

УДК 681.5
DOI: 10.18799/24131830/2024/10/4642
Шифр специальности ВАК: 2.3.3

Экспериментальное сравнение систем закрытого охлаждения фотоэлектрических модулей

А.С. Сорогин^{1✉}, Р.Н. Хамитов^{1,2}, С.Н. Жеребцов¹

¹ Тюменский индустриальный университет, Россия, г. Тюмень

² Омский государственный технический университет, Россия, г. Омск

✉ sorg96@gmail.com

Аннотация. *Актуальность* исследования заключается в необходимости увеличения эффективности солнечных модулей до 15–20 % за счёт охлаждения их поверхности, которая в весенне-летнее время года способна нагреваться до температуры 70 °С. Сбор тепла с фотоэлектрических модулей является дополнительной возможностью аккумулировать тепло и использовать его для собственных нужд, в особенности для изолированных энергосистем. В статье рассматриваются способы закрытого охлаждения с помощью трубок из меди, металлопластика и нержавеющей стали. Все измерения производились в летнее время года на реальной, действующей солнечной электростанции, расположенной в респ. Крым, с. Карберное. *Цель.* Путем эксперимента определить и выявить наиболее эффективную систему охлаждения фотоэлектрических модулей. *Методы.* Методы эмпирического исследования. В эксперименте для измерений температуры и влажности окружающего воздуха, температуры хладагента на входе и выходе использовались датчики, подключенные к системе Arduino UNO, данные регистрировались в таблице Excel. Для крепления системы охлаждения используется клей-герметик Soudal FIX ALL. *Результаты и выводы.* Получены вольтамперные характеристики, температуры хладагента на входе и на выходе, температуры поверхности фотоэлектрического модуля; наибольшую эффективность охлаждения солнечного модуля показала система охлаждения, выполненная из труб нержавеющей стали, которая позволила снизить в некоторых точках температуру модуля с 66 до 38 °С, что увеличило эффективность фотоэлектрического модуля на 3,5 % относительно номинальной мощности. Нагретая жидкость от фотоэлектрического модуля остыла до первоначальных значений температуры благодаря установленному радиатору охлаждения для возможности повторного использования жидкости в контуре охлаждения солнечного модуля.

Ключевые слова: охлаждение фотоэлектрических модулей, солнечные панели, система охлаждения, Arduino UNO, нагрев фотоэлектрических модулей

Благодарности: Исследование выполнено в рамках государственного задания Министерства науки и высшего образования РФ (тема: «Предиктивное управление потоками энергии электрогенерирующих комплексов Арктики и Крайнего Севера, при стохастических характерах потребления и генерации электрической энергии: теория, синтез, эксперимент», код темы: FENG-2023-0001).

Для цитирования: Сорогин А.С., Хамитов Р.Н., Жеребцов С.Н. Экспериментальное сравнение систем закрытого охлаждения фотоэлектрических модулей // Известия Томского политехнического университета. Инжиниринг георесурсов. – 2024. – Т. 335. – № 10. – С. 226–237. DOI: 10.18799/24131830/2024/10/4642

UDC 681.5
DOI: 10.18799/24131830/2024/10/4642

Experimental comparison of closed cooling systems of photovoltaic modules

A.S. Sorogin^{1✉}, R.N. Khamitov^{1,2}, S.N. Zhrebtsov^{1,2}

¹ Industrial University of Tyumen, Tyumen, Russian Federation

² Omsk State Technical University, Omsk, Russian Federation

✉ sorg96@gmail.com

Abstract. Relevance. The need to increase the efficiency of solar modules to 15–20% by cooling their surface, which in spring and summer is able to heat up to 70°C. Heat collection from photovoltaic modules is an additional opportunity to accumulate heat and use it for their own needs, especially for isolated power systems. The article discusses methods of closed cooling using tubes made of copper, metal plastic and stainless steel. All measurements were carried out in summer at a real, operating solar power plant located in the Crimea village of Karyernoie. **Aim.** To experimentally determine and identify the effect of the most efficient cooling system for photovoltaic modules. **Methods.** Methods of empirical research. In the experiment, sensors connected to the Arduino UNO system were used to measure the temperature and humidity of the ambient air, the temperature of the refrigerant at the inlet and outlet, and the data were recorded in an Excel table. Soudal FIX ALL adhesive sealant is used to fix the cooling system. **Results and conclusions.** The authors have obtained volt-ampere characteristics, refrigerant inlet and outlet temperatures, photovoltaic modules surface temperatures. The cooling system made of stainless steel pipes showed the greatest cooling efficiency of the solar module, which allowed reducing the module temperature from 66 to 38°C at some points. This increased the efficiency of photoelectric module by 3.5% relative to the rated power. The heated liquid from the photoelectric module has cooled down to its original temperature values, thanks to the installed cooling radiator, for the possibility of reuse of the liquid in the solar panel cooling circuit.

