

УДК 621.43

НОСАЧ В.Г.¹, ШРАЙБЕР А.А.²

¹Институт технической теплофизики НАН Украины

²Институт общей энергетики НАН Украины

СОЛНЕЧНО-ТОПЛИВНАЯ ГАЗО-ГАЗОВАЯ ЭЛЕКТРОСТАНЦИЯ С СОЛНЕЧНОЙ КОНВЕРСИЕЙ ПРИРОДНОГО ГАЗА В ПРОДУКТАХ СГОРАНИЯ

Запропоновано нову схему сонячно-паливної електростанції, що відрізняється використанням процесу конверсії природного газу з продуктами згоряння за рахунок сонячної енергії та двох теплосилових циклів – Дизеля та Брайтона. Схема забезпечує високий ККД перетворення енергії палива в роботу і термін окупності капіталовкладень порядку 4 років.

Предложена новая схема солнечно-топливной электростанции, отличающаяся использованием процесса конверсии природного газа с продуктами сгорания за счет солнечной энергии и двух теплосиловых циклов – Дизеля и Брайтона. Схема обеспечивает высокий КПД преобразования энергии топлива в работу и срок окупаемости капиталовложений порядка 4 лет.

We have proposed a new scheme of solar-fuel power plant, which differs by using the process of natural gas reforming with combustion products at the expense of solar energy and two thermal cycles: Diesel and Brayton. This scheme guarantees a high efficiency of the transformation of fuel energy into work and the payback period of capital outlay of the order of 4 yr.

E – подведенная энергия;

H – полная энтальпия;

K – капиталовложения;

M – эксплуатационные расходы;

P – рабочее давление;

Q – теплотворная способность;

T – температура;

t – срок окупаемости дополнительных капиталовложений;

V – расход природного газа;

W – работа;

η – КПД;

τ – время работы установки за год.

Индексы:

d – дневное время;

n – ночное время;

ng – природный газ;

R – двигатель внутреннего сгорания (ДВС).

Главным препятствием на пути широкого использования солнечной энергии является “экономический барьер”, т. е. экономическая целесообразность производства электроэнергии на солнечной электростанции (СЭС). О какой экономической целесообразности может идти речь, если, например, стоимость электроэнергии, произведенной на СЭС с фотоэлектрическими элементами, составляет 25...30 центов за кВт·ч, в то время как стоимость электроэнергии, производимой на топливной электростанции, в несколько раз ниже? Одной из основных причин высокой стоимости электроэнергии, которая производится на СЭС, является низкий КПД преобразования солнечной энергии в электроэнергию. С целью повышения КПД СЭС вместо

прямого преобразования солнечной энергии в электроэнергию, как в фотоэлектрическом элементе, применяется теплосиловой цикл (чаще всего паросиловой). В этом случае КПД СЭС становится существенно выше. Однако это повышение не настолько велико, чтобы преодолеть экономический барьер. Иначе уже сегодня СЭС широко использовались бы для производства электроэнергии.

В Институте технической теплофизики НАН Украины разработан термохимический метод совершенствования преобразования энергии топлива в теплоту [1]. Использование этого метода путем конверсии природного газа в продуктах сгорания за счет солнечной энергии (т. е. “солнечной” конверсии) позволяет существенно повы-

