

УДК 621.311.24

**ТЕОРЕТИЧЕСКИЕ ОСНОВЫ И ПУТИ РАЗРАБОТКИ ОПТИМАЛЬНОГО СОСТАВА
ЭНЕРГОКОМПЛЕКСА НА ОСНОВЕ ВОЗОБНОВЛЯЕМЫХ ИСТОЧНИКОВ ЭНЕРГИИ
ДЛЯ КОМПЛЕКСНОГО ЭНЕРГОСНАБЖЕНИЯ СЕЛЬСКОГО ПОТРЕБИТЕЛЯ МЬЯНМЫ**

Аунг Ко, Н.К. Малинин, Т.А. Шестопалова, В.А. Юриков

Дана математическая постановка задачи оптимизации основных параметров и режимов энергокомплекса (ЭК) на основе возобновляемых источников энергии (ВИЭ) для электро-, тепло- и хладоснабжения многочисленных автономных сельских потребителей Республики Мьянма. Приведены методические основы оценки параметров вертикального грунтового теплообменника (ВГТ), работающего совместно с тепловым насосом (ТНУ).

Ключевые слова: система комплексного энергоснабжения; оптимизация параметров и режимов работы ЭК; критерии оптимальности; вертикальный грунтовой теплообменник; тепловой насос; низкопотенциальное тепло.

**THEORETICAL FOUNDATIONS AND WAYS OF DEVELOPING
THE OPTIMUM COMPOSITION OF THE ENERGY COMPLEX
ON THE BASIS OF RENEWABLE SOURCES OF ENERGY
FOR COMPLEX ENERGY SUPPLY OF THE RURAL CONSUMER OF MYANMAN**

Aung Ko, N.K. Malinin, T.A. Shestopalova, V.A. Eurykov

The mathematical formulation of the problem of optimization of the main parameters and modes of the energy complex on the basis of renewable energy sources for electric, heat and cooling supply of numerous autonomous rural consumers of the Republic of Myanmar is given. The methodological basis for estimating the parameters of a vertical ground heat exchanger working together with a heat pump for heat.

Keywords: integrated energy supply system; optimization of EC parameters and operation modes; optimality criteria; vertical ground heat exchanger; heat pump; low-potential heat.

Введение. На сегодняшний день одной из самых больших проблем Республики Союз Мьянма (РСМ), развивающейся страны, является необходимость повышении социального уровня жизни многочисленного сельского населения, который во многом определяется уровнем обеспечения потребителя дешёвой электроэнергией. В 2014 г. в РСМ было выработано 12 млрд кВт.ч электроэнергии, а потребность в ней составляла 14,5 млрд кВт.ч [1, 2]. Удельное электропотребление на человека составляло всего 200 кВт.ч/год [1, 2]. Уровень электропотребления в РСМ является самым низким по сравнению с соседними развивающимися странами.

Объединенная энергосистема (ОЭС) покрывает только 30 % населения страны. Более 70 % жителей РСМ живет в районах децентрализованного или ненадежного централизованного энергоснабжения, где находится почти 65 тысяч сельских населенных пунктов. Среди них только 7 % подключено к объединенной энергосистеме [1, 2, 3]. ОЭС не покрывает горные регионы из-за высокой стоимости электропередачи. Горные и отдаленные регионы для передачи электричества используют только слабые местные сети. В некоторых регионах используются только дизельные или бензиновые двигатели.

Стоимость электроэнергии централизованного потребителя 3,5–7,5 цент/кВт.ч. Стоимость же электроэнергии в селах – намного выше (порядка 50–90 цент/кВт.ч) так как электроснабжение этой части населения производится за счёт использования дорогих бензиновых или дизельных электрогенераторов [1, 4, 5]. Таким образом, в Мьянме самой актуальной проблемой является нехватка электроэнергии.

Немаловажна и проблема теплоснабжения и охлаждения жилых домов, поскольку в Мьянме преобладает муссонный климат с тремя основными сезонами: влажный – с конца мая по конец октября, прохладный – с конца октября по середину февраля, жаркий – с середины февраля по конец мая. В жаркий сезон среднемесячная температура составляет выше +30 °С во многих частях Мьянмы. В горных районах и северных частей страны гораздо прохладнее (температура ночью в прохладном сезоне иногда бывает до –5 °С), в долинах температура не превышает +20 °С [1, 6]. Резкие колебания температуры в течение года настоятельно требуют решения комплексного электроснабжения страны. В этой связи весьма актуальной является использование возобновляемых источников энергии (ВИЭ) для электро-, тепло- и хладоснабжения многочисленного сельского населения страны, которые в своем большинстве не подключено к Объединённой энергетической системе (ОЭС) и используют только дорогие дизельные и бензиновые электроустановки.

