

УДК 621.311.26

ИССЛЕДОВАНИЕ ЭФФЕКТИВНОСТИ ИСПОЛЬЗОВАНИЯ СИСТЕМ ЭНЕРГОСНАБЖЕНИЯ НА ОСНОВЕ ФОТОЭЛЕКТРИЧЕСКИХ МОДУЛЕЙ ДЛЯ АВТОНОМНЫХ ПОТРЕБИТЕЛЕЙ В ВЕНЕСУЭЛЕ

В.А. Кузнецова¹, Р.В. Пугачев¹, М.Е. Росендо Чакон^{1,2}, А.С. Лопес Сааб^{1,2}

¹ФГБОУ ВПО Национальный исследовательский университет
«Московский энергетический институт»

РФ 111250, Москва, ул. Красноказарменная, д. 14
тел.: 8(495)362-72-51; e-mail: nvie@fee.mpei.ac.ru

²Национальный экспериментальный политехнический университет
национальных вооруженных сил

Венесуэла 02101, Маракай, ул. Маракай-Марияра
тел.: +58(243)554-64-21; e-mail: ingresopregrado@unefa.edu.ve

doi: 10.15518/isjaee.2015.10-11.003

Заключение совета рецензентов: 12.05.15 Заключение совета экспертов: 19.05.15 Принято к публикации: 27.05.15

В республике Венесуэла принята программа развития электроснабжения населения на базе использования солнечной энергии. В связи с этим актуальной задачей является определение структуры и параметров схем энергоснабжения, а также оценка эффективности использования солнечных модулей различных типов для условий страны. Цель статьи – анализ коэффициента полезного действия (КПД) солнечного модуля на основе кремния и солнечного модуля с голографическим концентратором с системой водяного охлаждения и без него, при эксплуатации в условиях области Алта Гуахира в Боливарианской Республике Венесуэла. В статье приводятся результаты исследования влияния системы охлаждения на характеристики голографического и обычного солнечного модуля.

Ключевые слова: солнечный модуль, голографический концентратор, система водяного охлаждения.

RESEARCH OF EFFICIENCY OF THE USE OF POWER SUPPLY SYSTEMS ON THE BASIS OF PHOTOVOLTAIC MODULES FOR INDEPENDENT CONSUMERS IN VENEZUELA

V.A. Kuznetsova¹, R.V. Pugachev¹, M.E. Rosendo Chacon^{1,2}, A.C. Lopez Saab^{1,2}

¹National Research University «Moscow Power Engineering Institute»

14 Krasnokazarmennaya St., Moscow, 111250 Russian Federation
ph.: +7(495)362-72-51, e-mail: nvie@fee.mpei.ac.ru

²Universidad Nacional Experimental Politécnica de la Fuerza Armada Nacional

Vieja Maracay-Mariara St., Maracay, 02101 Venezuela
ph.: +58(243)554-64-21; e-mail: ingresopregrado@unefa.edu.ve

Referred 12 May 2015 Received in revised form 19 May 2015 Accepted 27 May 2015

In the Republic of Venezuela, the government adopted a development program of power supply of the population on the basis of solar energy use. Therefore an urgent task is to determine the structure and parameters of scheme of power supply, and also to evaluate the efficiency of use of different types of solar modules for the conditions of the country. The purpose of this paper is to analyze the efficiency of silicon solar modules and solar modules with a holographic concentrator, each with and without water cooling systems, in the operational conditions of the area Alta Guajira in the Bolivarian Republic of Venezuela. The paper presents the study results of the effect of the cooling system on the characteristics of the holographic and conventional solar module.

Keywords: solar module, holographic concentrator, water cooling system.



Валентина Андреевна
Кузнецова
Valentina A. Kuznetsova

Сведения об авторе: старший преподаватель кафедры «Гидроэнергетика и возобновляемые источники энергии» НИУ МЭИ.

Образование: НИУ Московский Энергетический институт (1972).

Область научных интересов: возобновляемые источники энергии, солнечная и ветровая энергетика, гидроэнергетика.

Публикации: более 60.

Information about the author: senior lecturer of the "Hydropower and Renewable Energy" department.

Education: NRU Moscow Power Engineering Institute (1972).

Research area: renewable energy, solar and wind energy, hydropower.

Publications: more than 60.



Роман Викторович Пугачев
Roman V. Pugachev

Сведения об авторе: доцент кафедры «Гидроэнергетика и возобновляемые источники энергии» НИУ МЭИ.

Образование: НИУ Московский Энергетический институт (1999).

Область научных интересов: возобновляемые источники энергии.

Публикации: 40.

Information about the author: professor of the "Hydropower and Renewable Energy" department.

Education: NRU Moscow Power Engineering Institute (1999).

Research area: renewable energy.

Publications: 40.



Милица Елена Росендо Чакон
Militsa E. Rosendo Chacon

Сведения об авторе: аспирантка кафедры «Гидроэнергетика и возобновляемые источники энергии» НИУ МЭИ.

Образование: Экспериментальный политехнический национальный университет национальных вооруженных сил, Венесуэла (2009).

Область научных интересов: возобновляемые источники энергии, солнечная энергетика.

Публикации: 5.

Information about the author: postgraduate student of the "Hydropower and Renewable Energy" department.

Education: Universidad Nacional Experimental Politécnica de la Fuerza Armada Nacional (2009).

Research area: renewable energy, solar energy.

Publications: 5.



Андрес С. Лопес Сааб
Andres C. Lopez Saab

Сведения об авторе: аспирант кафедры «Гидроэнергетика и возобновляемые источники энергии» НИУ МЭИ.

Образование: Экспериментальный политехнический национальный университет национальных вооруженных сил, Венесуэла (2009).

Область научных интересов: возобновляемые источники энергии, солнечная энергетика.