Keywords: cooling of photovoltaic modules, solar panels, cooling system, Arduino UNO, heating of photovoltaic modules

Acknowledgements: The study was carried out within the framework of the state assignment of the Ministry of Science and Higher Education of the Russian Federation (topic: "Predictive control of energy flows of electric generating complexes in the Arctic and the Far North, with stochastic patterns of consumption and generation of electric energy: theory, synthesis, experiment", topic code: FENG-2023-0001).

For citation: Sorogin A.S., Khamitov R.N., Zhrebtsov S.N. Experimental comparison of closed cooling systems of photovoltaic modules. *Bulletin of the Tomsk Polytechnic University. Geo Assets Engineering*, 2024, vol. 335, no. 10, pp. 226–237. DOI: 10.18799/24131830/2024/10/4642

Введение

Использование солнечной энергии является экологически чистым видом энергии [1]. Использование солнечных панелей для преобразования энергии солнца в электрическую энергию является неотъемлемой частью работы солнечной электростанции. Однако во время эксплуатации солнечных панелей на поверхности модулей в период высоких температур возникает избыток тепла, который необходимо отводить от фотоэлектрического модуля (ФЭМ), в противном случае высокая температура модуля может привести к неэффективному использованию солнечных панелей и деградации солнечных элементов [1].

Теоретическая цель исследований: определить основные факторы, влияющие на нагрев фотоэлектрической панели.

Практическая цель исследований: экспериментальным путем определить наиболее эффективную закрытую систему охлаждения солнечных панелей в с. Карьерное, респ. Крым.

ФЭМ во время эксплуатации испытывает влияние окружающей среды. Это могут быть ветровые, дождевые и снеговые нагрузки, а также нагрев фотоэлементов [1]. Нагрев солнечной панели приводит к уменьшению выдаваемой электрической мощности, через определенное время эксплуатации нагрев может привести к деградации или разрушению фотоэлектрических ячеек. Деградация ФЭМ способна привести к возникновению точек «hot spot» (рис. 1) и в будущем к риску возникновения пожара (рис. 2) [1].

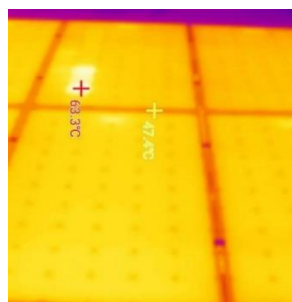


Рис. 1. Точки «hot spot» на лицевой стороне ФЭМ
Fig. 1. "Hot spot" points on the front side of the solar panel



Рис. 2. Последствия пожара на модуле GSB в с. Митяево, п-ов Крым, 06.07.2023
Fig. 2. Consequences of a fire on the GSB module in Mityaev, Crimea, 06.07.2023

При нагреве солнечного модуля его номинальная электрическая мощность уменьшается. На рис. 3 представлена вольтамперная характеристика (ВАХ) ФЭМ модели Jinko Solar JK-190-P54, смоделированная в программном комплексе PVSYS. На представленных графиках видно, что при увеличении

температуры снижается коэффициент заполнения, следовательно, уменьшается выдаваемая электрическая мощность [1].

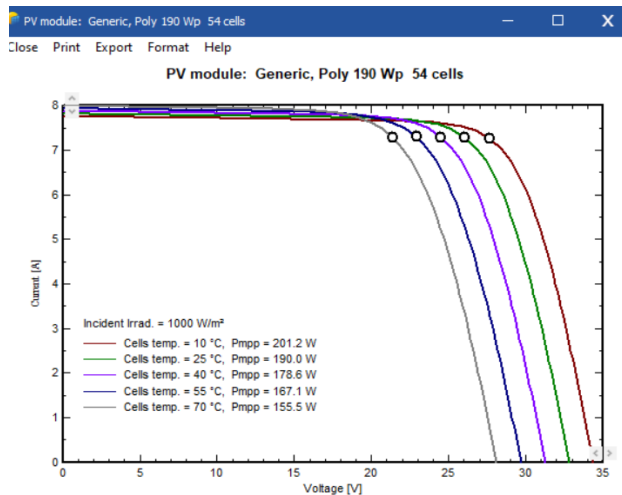


Рис. 3. Вольт-амперная характеристика солнечной панели Jinko Solar JKM-190-P54 смоделированная в PVSYST