Руководство страны старается сократить дефицит выработки электроэнергии, для этого строятся новые газогенераторные и гидроэлектростанции. Однако эти меры действительны только в городах, где есть связь с объединенной энергосистемой. Благодаря тому, что в Мьянме имеется высокий потенциал ресурсов солнечной энергии, ее использование в настоящее время остаётся одним из лучших решений энергообеспечения удаленных районов, где не удастся подключиться к объединенной энергосистеме.

Используемые сегодня в Мьянме пути решения проблемы энергоснабжения весьма неэкономичны для небогатого сельского населения. Одним из возможных путей решения ее могут быть энергокомплексы, базирующиеся на использовании возобновляемых источников энергии, таких как теплонасосные установки (ТНУ), солнечные фотоэлектрические установки (СФЭУ), дизельные электрические установки (ДЭУ) и аккумуляторы батарей (АБ).

1. Математическая постановка задачи. При выборе оптимальных параметров и режимов работы ЭК на основе использования ВЭИ за рассматриваемый расчетный период времени ($T = 20$ лет), берется критерий обеспечения минимальной стоимости (\$/кВт.ч) получаемой электрической и тепловой энергии – $C_{\text{год}}^{\text{ЭК}}$, который определяется по формуле [5]:

$$C_{\text{год}}^{\text{ЭК}} = \frac{Z_{\Sigma}^{\text{диск}}(T)}{\mathcal{E}_{\text{потр}}(T)}, \text{ min}, \quad (1)$$

где $Z_{\Sigma}^{\text{диск}}(T)$ – суммарные дисконтированные затраты по ЭК за расчетный период $T = 20$ лет; $\mathcal{E}_{\text{потр}}(T)$ – суммарное потребление электроэнергии ЭК за расчетный период.

Суммарные дисконтированные затраты по ЭК за весь расчетный период времени ($T = 20$ лет) по отношению к базисному году, которые определяются по формуле [5, 7]:

$$Z_{\Sigma}^{\text{диск}}(T) = K_{\text{ЭК}} + \sum_{t=1}^T I_{\text{ЭК}t} (1+\varepsilon)^{-t}, \quad (2)$$

где $K_{\text{ЭК}}$ – капитальные вложения энергетического комплекса за (0-й год) (\$); $I_{\text{ЭК}t}$ – годовые издержки ЭК (\$); ε – норма дисконтирования (%); t – номер шага расчёта (год) (0, 1, 2, 3... 20).

Потребление электроэнергии за расчетный период времени ($T = 20$ лет) определяется по формулам:

$$\mathcal{E}_{\text{потр}}(T) = \sum_{j=1}^{T=208760} \sum_{i=1} (P_i^{\text{быт}} \cdot \Delta t + P_i^{\text{ТНУ}} \cdot \Delta t)_j, \quad (3)$$

$$P_i^{\text{ТНУ}} = \frac{Q_{\text{omi}}}{\eta_{\text{ом}}} \text{ для отопления [5–8]}, \quad (4)$$

$$P_i^{\text{ТНУ}} = \frac{Q_{\text{oxi}}}{\eta_{\text{ох}}} \text{ охлаждения [5–8]}, \quad (5)$$

где $\mathcal{E}_{\text{потр}i}$ – часовое потребление электроэнергии в i -й час (кВт.ч); Δt – шаг времени (1 час); $P_i^{\text{быт}}$ – среднечасовая мощность бытового потребления (кВт); $P_i^{\text{ТНУ}}$ – среднечасовая мощность теплового насоса (кВт); $Q_{\text{omi}}, Q_{\text{oxi}}$ – среднечасовая нагрузка на отопление (охлаждение) в расчетный i -й час (кВт); $\eta_{\text{ом}}$ – КПД системы отопления; $\eta_{\text{ох}}$ – КПД системы охлаждения.

$$P_{\Pi i} = P_i^{\text{быт}} + P_i^{\text{ТНУ}} = N_{\text{СФЭУ}i} + N_{\text{АБ}_{\text{разряд}i}} + N_{\text{ДЭУ}i} - N_{\text{АБ}_{\text{заряд}i}}, \quad (6)$$

где $P_{\Pi i}$ – суммарная мощность потребителя с учетом тепловой нагрузки, (кВт).

