

УДК 621.3+620.9

*МЕТОДИКА ТЕХНИКО-ЭКОНОМИЧЕСКОГО ОБОСНОВАНИЯ  
ВЫПОЛНЕНИЯ ЭНЕРГОСБЕРЕГАЮЩИХ МЕРОПРИЯТИЙ  
С ИСПОЛЬЗОВАНИЕМ СОЛНЕЧНЫХ ФОТОЭЛЕКТРИЧЕСКИХ  
ПАНЕЛЕЙ И ГЕЛИОКОЛЛЕКТОРОВ ФИЛИАЛА ПАО «КУБАНЬЭНЕРГО»  
СОЧИНСКИЕ ЭЛЕКТРИЧЕСКИЕ СЕТИ*

**Э.Г. АРМАГАНЯН<sup>1</sup>, В.В. ДВОРНЫЙ<sup>1</sup>, В.В. КОВАЛЕВ<sup>1</sup>, Б.С. ЛИТАШ<sup>1</sup>,  
В.А. ЛЕБЕДЕВ<sup>2</sup>, С.А. ПОДГОРНЫЙ<sup>3</sup>, А.И. РЕШЕТНЯК<sup>3</sup>, Д.А. БЕБКО<sup>2</sup>**

<sup>1</sup> ПАО «Кубаньэнерго»

350033 Российская Федерация, Краснодарский край,

г. Краснодар, ул. Ставропольская, д. 2А

<sup>2</sup> ОАО «Энергосервис Кубани»

350080 г. Российская Федерация Краснодар, ул. Новороссийская 47

<sup>3</sup> Кубанский государственный технологический университет,

350072, Российская Федерация, г. Краснодар, ул. Московская, 2

При определении расчётной производительности и экономических показателей гелиоустановки можно судить, какой объект теплоснабжения надо выбрать для обеспечения тепловой энергией и с учетом его расположения и климатической зоны и расположить энергетическую установку.

**Ключевые слова:** гелиоколлекторная установка, теплопроизводительность, коэффициент полезного действия, срок окупаемости.

Экономическая целесообразность сооружения гелиоустановки определяется в основном стоимостями солнечных коллекторов и замещаемой энергии. Для выбора конкретной конструкции солнечного коллектора целесообразно определить удельные стоимости разных вариантов, ограничив их расчетный КПД максимальным и минимальным значениями [1]. По результатам расчётов и анализа оптимального соотношения стоимости, теплотехнического совершенства солнечного коллектора принимается решение о его конкретной конструкции, и для неё определяются капиталовложения в гелиоустановку. Площадь устанавливаемых гелиоколлекторных установок (ГКУ) рассчитывается по формулам норм проектирования [5], номограмме [3], тепловым характеристикам солнечных коллекторов. При этом для сезонных ГКУ без дублёра минимальную и максимальную производительности следует определять по срокам фактической работы объекта в течение года [4].

Цель работы – Определение технико-экономических показателей гелиоколлекторной установки.

Основные элементы ГКУ на ГВС — солнечные коллекторы — выпускаются в России в соответствии с ГОСТ [4] несколькими заводами (Таблица 1). Основные характеристики ГКУ, выпускаемых в России, приведены в [7]. Данные характеристики получены на российских испытательных стендах.

Таблица 1 – Технические характеристики коллекторов

Показатели	Ковровский механический завод	ОАО "Радуга-Ц" (г. Жуковский)	НПО Машиностроения (г. Реутово)	ОАО «Энергосервис Кубани» (г. Краснодар)
Площадь теплопоглощающей панели, м <sup>2</sup>	0,81	1,0	2,0	0,89
Ширина x длина, м	900 x 940	1830 x 630	2007 x 1007	1073x1910
Масса (сухая), кг	55	27	54	60
Удельная масса, кг / м <sup>2</sup>	22,2	27	27	29,28
Удельный объём каналов для теплоносителя, л / м <sup>2</sup>	4,8	1,3	-	-
Материал теплопоглощающей панели	Латунь, сталь	Сталь 12Х18Н10НТ	Алюминий АД-31	Сталь AISI304
Рабочее давление, МПа	0,6	0,6	1,0	0,6
Приведённый коэффициент теплопотерь, Вт/(м <sup>2</sup> К)	5,8	4,4	-	4,8
Приведённая оптическая характеристика	0,72	0,92 - 0,94	0,72 - 0,96	0,8-0,9
Стоимость, долл / м <sup>2</sup>	105	200	150	130

Анализ приведённых в таблице 1 характеристик существующих ГКУ показывает, что оптимальное соотношение цена—качество имеют солнечные коллекторы ОАО «Энергосервис Кубани» по сравнению с другими производителями, применение которых ограничено высокой стоимостью и возможностью использования лишь в двухконтурных системах гелиоустановок.