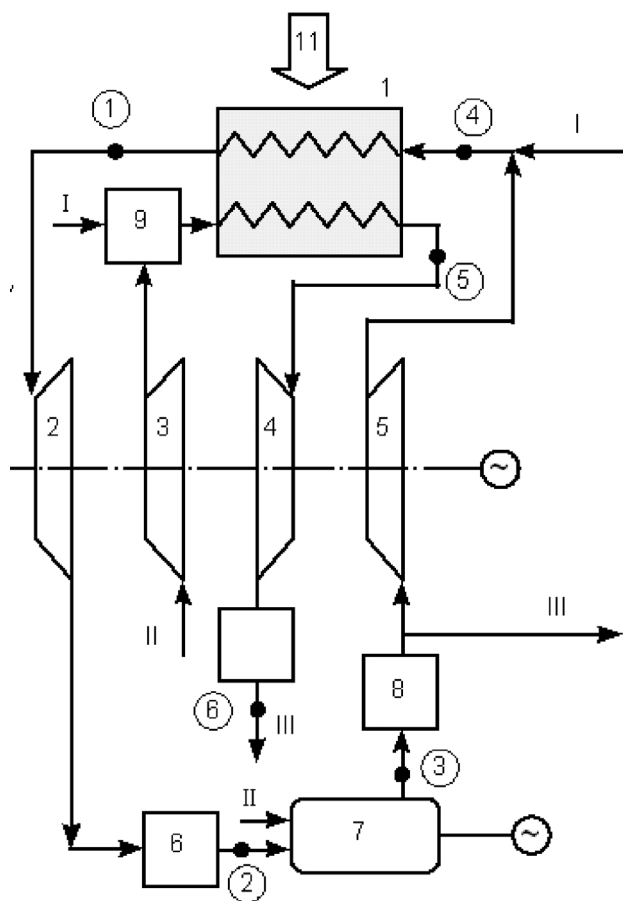


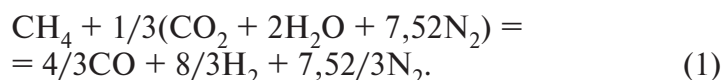
Рис. 1. Тепловая схема солнечно-топливной газогасовой электростанции с солнечной конверсией природного газа в продуктах сгорания:
 1 – реактор; 2, 4 – газовые турбины;
 3 – воздушный компрессор; 5 – компрессор дымовых газов; 6 – охладитель (ТО1);
 7 – двигатель внутреннего сгорания;
 8 – теплообменник (ТО2); 9 – камера сгорания газовой турбины; 10 – охладитель (ТО3);
 11 – поток солнечной энергии; I – природный газ;
 II – воздух; III – продукты сгорания;
 IV – продукты конверсии природного газа. Цифры в кружках – номера точек для табл. 1.

суть эффективность преобразования солнечной энергии в теплоэнергетических установках [2].

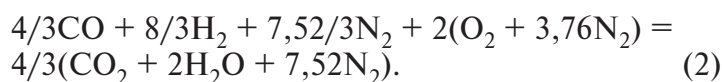
В настоящей статье рассматривается возможность дальнейшего повышения эффективности преобразования солнечной энергии в электроэнергию. Такая возможность появляется благодаря специальной конструкции тепловой схемы солнечно-топливной электростанции. Отличительная особенность этой схемы состоит в следу-

ющем. На всех трех стадиях преобразования энергии (солнечной энергии в химическую, химической энергии в теплоту, теплоты в работу) используются различные методы его совершенствования. Так, на первой стадии используется конверсия природного газа в продуктах сгорания, которая позволяет солнечную энергию прямо преобразовать в химическую энергию продуктов конверсии. На второй стадии в тепловой схеме предусмотрена возможность использования термохимического метода: теплота появляется не за счет сжигания природного газа в двигателе, а за счет сжигания продуктов его конверсии. Для совершенствования преобразования энергии на третьей стадии используется комбинация из двух теплосиловых циклов. Один из них – это цикл Брайтона, рабочим телом которого являются продукты конверсии, а второй – это цикл Дизеля, где рабочим телом являются продукты сгорания. И в первом, и во втором циклах рабочим телом является газ. Поэтому по аналогии с парогазовой установкой (где в одном цикле рабочим телом является пар, а в другом – газ) такая установка может называться газогасовой. И тогда такая станция может называться солнечно-топливной газогасовой электростанцией (СТГГЭС).

На рис. 1 показана тепловая схема СТГГЭС. Работает она следующим образом. Часть продуктов сгорания, которые выходят из теплообменника 8, направляется на вход компрессора 5. Здесь они сжимаются и поступают на смешение с природным газом. Далее эта смесь направляется в реактор 1, где за счет энергии, поступающей с потоком солнечной энергии 11, происходит “солнечная” конверсия по реакции



При этом солнечная энергия прямо преобразуется в химическую энергию продуктов конверсии. Из реактора горячие продукты конверсии подаются в газовую турбину 2. После расширения в турбине 2 и охлаждения в охладителе 6 продукты конверсии направляются в двигатель внутреннего сгорания 7 и сгорают по реакции



При этом выделяется энергии больше, чем содержит природный газ, на величину, равную эндотермическому эффекту реакции конверсии (1). На выходе из двигателя продукты сгорания охлаждаются в теплообменнике 8 и выбрасываются в окружающую среду (за исключением той части их, которая подается на конверсию).