Fig. 3. Volt-ampere characteristic (VAC) of the Jinko Solar JKT-190-P54 solar panel modeled in PVSYST

Основная причина уменьшения выдаваемой электрической мощности при нагреве ФЭМ заключается в физических основах природы полупроводника [2]. В полупроводниках с повышением температуры нагрева происходит усиление колебаний атомов относительно положения равновесия [2]. Для многих проводников в области температур много меньших температур Дебая (температура, при которой возбуждаются все моды колебаний в данном твёрдом теле) температурная зависимость ширины запрещенной зоны описывается эмпирическим соотношением вида (1):

$$E_g(T) = E_g(0) - \frac{\alpha T^2}{T + \beta}, \quad (1)$$

где $E_g(0)$ – ширина запрещенной зоны (концентрация собственных носителей заряда, собственная проводимость полупроводника, наименьшая частота света, при которой начинается собственное поглощение полупроводника (сопровождается образованием пар неравновесных носителей заряда электрон–дырка и возникновением фотопроводимости σ_{ϕ}) при 0 K; α и β – константы, значения которых приведены в [2, табл. 11.2]; T – температура нагрева [2].

При температурах, много больших температуры Дебая, зависимость ширины запрещенной зоны становится линейной (2):

$$E_g(T) = E_g(0) - \alpha T. \quad (2)$$

В качестве уравнения, описывающего фотоэлектрический элемент, приведены формулы, которые показывают температурную зависимость фотоэлемента (3):

$$P = P_0(1 + \beta \cdot \Delta T), \quad (3)$$

где P_0 – электрическая мощность ФЭМ при температуре 25 °C, Вт; β – температурный коэффициент мощности, 1/°C; ΔT – повышение температуры фотоэлемента, °C [3].

Напряжение на фотоэлементе изменяется по логарифмическому закону, зависит от температуры и определяется согласно формуле (4):

$$U_{CЭ} = \frac{kT}{q} \cdot \ln \frac{I_{\phi} - I_{CЭ}}{I_D} + 1, \quad (4)$$

где $U_{CЭ}$ – напряжение на солнечном элементе, В; $k=1,380649 \cdot 10^{-23}$ Дж/К – постоянная Больцмана; T – температура окружающей среды, К; $q=1,60217662 \cdot 10^{-19}$ Кл – заряд электрона; I_{ϕ} – фототок, А; $I_{CЭ}$ – ток солнечного элемента, А; I_D – диодный ток, А.

Кроме теплообмена с окружающим воздухом и нагретых конструкций солнечная панель нагревается из-за инфракрасного излучения (рис. 4), падающего на ФЭМ, который не преобразуется в электроэнергию и нагревает поверхность солнечного модуля [5]. На рис. 4 изображен спектр солнечного излучения [6], который состоит из видимого света и инфракрасного излучения [5].

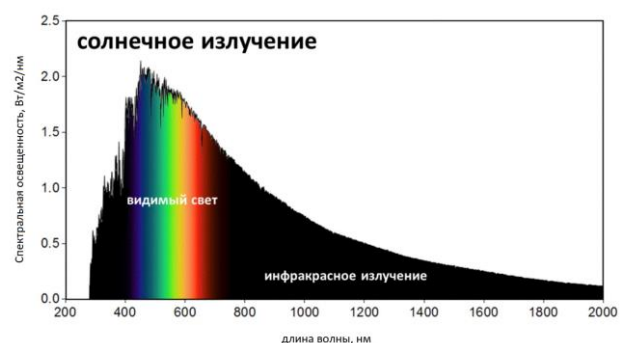


Рис. 4. Спектр солнечного света, генерирующий электроэнергию в солнечных модулях [6]

Fig. 4. Sunlight spectrum generating electricity in solar modules [6]

В технических характеристиках ФЭМ значения о выдаваемой электрической мощности указаны при измерениях типа STC (Standard Test Conditions, стандартные тестовые условия), когда температура окружающей среды составляет 25 °C, а освещен-

ность – 1000 Вт/м². В табл. 1 представлены характеристики ФЭМ при STC. Реальная температура нагрева или охлаждения солнечного модуля может колебаться в пределах от – 40 до +70 °С в зависимости от времени года и местоположения солнечных модулей.