Публикации: 5.

Information about the author: postgraduate student of the "Hydropower and Renewable Energy" department.

Education: Universidad Nacional Experimental Politécnica de la Fuerza Armada Nacional (2009).

Research area: renewable energy, solar energy.

Publications: 5.

Введение

В 2013 году Венесуэла вышла на первое место в мире по доказанным запасам нефти, которые составляют 298,350 млрд баррелей, а также на восьмое место по доказанным запасам природного газа. Как один из основателей Организации стран-экспортеров нефти (ОПЕК) Венесуэла является важным игроком на мировом рынке нефти, поэтому основную роль в экономике страны играет её добыча и нефтеперерабатывающая промышленность, дающие основной приток валютных поступлений [1].

Из общего потребления первичных энергоресурсов на долю гидроэлектроэнергии и природного газа приходится более 50 процентов, в то время как на долю угля всего 2 процента. За последнее десятилетие доля потребления нефти в общем энергетическом балансе страны выросла до 47 процентов, в основном благодаря субсидиям, которые выделяет правительство Венесуэлы.

Несмотря на великолепную обеспеченность традиционными энергоносителями, Венесуэла заинтересована в использовании нетрадиционных возобновляемых источников энергии (НВИЭ). Во-первых, потребности в энергии в стране непрерывно растут, во-вторых, энергия возобновляемых источников может внести свой вклад в решение задачи энергообеспечения труднодоступных и удаленных районов, не подключенных к общим сетям, особенно в районах с дефицитом традиционных источников энергии.

Последний пункт имеет большое значение, так как доставка топлива в эти районы является серьёзной проблемой: огромные расстояния и значительные транспортные расходы приводят к частым аварийным отключениям в некоторых из этих районов и дезорга-

низуют жизнь сельских местностей, нанося огромный ущерб сельскохозяйственному производству.

Проблема нехватки энергии влечет за собой социально-экономические проблемы: безработицу, увеличение заболеваемости, – и экологические проблемы: опустошение лесных массивов из-за вырубki деревьев с целью получения энергии.

В этой ситуации электроэнергия, генерируемая с использованием некоторых НВИЭ, уже сейчас может быть дешевле, чем от дизельных генераторов. Кроме того, исключаются проблемы, связанные с транспортировкой традиционного топлива и прокладкой линий электропередачи.

В связи с этим правительство Венесуэлы начало развивать в стране направление альтернативной энергетики. Так, в области использования солнечной энергии реализуется государственная программа по установке фотоэлектрических станций в сельской местности. Программа носит название «Посеем свет» и включает три этапа: первый этап направлен на обеспечение школ, медицинских учреждений и коммунальных служб, второй – на подключение домашних хозяйств и третий – на подключение промышленных предприятий [2, 3].

Таким образом, правительство планирует увеличить инвестиции в развитие энергетики на возобновляемых источниках энергии (ВИЭ) с целью сокращения потребления органического топлива внутри страны и увеличения доходов от экспорта нефти.

В Венесуэле средненебной приход солнечной радиации составляет $5,5 \text{ (кВт}\cdot\text{ч)/м}^2$, а в некоторых северных регионах достигает $6,7 \text{ (кВт}\cdot\text{ч)/м}^2$ в сутки. К тому же эти показатели практически не меняются в течение года, поэтому страна имеет все условия для эффективного использования солнечной энергии (рис. 1).

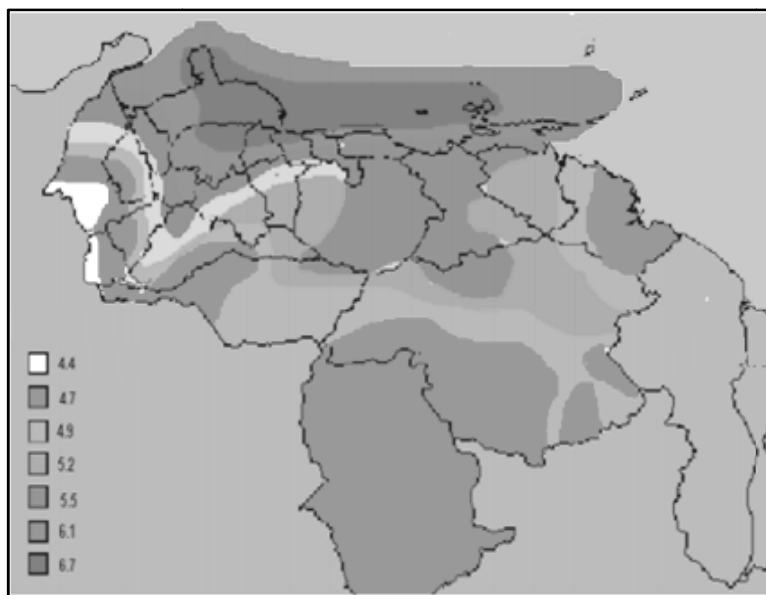


Рис. 1. Солнечная радиация в Венесуэле ($\text{кВт}\cdot\text{ч)/м}^2$)
Fig. 1. Solar radiation in Venezuela ($\text{kW}\cdot\text{h)/m}^2$)

Возможность использования солнечной энергии в области Алта Гуахира

Типичным энергодефицитным регионом, где проблемы электроснабжения могут быть решены с помощью солнечной энергетики, является область Алта Гуахира, которая расположена в северо-западной части Венесуэлы между $11^{\circ}26'53,5''$ и $11^{\circ}51'19''$ северной широты и $71^{\circ}19'35,0''$ и $72^{\circ}03'00,3''$ западной долготы. Общая площадь области составляет 519 км^2 . В Алта Гуахира среднемесячная температура колеблется от $26,9^{\circ}\text{C}$ до $29,1^{\circ}\text{C}$.

