



Оптимальный бивалентный режим работы теплонасосных установок типа «воздух–вода»*

На сегодняшний день наблюдается непрерывный рост цен на тарифы по оплате тепловой и электрической энергии, на услуги жилищно-коммунального сектора. Предъявляются жёсткие требования к экологической безопасности. В этих условиях модернизация системы теплоснабжения возможна в результате применения теплового насоса как источника тепловой энергии для нужд горячего водоснабжения и частично для отопления зданий. Работа теплового насоса типа «воздух–вода» в бивалентном режиме совместно с системой централизованного теплоснабжения позволяет снизить потребление энергетических ресурсов и финансовые затраты по их оплате. Как следствие, снижаются выбросы вредных веществ в атмосферу.

Ответ на вопрос о целесообразности применения теплового насоса требует учёта большого количества различных факторов, таких как расчётная и средняя за отопительный период температура наружного воздуха в рассматриваемом климатическом регионе, коэффициент трансформации энергии и теплопроизводительность выбранной модели теплового насоса, тарифы на электрическую и тепловую энергию и т.д. Как будет показано в данной работе, немаловажное значение имеет выбор номинальной теплопроизводительности теплового насоса, а в конечном итоге — соотношение между долей теплоты, поставляемой от теп-

лового насоса, и долей теплоты, поступающей от дополнительного источника. В работе анализируется бивалентный режим работы теплового насоса совместно с централизованным источником теплоснабжения с учётом перечисленных факторов с целью его оптимизации, а именно: достижения минимума затрат энергоресурсов на нужды теплоснабжения.

Целесообразность применения ТН требует учёта различных факторов: расчётная и средняя за отопительный период температура наружного воздуха, коэффициент трансформации энергии и многое другое

Предлагаемая методика позволит на стадии проектирования системы теплоснабжения и подбора оборудования, включая тепловой насос, прогнозировать и оптимизировать затраты энергоресурсов и финансовых издержек на нужды отопления.

На первом этапе были обработаны статистические данные о погодных условиях за отопительный период. Они были получены из архива погоды [2] для рассмотренных регионов (города Москва, Ярославль, Киров, Владивосток, Волгоград, Геленджик) за отопительный период 2015–2016 годов.

Рецензия эксперта на статью получена 19.02.2018 [Expert review on the article was received on February 02, 2018].

* Статья подготовлена на основе доклада на IV Отраслевой научно-практической конференции по тепловым насосам «Тепловые насосы. Стимулирование и внедрение в мире и РФ».

УДК 621.577.62

Оптимальный бивалентный режим работы теплонасосных установок типа «воздух–вода»

И. В. Яковлев, к.т.н., профессор, старший научный сотрудник; А. М. Исхакова, аспирант, Национальный исследовательский университет «Московский энергетический институт» (НИЭ «МЭИ»)

В статье представлена методика оценки энергетической и финансовой эффективности применения теплонасосных установок типа «воздух–вода», работающих в различных климатических условиях. Анализировался бивалентный режим работы теплонасосной установки совместно с централизованным теплоснабжением. Приведены результаты расчётов потребления энергетических ресурсов и финансовых затрат по их оплате.

Ключевые слова: теплонасосная установка, бивалентный режим, оптимальный режим.

UDC 621.577.62

Optimal bivalent operation mode of “air-to-water” heat pump plants

I. V. Yakovlev, PhD, Professor, Senior Research Officer; A. M. Iskhakova, post-graduate student, National Research University “Moscow Power Engineering Institute” (NRU “MPEI”)

The paper presents a methodology for assessing the energy and financial efficiency of using “air-to-water” heat pump systems operating under different climatic conditions. The bivalent operating mode of the heat pump system was analyzed together with the centralized heat supply. The results of calculations of consumption of energy resources and financial costs for their payment are given.

Keywords: heat pump installation, bivalent mode, optimal mode.