Выше была описана работа СТГГЭС в дневное время, т. е. в период поступления потока солнечной энергии 11 в реактор 1. В ночное время, когда отсутствует поток 11, энергия, необходимая для проведения реакции (1), поступает от другого источника – за счет сжигания определенного количества природного газа. Для того, чтобы этот источник функционировал с достаточно высокой термодинамической эффективностью, предусмотрена дополнительная газотурбинная установка. Работает она так. В компрессоре 3 сжимается воздух и направляется в камеру сгорания 9, куда подается дополнительное количество природного газа. Образующиеся здесь высокотемпературные продукты сгорания подаются в реактор 1 и через стенку передают нужную для реакции (1) теплоту. Затем продукты сгорания поступают в газовую турбину 4 и после расширения выбрасываются в окружающую среду.

Представляется целесообразным оценить термодинамическую эффективность схемы, представленной на рис. 1, а также ее экономические характеристики. Тепловые расчеты проводились при следующих упрощающих предположениях:

- при данной температуре состав продуктов конверсии равновесный;
- полезная работа газотурбинных установок ГТУ1 (поз. 2, 5 на рис. 1) и ГТУ2 (поз. 3, 4, 9) определяется как разность работ газовой турбины и компрессора; последние величины рассчитываются в термодинамическом приближении, без учета механических, газодинамических и др. потерь;
- потери теплоты в окружающую среду во всех элементах схемы рис. 1 и потери давления в трубопроводах пренебрежимо малы.

Тепловые расчеты проводились на 1 кмоль природного газа, поступающего в реактор на конверсию. Конечная температура конвертированного топлива в реакторе принималась равной 1273 К, а рабочее давление в нем – 1,5, 2 и 2,5 МПа. В расчетах использовались типичные зна-

чения КПД ДВС $\eta_R = 0,365$ и температуры уходящих газов $T_e = 927$ К [3]. Для определения равновесного состава продуктов конверсии был разработан численный алгоритм, основанный на нахождении минимума энергии Гиббса для газовой смеси и подобный описанному в [4]. Некоторые результаты расчетов представлены в табл. 1 (параметры рабочего тела в шести характерных точках схемы) и 2 (энергетические характеристики). Количество дополнительного природного газа, который сжигается в камере сгорания 9 (рис. 1) в ночное время, составляет $k = 0,633, 0,588$ и $0,554$ кмоль/кмоль для вариантов 1, 2 и 3 соответственно.

Следует отметить, что в табл. 2 теплота, которая передается охлаждающим агентам в теплообменниках 6, 8 и 10 на рис. 1, считается потерями энергии. Вместе с тем эта энергия может эффективно использоваться для теплоснабжения, но такая возможность здесь не рассматривается.

Из данных табл. 1 видно, что степень конверсии природного газа возрастает с уменьшением давления: теплотворная способность конвертированного топлива составляет 996, 8 МДж/кмоль CH_4 при $P = 1,5$ МПа, но всего 984,3 МДж/кмоль CH_4 при $P = 2,5$ МПа (для сравнения: теплотворная способность природного газа принималась равной $Q_{ng} = 802,2$ МДж/кмоль). Соответственно суммарная полезная работа несколько уменьшается с ростом давления (см. табл. 2). Однако КПД схемы в целом, который рассчитывается как

$$\eta_i = W_i / E_i \quad (i = d, n), \quad (3)$$

практически постоянен для дневного времени и несколько увеличивается с ростом давления для ночного. Очевидно, последнее объясняется более высокой термодинамической эффективностью комбинации двух циклов (см. выше) при высоком давлении. При расчете кривой 3 на рис. 2 предполагалось, что дневное время составляет $\tau_d = 2000$ ч в год [5], а полное время эксплуатации установки рис. 1 – $\tau_d = 6000$ ч/год. Данные табл. 2 и рис. 2 показывают, что предложенная схема представляет значительный самостоятельный интерес и без использования солнечной энергии – в ночное время здесь обеспечивается достаточно высокий КПД, недостижимый для газовых двигателей.