Экономика области основана на сельскохозяйственном производстве и животноводстве. В настоящее время Алта Гуахира занимает в Венесуэле второе место по производству таких овощных культур, как помидоры, юкка, кукуруза, а также различных фруктов: гуава, манго, папайя, кокос и другие. Кроме того, область является крупнейшим производителем соли и поставщиком рыбы, хотя потенциал этого ресурса не используется надлежащим образом [4].

Однако Алта Гуахира – одна из областей страны, которая не получает электроэнергию от объединенной энергосистемы, и население живет практически без электричества.

В настоящее время в этой области 65 % жителей вообще не имеют доступа к электроэнергии, около 14 % снабжаются от собственных генераторов и только около 21 % подключены к электросети [4]. Поэтому проблема электроснабжения в Алта Гуахира, как и в некоторых других автономных областях стоит очень остро.

Ресурсы солнечной энергии в области Алта Гуахира

Алта Гуахира обладает значительными ресурсами солнечной энергии (рис. 2). Согласно международной базе данных "METEONORM", величина среднемесячной радиации колеблется от $3,74 \text{ ((кВт}\cdot\text{ч)/м}^2\text{/сут)}$ до $4,96 \text{ ((кВт}\cdot\text{ч)/м}^2\text{/сут)}$. Минимальное поступление солнечной радиации приходится на период с октября по январь ($3,74\text{--}4,23 \text{ ((кВт}\cdot\text{ч)/м}^2\text{/сут)}$), и максимальное – на период с февраля по сентябрь ($4,44\text{--}4,96 \text{ ((кВт}\cdot\text{ч)/м}^2\text{/сут)}$), что позволяет эффективно использовать солнечную энергию для электроснабжения автономных и централизованных потребителей этой области с помощью фотоэлектрических установок (СФЭУ).

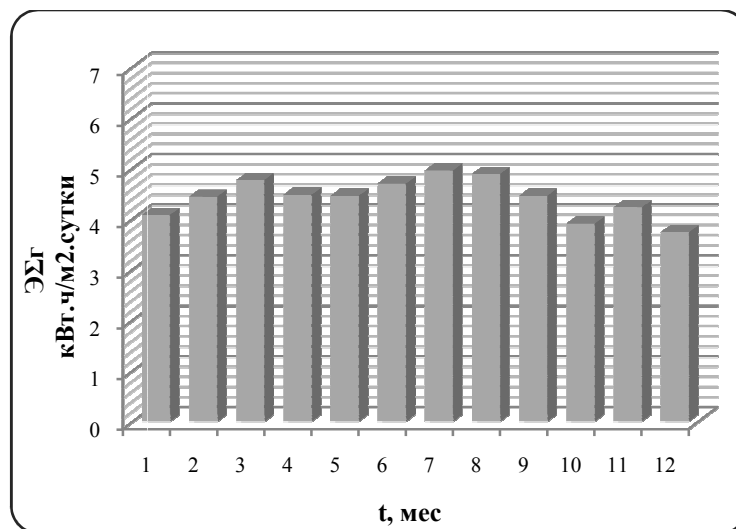


Рис. 2. Среднемесячное поступление солнечной радиации на горизонтальную площадку (БД "METEONORM")
Fig. 2. Average monthly solar radiation on horizontal surface (database "METEONORM")

Использование солнечной энергии в области Алта Гуахира

В настоящее время использование солнечных модулей для электроснабжения потребителей стремительно растет, причем на рынке солнечных модулей представлены различные типы, которые отличаются друг от друга конструкцией, технологией изготовления и материалами, из которых производятся.

При этом, помимо обычных солнечных модулей на основе кремния, все шире применяются солнеч-

ные модули с концентраторами. Особенно перспективно использование СМ с голографическими концентраторами, позволяющими отказаться от систем наведения на солнце.

Как правило, в солнечном модуле в точке максимальной мощности только 5–20 % падающей на него солнечной энергии преобразуется в электричество, остальная превращается в тепло. В результате этого эффекта в солнечные дни повышение температуры существенно влияет на характеристики солнечного

модуля, уменьшая напряжение, а следовательно, и выходную мощность. Кроме того, повышение температуры приводит к некоторым нежелательным последствиям: росту напряжения, связанному с термическим расширением, а также увеличению скорости деградации примерно в два раза на каждые 10 градусов температуры.

Рабочая температура солнечного модуля является результатом равновесия между теплом, вырабатываемым в модуле, и теплом, уходящим в окружающую среду, – и для каждого типа солнечного модуля рассчитывается по-разному.

Влияние температуры на энергетические характеристики обычного солнечного модуля на основе кремния

С повышением температуры сила тока короткого замыкания фотоэлемента увеличивается, а напряжение холостого хода падает. Количественно влияние температуры на значение выдаваемой мощности фотоэлектрических элементов можно оценить, исследуя по отдельности зависимости силы тока и напряжения от температуры. Положим, I_0 и U_0 – сила тока короткого замыкания и напряжение холостого хода при температуре T , а α и β – их температурные коэффициенты ($20 \text{ мВ}/^\circ\text{C}$ и $5 \text{ мВ}/^\circ\text{C}$). Если рабочая температура повышается на ΔT , то сила тока и напряжение меняются примерно в той же пропорции, что и сила тока короткого замыкания, и напряжение холостого хода [5].

При повышении температуры получим изменение мощности фотоэлемента:

$$N = N_0 \{1 + (\alpha - \beta)\Delta T\} = N_0 \{1 - 0,005\Delta T\}, \quad (1)$$

где N – мощность фотоэлемента; N_0 – мощность фотоэлемента при 25°C ; ΔT – повышение температуры фотоэлемента.