Из архива погоды для рассматриваемого климатического района копировался массив данных $t_{hj}(j = 1, \dots, M)$, где M — число точек массива. Интервал измерения температуры наружного воздуха составляет $\Delta t = 3$ ч (восемь измерений в сутки). Массив данных $t_{hj}(j = 1, \dots, M)$ охватывал температурный диапазон от расчётной температуры наружного воздуха до температуры $+8^\circ\text{C}$: $t_{hp} \leq t_{hj} \leq t_n = +8^\circ\text{C}$. Весь температурный диапазон разбивался на интервалы, каждый из которых составлял 3°C , количество таких интервалов равно N . Проводилась выборка температур из массива данных $t_{hj}(j = 1, \dots, M)$, попадающих в указанные интервалы. В результате имеем N массивов температур:

$$t_{hk}(k = 1, \dots, N_1),$$

$$t_{hk}(k = 1, \dots, N_2),$$

$$t_{hk}(k = 1, \dots, N_3).$$

Для указанных массивов вычислялась длительность по времени стояния средневзвешенных температур и средневзвешенная температура наружного воздуха:

$$n_i = \Delta t(N_i - 1), i = \{1, \dots, N\}, \quad (1)$$

$$t_{hi}^{cp} = \frac{\sum_{k=1}^{N_i} (t_{hk} n_k)}{\sum_{k=1}^{N_i} n_k}, \quad (2)$$

Все дальнейшие расчёты проводились в относительных единицах, включая: $\bar{Q}_o$ — отношение текущей отопительной нагрузки к расчётной;

$$\bar{Q}_{THU} = \frac{Q_{THU}}{Q_{THU}^{ном}} —$$

отношение теплопроизводительности теплового насоса при текущей температуре наружного воздуха к номинальной; $\bar{\mu} = \mu/\mu_{ном}$ — отношение коэффициента

трансформации энергии при текущей температуре наружного воздуха к номинальному. Был введён коэффициент обеспеченности отопительной нагрузки, означающий долю номинальной теплопроизводительности теплонасосной установки (ТНУ) от расчётной отопительной нагрузки:

$$a = \frac{Q_{THU}^{ном}}{Q_o^p}, \quad (3)$$

Относительная теплопроизводительность ТНУ и коэффициент трансформации энергии как функции температуры наружного воздуха и температуры воды на выходе из теплового насоса задавались обобщённой зависимостью, аппроксимирующей данные, представленные различными производителями тепловых насосов, например, Altal Group, Bosch, Danheat, Fujitsu, Mitsubishi, NIBE, Stiebel Eltron, «Корса» и др. При аппроксимации применялся метод наименьших квадратов (МНК).

Продолжительность отопительного периода разбивалась на три интервала по характерным температурам наружного воздуха [1].

В первый период работы (I) ($t_{hp} < t_{hi}^{cp} < t_{n2}$, где $t_{n2} = -20^\circ\text{C}$ было принято как нижний предел работы теплового насоса) отопительная нагрузка обеспечивается потреблением теплоты только из тепловой сети. Во второй период (II) ($t_{n2} < t_{hi}^{cp} < t_{n1}$, где t_{n1} — температура в точке бивалентности — точке пересечения графиков [1]) отопительная нагрузка обеспечивается воздушной ТНУ и частично тепловой сетью. В третьем периоде (III) ($t_{n1} < t_{hi}^{cp}$) отопительная нагрузка обеспечивается только ТНУ.

Для каждого из периодов проводился расчёт потребляемой электроэнергии [кВт·ч]:

$$\mathcal{E}^I = 0, \quad (4)$$

$$\mathcal{E}^{II} = Q_o^p \sum_{i=1}^{N_2} \left[\frac{a n_i \bar{Q}_{THU}(t_{hi}^{cp})}{\bar{\mu}(t_{hi}^{cp}) \mu_{ном}} \right], \quad (5)$$

$$\mathcal{E}^{III} = Q_o^p \sum_{i=1}^{N_3} \left[\frac{a n_i}{\bar{\mu}(t_{hi}^{cp}) \mu_{ном}} \frac{t_b^p - t_{hi}^{cp}}{t_b^p - t_n^p} \right], \quad (6)$$