Ежегодные издержки ЭК определяются [4] по формуле:

$$I_{\text{ЭК}i} = I_{\text{ЭК.СФЭУ}i} + I_{\text{ДЭУ}i} + I_{\text{ТНУ}i}, \quad (7)$$

где $I_{\text{ЭК.СФЭУ}i}$ – издержки t-го года на СФЭУ, (\$); $I_{\text{ДЭУ}i}$ – издержки t-го года на ДЭУ, (\$); $I_{\text{ТНУ}i}$ – издержки t-го года на ТНУ, (\$).

Капитальные вложения ЭК за первый год (1-й год) определяются [7–9] по формуле:

$$K_{\text{ЭК}} = C_{\text{ЭК.СФЭУ}} + C_{\text{ДЭУ}} + C_{\text{ТНУ}} + C_{\text{ЭК.СФЭУ}}^{\text{монтаж}} + C_{\text{ТНУ}}^{\text{монтаж}}, \quad (8)$$

где $C_{\text{ЭК.СФЭУ}}$, $C_{\text{ДЭУ}}$, $C_{\text{ТНУ}}$ – стоимость ЭК СФЭУ, ДЭУ и ТНУ соответственно (\$); $C_{\text{СФЭУ}}^{\text{монтаж}}$, $C_{\text{ТНУ}}^{\text{монтаж}}$ – стоимость монтажа ЭК СФЭУ и ТНУ (% от $C_{\text{ЭК.СФЭУ}}$ и $C_{\text{ТНУ}}$) (\$).

Стоимость компонентов ЭК определяются выражениями:

$$C_{\text{ЭК.СФЭУ}} = N_{\text{СФЭУ}}^{\text{уст}} * C_{\text{СФЭУ}}^{\text{уд}} + \mathcal{E}_{\text{АБ}} * C_{\text{АБ}}^{\text{уд}} + N_{\text{Конвер}} * C_{\text{Конвер}}^{\text{уд}} + 0,05 * C_{\text{СФЭУ}}, \quad (9)$$

$$C_{\text{ДЭУ}} = N_{\text{ДЭУ}}^{\text{уст}} * C_{\text{МГЭС}}^{\text{уд}}, \quad (10)$$

$$C_{\text{ТНУ}} = N_{\text{ТНУ}}^{\text{уст.от}} * C_{\text{от}}^{\text{уд}} + N_{\text{ТНУ}}^{\text{уст.ох}} * C_{\text{ох}}^{\text{уд}} + 3^{\text{ВГТ}}, \quad (11)$$

где $C_{\text{СФЭУ}}^{\text{уд}}$, $C_{\text{Конвер}}^{\text{уд}}$, $C_{\text{Контр}}^{\text{уд}}$, $C_{\text{ДЭУ}}^{\text{уд}}$ – удельная стоимость СФЭУ, ДЭУ, конвертора, контроллера (\$/кВт); $\mathcal{E}_{\text{АБ}}$ – емкость АБ (кВт.ч); $C_{\text{АБ}}^{\text{уд}}$ – удельная стоимость АБ, (\$/кВт.ч); $N_{\text{Конвер}}$ – мощность конвертора (кВт); $C_{\text{от}}^{\text{уд}}$, $C_{\text{ох}}^{\text{уд}}$ – удельная стоимость теплового насоса (\$/кВт); $3^{\text{ВГТ}}$ – суммарные дополнительные затраты на ВГТ ТНУ (\$).

Для определения среднечасового электропотребления ЭК необходимо знать среднечасовые мощности всех входящих в него элементов. Среднечасовая мощность СФЭУ определяется по формуле [10]:

$$N_{\text{СФЭУ}i} = \eta_i^{\text{СФЭУ}} * S_m * R_{\beta,i}, \quad (12)$$

где $\eta_i^{\text{СФЭУ}}$ – КПД СФЭУ за i-й час (%); $R_{\beta,i}$ – СР, приходящаяся на оптимально ориентированную к Солнцу приёмную площадку в расчетный i-ый час (Вт/м²); S_m – общая площадь солнечного модуля (м²).