Это выражение показывает, что повышение рабочей температуры фотоэлемента на 1°C приводит к снижению выдаваемой мощности на $0,5\%$. Так как сила тока увеличивается значительно меньше, чем падает напряжение, происходит снижение мощности при более высокой температуре эксплуатации СМ.

Для расчёта температуры поверхности необходимы следующие данные: $N_{\text{ОСТ}}$ – нормальная температура эксплуатации солнечного элемента (СЭ), то есть температура фотоэлементов в модуле при температуре воздуха 20°C , СИ $800 \text{ Вт}/\text{м}^2$ и скорости ветра $1 \text{ м}/\text{с}$; $T_{\text{о.с}}$ – температура окружающей среды, $^\circ\text{C}$; R – поступление солнечной радиации, $\text{Вт}/\text{м}^2$. Как видно из формулы (2), температура СМ ($T_{\text{СМ}}$) зависит от температуры окружающей среды ($T_{\text{о.с}}$) и поступления солнечной радиации (R) [6]:

$$T_{\text{СМ}} = T_{\text{о.с}} + \frac{R}{800} (N_{\text{ОСТ}} - 20^\circ\text{C}). \quad (2)$$

Коэффициент полезного действия (КПД) солнечного модуля зависит от его температуры и очевиден из следующего уравнения [7,8]:

$$\eta_{\text{СМ}} = \eta_0 (1 - \beta(T_{\text{СМ}} - 25)), \quad (3)$$

где $\eta_{\text{СМ}}$ – КПД солнечного модуля, %; η_0 – КПД солнечного модуля при 25°C , %; $T_{\text{СМ}}$ – температура СМ, $^\circ\text{C}$; β – температурный коэффициент.

Влияние температуры на энергетические характеристики солнечного модуля с голографическим концентратором

Принципиальная схема солнечного модуля с голографическим концентратором приведена на рисунке 3.

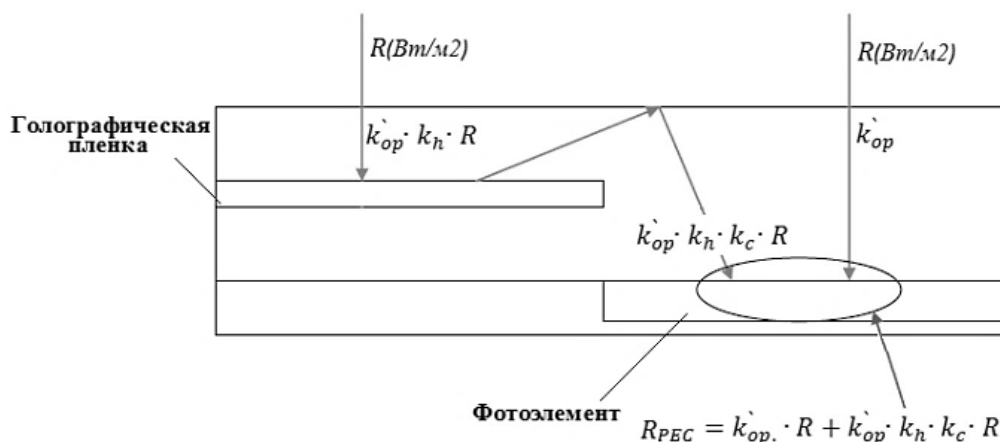


Рис. 3. Схема солнечного модуля с голографическим концентратором
Fig. 3. Scheme of the solar module with the holographic concentrator

Интенсивность солнечной радиации, поступающей на фотоэлемент, в 6–10 раз выше естественной и определяется в соответствии с [9] по формуле (4):

$$R_{PEC} = k'_{op.} R + k'_{op.} k_h k_c R, \quad (4)$$

где R_{PEC} – поступление солнечной радиации, попадающей на поверхность СЭ, (Вт/м²); R – поступление солнечной радиации, Вт/м²; $k'_{op.}$ – оптический коэффициент проводимости поликарбонатного слоя; k_h – коэффициент эмиссии голографической плёнки;

$k_c = \frac{S_{hf}}{S_{PEC}}$ – коэффициент концентрации.

Для определения рабочей температуры солнечного модуля с голографическим концентратором используется формула (5) [10,11]:

$$T_{CM} = T_{o.c} + kR_{PEC}, \quad (5)$$

где $T_{o.c}$ – температура окружающей среды в расчетной точке, °С; k – коэффициент, полученный экспериментальным путем; R_{PEC} – поступление солнечной радиации, попадающей на поверхность СЭ (Вт/м²). КПД солнечного модуля с голографическим концентратором рассчитывается по формуле (3).

Расчеты производились для суток, когда максимум дневной температуры достигал 29,3 °С, а приход солнечной радиации составлял 1,019 (кВт)/м². При этом рассматривались кремниевый модуль, выпускаемый фирмой Astronergy, с КПД 15,4 % и модуль фирмы AsGaSpectrolab с голографическим концентратором, имеющий следующие параметры: КПД = 19 %; $S_{PEC} = 0,127$ м²; $S_{hf} = 0,873$ м²; $k'_{op.} = 0,87$; $k_h = 0,97$ [12,13].