где n_i — длительность интервала со средней температурой t_{hi}^{cp} , ч; N_1 — количество температурных интервалов со средней температурой наружного воздуха t_{hi}^{cp} , отвечающей условию $t_{hp} < t_{hi}^{cp} < t_{n2}$; N_2 — количество температурных интервалов со средней температурой наружного воздуха t_{hi}^{cp} , отвечающей условию $t_{n2} < t_{hi}^{cp} < t_{n1}$; N_3 — количество температурных интервалов со средней температурой наружного воздуха t_{hi}^{cp} , отвечающей условию $t_{n1} < t_{hi}^{cp}$; N — суммарное количество температурных интервалов:

$$N = \sum_{i=1}^3 (N_i).$$

Далее для каждого из периодов проводился расчёт потребления тепловой энергии, кВт·ч:

$$T^I = Q_o^p \frac{t_b^p - t_{n1}^{cp}}{t_b^p - t_n^p} \sum_{i=1}^{N_1} (n_i), \quad (7)$$

$$T^{II} = Q_o^p \sum_{i=1}^{N_2} \left[\frac{t_b^p - t_{hi}^{cp}}{t_b^p - t_n^p} - a \bar{Q}_{THU}(t_{hi}^{cp}) \right] n_i, \quad (8)$$

$$T^{III} = 0, \quad (9)$$

где t_{n1}^{cp} — средневзвешенная температура в заданном интервале, $^\circ\text{C}$; $\sum_{i=1}^{N_1} (n_i)$ — длительность интервала со средневзвешенной температурой t_{n1}^{cp} , ч.

Относительное потребление топливно-энергетических ресурсов (ТЭР) при совместной работе ТНУ и тепловой сети, отнесённое к базовому потреблению:

$$\bar{F}_y^\Sigma = \frac{F_y^\Sigma}{Q_{оп}} = \frac{\frac{b_3}{0,86 b_Q} \sum_{j=1}^{III} (\mathcal{E}^j) + \sum_{j=1}^{III} (T^j)}{Q_o^p \frac{t_b^p - t_{n1}^{cp}}{t_b^p - t_n^p} \sum_{i=1}^{N_1} (n_i)}, \quad (10)$$

где b_3 — удельный расход топлива на производство 1,0 МВт·ч электроэнергии ($b_3 = 0,345$ т.у.т. на 1,0 МВт·ч); b_Q — удельный расход условного топлива на производство 1 Гкал теплоты ($b_Q = 0,149$ т.у.т. за 1 Гкал);

$$Q_{оп} = Q_o^p \frac{t_b^p - t_{n1}^{cp}}{t_b^p - t_n^p} \sum_{i=1}^N (n_i) —$$

потребление тепловой энергии за отопительный период от централизованного теплоснабжения (базовое потребление); $\sum_{i=1}^N (n_i)$ — продолжительность отопительного периода, ч.

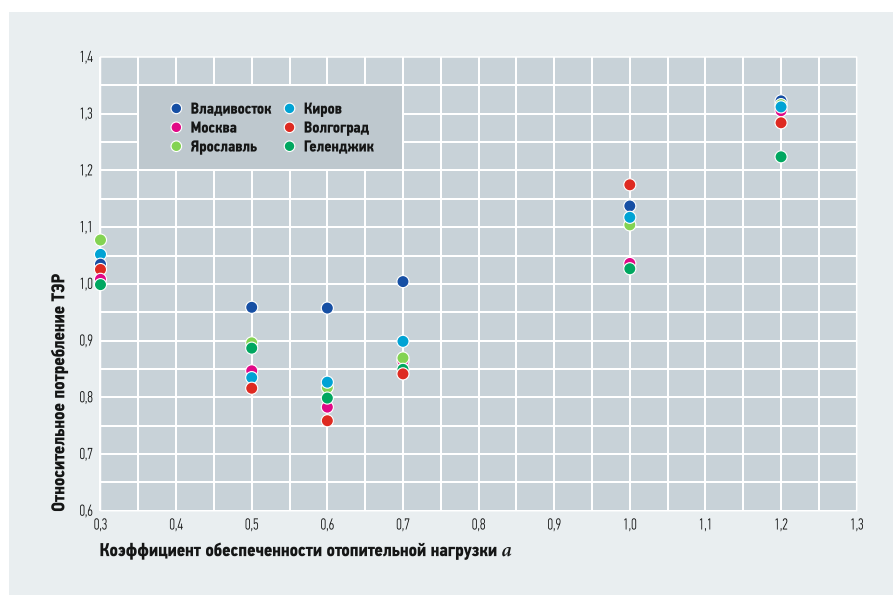


Рис. 1. Зависимость относительного потребления ТЭР от коэффициента обеспеченности отопительной нагрузки

Относительные затраты по оплате энергоносителей при совместной работе ТНУ и тепловой сети (отнесённые к базовым затратам при работе только от тепловой сети):

$$\Phi^{\Sigma} = \frac{10^{-3} C_3 \sum_{j=1}^{\text{III}} (\Delta^j) + 10^{-3} 0,86 C_Q \sum_{j=1}^{\text{III}} (T^j)}{10^{-3} 0,86 Q_{\text{оп}} C_Q} \quad (11)$$

В расчётах температура воды на выходе принималась равной +55°C. При расчётах затрат тарифы на тепловую и электрическую энергию были взяты с официальных сайтов региональных энергетических комиссий [3–10].