Рассмотрим расчет технико-экономических показателей ГКУ.

При длине коллектора  $L$  в максимальном расчетном режиме (21 июня) значение затенения  $a_1 = 0,5 L \operatorname{tg} 30^\circ = 0,29 L$ . После завершения летнего сезона значение затенения составит  $a_2 = 0,5 L$ . Так как расстояние между рядами солнечных коллекторов определяется, с одной стороны, затенением, с другой стороны, нормативным значением проходов для обслуживания оборудования (более 800 мм), минимальное значение прохода, соответствующего оптимальному заполнению плоской кровли здания при указанных условиях, составит  $a = 0,5 L$ . При обеспечении минимального прохода между рядами ГКУ длина коллектора  $L = 1,9$  м. При этой длине будет максимально использоваться площадь плоской кровли.

Оптимальную площадь гелио коллекторной установки ГКУ [6] на плоскости кровли или навеса предлагается определять по формуле

$$A = F_{кр} f_{зан} f_{незан} \quad (1)$$

где  $F_{кр}$  — площадь кровли,  $F_{кр} = 157,5 \text{ м}^2$ ;  $f_{зан}$  — фактор заполнения, определяющий число солнечных коллекторов:  $f_{зан} = 0,48$ , которые могут быть расположены на данной площади кровли;  $f_{незан}$  — фактор незатенения, определяемый отношением суммарной солнечной радиации, падающей на затененные и незатененные ГКУ:  $f_{незан} = 0,98$ , тогда площадь  $74 \text{ м}^2$ , так как нам нужно для потребления тепловой энергии всего 6 кВт, то увеличение число панелей, не целесообразно согласно потребления по ГВС нагрузке по этому оставляем оптимальную площадь  $32,79 \text{ м}^2$ , что удовлетворяет потреблению тепловой энергии на ГВС

При размещении ГКУ на плоской кровле здания необходима проверка несущей способности плит перекрытия, а в ряде случаев — и несущего каркаса здания. На плоской кровле здания СМиТ филиала ПАО «Кубаньэнерго» Сочинские электрические сети в г. Сочи установлена гелиоустановка расчётной производительностью  $10 \text{ м}^3$  в день воды температурой  $55 \text{ }^\circ\text{C}$ . Кровля выполнена из железобетонных плит ( $1,5 \times 6 \text{ м}$ ) с утеплителем из керамзита и нескольких слоев рубероида. В 2013 г. по цементной стяжке будет установлено 16 гибридных гелиоколлекторов. Ориентация гелиоколлекторов — южная под углом  $45^\circ$  к продольной оси здания, угол наклона коллекторов к горизонту —  $30^\circ$ . Компоновка коллекторов — двухрядная, двумя блоками по 8 коллекторов. Общая масса одного блока с коллекторами, заполненными антифризом, и опорными металлоконструкциями — 2080 кг. При шаге опор 1,105 м расчётная нагрузка на каждую конструкцию, равна 130 кг, что при её размерах ( $1910 \times 1073 \text{ мм}$ ) обеспечивает удельную нагрузку  $130 \text{ г/см}^2$  и дополнительную нагрузку на каждую плиту — 260 кг, допустимую по условиям её прочности. Конструкция опорных лап предусматривает применение листовой резины для исключения продавливания рубероидного ковра. Произведем расчет параметров системы теплоснабжения и горячего водоснабжения для здания СМиТ. Для этого воспользуемся данными энергообследования здания СМиТ, по таблице 2.