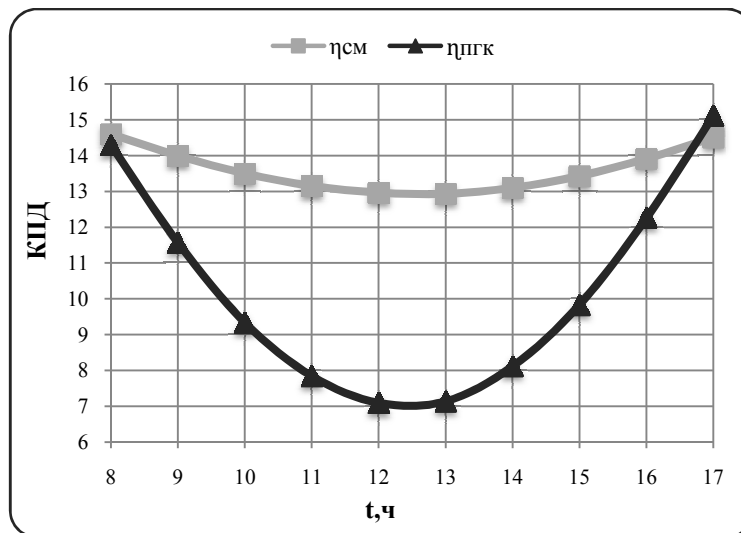


Рис. 4. Изменение КПД обычного СМ и СМ с голографическим концентратором
Fig. 4. Change of efficiency of conventional solar module and solar module with a holographic concentrator

На рисунке 4 представлены результаты расчётов, которые показывают, что в условиях климата Венесуэлы КПД кремниевых СМ может снижаться примерно на 2,47 %, в то время как КПД солнечного модуля с голографическим концентратором при максимальной температуре от оптимального КПД уменьшится на 11,9 %.

Таким образом, для условий Венесуэлы учет воздействия температуры на изменение энергетических характеристик СМ может оказать существенное влияние на экономические показатели системы солнечного энергоснабжения. Особенно это касается СМ с концентратором солнечного излучения. Одним из способов, позволяющих уменьшить отрицательное влияние повышенной температуры поверхности модуля, является использование системы водяного охлаждения.

Система водяного охлаждения для любого солнечного модуля

Солнечный модуль с водяным охлаждением представляет собой соединение солнечного модуля, расположенного сверху, и водяного коллектора, находящегося снизу. При возрастании температуры солнечного модуля эффективность его уменьшается, вода же отводит тепло от модуля, в результате чего температура понижается и, следовательно, его эффективность возрастает.

Таким образом, наличие системы водяного охлаждения позволяет снизить отрицательное влияние высокой температуры модуля, и, кроме того, получить некоторый объем подогретой воды, которая может использоваться для нужд горячего водоснабжения.

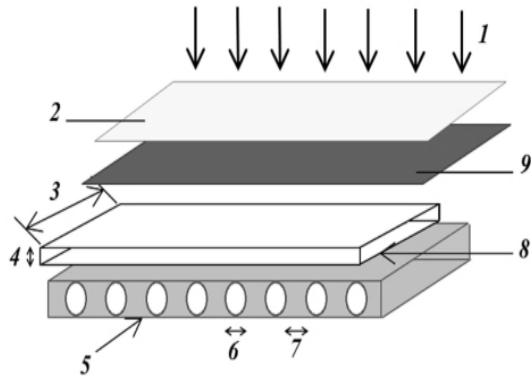


Рис 5. Схема системы охлаждения CM:

1 – поступление солнечной радиации; 2 – стеклянное покрытие; 3 – длина трубы; 4 – толщина поглотителя; 5 – теплообменник; 6 – диаметр трубы; 7 – расстояние между трубами; 8 – поглотитель; 9 – солнечный модуль

Fig. 5. Scheme of the cooling system of the solar module:

1 – solar radiation, 2 – glass coating, 3 – tube length, 4 – absorber thickness, 5 – heat exchanger, 6 – tube diameter, 7 – distance between the tubes, 8 – absorber, 9 – solar module

На рисунке 5 представлена схема модуля с охлаждением, на которой видно, что трубы работают как теплообменник, охлаждающий солнечный модуль; между трубами теплообменника размещен поглотитель толщиной δ . Каждый из компонентов, показанных на рисунке 5, характеризуется различными параметрами: это коэффициенты поглощения $\alpha(\lambda)$, из-

лучения $\varepsilon(\lambda)$, отражения $\rho(\lambda)$ и пропускания $\tau(\lambda)$. Они обычно связаны отношениями:

$$\rho(\lambda) + \alpha(\lambda) + \tau(\lambda) = 1, \quad (6)$$

$$\alpha(\lambda) = \varepsilon(\lambda).$$

Для определения тепловой эффективности системы охлаждения в работе используется зависимость [14–17]:

$$\eta_A = \frac{mCp}{RLW} \left(T_{oc} - T_{вх} - \frac{q'(T_{oc})}{q'(T_{oc})} \right) \left(1 - \exp \left(\frac{q'(T_{oc})L}{mCp} \right) \right), \quad (7)$$

где η_A – тепловая эффективность охлаждения системы, %; m – массовый расход воды, кг/с; Cp – удельная теплоемкость воды, Дж/кг·°К; R – поступление солнечной радиации, Вт/м²; L_m – длина трубы, м; W – расстояние между трубами, м; T_{oc} – температура окружающей среды, °К; $T_{вх}$ – температура входящей воды, °К; $q'(T_{oc})$ – удельная тепловая мощность, поглощаемая ребром поглотителя, Вт/м; $q'(T_{oc})$ – производное по T_{oc} удельной тепловой мощности поглощения, Вт/м·°К, согласно выражению (8):

$$q'(T_{oc}) = WF'(T_{oc})S - W\sigma \times \left[F'(T_{oc})F_R(T_{oc})T_{oc}^4 + F(T_{oc})F'_R(T_{oc})T_{oc}^4 + 4F(T_{oc})F_R(T_{oc})T_{oc}^3 \right] - WU_L(T_{oc} - T_{oc})F'(T_{oc}), \quad (8)$$