Результаты расчётов приведены на рис. 1 и 2. Минимум затрат топливно-энергетических ресурсов в условном топ-

ливе и затрат теплоносителей достигается при соотношении номинальной теплопроизводительности ТНУ и расчётной отопительной нагрузки, равном 0,6. Уменьшение коэффициента обеспеченности ниже указанного значения нецелесообразно, так как доля теплоты, получаемой из тепловой сети, в общем потреблении уменьшается из-за замены на более дорогую электрическую энергию.

Заключение

Снижение номинальной теплопроизводительности теплового насоса относительно расчётной отопительной нагрузки объекта приводит к уменьшению величин относительного потребления ТЭР и финансовых затрат. Оптимальное зна-

чение номинальной мощности ТНУ, позволяющее достичь минимума энергетических и финансовых затрат, составляет для принимаемых к рассмотрению климатических регионов величину, равную 0,6, от расчётной отопительной нагрузки объекта теплоснабжения. При этом доля тепловой энергии, поступающей от тепловой сети, при минимуме энергетических и финансовых затрат индивидуальна для каждого потребителя и зависит от

Минимум затрат топливно-энергетических ресурсов в условном топливе и затрат теплоносителей достигается при соотношении номинальной теплопроизводительности ТНУ и расчётной отопительной нагрузки, равном 0,6. Уменьшение коэффициента обеспеченности ниже указанного значения нецелесообразно

климатических условий. Например, для районов со средней температурой наружного воздуха не превышающей –2°C эта доля составляет примерно 0,25 от суммарного потребления энергетических ресурсов за отопительный период, и резко возрастает с понижением средней температуры ниже –2°C.

Наименьший эффект от установки тепловых насосов достигается для регионов с тёплым климатом, так как увеличивается доля более дорогой электрической энергии в общем потреблении. ●

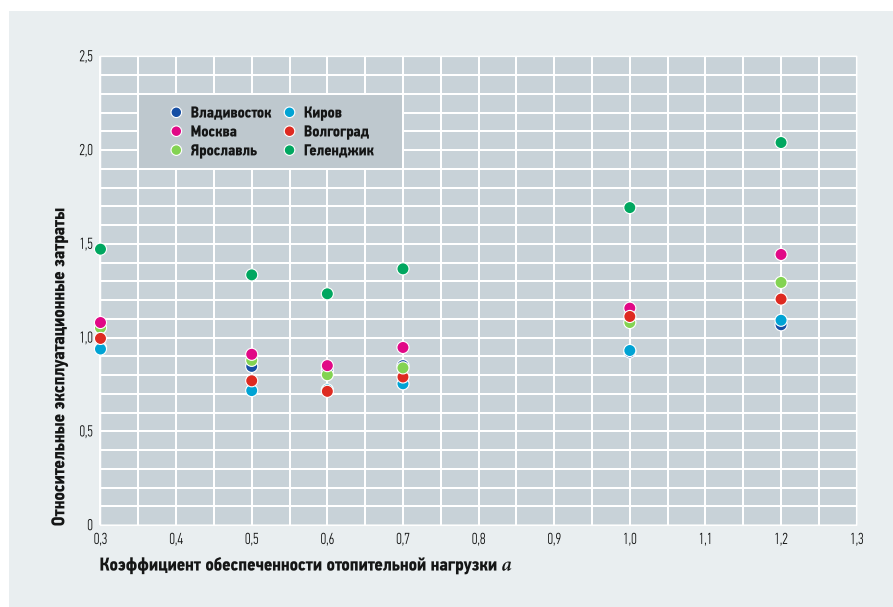


Рис. 2. Зависимость относительных эксплуатационных затрат от коэффициента обеспеченности отопительной нагрузки

