. The conclusions and directions for further research are formulated.

Keywords: district heating system, heat prosumer, optimal operating, bi-level programming, reliability ensuring, nodal reliability indices