Энергия заряда ($\mathcal{E}_{\text{АБ}_{\text{заряд}i}}$) и мощность ($N_{\text{АБ}_{\text{заряд}i}}$) АБ в i-ый час, при условии $\mathcal{E}_{\text{СФЭУ}i} > \mathcal{E}_{\Pi i}$, определяется по формулам:

$$\mathcal{E}_{\text{АБ}_{\text{заряд}i}} = \begin{cases} \mathcal{E}_{\text{АБ}i} = \mathcal{E}_{\text{АБ}}^{\text{max}} \text{ при } \mathcal{E}_{i-1}^{\text{АБ}} + (\mathcal{E}_{\text{СФЭУ}i} - \mathcal{E}_{\Pi i}) > \mathcal{E}_{\text{АБ}}^{\text{max}} \\ \mathcal{E}_{\text{АБ}i} = \mathcal{E}_{i-1}^{\text{АБ}} + (\mathcal{E}_{\text{СФЭУ}i} - \mathcal{E}_{\Pi i}) \text{ при } (\mathcal{E}_{\text{СФЭУ}i} - \mathcal{E}_{\Pi i}) < \mathcal{E}_{\text{АБ}}^{\text{max}} \end{cases}, \quad (13)$$

$$N_{\text{АБ}_{\text{заряд}i}} = \frac{\mathcal{E}_{\text{АБ}_{\text{заряд}i}}}{\Delta t}. \quad (14)$$

Энергия разряда ($\mathcal{E}_{\text{АБ}_{\text{разряд}i}}$) и мощность ($N_{\text{АБ}_{\text{разряд}i}}$) в i-ый час, при условии $\mathcal{E}_{\text{СФЭУ}i} < \mathcal{E}_{\Pi i}$ определяется по формулам:

$$\mathcal{E}_{\text{АБ}_{\text{разряд}i}} = \begin{cases} \mathcal{E}_{\text{АБ}i} = (\mathcal{E}_{i-1}^{\text{АБ}} + \mathcal{E}_{\text{СФЭУ}i}) - \mathcal{E}_{\Pi i} \text{ при } (\mathcal{E}_{i-1}^{\text{АБ}} - \mathcal{E}_{\text{АБ}}^{\text{min}}) + (\mathcal{E}_{\text{СФЭУ}i} - \mathcal{E}_{\Pi i}) > 0 \\ \mathcal{E}_{\text{АБ}i} = \mathcal{E}_{\text{АБ}}^{\text{min}} \text{ при } (\mathcal{E}_{i-1}^{\text{АБ}} - \mathcal{E}_{\text{АБ}}^{\text{min}}) + (\mathcal{E}_{\text{СФЭУ}i} - \mathcal{E}_{\Pi i}) < 0 \end{cases}, \quad (15)$$

$$N_{\text{АБ}_{\text{разряд}i}} = \frac{\mathcal{E}_{\text{АБ}_{\text{разряд}i}}}{\Delta t}. \quad (16)$$

Энергия, вырабатываемая ДЭУ ($\mathcal{E}_{\text{ДЭУ}i}$), и мощность ДЭУ ($N_{\text{ДЭУ}i}$) в i-ый час, при условии $\mathcal{E}_{\text{СФЭУ}i} < \mathcal{E}_{\Pi i}$ определяется по формулам:

$$\mathcal{E}_{\text{ДЭУ}i} = \begin{cases} \mathcal{E}_{\Pi i} - (\mathcal{E}_{i-1}^{\text{АБ}} - \mathcal{E}_{\text{АБ}}^{\text{min}} + \mathcal{E}_{\text{СФЭУ}i}) \\ 0 \text{ при } \mathcal{E}_{\text{СФЭУ}i} > \mathcal{E}_{\Pi i} \end{cases}, \quad (17)$$

$$N_{ДЭУi} = \frac{\mathcal{E}_{ДЭУi}}{\Delta t}, \quad (18)$$

$$N_{ДЭУ}^{уст} = \frac{\mathcal{E}_{ДЭУi}^{max}}{\Delta t}, \quad (19)$$

$$\mathcal{E}_{ДЭУ}^{год} = \sum_{i=1}^{8760} N_{ДЭУi} * \Delta t, \quad (20)$$

где $\Delta t = 1$ час; $\mathcal{E}_{ДЭУi}^{max}$ – максимальная энергия выработки от ДЭУ (кВт.ч); $\mathcal{E}_{ДЭУ}^{год}$ – годовая энергия выработки ДЭУ (кВт.ч).