Таблица 2 Данные удельных показателей расхода тепловой энергии, на отопление, вентиляцию и горячее водоснабжение на  $\text{м}^2$

№	$Q_{от} (\text{кВт}\cdot\text{ч})/\text{м}^2$	$Q_{вен}(\text{кВт}\cdot\text{ч})/\text{м}^2$	$Q_{гвс}(\text{кВт}\cdot\text{ч})/\text{м}^2$	$Q(\text{кВт}\cdot\text{ч})/\text{м}^2$
1.	20,18	20,18	1,095	41,45

#### *Расчеты систем солнечного теплоснабжения и горячего водоснабжения.*

При расчете солнечной системы теплоснабжения (ССТ) и горячего водоснабжения учитывается круглогодичность их работы.

Теплопроизводительность ССТ за годичный период ее эксплуатации ( $Q_c$ ) определяется по уравнению

<http://ntk.kubstu.ru/file/1987>

$$Q_c = f \cdot Q \quad (2)$$

где  $f$  - доля полной среднегодовой тепловой нагрузки, обеспечиваемой за счет солнечной энергии 2,5%;

$Q$  - полная годовая нагрузка теплоснабжения, кВт·ч,

тогда  $Q_c = 0,025 \times 41,25 = 1,095$  кВт·ч, с учетом площади здания СМиТ;  $S = 825,4 \text{ м}^2$ ,  $Q_c = 903,81$  кВт·ч или  $Q_c = 0,777$  Гкал:

Удельная годовая теплопроизводительность ССТ определяется по формуле

$$g = \frac{Q_c}{F} \quad (3)$$

где  $F$  - площадь поверхности ГКУ, площадь одного гелиоколлектора,  $F = 2,049 \text{ м}^2$

тогда площадь для 16 шт. составит  $F = 32,79 \text{ м}^2$

тогда

$$g = \frac{903,81}{32,79} = 27,56 \text{ кВт} \cdot \text{ч} / \text{м}^2 \text{ в год}$$

Удельная годовая теплопроизводительность  $g$  является функцией следующих параметров:

географической и климатических характеристик ( $\varphi$ ,  $H$ ,  $t_{нв}$ );

характеристик солнечного коллектора ( $U_L$ ,  $(\tau\alpha)$ ,  $Fr$ ,  $\epsilon$ );

режимных параметров ( $t_r$ ,  $t_x$ ,  $g$ ); параметров системы ( $\epsilon_1$ ,  $V_a$ ,  $f$ ).

Характеристики ГКУ различных конструкций обобщены в трех типах - I, II, III, которые используются при нахождении удельной годовой теплопроизводительности ССТ  $q$ , и приведены в [5]. В нашем случае ГКУ относится к II виду гелиоколлекторов.

Для ССТ рекомендуется применять одностекольный селективный коллектор (тип II) и двухстекольный неселективный коллектор (тип III). Для систем ГВС - одностекольные коллекторы (типов I, II).

Принципиальная схема системы солнечного теплоснабжения приведена на рис. 1 и предусматривает работу установки в различных режимах теплоснабжения.