Реальные измерения температуры и выдаваемой электрической мощности солнечных модулей проводились на п-ве Крым в с. Карьерное 26.07.2023–27.07.2023 и 01.08.2023. Температура модулей во время их нагрева достигала 67–71 °С, а электрическая мощность солнечной панели, согласно температурному коэффициенту, снижалась на 17–23 % (табл. 1). Так, электрическая мощность ФЭМ марки JKM-230-P60 при значениях STC составляет 230 Вт, при нагреве модуля до 71 °С и освещенности $E=1000$ Вт/м² выдаваемая электрическая мощность ФЭМ в точке максимальной мощности составляла 177 Вт.

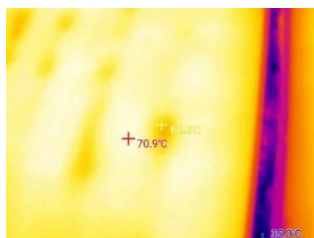


Рис. 5. Инфракрасный снимок нагрева солнечного модуля JKM-230-P60

Fig. 5. Infrared image of the heating of the solar module JKM-230-P60

Таблица 1. Характеристики ФЭМ JKM-230-P60

Table 1. Characteristics of the solar panel JKM-230-P60

Характеристики Specifications	Параметры Parameters
Максимальная мощность при STC, P _{max} Maximum power at STC	230 Вт/В
Максимальное напряжение, V Maximum voltage, V	27,9 В/В
Максимальный ток, I Maximum current, I	8,23 А/А
Напряжение холостого хода, V _{oc} No-load voltage, V _{oc}	35 В/В
Ток короткого замыкания, I _{sc} Short circuit current, I _{sc}	9,01 А/А
Максимальное напряжение в системе DC, V Maximum voltage in the DC system, V	1000 В/В
Габариты Dimensions	1650×992×40 мм/мм
Максимальный ток последовательного устройства защиты от перегрузки по току Maximum current of the serial overcurrent protection device	15 А/А
Температурный коэффициент мощности (ТКМ), 1/°С Temperature power factor (TPF), 1/°С	–0,4
Количество солнечных элементов, соеди- ненных последовательно, шт. Number of solar cells connected in series, pcs	60

В зависимости от вида теплопередачи (теплопередача, теплопроводность, конвекция, излучение [7]) существуют различные способы охлаждения солнечных модулей [8–21]:

- естественное охлаждение (с помощью охлаждения температуры окружающего воздуха, дождя, ветра и т. д.);
- принудительная циркуляция воздуха;
- использование ребер охлаждения;
- открытое жидкостное охлаждение;
- охлаждение с помощью термоэлектрических модулей;
- оптическое охлаждение (с использованием призматических концентраторов солнечной энергии для рассеяния инфракрасного излучения) [6];
- охлаждение с помощью геля;
- закрытое жидкостное охлаждение.

Для наиболее оптимального способа охлаждения выбран закрытый способ жидкостного охлаждения модулей, поскольку кроме охлаждения модулей данный способ позволяет отбирать дополнительное тепло от ФЭМ и использовать его для собственных нужд.

Материалы и методы исследования

Солнечные панели для экспериментальных исследований установлены на металлических поддерживающих конструкциях [9] под углом 25 градусов относительно земли согласно широте местоположения солнечной электростанции (СЭС). СЭС расположена в с. Карьерное респ. Крым. Согласно справочным данным [4] в Юго-Западном районе Крыма продолжительность солнечного излучения составляет 2400 часов в год.

Элементная база экспериментальной установки закрытой системы охлаждения солнечных панелей (ЗСОСП) изображена на рис. 6.

В качестве системы принудительного охлаждения ФЭМ используются трубки для отбора тепла. Для сравнения и нахождения наиболее эффективного материала выбраны трубы из нержавеющей стали, уложенные змеевиком и параллельной системой труб, медная трубка и металлопластик, уложенные в змеевик. Данные материалы выбраны как наиболее теплопроводные (табл. 2).