Табл. 1. Параметры рабочего тела

Номер точки на рис. 1	Параметры		Ед. измерения	Номер варианта		
				1	2	3
1	Количество компонентов	CH ₄	кмоль/кмоль CH ₄	0,117	0,147	0,174
		H ₂		2,343	2,260	2,186
		CO		1,189	1,152	1,119
		H ₂ O		0,090	0,113	0,133
		CO ₂		0,027	0,034	0,040
		N ₂		2,507	2,507	2,507
	Давление <i>P</i>		МПа	1,5	2,0	2,5
Температура <i>T</i>		К	1273	1273	1273	
Полная энтальпия <i>H</i>		МДж/кмоль CH ₄	1189,9	1181,8	1176,2	
2	Давление <i>P</i>		МПа	0,1	0,1	0,1
	Температура <i>T</i>		К	400	400	400
	Полная энтальпия <i>H</i>		МДж/кмоль CH ₄	1015,7	1008,0	1002,8
3	Количество компонентов	CO ₂	кмоль/кмоль CH ₄	1,333	1,333	1,333
		H ₂ O		2,667	2,667	2,667
		N ₂		10,027	10,027	10,027
	Температура <i>T</i>		К	927	927	927
	Полная энтальпия <i>H</i>		МДж/кмоль CH ₄	294,5	294,5	294,5
4	Количество компонентов	CH ₄	кмоль/кмоль CH ₄	1,0	1,0	1,0
		CO ₂		0,333	0,333	0,333
		H ₂ O		0,667	0,667	0,667
		N ₂		2,507	2,507	2,507
	Давление <i>P</i>		МПа	1,5	2,0	2,5
	Температура <i>T</i>		К	659	700	729
	Полная энтальпия <i>H</i>		МДж/кмоль CH ₄	56,5	63,9	69,0

Оценим некоторые технико-экономические характеристики предложенной схемы. Для этого сравним ее с простейшей схемой использования ДВС для децентрализованного энергоснабжения (ниже эти схемы обозначаются буквами А и В соответственно). Предполагаем, что для обеих схем КПД ДВС τ_R и время эксплуатации τ_d одинаковы.

Далее, все расчеты проводим на 1 кВт установленной мощности исходного ДВС.

Полезная работа схемы В составляет $W_B = Q_{ng} \eta_R = 294,5$ МДж/кмоль CH₄.

Определив годовое производство полезной работы схемы А на 1 кмоль CH₄, поступающего в реактор (см. табл. 2), находим что его отношение к аналогич-

Продолжение табл. 1.

6	Давление P	МПа	0,1	0,1	0,1
	Температура T	К	400	400	400
	Полная энтальпия H	МДж/кмоль CH_4	22,0	20,4	19,3

Табл. 2. Энергетические характеристики, МДж/кмоль

Параметры		Номер варианта		
		1	2	3
Полезная работа	ДВС	369,0	367,6	365,7
	ГТУ1	84,6	85,4	86,0
	ГТУ2	87,4	82,7	77,7
	Всего (дневное время)	453,6	453,0	451,7
	Всего (ночное время)	541,0	535,7	529,4
Потери теплоты	охлаждение ДВС	352,2	345,9	342,6
	ТО1	44,7	36,1	30,0
	ТО2	248,0	248,0	248,0
	ТО3	68,3	53,0	43,2
	уходящие газы ДВС	34,9	34,9	34,9
	уходящие газы ГТУ2	22,0	20,4	19,3
	Всего (дневное время)	679,8	664,9	655,5
	Всего (ночное время)	770,1	738,3	718,0
Поток солнечной энергии		331,2	315,7	305,0
Приход энергии	дневное время	1133,4	1117,9	1107,2
	ночное время	1311,1	1274,0	1247,4
Прирост КПД, % термодинамического	дневное время	20,0	19,9	19,8
	ночное время	4,8	5,5	5,9

ной величине для схемы В составит $m = 1,752, 1,733$ и $1,72$ для вариантов 1, 2, 3 соответственно. Следовательно, при условии, что количество произведенной полезной работы за год для обеих схем одинаково, приходим к выводу, что мощность ДВС в схеме В следует увеличить на $(m - 1)$ кВт/кВт(исх.). Соответствующие капиталовложения равны

$$\Delta K_R = (m - 1)C_R, \quad (4)$$

где C_R – удельные капиталовложения в ДВС.

