

ОПРЕДЕЛЕНИЕ ОПТИМАЛЬНОГО РАДИУСА ТЕПЛОСНАБЖЕНИЯ С ИСПОЛЬЗОВАНИЕМ РАЗЛИЧНЫХ ИСТОЧНИКОВ ТЕПЛОТЫ

С.В. Кожевников*, Ю.Е. Николаев**

* Саратовский государственный технический университет имени Гагарина Ю.А.,
Россия, Саратов, koz_h_sergej91@mail.ru

** Саратовский государственный технический университет имени Гагарина Ю.А.,
Россия, Саратов, niko00949@mail.ru

Аннотация. Выполнено исследование оптимального радиуса теплоснабжения для различных источников теплоснабжения на основе котельной, когенерационных установок с газопоршневыми и газотурбинными двигателями, учитывающее изменение стоимости источника, тепловых сетей и электрической энергии в энергосистеме. Оптимальные радиусы теплоснабжения находятся в пределах 900 – 1000 м. Наименьшие удельные затраты достигаются при использовании когенерационных установок с газопоршневыми двигателями. При меньших радиусах теплоснабжения наблюдаются изменение приоритетности использования различных типов источников теплоснабжения.

Ключевые слова: источники теплоты, тепловые сети, удельные затраты, оптимальный радиус теплоснабжения.

DETERMINATION OF OPTIMAL HEAT SUPPLY RADIUS WITH USE OF DIFFERENT HEAT SOURCES

S.V. Kozhevnikov*, Y.Y. Nikolaev**

*Yuri Gagarin State Technical University of Saratov,
Russia, Saratov, koz_h_sergej91@mail.ru

**Yuri Gagarin State Technical University of Saratov,
Russia, Saratov, niko00949@mail.ru

Abstract. Research of optimal heat supply radius for different sources of heat supply on the basis of boiler house, cogeneration units with gas reciprocating engine and gas turbine engine, in consideration of change in the cost of source, heat networks and electric energy in electric energy system is made. Optimal heat supply radiuses are as small as 900-1000m. Minimal specific cost appears with use cogeneration units with gas reciprocating engines. Change of use priority of different source types of heat supply will be observed for smaller radiuses of heat supply.

Key words: heat sources, heat networks, specific costs, optimal radius of heat supply.

При разработке перспективных схем теплоснабжения городов и поселков в согласно ФЗ №190 «О теплоснабжении», предусматривается определение эффективного радиуса теплоснабжения для каждого источника теплоты. Эффективный радиус, представляет расстояние от теплоиспользующей установки потребителя до ближайшего источника тепловой энергии (по радиусу), при котором достигается положительная величина экономического эффекта. По сути, эта величина характеризует экономическую целесообразность подключения дополнительных потребителей к существующей системе по сравнению с сооружением нового источника теплоты. Наряду с эффективным радиусом в технико-экономических расчетах систем теплоснабжения используется оптимальный радиус, который достигается путем соизмерения затрат в источник и тепловые сети [1]. Этот показатель используется при сравнении вариантов схем теплоснабжения потребителей.

В последние 15-20 лет на энергетическом рынке оборудования в РФ появились новые энергоустановки малой мощности с комбинированной выработкой электрической и тепловой энергии на базе газопоршневых (ГПД) и газотурбинных двигателей (ГТД). Сооружение источников с новыми типами двигателей изменяет оптимальную величину присоединенной тепловой нагрузки и радиус теплоснабжения. Обоснова-

нию оптимального радиуса теплоснабжения от источников с котельной, ГПД и ГТД посвящена настоящая статья.

В качестве критерия экономической эффективности для оценки оптимального радиуса теплоснабжения приняты удельные дисконтированные затраты в систему, отнесенные к годовому отпуску теплоты потребителям, руб./ГДж

$$Z_{сис} = \frac{Z_0}{Q_m^z}, \quad (1)$$

где Z_0 - дисконтированные затраты в источник, тепловые сети и энергосистему, руб.;

Q_m^z - годовая тепловая нагрузка, ГДж/год.

$\Delta \mathcal{E}$ – изменение годовой выработки электроэнергии в системе, кВт ч/год.