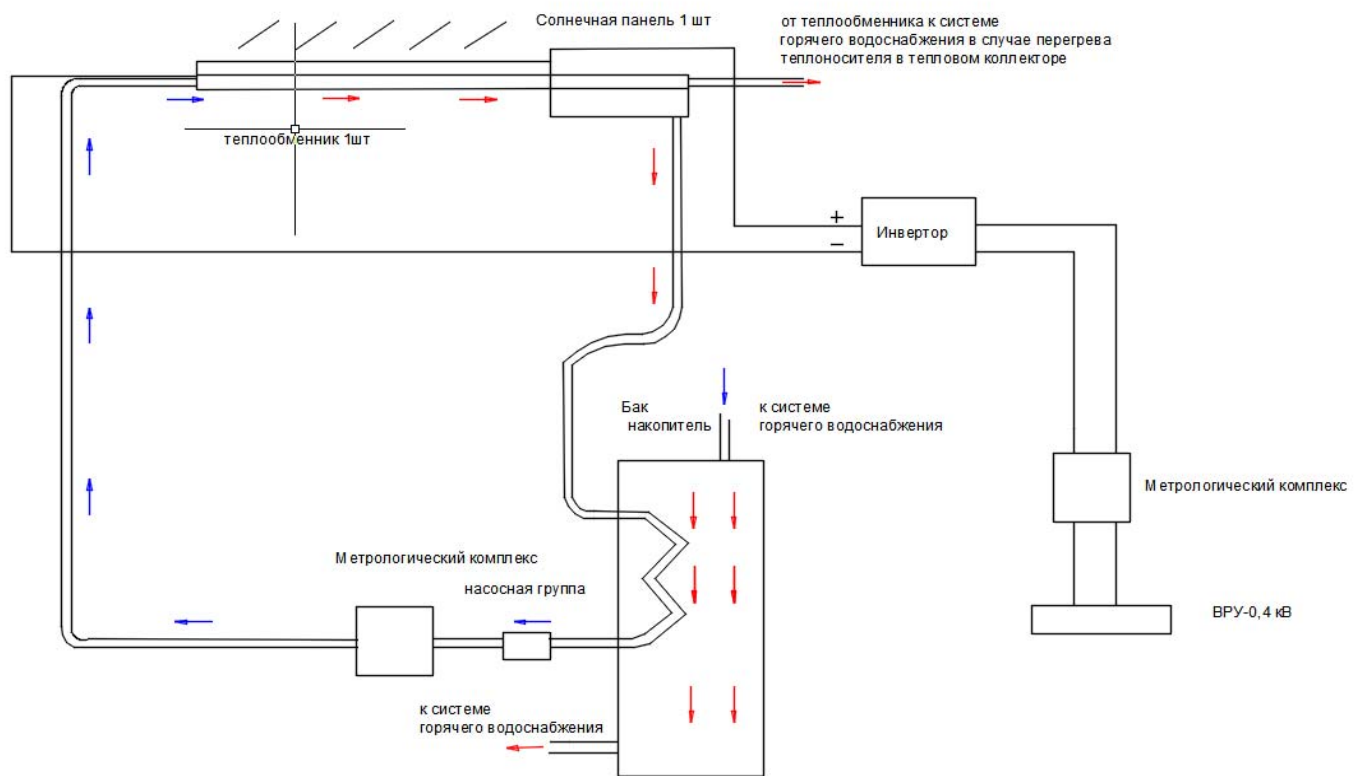


Рис. 1 - Принципиальная схема системы солнечного горячего водоснабжения

### Расчет системы солнечного теплоснабжения

Основным параметром ССТ является годовая удельная теплопроизводительность, определяемая из уравнения

$$q = a + b \cdot (I - 1000), \text{ кВт} \cdot \text{ч}/\text{м}^2, \quad (4)$$

где  $I$  - среднегодовая суммарная солнечная радиация на горизонтальную поверхность,  $\text{кВт} \cdot \text{ч}/\text{м}^2$ ; находится из [5] для г. Сочи,  $I=1365 \text{ кВт} \cdot \text{ч}/\text{м}^2$ ;

$a, b$  - параметры, определяемые из уравнения (4) и (5)

$$a = (\alpha_1 + \alpha_2 r + \alpha_3 r_2) + (\alpha_4 + \alpha_5 r + \alpha_6 r_2) f + (\alpha_7 + \alpha_8 r + \alpha_9 r_2) f_2; \quad (5)$$

$$b = (\beta_1 + \beta_2 r + \beta_3 r_2) + (\beta_4 + \beta_5 r + \beta_6 r_2) f + (\beta_7 + \beta_8 r + \beta_9 r_2) f_2; \quad (6)$$

где  $r$  - характеристика теплоизолирующих свойств ограждающих конструкций здания при фиксированном значении нагрузки ГВС, представляет собой отношение суточной нагрузки отопления при температуре наружного воздуха

равной 0 °С к суточной нагрузке ГВС. Чем больше  $r$ , тем больше доля отопительной нагрузки по сравнению с долей нагрузки ГВС и тем менее совершенной является конструкция здания с точки зрения тепловых потерь;  $r = 0$  принимается при расчете только системы ГВС.

Определим параметры  $a$  и  $b$ :

$$a = (607,0 - 1340 + 1900) = 1167;$$

$$b = (1,177 - 2,6 + 3,35) = 1,927.$$

$\alpha_1 \dots \alpha_9$ ;  $\beta_1 \dots \beta_9$  - коэффициенты, находятся из табл. 3 и 4;

Уравнение (4) применимо при использовании схемы, приведенной на (рис. 1).