На основе мирового опыта общая стоимость рассматриваемой в работе системы ВГТ определяется по формуле:

$$Z^{ВГТ} = N_{НОС}^{уст} * C_{НОС}^{y0} + V_{Хлада} * C_{Хлада}^{y0} + L_{ВГТ} * C_{Бур}^{y0} + 2 * L_{ВГТ} * C_{Тру}^{y0} + N_{ТНУ}^{уст} * C_{Обор}^{y0}, \quad (21)$$

где $Z^{ВГТ}$ – суммарные дополнительные затраты на ВГТ ТНУ (\$); $N_{НОС}^{уст} = 0,3$ кВт – установленная мощность циркуляционного насоса; $C_{НОС}^{y0}$ – удельная стоимость циркуляционного насоса (1200 \$/кВт); $V_{Хлада} = 0,157$ м³ – объём хладагента; $C_{Хлада}^{y0}$ – удельная стоимость хладагента (3000 \$/м³); $L_{ВГТ}$ – длина вертикального грунтового теплообменника, м; $C_{Бур}^{y0}$ – удельные затраты при построения бурового скважины (15 \$/м); $C_{Тру}^{y0}$ – удельная стоимость трубы (2 \$/м); $C_{Тру}^{y0}$ – удельная стоимость дополнительного оборудования в системе ВГТ (10 \$/кВт).

Для создания эффективной и экономичной системы энергоснабжения автономных сельских потребителей необходимо найти методы решения проблемы минимизации затрат на ее реализацию. Снижение затрат на использование траншейного и бурового оборудования при использовании грунтового ТНУ очень важно для условий Мьянмы. Для этого нужно было исследовать все существующие сегодня методы проектирования вертикального грунтового теплообменника ВГТ и обосновать применение наиболее дешевых методов с целью минимизации затрат на тепло- и хладоснабжение многочисленного сельского населения РСМ.

2. Разработка и исследование методов оценки общей длины ВГТ. Проведенное авторами исследование позволило выделить для сравнения следующие современные методы проектирования ВГТ: дешевый метод оценки общей длины ВГТ, точный метод оценки общей длины ВГТ и упрощенный метод оценки общей длины ВГТ [9–11]. Предварительный системный анализ энергетических характеристик сельских автономных потребителей и источников низкотемпературного тепла для разных регионов Мьянмы позволил обосновать следующие основные исходные данные для решения поставленной задачи:

1. Отводимые нагрузки в грунт: часовая нагрузка – $q_h = 12710$ Вт, месячная нагрузка – $q_m = 5460$ Вт, годовая нагрузка – $q_y = 4090$ Вт.

2. Характеристики грунта: теплопроводность грунта – $k = 3$ Вт/м.К; температуропроводность грунта – $\alpha = 0,07$ м²/сут., температура грунта – $T_g = 21$ °С.

3. Характеристики хладагента (Фреон R410a): теплоёмкость – $C_p = 1202$ Дж/кгК; массовый расход – $m_{fls} = 0,05$ кг/с.кВт; температура на входе ТНУ – $T_{inHP} = 32$ °С.

4. Характеристики буровой скважины: радиус скважины – $r_{bore} = 0,075$ м; радиус внутренней трубки – $r_{pin} = 0,0125$ м; радиус наружной трубки – $r_{pext} = 0,015$ м; теплопроводность раствора – $k_{grount} = 1,5$ Вт/мК; теплопроводность трубки – $k_{pipe} = 0,42$ Вт/м.К; расстояние между центрами трубок – $L_U = 0,09$ м; коэффициент теплоотдачи конвекции – $h_{conv} = 1000$ Вт/м²К.

2.1. Дешевый метод оценки общей длины ВГТ. В данной работе принимается, что нагрузки на охлаждение потребителей для условий Мьянмы, как правило, значительно больше, чем нагрузки на отопление, и ВГТ определяется на основе нагрузки на охлаждение.