где $F(T_{oc})$ – коэффициент эффективности поглотителя; F_R – коэффициент потерь излучения; F'_R – производная коэффициента потерь излучения; U_L – коэффициент тепловых потерь, Вт/м²·°К; σ – постоянная Стефана-Больцмана, 5,67·10⁻⁸ Вт/м²·°К⁴; S – поглощение солнечной радиации поглотителем, Вт/м²; $F'(T_{oc})$ – производная коэффициента эффективности поглотителя. В свою очередь

$$F'_R(T_{oc}) = \frac{\left(-4F_R \frac{W-D}{D} F_f T_{oc}^{-1} \right)}{\left(1 + \frac{W-D}{D} \right) F_f}, \quad (9)$$

где F_f – коэффициент эффективности ребра; D – диаметр трубы;

$$F'(T_{oc}) = - \frac{\frac{D}{W} \left(1 + \frac{W-D}{D} F_f \right) \left(\frac{12F_R \sigma T_{oc}^2}{U_{AF}} \right)}{1 + \left[\frac{U_L \left(1 + \frac{W-D}{D} F_f + 4F_R \sigma T_{oc}^3 \right)}{U_{AF}} \right]^2}, \quad (10)$$

где U_{AF} – коэффициент теплопередачи от поглотителя к циркулирующей воде, Вт/м²·°К;

$$q(T) = WF(T) \left[S - F_R(T)\sigma T^4 - U_L(T - T_{oc}) \right], \quad (11)$$

где T – температура циркулирующей воды, °К;

$$F_R(T) = \frac{\left(1 + \frac{W-D}{D} F_f \frac{T_{o.c}^4}{T^4}\right)}{\left(1 + \frac{W-D}{D} F_f\right)} F_R, \quad (12)$$

$$F(T) = \frac{\frac{D}{W} \left(1 + \frac{W-D}{D} F_f\right)}{1 + \frac{\left(U_L \left(1 + \frac{W-D}{D} F_f\right) + 4F_R \sigma T^3\right)}{U_{AF}}}, \quad (13)$$

$$U_L = \frac{U'_{Aa} + \frac{W-D}{D} F_f U''_{Aa}(T_{o.c})}{\left(1 + \frac{W-D}{D} F_f\right)}, \quad (14)$$

где U'_{Aa} – коэффициент теплопотерь поглотителя, Вт/м²·°К;

$$F_f = \frac{\tanh\left(\omega \frac{(W-D)}{2}\right)}{\omega \frac{(W-D)}{2}}, \quad (15)$$

где U''_{Aa} – модифицированный коэффициент теплопотерь поглотителя, Вт/м²·°К;

$$\omega^2 = U''_{Aa}(T_a)(k\delta)^{-1}, \quad (16)$$

где k – теплопроводность поглотителя, Вт/м·°К; δ – толщина поглотителя, м;

$$U''_{Aa}(T_a) = U'_{Aa} + 4F_R \sigma T_a^3, \quad (17)$$

$$S = \left\{ \left\{ \tau_c \tau_s \alpha_A \right\} + \frac{U_{SA} \left(\left\{ \tau_c \alpha_S \right\} - \eta_0 \right)}{U_{SA} + U_{Sa} - cR} \right\} R, \quad (18)$$

где U_{SA} – коэффициент теплопередачи от солнечного модуля к поглотителю, Вт/м²·°К; U_{Sa} – коэффициент теплопередачи от солнечного модуля в окружающую среду, Вт/м²·°К; c – удельная теплоемкость поглотителя, Дж/кг·°К; η_0 – КПД солнечного модуля, %; $\varepsilon_A \alpha_A$ – коэффициент излучения и поглощения поглотителя; $\varepsilon_A \alpha_S$ – коэффициент излучения поглотителя и поглощения солнечного модуля; $\tau_c \alpha_S$ – коэффициент пропускания стеклянного покрытия и поглощения солнечного модуля; $\tau_c \alpha_{SA}$ – коэффициент пропускания стеклянного покрытия, поглощения солнечного модуля и поглощения поглотителя;

$$F_R = \left\{ \left\{ \varepsilon_A \alpha_A \right\} - \frac{U_{SA} \left\{ \varepsilon_A \alpha_S \right\}}{U_{SA} + U_{Sa} - cR} \right\}, \quad (19)$$

где α_S – коэффициент поглощения солнечного модуля;

$$U'_{Aa} = U_{Aa} + \frac{U_{SA}(U_{Sa} - cR)}{U_{SA} + U_{Sa} - cR}. \quad (20)$$

С зависимостями (7)–(20) при известной конструкции и технических параметрах системы охлаждения можно рассчитать эффективность, ее использование, а также выявить, какие параметры оказывают наиболее заметное влияние на режим работы системы охлаждения.

Анализ изменения различных параметров обычного солнечного модуля с водяным охлаждением

Основными параметрами, которые влияют на работу системы охлаждения солнечного модуля, являются: диаметр трубы, массовый расход воды, поступление солнечной радиации, температура входящей воды, температура окружающей среды и длина трубы.

Для определения степени влияния перечисленных параметров был проведен параметрический анализ эффективности охлаждения солнечного модуля. Расчеты проводились по зависимостям (7)–(20) в соответствии с параметрами системы охлаждения СМ, приведенной в [15]: $\{\tau_c \alpha_S\} = 0,7$; $\{\varepsilon_A \alpha_A\} = 0,1$; $\{\tau_c \tau_s \alpha_A\} = 0,15$; $\{\varepsilon_A \alpha_S\} = 0,05$; $c = 5 \cdot 10^{-4}$; $U_{Aa} = 1$ Вт/м²·°К; $U_{AF} = 200$ Вт/м²·°К; $U_{SA} = 100$ Вт/м²·°К; $U_{Sa} = 6$ Вт/м²·°К; $k = 385$ Вт/м·°К (для меди); $Cp = 4200$ Дж/кг·°К; $\delta = 5 \cdot 10^{-4}$ м.