Таблица 3 - Значения коэффициента  $\alpha$  для ГКУ II и III типов

Тип коллектора	Значения коэффициентов								
	$\alpha_1$	$\alpha_2$	$\alpha_3$	$\alpha_4$	$\alpha_5$	$\alpha_6$	$\alpha_7$	$\alpha_8$	$\alpha_9$
II	607,0	-80,0	-3,0	-1340,0	437,5	22,5	1900,0	-1125,0	25,0
III	298,0	148,5	-61,5	150,0	1112,0	337,5	-700,0	1725,0	-775,0

Таблица 4 Значения коэффициента  $\beta$  для ГКУ II и III типов

Тип коллектора	Значения коэффициентов								
	$\beta_1$	$\beta_2$	$\beta_3$	$\beta_4$	$\beta_5$	$\beta_6$	$\beta_7$	$\beta_8$	$\beta_9$
II	1,177	-0,496	0,140	-2,6	3,6	-0,995	3,350	-5,05	1,400
III	1,062	-0,434	0,158	-2,465	2,958	-1,088	3,550	-4,475	1,775

Уравнение (4) применимо при значениях:

$$1050 \leq I \leq 1900; 1 \leq r \leq 3; 0,2 \leq f \leq 0,4.$$

Общая площадь поверхности ГКУ находится по формуле

$$F = Q_c/q, \text{ м}^2. \tag{7}$$

*Расчет системы солнечного горячего водоснабжения (СГВС)*

Удельная годовая теплопроизводительность СГВС (схема на рис. 1) определяется по формуле

$$q = a + b(I_s - 1050), \text{ кВт} \cdot \text{ч}/\text{м}^2 \tag{8}$$

Значения коэффициентов *a* и *b* находятся из табл. 5.

$$q = 355 + 0,8(1365 - 1050) = 607 \text{ кВт} \cdot \text{ч}/\text{м}^2$$

Таблица 5 - Значения коэффициентов *a* и *b* в зависимости от типа солнечного коллектора

Тип коллектора	Значения коэффициентов	
	<i>a</i>	<i>b</i>
I	235	0,75
II	355	0,80

Уравнение (8) справедливо при  $f = 0,5$  и  $1050 \leq I \leq 1900$ .

Для горячего водоснабжения найдем удельную годовую производительность

$$q = a + b \cdot (I_s - 1050), \text{ кВт} \cdot \text{ч}/\text{м}^2$$

При других значениях коэффициента замещения *f* для рассматриваемых типов коллекторов I и II значение удельной годовой теплопроизводительности *q* должно быть увеличено (уменьшено) в соответствии с данными табл. 5 и определяется по формуле

$$q_i = q \cdot (1 + \Delta q/100), \text{ кВт} \cdot \text{ч}/\text{м}^2, \tag{9}$$

где *q<sub>i</sub>* - удельная годовая теплопроизводительность СГВС при значениях *f*, отличных от 0,5;



$\Delta q$  - изменение годовой удельной теплопроизводительности СГВС, %.

Таблица 6 - Изменение значения удельной годовой теплопроизводительности  $\Delta q$  от годового поступления солнечной радиации на горизонтальную поверхность  $H$  и коэффициента  $f$

Значения $H$ , кВт · ч/м <sup>2</sup>	Значения $\Delta q$ , % при			
	$f = 0,3$	$f = 0,4$	$f = 0,5$	$f = 0,6$
Менее 1500	+17	+9	0	-10
Более 1500	+10	+5	0	-6

Значение  $f$  больше 0,6 достигается при  $H \geq 1700$ .

Произведем перерасчет солнечного излучения при падении лучей на наклонную плоскость, которое характеризуется коэффициентами расположения солнечного коллектора для прямой  $P_s$  и  $P_g$  наклонной радиации [2]. Коэффициент расположения солнечного коллектора для прямой радиации  $P_s$  является функцией широты местности  $\varphi = 43.59^\circ$  для города Сочи, угла наклона коллектора  $\beta$ , угла склонения Солнца  $\delta$ , который в свою очередь зависит от времени.