1. Яковлев И.В., Исакова А.М., Парехина И.В. Энергоэффективность перехода на автономное теплоснабжение от воздушных теплонасосных установок в климатических условиях России // Вестник МЭИ, 2016. №5. С. 105–112.
2. Интернет-ресурс «Погода и климат». Режим доступа: pogodaiklimat.ru. Дата обращ. 10.02.2018.
3. Интернет-ресурс ПАО «Дальневосточная энергетическая компания». Режим доступа: dvsc.ru. Дата обращ. 12.02.2018.
4. Интернет-ресурс Региональной энергетической комиссии города Москвы (РЭК Москвы). Режим доступа: depr.mos.ru. Дата обращ. 10.02.2018.
5. Интернет-ресурс Департамента энергетики и регулирования тарифов Ярославской области. Режим доступа: yarregion.ru. Дата обращ. 12.02.2018.
6. Интернет-ресурс Региональной службы по тарифам Кировской области. Режим доступа: rstkirov.ru. Дата обращ. 10.02.2018.
7. Интернет-ресурс Комитета тарифного регулирования Волгоградской области. Режим доступа: urt.volgograd.ru. Дата обращ. 12.02.2018.
8. Интернет-ресурс Региональной энергетической комиссии Красноярского края. Режим доступа: krasrec.ru. Дата обращ. 10.02.2018.
9. Интернет-ресурс Государственного комитета по ценам и тарифам Республики Крым. Режим доступа: gkz.rk.gov.ru. Дата обращ. 12.02.2018.
10. Интернет-ресурс Региональной энергетической комиссии Краснодарского края. Режим доступа: rek23.ru. Дата обращ. 10.02.2018.

References — see page 92.

**Optimal bivalent operation mode of “air-to-water” heat pump plants.
Pp. 48–50.**

I. V. Yakovlev, PhD, Professor, Senior Research Officer; **A. M. Iskhakova**, post-graduate student, National Research University “Moscow Power Engineering Institute” (NRU “MPEI”)

1. Jakovlev I.V., Ishakova A.M., Parjohina I.V. *Jenergojeffektivnost' perehoda na avtonomnoe teplosnabzhenie ot vozdušnyh teplonasosnyh ustanovok v klimaticheskikh usloviyah Rossii* [Energy efficiency of transition to autonomous heat supply from air heat pump plants under climatic conditions of Russia]. *Vestnik Moskovskogo jenergeticheskogo instituta* [Papers of National Research University “Moscow Power Engineering Institute” (NRU “MPEI”)]. 2016. No. 5. Pp. 105–112.
2. “Pogoda i klimat” [Weather and climate] website. Web-source: pogodaiklimat.ru. Access date: February 10, 2018.
3. PAO “Dal’nevostochnaja jenergeticheskaja kompanija” [“Far Eastern Energy Company”, PJSC]. Web-source: dvec.ru. Access date: February 12, 2018.
4. Regional'naya jenergeticheskaya komissia goroda Moskvy (RJeK Moskvy) [Regional Energy Commission of Moscow (REC of Moscow)]. Web-source: depr.mos.ru. Access date: February 10, 2018.
5. Departament jenergetiki i regulirovanija tarifov Jaroslavskoj oblasti [Department of Energy and Tariff Regulation of the Yaroslavl Region]. Web-source: yarregion.ru. Access date: February 12, 2018.
6. Regional'naya sluzhba po tarifam Kirovskoj oblasti [Regional Tariff Service of the Kirov region]. Web-source: rstkirov.ru. Access date: February 10, 2018.
7. Komitet tarifnogo regulirovanija Volgogradskoj oblasti [Tariff Regulatory Committee of the Volgograd Region]. Web-source: urt.volgograd.ru. Access date: February 12, 2018.
8. Regional'naya jenergeticheskaya komissia Krasnojarskogo kraja [Regional Energy Commission of the Krasnoyarsk Region]. Web-source: krasrec.ru. Access date: February 10, 2018.
9. Gosudarstvennyi komitet po cenam i tarifam Respubliki Krym [State Committee for Prices and Tariffs of the Republic of Crimea]. Web-source: gkz.rk.gov.ru. Access date: February 12, 2018.
10. Regional'naya jenergeticheskaya komissia Krasnodarskogo kraja [Regional Energy Commission of the Krasnoyarsk Region]. Web-source: rek23.ru. Access date: February 10, 2018.