Таблица 1 – Коэффициенты корреляции

Коэффициенты корреляции для f_{6h} , f_{1m} и f_{10y}	f_{6h}	f_{1m}	f_{10y}
a_0	66194	0.41327	0.30576
a_1	-4.81569	0.29130	0.08987
a_2	15.03571	0.07589	-0.09152
a_3	-0.09879	0.15640	-0.03872
a_4	0.02918	-0.22894	0.16909
a_5	0.11385	-0.00493	-0.02882
a_6	0.00561	-0.00269	-0.00289
a_7	77963	-0.63804	-0.17232
a_8	-0.32439	0.29508	0.03112
a_9	.01824	0.14933	-0.11884

Общая искомая длина скважин L_{bore} , м, используемых для теплообмена с грунтом в системах тепло- и хладоснабжения с тепловыми насосами, определяется по формуле [9, 10]:

$$L_{bore} = \frac{q_h R_b + q_y R_y + q_m R_m + q_h R_{6h}}{T_m - (T_g + T_p)}, \quad (22)$$

где q_h, q_m, q_y – пиковая часовая, месячная и годовая нагрузка на охлаждение (Вт); R_b, R_y, R_m, R_{6h} – эффективное термическое сопротивление буровой скважины, годовое термическое сопротивление, месячное термическое сопротивление и часовое термическое сопротивление (м.К/Вт); T_m – средняя температура теплоносителя (°C); T_g – годовая амплитуда температуры поверхности, °C; $T_p = 0$ – °C для одного ВГТ – температура, учитывающая влияние на теплообмен соседних скважин [1]; $T_m = 0.5(T_{вх} + T_{вых})$ – средняя температура хладагента, °C; $T_{вх}, T_{вых}$ – температура хладагента на входе и выходе ТНУ, °C; $T_{вых} = T_{вх} + q_h / (C_p * m_{fls} * q_h / 1000)$, °C.

При расчёте длины ВГТ учитываются следующие условия и ограничения [10]:

$$0,05 \text{ м} \leq r_{bore} \leq 0,1 \text{ м}, \quad (23)$$

$$0,025 \frac{\text{м}^2}{\text{сут}} \leq \alpha \leq 0,2 \frac{\text{м}^2}{\text{сут}}, \quad (24)$$

где $r_{скв}$ – радиус скважины, м; α – температуропроводность, зависящая от вида грунта, его плотности и влажности, $\frac{\text{м}^2}{\text{сут}}$.

Для того чтобы получить три эффективных термических сопротивления – R_y, R_m, R_{6h} , можно использовать функцию f_{10y}, f_{1m}, f_{6h} по формулам (25) и (26) с соответствующими коэффициентами, показанными в таблице 1.

$$R = \frac{1}{k} f(\alpha, r_{bore}), \quad (25)$$

$$f = a_0 + a_1 r_{bore} + a_2 r_{bore}^2 + a_3 \alpha + a_4 \alpha^2 + a_5 \ln(\alpha) + a_6 \ln(\alpha)^2 + a_7 r_{bore} \alpha + a_8 r_{bore} \ln(\alpha) + a_9 \alpha \ln(\alpha), \quad (26)$$

где α – температуропровдность, м²/сут.; a_i – коэффициенты корреляции, (таблица 1); r_{bore} – радиус скважины, м; k – теплопроводность грунта.

Эффективное термическое сопротивление R_b базируется на трех элементарных эффективных термических сопротивлениях: R_g – термическое сопротивление раствора; R_p – термическое сопротивление проводимости трубы; R_{conv} – термическое сопротивление конвекции внутри трубы:

$$R_b = R_g + \frac{R_p + R_{conv}}{2}, \quad (27)$$

$$R_{conv} = \frac{1}{2\pi r_{pin} h_{conv}}, \quad (28)$$

$$R_p = \frac{\ln\left(\frac{r_{pext}}{r_{pin}}\right)}{2\pi k_{pipe}}, \quad (29)$$

$$R_g = \frac{1}{4\pi k_{groud}} \left[\ln\left(\frac{r_{bore}}{r_{pext}}\right) + \ln\left(\frac{r_{bore}}{L_U}\right) + \frac{k_{groud} - k}{k_{groud} + k} \left[\frac{r_{bore}^4}{r_{bore}^4 - \left(\frac{L_U}{2}\right)^4} \right] \right], \quad (30)$$

где h_{conv} – коэффициент теплоотдачи конвекции (Вт/м.К); r_{pin} , r_{pext} – внутренний и наружной радиусы, м; k , k_{groud} , k_{pipe} – теплопроводность грунта, теплопроводность раствора, теплопроводность трубки Вт/м.К; L_U – расстояние центра между двумя центрами трубки, (м).