Коэффициент расположения солнечного коллектора для рассеянной радиации определяется по уравнению

$$P = \cos^2 \frac{\beta}{2} \tag{10}$$

где  $\beta$  – угол наклона солнечного коллектора к горизонту  $45^\circ$ .  
Тогда

$$P_s = \cos^2 \frac{43,59}{2} = 0,96$$

$$P_g = \cos^2 \frac{45}{2} = 0,76$$

Угол  $\beta$  рекомендуется принимать равным широте местности,  $\beta = \varphi$  для круглогодично работающих систем и  $\beta = \varphi - 15^\circ$  для систем, работающих в

летний период. Интенсивность падающей солнечной радиации для каждого светового дня определяется по выражению

$$g = P_s \cdot I_s + P_g \cdot I_g \quad (11)$$

где ( $I_s$ ) - в верхней строчке прямая интенсивность; 1365 кВт·ч/м<sup>2</sup>;  
 ( $I_g$ ). – в нижней строчке рассеянная интенсивность 1099 кВт·ч/м<sup>2</sup>  
 тогда

$$g = 0,96 \cdot 1365 + 0,76 \cdot 1099 = 1310 + 835,24 = 2145,24 \text{ кВт} \cdot \text{ч} / \text{м}^2 \text{ в год}$$

Рассчитаем интенсивность солнечного излучения в самый холодный месяц и самый теплый по [5]

За январь, где  $I_s = 37$  кВт·ч/м<sup>2</sup>; где  $I_g = 65,8$  кВт·ч/м<sup>2</sup>

$$g_{\text{я}} = 0,96 \cdot 37 + 0,76 \cdot 65,8 = 85,53 \text{ кВт} \cdot \text{ч} / \text{м}^2 \text{ в месяц}$$

За июль, где  $I_s = 206,8$  кВт·ч/м<sup>2</sup>;  $I_g = 95,78$  кВт·ч/м<sup>2</sup>

$$g_{\text{и}} = 0,96 \cdot 206,8 + 0,76 \cdot 95,78 = 271,32 \text{ кВт} \cdot \text{ч} / \text{м}^2$$

Интенсивность солнечного излучения  $q_i$  меняется в течение года. Поэтому КПД установки тоже будет изменяться. КПД установки определяется по выражению [8]

$$\eta = 0,8 \left( \theta - \frac{8k\Delta t}{g} \right) \quad (12)$$

где  $\theta$  – приведенная оптическая характеристика ГКУ, принимается для одностекольных коллекторов  $\theta = 0,73$  [6], для двухстекольных  $\theta = 0,63$  [6];  $k$  – приведенный коэффициент теплопередачи солнечного коллектора, для одностекольных –  $k = 8$  Вт/(м<sup>2</sup>·К), для двухстекольных –  $k = 5$  Вт/(м<sup>2</sup>·К) [6];  $\Delta t$  – разность между средней температурой нагреваемой воды и средней температурой наружного воздуха.

Найдем температуры теплоносителя на входе и на выходе коллектора с учетом внешней температуры среды

$$t_1 = t_x + 5; \quad t_2 = t_r + 5 \quad (13)$$

где  $t_x$  и  $t_r$  – температура воды на входе и на выходе из коллектора;  
 $t_x=10^\circ\text{C}$ ;  $t_r=70^\circ\text{C}$ , тогда  $t_1=15^\circ\text{C}$ ;  $t_2=75^\circ\text{C}$ ;  $t_H^{\text{cp}} = 7,4^\circ\text{C}$

Тогда разность средней температуры теплоносителя и средней дневной температуры наружного воздуха составит

$$\begin{aligned} \Delta t &= 0,5 \cdot (t_1 - t_2) - t_H^{\text{cp}} \\ \Delta t &= 22,6^\circ\text{C} \end{aligned} \quad (14)$$

Произведем расчет КПД гелиоколлектора в зимний период (январь)

$$\begin{aligned} \eta &= 0,8 \cdot \left( 0,7 - \frac{8k\Delta t}{g} \right) \\ \eta &= 0,8 \cdot \left( 0,7 - \frac{8 \cdot 8 \cdot 22,6}{85530} \right) = 0,55 \end{aligned}$$

Произведем расчет КПД гелиоколлектора в летний период (июнь)