В табл. 2 указаны характеристики материалов труб для охлаждения ФЭМ. На рис. 7 показан способ крепления систем труб к ФЭМ.

Для обеспечения надежного контакта и достаточного теплообмена использован клей-герметик Soudal. Причина выбора клея-герметика Soudal заключается в наибольшей теплопроводности и адгезии, так как двухкомпонентный эпоксидный клей обеспечивает недостаточно надежный контакт материала змеевика и ФЭМ. Характеристики клея-герметика Soudal представлены в [22].

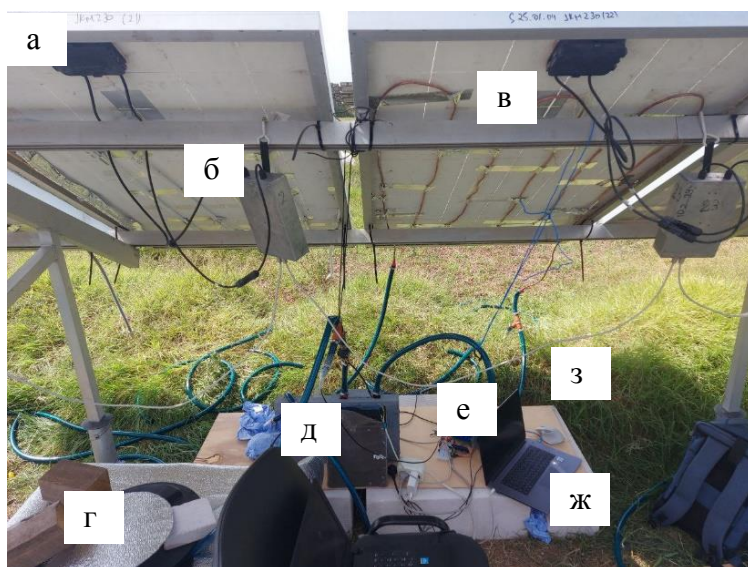


Рис. 6. Экспериментальная установка для измерения характеристик нагретой и охлаждаемой солнечной панели: а) ФЭМ JKM-230-P60; б) устройство для измерения ВАР; в) змеевик для охлаждения; г) бак для хладагента в пленке; д) радиатор для охлаждения жидкости; е) Источник постоянного тока (ИПТ) и система для измерений; ж) персональный компьютер (ПК) для измерений; з) система шлангов и датчиков температуры

Fig. 6. Experimental installation for measuring the characteristics of a heated and cooled solar panel: а) FEM JKM-230-P60; б) device for measuring VAC; в) cooling coil; г) refrigerant tank in film; д) radiator for liquid cooling; е) Direct current source (DCS) and a system for measuring; ж) personal computer (PC) for measurements; з) hose and temperature sensor system

Таблица 2. Характеристики материалов труб для охлаждения ФЭМ

Table 2. Characteristics of pipes for cooling photoelectric module

Материал Material	Наружный диаметр, мм Outer diameter, mm	Толщина стенки, мм Wall thickness, mm	Коэффициент теплопроводности, Вт/(м·К) Coefficient of thermal conductivity, W/(m·K)
Труба металлопластиковая d=16 мм V1620.100 ГОСТ 32415-2013 Metal-plastic pipe d=16 mm V1620.100 ГОСТ 32415-2013	16	2	0,43
Труба гофрированная из нержавеющей стали d=15 мм TIM SS304 25A ГОСТ 5949-2018 Corrugated stainless steel pipe d=15 mm TIM SS304 25A ГОСТ 5949-2018	15	3	17
Труба медная d=6 мм марка М1ф ГОСТ 11383-2016 Copper pipe d=6 mm grade M1f ГОСТ 11383-2016	6	0,8	305