2.2. Точный мод оценки общей длины ВГТ. Суммарная длина скважин L_c , м, используемых для теплообмена в системе «грунт–скважина», предназначенных для теплоснабжения жилого помещения с ТНУ, определяется по следующей формуле [11]:

$$L_c = \frac{q_{y\partial} R_{ga} + Q_X (R_b + k_m R_{gm} + k_{HL} R_{gd})}{t_g - T_m - t}, \quad (31)$$

где $q_{y\partial}$ – среднегодовой тепловой поток, Вт; Q_X – холодопроизводительность теплового насоса; R_{ga} – линейное термическое сопротивление грунта, м·°С/Вт; R_b – линейное термическое сопротивление скважины, 0,1 м·°С/Вт [6]; k_m – коэффициент, усредняющий пиковую тепловую нагрузку; R_{gm} – линейное термическое сопротивление грунта в течение расчетного месяца, м·°С/Вт; R_{gd} – линейное термическое сопротивление грунта в течение расчетного дня, м·°С/Вт; k_{HL} – коэффициент, учитывающий тепловые потери, который принимают равным 1,04; t_g – температура теплоносителя в скважине, °С; $\Delta t = 0$ °С для одного ВГТ – поправка, учитывающая влияние на теплообмен соседних скважин, если расстояние между ними менее 6 метров, °С; T_m – средняя температура хладагента, °С; L_c – длина ВГТ, м.

Усредненная за год величина теплового потока – $q_{y\partial}$, Вт определяется по формуле:

$$q_{y\partial} = 31,71 \left[Q_{ox} \left(\frac{COP_{ox} + 1}{COP_{ox}} \right) - Q_{omo} \left(\frac{COP_{omo} - 1}{COP_{omo}} \right) \right], \quad (32)$$

где COP_{ox} , COP_{omo} – COP теплового насоса на охлаждение и отопление; Q_{ox} , Q_{omo} – годовая потребность в холоде и в тепле, гДж.

Линейное термическое сопротивление грунта R_{ga} , м·К/Вт, определяется по формуле:

$$R_{ga} = \frac{G}{\lambda}, \quad (33)$$

где $\lambda = 3$ Вт/м.К – теплопроводность грунта; G – коэффициент, определяемый по формуле с учетом числа Фурье F_0 :

$$G = 0,17388 * \lg(F_0) + 0,0927 . \quad (34)$$

Число Фурье F_0 является одним из критериев, которым характеризуется соотношение между скоростью изменения тепловых условий в окружающей среде и скоростью перестройки температурного поля внутри рассматриваемой системы ТНУ. Число Фурье зависит от размеров исследуемого тела и коэффициента его теплопроводности и определяется по следующей формуле (35):

$$F_0 = \frac{\alpha T}{D_{акв}^2} , \quad (35)$$

где α – температуропроводность, $\frac{м^2}{сут}$, определяется для конкретных географических условий; T (сутки) – цикл в сутках, в течение которого происходит изменение направления теплового потока, T : 3650, 30, и 0,25 суток; $D_{акв}$ – эквивалентный диаметр трубопровода – 0,075 мм.

Холодопроизводительность теплового насоса (мощность отбора тепловой энергии от ТНУ до источника НПТ), Вт, которая определяется по уравнению [8]:

$$Q_x = Q_{ох.расч} - \mathcal{E}_П , \quad (36)$$

где $Q_{ох.расч}$ – расчётная нагрузка на охлаждение, Вт; $\mathcal{E}_П$ – пиковая электрическая нагрузка в расчётной нагрузке ТНУ, Вт.

Коэффициент k_m , усредняющий пиковую тепловую нагрузку, определяют по формуле:

$$k_m = \frac{Q_{ох}}{8760} \left(\frac{1}{Q_{ох.расч}} \right) . \quad (37)$$

2.3. Упрощенный метод оценки общей длины ВГТ. Так как тепловой насос в разрабатываемом проекте будет работать в основном с низкотемпературными системами охлаждения, то сброс тепла от хладагента будет рассчитан по формуле (38) [8]. При этом необходимая длина бурения скважин для ТНУ с удельной мощностью сброса тепла от хладагента $q_{yd} = 55$ Вт/м для обычного грунта (песчаник, сухие глины) определяется по уравнению (39) [3, 12]:

$$Q_{сброс} = Q_{ох.расч} \left(\frac{COP_{ох} + 1}{COP_{ох}} \right) , \quad (38)$$

$$L_{скв} = \frac{Q_{сброс}}{q_{yd}} . \quad (39)$$

В первом методе при расчётной нагрузке на охлаждение 11 кВт и COP теплового насоса на охлаждение 4,5, длина ВГТ составит 160 м, а в третьем упрощенном методе длина ВГТ составит 231 м. Относительное отклонение общей длины ВГТ от первого метода до третьего составляет 44 %. Длина скважины по всем трём методам показана в таблице 2.