$t_x=17^\circ\text{C}$ ;  $t_r=100^\circ\text{C}$ , тогда  $t_1=15^\circ\text{C}$ ;  $t_2=75^\circ\text{C}$ ;  $t_H^{\text{cp}} = 29,8^\circ\text{C}$ ;  $\Delta t = 11,7^\circ\text{C}$

$$\eta = 0,8 \cdot \left( 0,7 - \frac{8 \cdot 8 \cdot 11,7}{271320} \right) = 0,56$$

Общая площадь поверхности солнечных коллекторов СГВС определяется по формуле

$$F = \frac{Q_c}{g} \quad (15)$$

$$F = \frac{903,81}{27,56} = 32,79\text{м}^2$$

Для определения срока экономической окупаемости гелиоустановок с тепловым дублёром применяется следующая формула:

$$T = (K_z - K_m) / (Q C_T) \quad (16)$$

где  $Q$  — годовое (сезонное) количество тепловой энергии, вырабатываемое гелиоустановкой  $Q_c=0,777$  Гкал;  $K_z$  и  $K_m$  — капиталовложения

в гелиоустановку и замещаемый традиционный энергоисточник  $K_T=1014000$  руб.,  $C_T$ — стоимость замещаемой энергии 1 Гкал=1820 руб., для г. Сочи.

Для гелиоустановок объектов, не требующих по согласованию с заказчиком жёсткого поддержания температуры горячей воды и соответственно дублирования традиционным энергоисточником (например, душевых баз отдыха), срок экономической окупаемости может быть рассчитан по формуле

$$T = K_m / (Q C_T) \quad (17)$$

Результаты экономических расчётов гелиоустановок целесообразно, как показано в [7], дополнять в ряде случаев расчётами сроков энергетической окупаемости, когда сопоставляются количества энергии, вырабатываемой гелиоустановкой и затрачиваемой на производство материалов и её монтаж.

Формулы (15) и (16) приведены для условий отсутствия процентной ставки за банковский кредит, при наличии которой формула (18) (по аналогии с методикой доктора технических наук В. Г. Гагарина [6] приобретает вид:

$$T = \frac{\ln \left[ \frac{1}{1 - \left( \frac{K_T}{Q \cdot C_T} \right) \cdot (\Pi / 100)} \right]}{\ln(1 + \Pi / 100)} \quad (18)$$

где  $\Pi$  — годовая процентная ставка за кредит; 11%.

Тогда

$$T = \frac{\ln \left[ \frac{1}{1 - \left( \frac{1014000}{0,777 \cdot 10^9 \cdot 1820} \right) \cdot (11 / 100)} \right]}{\ln(1 + 11 / 100)} = 1 \text{ год}$$

В энергетике оптимальный срок окупаемости составляет от 5 до 7 лет, в нашем случае окупаемость удовлетворяет данным показателям.

По провиденным расчетам, КПД установки составило за самый холодный месяц в году  $\eta=0,55$ ; а за теплый период  $\eta=0,56$ , КПД можно увеличить если в расчете учесть еще электрический модуль для производства электричества. По сроку окупаемости который составил один год. При наладке

и окупаемость может быть скорректирована, на увеличение еще на год, с учетом испытаний ГКУ может составить 2 год для данного здания СМиТ в г. Сочи. В среднем время окупаемости в энергетике составляет 5-7 лет.

## ЛИТЕРАТУРА

1. Опыт использования НВИЭ в рекреационном регионе г. Сочи/ П. В. Садилов, В. А. Леонов, К. А. Глазов и др. — В кн.: Нетрадиционные и возобновляемые источники в XXI веке: Материалы Международного научно-технического семинара. Сочи: РИО СГУТ и КД, 2001.
2. Амерханов Р.А., Гарькавый К.А., Трубилин А.И. Необходимость решения проблем экономии энергетических ресурсов путем использования современных энергосберегающих технологий / Труды Кубанского госагроуниверситета, Выпуск № 3 (36). - Краснодар: КубГАУ, 2012. ISBN 5-94672-211-5. С. 281-283.
3. Гончаров С. В., Чернявский А. А. Перспективы использования солнечной энергии в Российской Федерации. — Энергетическая политика, 2001, Вып. 3 – С. 51-59
4. ГОСТ Р ИСО/ТО 10217-2010 Энергия солнечная. Системы для подогрева воды. Руководство по выбору материалов с учетом внутренней коррозии введен. 23 декабря 2010 г., Стр. 6
5. РД 34.20.115-90. Методические указания по расчёту и проектированию систем солнечного теплоснабжения. — М.: Минэнерго СССР, 1990. Стр. 28
6. Гагарин В. Г. Об окупаемости затрат на повышение теплозащиты ограждающих конструкций зданий. — Новости теплосбережения, 2002, № 1. С. 3
7. Бутузов В. А. Анализ энергетических и экономических показателей гелиоустановок горячего водоснабжения. — Промышленная энергетика. 2001. № 10. Стр. 54-61