С целью определения эффективности модуля были проанализированы различные системные параметры, в частности, диаметр трубы, массовый расход воды и поступление солнечной радиации как наиболее важные. Варьирование этих параметров приводит к различным изменениям теплового КПД.

Анализ результатов показывает, что при изменении диаметра трубы с 0,01 м до 0,07 м тепловая эффективность увеличивается с 47 % до 60,81 %, а при колебании массового расхода воды с $3 \cdot 10^{-5}$ кг/с до 0,1 кг/с – с 52,58 % до 60,90 %. При изменении поступления солнечной радиации с 200 Вт/м² до 1100 Вт/м² тепловая эффективность увеличивается с 52,35 % до 61,69 %. При повышении температуры входящей воды с 287 °К до 315 °К эффективность снижается с 60,99 % до 60,18 %, а при повышении температуры окружающей среды с 287 °К до 315 °К – с 61 % до 60,70 %. В случае изменения длины трубы с 1,5 м до 2 м эффективность также незначительно снижается с 60,82 % до 60,79 %.

Результаты расчетов показали, что наибольшее влияние имеют следующие параметры: массовый расход, диаметр трубы и поступление солнечной радиации, то есть при увеличении этих параметров тепловой КПД существенно повышается. Все вышепе-



речисленные условия могут быть использованы для оптимального применения системы охлаждения солнечного модуля.

Приведенный анализ показал, что оптимальными параметрами теплообменника обычного солнечного модуля являются: m – массовый расход воды, $3 \cdot 10^{-4}$ кг/с; W – расстояние между соседними трубами, 0,1 м; L_T – длина трубы, 1,64 м; $T_{вх}$ – температура входящей воды, 287 °K; D – диаметр трубы, 0,07 м. Для солнечного модуля с голографическим концентратором наиболее оптимальными являются следующие параметры: m – массовый расход воды, $3 \cdot 10^{-3}$ кг/с; W – расстояние между трубами, 0,21 м; L_T – длина трубы, 0,88 м; $T_{вх}$ – температура входящей воды, 287 °K; D – диаметр трубы, 0,07 м.

Таким образом, применение системы охлаждения позволяет в часы наиболее высокой температуры избежать снижения КПД на 8,43 % для модулей с голографическим концентратором и на 2,5 % для обычного кремниевого модуля.

На рисунке 6 показано, что $\eta_{CM(охл)}$ CM с водяным охлаждением в 12⁰⁰ час составляет 15,49 %, а КПД CM с голографическим концентратором 15,46 %. Кроме того, применение водяного охлаждения солнечных модулей позволяет получить достаточный для нужд автономного потребителя объем горячей воды, что дает возможность либо сократить расходы на горячую воду, либо вообще отказаться от системы горячего водоснабжения.

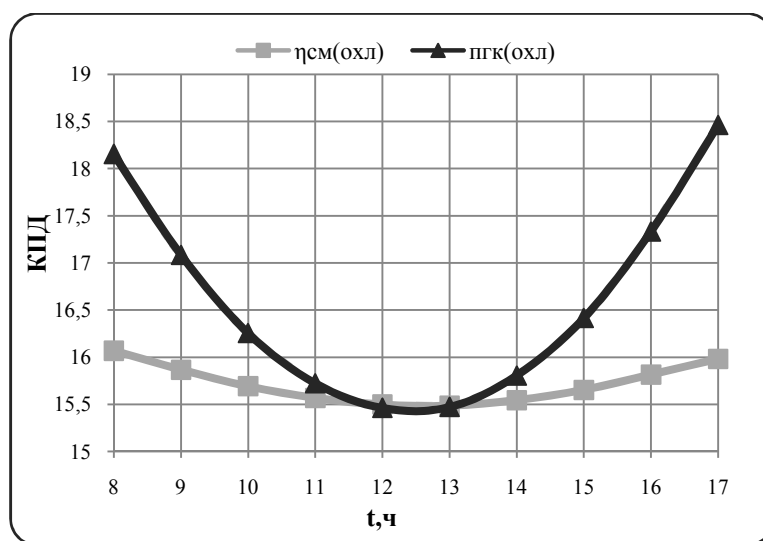


Рис. 6. Изменение КПД обычного CM и CM с голографическим концентратором с системой водяного охлаждения
Fig. 6. Change of efficiency of conventional solar module and solar module with a holographic concentrator with water cooling system

Закключение

Использование фотоэлектрических модулей в странах с жарким климатом ведет к снижению эффективности их эксплуатации вследствие значительного снижения КПД из-за повышения температуры поверхности модуля.

Это изменение КПД CM должно учитываться в расчетах объектов солнечной энергетики. Отрицательное влияние высокой температуры воздуха, свойственное территории Венесуэлы, может быть частично компенсировано системой водяного охлаждения солнечных модулей. При этом снижение КПД не будет превышать 0,58 % для обычных CM и 2,69 % для модулей с голографическими концентраторами. Решение о целесообразности применения CM с системой охлаждения должно приниматься на основе финансово-экономического анализа с учетом конкретных условий создания схемы энергоснабжения автономного потребителя.

Список литературы

1. OPEC. Annual Statistical Bulletin, 2014. Сайт доступа: <http://www.opec.org/>.
2. Ministerio del Poder Popular para la Energía Eléctrica. Energías renovables en zonas aisladas, indígenas y fronteras, Junio 2012.
3. La Fundación para el Desarrollo del Servicio Eléctrico. <http://www.fundelec.gov.ve/>.
4. República Bolivariana de Venezuela, Instituto Nacional de Estadísticas. XIV Censo Nacional de Población y Vivienda, Octubre 2013. <http://www.ine.gov.ve>.
5. Patel M.R. Wind and Solar Power Systems: Design, Analysis, and Operation. New York, USA Taylor & Francis, 2006.
6. Jakhrani A.Q., Othman A.K., Rigit A.R.H. and Samo S.R. Comparison of Solar Photovoltaic Module Temperature Models // World Applied Sciences Journal. 2011. No 14. P. 1–18.