Сравнительный анализ эффективности всех трёх методов показал следующее. Суммарные затраты для первого метода по сравнению с третьим уменьшаются на 34 % (с 5330 до 3980 \$) при уменьшении общей длины ВГТ на 71 м. Суммарные затраты для первого метода по сравнению со вторым уменьшаются

Таблица 2 – Результаты расчета длины ВГТ

Метод	Длина скважины, м
Дешевый метод оценки общей длины ВГТ	160
Точный метод оценки общей длины ВГТ	162
Упрощенный метод оценки общей длины ВГТ	231

на 1 % (с 4020 до 3980 \$) при уменьшении общей длины ВГТ на 2 м. Таким образом, при использовании первого метода можно уменьшить общую длину ВГТ и снизить затраты на использование траншейного и бурильного оборудования при проектировании ВГТ ТНУ при одной и той же точности расчётов. Поэтому в Мьянме рекомендуется использовать первый метод, как наиболее точный и дешёвый для снижения затрат на ВГТ и как наиболее выгодный вариант для решения общей длины ВГТ. Для решения поставленной задачи была создана новая расчетная модель на основе Программного языка C++ более удобная для использования.

Литература

1. *Аунг Ко*. Проблемы создания комплексной системы электро- и теплоснабжения автономного потребителя Мьянмы / Аунг Ко, Т.А. Шестопалова // Матер. 22-й межд. научн.-техн. конф. студентов и аспирантов “Радиоэлектроника, Электроника и Энергетика”. М.: МЭИ, 2016. № 3. С. 316.
2. *Dapice David*. Electricity Demand and Supply in Myanmar [Электронный ресурс] / David Dapice. Режим доступа: <http://ash.harvard.edu/files/electricitydemand.pdf>
3. *Аккозиев И.А.* Ветроэнергетические установки на площадке гибридных энергетических комплексов / И.А. Аккозиев, Г.В. Дерюгина, М.Г. Тягунов, Т.А. Шестопалова // Вестник КРСУ. 2015. Том 15. № 9. С. 96–99.
4. *Лин Аунг Тет*. Исследование информационного обеспечения геологических расчетов и ресурсов солнечной энергии Мьянмы / Лин Аунг Тет, Н.К. Малинин, Т.А. Шестопалова // Вестник МЭИ. 2014, № 1. С. 43–49.
5. *Аунг Ко*. Постановка задачи оптимизации состава энергокомплекса на основе возобновляемых источников энергии для комплексного энергоснабжения сельского потребителя Мьянмы / Н.К. Малинин, Т.А. Шестопалова // Вестник ВИЭСХ. 2016. № 2 (23). С. 23–26.
6. *Hadden R. Lee*. The Geology of Burma(Myanmar): An Annotated Bibliography of Burma’s Geology, Geography and Earth Science [Электронный ресурс] /Hadden R. Lee. URL: <http://www.dtic.mil/cgi-bin/GetTRDoc?AD=ADA487552>
7. *Бурмистров А.А.* Методы расчета ресурсов возобновляемых источников энергии / А.А. Бурмистров, В.И. Виссарионов, Г.В. Дерюгина, В.А. Кузнецова, Д.Н. Кунакин, Н.К. Малинин. М.: Изд. дом МЭИ, 2009. 144 с.
8. *PUMP PROJECT ANALYSIS*. 2016, 70p. [Электронный ресурс]. Режим доступа: <http://www.pdionline.com/courses/e508/e508content.pdf>
9. Методические рекомендации по оценке эффективности инвестиционных проектов (2-я ред., испр. и доп., утв. Минэкономики, Минфином и Госстроем РФ от 21 июня 1999 г. N ВК 477). 196 с.
10. *Philippe Mikael*. Vertical geothermal borefields / Mikael Philippe, Michel Bernier // ASHRAE Journal, July 2010. 20–28 p.
11. ASHRAE. American Society of Heating, Refrigerating and Air-Conditioning Engineers, Inc. 2007 HVAC Applications. Ch. 32, 33//2007.
12. Система отопления с тепловым насосом [Электронный ресурс]. Режим доступа: <http://strport.ru/klimat/sistema-otopleniya-s-teplovyim-nasosom>