Предлагаемая схема А требует дополнительных капиталовложений по двум направлениям: необходимо сооружение газотурбинных установок (их стоимость K_G рассчитывается подобно

Табл. 3. Экономические характеристики предлагаемой схемы

Характеристики	Единица измерения	Варианты		
		1	2	3
Дополнительные капиталовложения	$\frac{\text{долл.}}{\text{кВт(исх.)}}$	547	547	546
Экономия эксплуатационных расходов	$\frac{\text{долл.}}{\text{кВт(исх.)} \cdot \text{год}}$	130	135	139
Срок окупаемости	лет	4,2	4,05	3,92

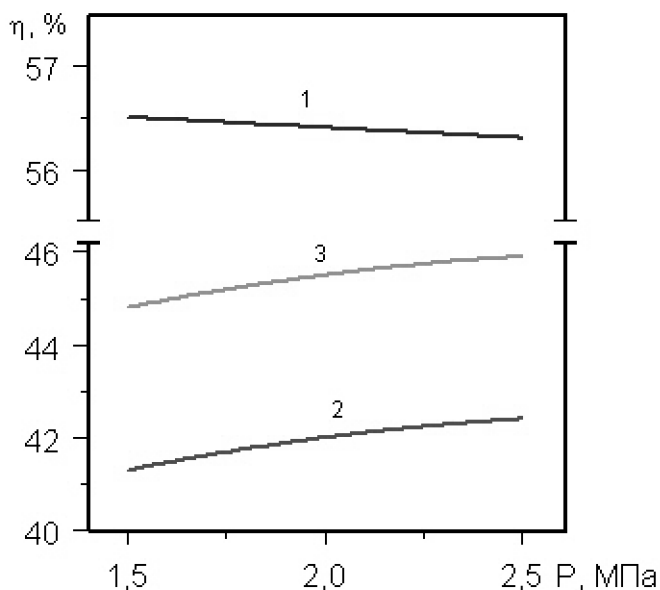


Рис. 2. Зависимость КПД предложенной схемы от рабочего давления: 1 – дневное время; 2 – ночное время; 3 – среднее значение.

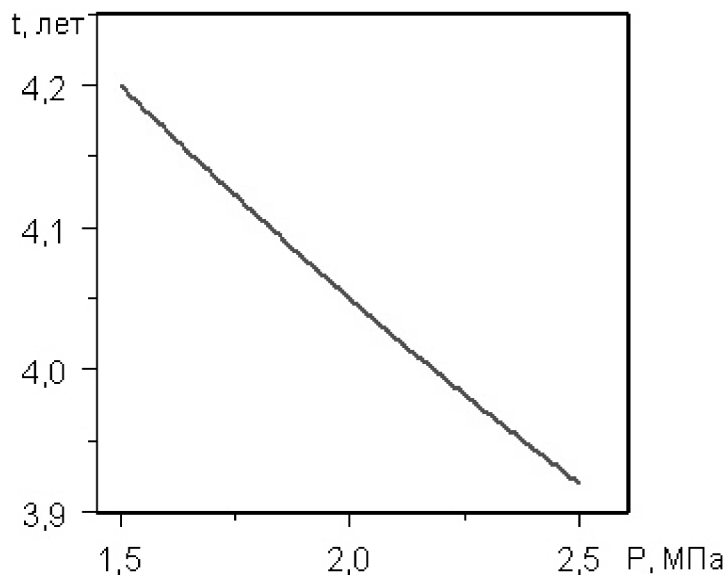


Рис. 3. Зависимость срока окупаемости предложенной схемы от рабочего давления.

(4)), а также солнечных коллекторов и вспомогательного оборудования K_S (соответствующие удельные капиталовложения заимствуем из [5]). Тогда дополнительные капиталовложения в схему А по сравнению с В составят

$$K = K_S + K_G - \Delta K_R \quad [\text{долл./кВт(исх.)}], \quad (5)$$

При определении разности эксплуатационных расходов рассматриваемых схем будем учитывать только стоимость природного газа, предполагая, что другие статьи расходов примерно одинаковы. Нетрудно убедиться, что годовая экономия природного газа при использовании схемы А вместо В равна

$$\Delta V = \frac{3600\tau v}{Q_{ng} \eta_R} \left(m - 1 - k \frac{\tau - \tau_d}{\tau} \right) \quad [\text{нм}^3/\text{кВт(исх.)} \cdot \text{год}], \quad (6)$$

где $v = 22,4 \text{ нм}^3/\text{кмоль}$. Принимая цену природного газа p_{ng} по данным [5], находим разность эксплуатационных расходов $\Delta M = p_{ng} \Delta V$ и срок окупаемости

$$t = \Delta K / \Delta M \quad (7)$$

Результаты расчетов по формулам (4) – (7) представлены в табл. 3 и на рис. 3. Видно, что срок окупаемости внедрения предлагаемой схемы порядка 4 лет, что значительно ниже, чем срок окупаемости известных схем использования солнечной энергии.