Дисконтированные затраты, руб.

$$Z_0 = \sum_{t=1}^T (c_m B_{um} + p_{um} K_{um} + p_{mc} K_{mc} + c_{\mathcal{E}} \bar{\varepsilon}_{II} Q_T^{\Gamma} + c_{\mathcal{E}} \Delta \mathcal{E} + K_{um} + K_{mc}) (1+E)^{-t}, \quad (2)$$

где c_m – тариф на топливо, руб/кг у.т.; B_{um} - годовой расход топлива источником, кг у.т./год; p_{um} , p_{mc} – коэффициенты, учитывающие отчисления от капиталовложений на амортизацию, ремонт и обслуживание источника и тепловых сетей, 1/год; K_{um} , K_{mc} – стоимость источника и тепловых сетей, руб.; $c_{\mathcal{E}}$ - удельные затраты на производство, транспорт и трансформацию электроэнергии, отпускаемую от тепловой электростанции раздельной схемы электроснабжения, руб./кВт ч; $\bar{\varepsilon}_n$ - удельный расход электроэнергии на перекачку сетевой воды, кВт ч/ГДж, $\Delta \mathcal{E}$ – изменение годовой выработки электроэнергии в системе в связи с работой малой энергоустановки, кВт ч/год.

Величина $\Delta \mathcal{E}$ определяется как разность базового и текущего значения выработанной энергии на малой энергоустановке. При использовании в качестве источника теплоты котельной за базовую величину выработки электроэнергии принимается меньшее ее значение в варианте с когенерационной установкой (КГУ), что позволяет обеспечить условия сопоставимости вариантов.

Расход топлива рассчитывается в зависимости от типа источника теплоты:

для котельной

$$B_{кот} = b_{кот} Q_m^z / \eta_{mc}, \quad (3)$$

для комбинированных установок с ГПД или ГТД

$$B_{кгу} = b_{\mathcal{E}} \alpha_m \gamma Q_m^z / \eta_{mc} + (1 - \alpha_m) b_{нк} Q_m^z / \eta_{mc}, \quad (4)$$

где $b_{кот}$ – удельный расход топлива в котельной, кг у.т./ГДж; η_{mc} – КПД тепловой сети; $b_{\mathcal{E}}$ - удельный расход топлива на выработку электрической энергии в комбинированной установке, кг у.т./кВт ч; α_m – годовой коэффициент теплофикации; γ – отношение электрической мощности ГПД или ГТД к тепловой; $b_{нк}$ – удельный расход топлива на выработку теплоты в пиковом котле, кг у.т./ГДж.

Капиталовложения в элементы системы энергоснабжения определены по следующим зависимостям

$$K_{ТС} = \sum_{j=1}^n (k_{l,j} l_j), \quad (5)$$

$$K_{кот} = k_{кот} Q_m / \eta_{mc}^p, \quad (6)$$

$$K_{кгу} = k_{кгу} \alpha_m^p \gamma Q_m / \eta_{mc}^p \quad (7)$$

где $k_{l,j}$ – удельная стоимость j – участка тепловых сетей, руб./м; l_j – длина j – участка сети, м; $k_{кот}$, $k_{кгу}$ – удельные стоимости котельной и КГУ, руб./кВт(т), руб./кВт(э);

Q_m – расчетная тепловая нагрузка, кВт; η_{mc}^p – расчетное значение КПД тепловой сети; α_m^p – расчетное значение коэффициента теплофикации; n – число участков сети.

Подставляя (2-7) в (1) с учетом преобразований, получим
-при использовании в качестве источника котельной

$$z_o = \sum_{t=1}^T \frac{1}{\eta_{tc}} [c_m b_{ком} + p_{mc} k_{mc} / \tau_u^o + p_{ком} k_{ком} / \tau_u^o + c_{\vartheta} \bar{\vartheta}_n + c_{\vartheta} \bar{\vartheta} / Q_m^2] (1 + E)^{-t} \quad (8)$$

-при использовании в качестве источника КГУ

$$z_o = \sum_{t=1}^T \frac{1}{\eta_{mc}} [c_m (b_{\vartheta} \alpha_m + b_{нк} (1 - \alpha_m)) + p_{mc} k_{mc} / \tau_u^o + p_{кгу} k_{кгу} / \tau_u^o + c_{\vartheta} \bar{\vartheta}_n \pm c_{\vartheta} \Delta \bar{\vartheta} / Q_m^2] (1 + E)^{-t} \quad (9)$$

где $k_{mc} = K_{mc} / Q_m$ – удельная стоимость сетей, руб./кВт; τ_u^o – число часов использования присоединенной тепловой нагрузки, ч/год.