7. Skoplaki E., Palyvos J.A. On the temperature dependence of photovoltaic module electrical performance: a review of efficiency/power correlations // *Solar Energy*. 2009. Vol. 83. No. 5. P. 614–624.

8. Kalogirou S.A., *Solar Energy Engineering: Processes and Systems*. Academic Press, New York, 2009.

9. Iurevych O., Gubin S., Dudeck M. Combined receiver of solar radiation with holographic planar concentrator // 1st International Symposium on electrical Arc and Thermal Plasma in Africa. 17–22 October, 2011.

10. Castillo J.E., Russo J.M., Aspnes E., and Rosenberg G. Low concentration planar holographic cigs, in *Optics for Solar Energy // OSA Technical Digest*. 2010. Paper STuD3.

11. Castillo-Aguilella J.E. Non imaging applications of volume diffractive optics, PhD thesis, Department of electrical and computer engineering, the university of Arizona, USA 2012.

12. Iurevych O., Gubin S., Dudeck M. Modelling of a Hybrid Solar Panel with Solar Concentration // *Electrical Engineering Research (EER)*. April 2013. Vol. 1. Issue 2. P. 35–41.

13. PrismSolar компании производителей плоских голографических концентраторов. [Электронный ресурс] <http://prismsolar.com/>.

14. Chaniotakis E. Modelling and analysis of water cooled photovoltaics, MSc thesis, Faculty of Energy System and Environment, Department of Mechanical Engineering, University of Strathclyde, Scotland; 2001.

15. Bergene T. and Lovvik O.M. Model calculations on a flat-plate solar heat collector with integrated solar cell // *Solar Energy*. 1995. Vol. 55, No. 6. P. 453–462.

16. Croitoru A.M., Badea A. Water cooling of photovoltaic panels from passive house located inside the University Politehnica of Bucharest // *Scientific bulletin. Series C: electrical engineering and computer science*. 2013. Vol. 75. P. 277–290.

17. Tripanagnostopoulos Y., Nousia Th., Souliotis M. and Yianoulis P. Hybrid photovoltaic/thermal solar systems, *Solar Energy*. 2002. No 72(3). P. 217–234.

References

1. OPEC. Annual Statistical Bulletin, 2014. Available at: <http://www.opec.org/> (in Eng.).

2. Ministerio del Poder Popular para la Energía Eléctrica. Energías renovables en zonas aisladas, indígenas y fronterizas, Junio 2012 (in Span.).

3. La Fundación para el Desarrollo del Servicio Eléctrico. Available at: <http://www.fundelec.gov.ve/> (in Span.).

4. República Bolivariana de Venezuela, Instituto Nacional de Estadísticas. XIV Censo Nacional de

Población y Vivienda, Octubre 2013. Available at: <http://www.ine.gov.ve> (in Span.).

5. Patel M.R. *Wind and Solar Power Systems: Design, Analysis, and Operation*. New York, USA Taylor & Francis, 2006 (in Eng.).

6. Jakhrani A.Q., Othman A.K., Rigit A.R.H. and Samo S.R. Comparison of Solar Photovoltaic Module Temperature Models. *World Applied Sciences Journal*, 2011, no. 14, pp. 1–18 (in Eng.).

7. Skoplaki E., Palyvos J.A. On the temperature dependence of photovoltaic module electrical performance: a review of efficiency/power correlations. *Solar Energy*, 2009, vol. 83, no. 5, pp. 614–624 (in Eng.).

8. Kalogirou S.A. *Solar Energy Engineering: Processes and Systems*. Academic Press, New York, 2009 (in Eng.).

9. Iurevych O., Gubin S., Dudeck M. Combined receiver of solar radiation with holographic planar concentrator. *1st International Symposium on electrical Arc and Thermal Plasma in Africa*, 17-22 October 2011 (in Eng.).

10. Castillo J.E., Russo J.M., Aspnes E., and Rosenberg G. Low concentration planar holographic cigs, in *Optics for Solar Energy. OSA Technical Digest*, 2010, paper STuD3 (in Eng.).

11. Castillo-Aguilella J.E. Non imaging applications of volume diffractive optics, PhD thesis, Department of electrical and computer engineering, the university of Arizona, USA 2012 (in Eng.).

12. Iurevych O., Gubin S., Dudeck M. Modelling of a Hybrid Solar Panel with Solar Concentration. *Electrical Engineering Research (EER)*, April 2013, vol. 1, issue 2, pp. 35–41 (in Eng.).

13. Prism Solar kompani i proizvoditelej ploskih golografičeskikh koncentratorov. Available at: <http://prismsolar.com/> (in Russ.).

14. Chaniotakis E. Modelling and analysis of water cooled photovoltaics, MSc thesis, Faculty of Energy System and Environment, Department of Mechanical Engineering, University of Strathclyde, Glasgow, Scotland; 2001 (in Eng.).

15. Bergene T. and Lovvik O.M. Model calculations on a flat-plate solar heat collector with integrated solar cell. *Solar Energy*, 1995, vol. 55, no. 6, pp. 453–462 (in Eng.).

16. Croitoru A.M., Badea A. Water cooling of photovoltaic panels from passive house located inside the University Politehnica of Bucharest. *Scientific bulletin, series C: electrical engineering and computer science*, 2013, vol. 75, pp. 277–290 (in Eng.).

17. Tripanagnostopoulos Y., Nousia Th., Souliotis M. and Yianoulis P. Hybrid photovoltaic/thermal solar systems, *Solar Energy*, 2002, no. 72(3), pp. 217–234 (in Eng.).

Транслитерация по ISO 9:1995