## REFERENCES

1. Opyt ispolzovaniya NVIE v rekreatsionnom regione g. Sochi/ P. V. Sadilov, V. A. Leonov, K. A. Glazov i dr. — V kn.: Netraditsionnye i vozobnovlyaemye istochniki v XXI veke: Materialy Mezhdunarodnogo nauchno-tekhnicheskogo seminar. Sochi: RIO SGUT i KD, 2001.
2. Amerkhanov R.A., Garkavyi K.A., Trubilin A.I. Neobkhodimost resheniya problem ekonomii energeticheskikh resursov putem ispolzovaniya sovremennykh energosberegayushchikh tekhnologiy / Trudy Kubanskogo gosagrouniversiteta, Vypusk № 3 (36). - Krasnodar: KubGAU, 2012. ISBN 5- 94672-211-5. S. 281-283.
3. Goncharov S. V., Chernyavskiy A. A. Perspektivy ispolzovaniya solnechnoy energii v Rossiyskoy Federatsii. — Energeticheskaya politika, 2001, Vyp. 3 – S. 51-59
4. GOST R ISO/TO 10217-2010 Energiya solnechnaya. Sistemy dlya podogreva vody. Rukovodstvo po vyboru materialov s uchetom vnutrenney korrozii vveden. 23 dekabrya 2010 g.,Str. 6
5. RD 34.20.115-90. Metodicheskie ukazaniya po raschetu i proektirovaniyu sistem solnechnogo teplosnabzheniya. — M.: Minenergo SSSR, 1990. Str. 28
6. Gagarin V. G. Ob okupaemosti zatrat na povyshenie teplozashchity ograzhdayushchikh konstruktsiy zdaniy. — Novosti teplosberezheniya, 2002, № 1. S. 3
7. Butuzov V. A. Analiz energeticheskikh i ekonomicheskikh pokazateley gelioustanovok goryachego vodosnabzheniya. — Promyshlennaya energetika. 2001. № 10. Str. 54-61

*THE TECHNIQUE OF FEASIBILITY STUDY OF ENERGY SAVING MEASURES  
WITH THE USE OF SOLAR PHOTOVOLTAIC CELLS AND SOLAR COLLECTORS  
OF THE BRANCH OF PJSC KUBANENERGO SOCHI ELECTRIC NETWORKS*

**E.G. ARMAGANYAN<sup>1</sup>, V.V. DVORNYI<sup>1</sup>, V.V. KOVALEV<sup>1</sup>, B.S. LITASH<sup>1</sup>,  
V.A. LEBEDEV<sup>2</sup>, S.A. PODGORNYI<sup>3</sup>, A.I. RESHETNYAK<sup>3</sup>, D.A. BEBKO<sup>2</sup>**

<sup>1</sup>*PJSC «Kubanenergo»*

*2A? Stavropolskaya str., , Krasnodar, Russian Federation, 350033*

<sup>2</sup>*OJSC «Energoservice of Kuban»*

*47, Novorossiyskaya st., Krasnodar, Russian Federation, 350080*

<sup>3</sup>*Kuban State Technological University,*

*2, Moskovskaya st., Krasnodar, Russian Federation, 350072*

In determining the estimated performance and the economic performance of the solar thermal system it is possible to judge which object of a heat supply it is necessary to choose to provide thermal energy, and given its location and climate zone and to place power plant.

**Keywords:** heliocollectors installation, teploproduktivnost-ness, efficiency, payback period.