Значения $k_{ком}$, $k_{кгу}$ определены на основе анализа стоимости отечественных и зарубежных котельных и КГУ, приведенных в [2,3]. Для расчета удельных капитальных вложений в источники теплоты различной тепловой и электрической мощностью использованы приближенные зависимости вида, руб./кВт

$$k_{ком,x} = k_{ком,0} (Q_x / Q_0)^{-0,3} \quad (10)$$

$$k_{кгу,x} = k_{кгу,0} (N_x / N_0)^{-0,2} \quad (11)$$

где $k_{ком,0}$, $k_{ком,x}$, $k_{кгу,0}$, $k_{кгу,x}$ – удельные стоимости котельной и когенерационных установок в базовом и искомом вариантах, руб./кВт; Q_0 , Q_x , N_0 , N_x – тепловые и электрические мощности источников в базовом и искомом вариантах, кВт.

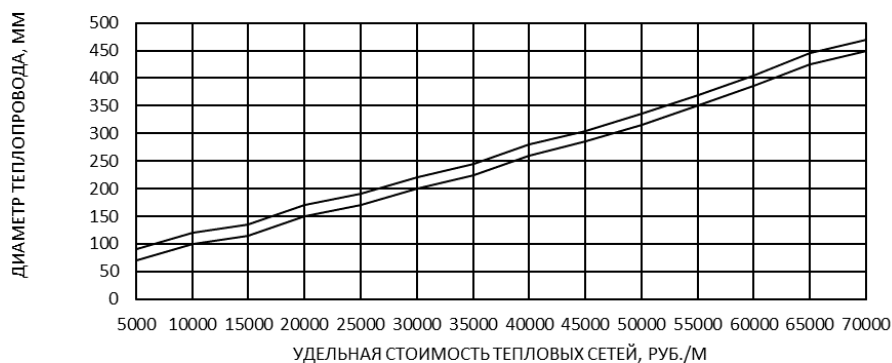


Рис.1. Зависимость удельной стоимости тепловой сети от диаметра при подземной прокладке

Для расчета удельной стоимости сетей использованы данные проектов систем теплоснабжения. Зависимости удельной стоимости сетей от диаметра приведены на рис. 1. С увеличением радиуса теплоснабжения растет присоединенная тепловая нагрузка, удельные затраты в источник теплоснабжения снижаются, а в тепловые сети растут. При этом на источнике увеличивается выработка электрической энергии, которая вытесняет приобретаемую энергию у централизованной системы. Соизмерение затрат в источник, тепловые сети и приобретение (продажа) электроэнергии в энергосистему приводит к экстремуму критерия экономической эффективности.

Решение поставленной задачи выполнено на примере схемы энергоснабжения района города, расположенного в Южном федеральном округе РФ. Изменение тепловой нагрузки от радиуса теплоснабжения показано на рис.2.