Выводы

Предложена новая схема солнечно-топливной электростанции, основанная на использовании двух термодинамических циклов (Брайтона и Дизеля). Важнейшая особенность этой схемы состоит в применении процесса термохимической регенерации – конверсии природного газа с продуктами сгорания, выходящими из ДВС, за счет солнечной энергии, что, вместе с комбинацией двух термодинамических циклов, позволяет существенно повысить эффективность преобразования энергии топлива в работу. КПД предложенной схемы в дневное время (т.е. при использовании солнечной энергии для конверсии) превышает 56 % по сравнению с КПД ДВС $\eta_R = 36,5 \%$. В ночное время схема также обеспечивает достаточно высокий КПД (41,3 – 42,4%), недостижимый для газовых двигателей. Срок окупаемости внедрения предлагаемой схемы порядка 4 лет, что значительно ниже, чем срок окупаемости традиционных схем использования солнечной энергии.

ЛИТЕРАТУРА

1. *Носач В.Г.* Энергия топлива. – К.: Наук. думка, 1989. – 148 с.
2. *Носач В.Г.* Термохимический метод совместного использования энергии топлива и солнечной энергии в теплоэнергетических установках// Промышленная теплотехника. – 2005. – Т. 27, № 3. – С. 71 – 73.
3. *Прапанас Дж.* (Институт газовой технологии, Дес Плэйнз, Илл.), Частное сообщение, 2005.
4. *White W.B., Johnson S.M., Dantzig G.B.*, Chemical equilibrium in complex mixtures// J. Chem. Phys. – 1958. – Vol. 28, No. 5. – P. 751 – 755.
5. *Möller S., Kaucic A., Sattler C.*, Hydrogen production by solar reforming of natural gas: a comparison study of two possible process configurations// Trans. ASME, J. Sol. Energy Eng. – 2006. – Vol. 128, No. 1. – P. 16 – 23.

Получено 29.09.2006 г.

УДК 662.997

СЕЛИХОВ Ю.А., КОЦАРЕНКО В.А.

Национальный технический университет «Харьковский политехнический институт»

ПОВЫШЕНИЕ ЭФФЕКТИВНОСТИ РАБОТЫ СИСТЕМ СОЛНЕЧНОГО ГОРЯЧЕГО ВОДОСНАБЖЕНИЯ

Отримано узагальнюючі залежності: питомої щільності теплового потоку від температури теплоносія у колекторі, часу роботи установки у плинні світлового дня і витрати теплоносія; коефіцієнта корисної дії від питомої щільності теплового потоку; максимального коефіцієнта корисної дії від максимальної питомої щільності теплового потоку. Застосування сонячних колекторів з полімерних матеріалів дає змогу зменшити: собівартість одержуваної теплової енергії; матеріалоємність сонячної установки; термін окупності сонячної установки; спростити схему її роботи, удосконалити діючі сонячні установки.

Получены обобщающие зависимости: удельной плотности теплового потока от температуры теплоносителя в коллекторе, времени работы установки в течение светового дня и расхода теплоносителя; коэффициента полезного действия от удельной плотности теплового потока; максимального коэффициента полезного действия от максимальной удельной плотности теплового потока. Применение солнечных коллекторов из полимерных материалов позволяет уменьшить: себестоимость получаемой тепловой энергии; материалоемкость солнечной установки; срок окупаемости солнечной установки; упростить схему ее работы; усовершенствовать действующие солнечные установки.

Summarizing are got dependences: specific closeness of thermal stream from the temperature of heat-carrier in a collector, time of work of setting during a light day and expense of heat-carrier; output-input ratio from the specific closeness of thermal stream; maximal output-input ratio from the maximal specific closeness of thermal stream. Application of sun collectors from polymeric materials allows to decrease: prime price of the got thermal energy; materialoemkost of the sun setting; term of recoupment of the sun setting; to simplify the chart of its work; to perfect operating sun options.