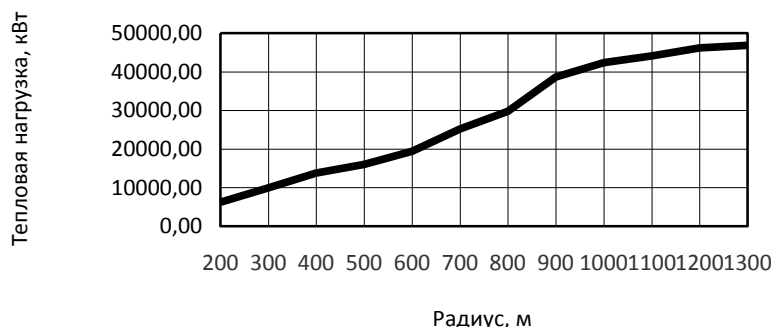


Рис. 2. Изменение тепловой нагрузки от радиуса

Расчетная коммунально-бытовая тепловая нагрузка изменялась от 5 до 47 МВт. Система теплоснабжения – закрытая, температурный график 110/70 °С. В качестве двигателей рассмотрены ГТД и ГПД, работающие по тепловому графику нагрузки с расчетным коэффициентом теплофикации 0,5. Значения η принимались для ГТУ – 0,6, для ГПУ – 1, удельные расходы топлива: $b_{кот} = 37,7$ кг у.т./ГДж, $b_g = 0,31$ кг у.т./кВт ч (ГПД), $b_g = 0,38$ кг у.т./кВт ч (ГТД), КПД тепловых сетей 0,95. Коэффициенты отчислений на амортизацию, ремонт и обслуживание $p_{ум} = 0,15-0,2$ 1/год, $p_{мс} = 0,05$ 1/год, $\bar{\eta}_n = 6,5$ кВт ч/ГДж, $E=0,1$, срок эксплуатации системы – 25 лет, строительство системы энергоснабжения принято в течение 2 лет. Стоимости топлива и электроэнергии определены на уровне 2014г. $c_m = 4,8$ руб./кг у.т., $c_g = 4$ руб./кВт ч. Для обеспечения условий сопоставимости сравниваемые варианты приведены к одинаковому отпуску электроэнергии путем продажи (приобретения) ее в энергосистеме.

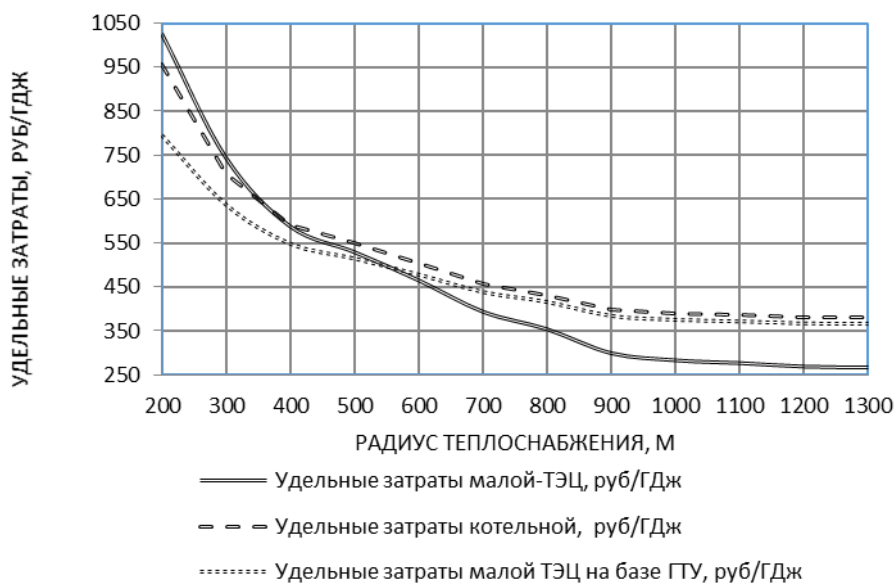


Рис. 3. Изменение удельных затрат в системы энергоснабжения в зависимости от радиуса при использовании КГУ и раздельной схемы

Результаты расчета удельных затрат с различным типом источника в зависимости от радиуса теплоснабжения приведены на рис. 3. Из рассмотрения рисунка видно, что минимальные удельные затраты для всех источников теплоснабжения достигаются при радиусе 900-1000 м. При этом наименьшие значения затрат 260-270 руб./ГДж получаются у КГУ с ГПД. Следует отметить на одинаковую величину удельных затрат в КГУ с ГПД и ГТД при радиусе 550 м и равноэффективность КГУ с ГПД и котельной при радиусе 400 м. Указанные соотношения получаются в результате различного изменения удельных капиталовложений в источники и тепловые сети в зависимости от мощности.

Таким образом, на основе полученных результатов необходимо сделать следующие выводы:

1. Учет изменения стоимости тепловых сетей не оказывает влияния на величину оптимального радиуса теплоснабжения при использовании различных типов источников (котельной и когенерационных установок).
2. Наименьшие удельные затраты в систему энергоснабжения района города получаются при использовании когенерационных установок с газопоршневыми двигателями.
3. При отклонении радиуса от оптимального значения приоритетность экономической эффективности различных источников изменяется.

Библиографический список

1. Папушкин В.Н. Радиус теплоснабжения. Хорошо забытое старое // Новости теплоснабжения. 2010. №9. С. 44-49.
2. Стенников В.А. Методы комплексного преобразования систем централизованного теплоснабжения в новых экономических условиях. Автореф. ... дисс. докт. техн. наук. Иркутск, 2002. 50 с.
3. Дубинин В.С. Совершенствование систем энергоснабжения в газифицированных регионах России на базе поршневых технологий. Дисс. канд. техн. наук. М., 2013. 242 с.