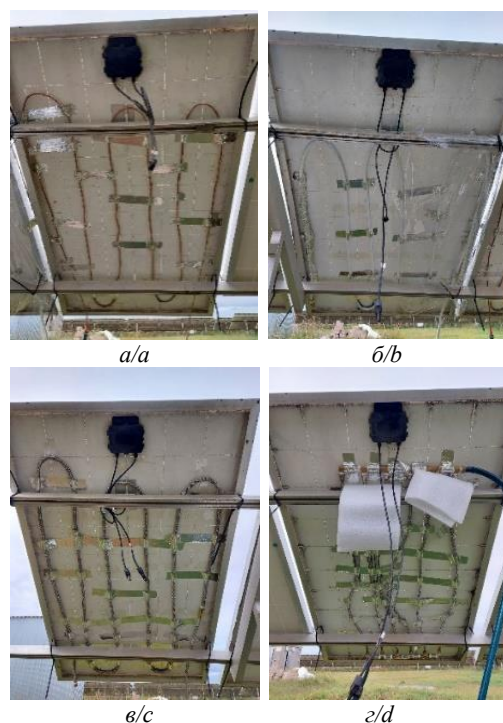


Рис. 7. Способы крепления систем охлаждения к ФЭМ: а) змеевик из медной трубки; б) змеевик из металлопластиковой трубки; в) змеевик из трубки нержавеющей стали; г) параллельная система труб из нержавеющей стали

Fig. 7. Methods of fastening cooling systems to the FEM: а) coil made of copper tube; б) coil made of metal-plastic tube; в) coil made of stainless steel tube; г) parallel system of stainless steel pipes



а/а б/б

Рис. 8. а) радиатор от мотоблока; б) конденсатор от холодильника размером 520×1000

Fig. 8. a) radiator from the tillerblock; b) condenser from the refrigerator with dimensions of 520×1000

Таблица 3. Характеристики радиатора 190N от мотоблока

Table 3. Characteristics of the 190N radiator from the tillerblock

Характеристика Characteristic	Значение Meaning
Материал радиатора/Radiator material	Алюминий Aluminum
Тип охлаждения/Type of cooling	Водяное/Water
Габариты по дну, Д×Ш, мм Dimensions along the bottom, L×W, mm	206×186
Высота общая, мм/Total height, mm	195
Заливная горловина, внутренний и наружный диаметр, мм Filler neck, inner and outer diameter, mm	48/65
Вес нетто/брутто, г/Net/gross weight, g	2950/3205

Для охлаждения циркулирующей жидкости использовался радиатор 190N от мотоблока Парма МК-01-7.0 (рис. 8, а), технические характеристики представлены в табл. 3, и конденсатор от холодильной камеры (рис. 8, б), размеры конденсатора представлены в табл. 4. Конденсатор от холодильной камеры уложен в землю на глубину 25 см, дан-

ная глубина выбрана для исключения глубокого прогрева верхнего слоя почвы от воздействия прямых солнечных лучей СНиП 3.02.01-87.

Таблица 4. Характеристики конденсатора от холодильника

Table 4. Characteristics of the condenser from the refrigerator

Характеристика Characteristic	Значение Meaning
Габариты Ш×Д×В, мм/Dimensions W×D×H, mm	520×1000×8
Материал трубки/Tube material	Медь/Copper
Наружный диаметр трубки, мм Tube outer diameter, mm	6
Толщина стенки трубки, мм Tube wall thickness, mm	2

Приборы для экспериментальных измерений представлены на рис. 9.

Объем бака с циркулирующей жидкостью – 100 л. Пластиковый бак, выкрашенный в черный цвет, закрывался отражающей пленкой для исключения нагрева. В качестве хладагента использована вода (рис. 6, з).

Также необходимо отметить некоторые допущения в эксперименте:

- от насоса до каждого ФЭМ разная длина шланга на вход и на выход в пределах длины стола 20 м;
- до 12:00 нагрев солнечных модулей происходил неравномерно ввиду восхода солнца и нагрева крайней левой стороны стола;
- в качестве источника питания для насоса 12 В использовался ИПТ;
- все датчики измерений (датчик температуры окружающего воздуха и датчик влажности) получали данные в тени под ФЭМ;
- температура радиатора от мотоблока и конденсатора от холодильника измерялась в тени;
- освещенность ФЭМ на протяжении эксперимента постоянно изменялась ввиду реальных условий;



а/а

б/б

в/в

г/г

д/д

е/е

ж/ж

з/з

Рис. 9. Приборы и датчики для измерения показателей охлаждения и нагрева ФЭМ: а) инфракрасная камера VIRTOR VC328A 256×192; б) прибор для измерения солнечной радиации TES 1333 SOLAR POWER METER; в) источник постоянного тока GOPHERT CPS-6011 0–60 В 0–11 А; г) пирометр Mestec IR02C; д) плата Arduino UNO; е) датчик температуры и влажности DHT 11; ж) датчики температуры D18B20

Fig. 9. Devices and sensors for measuring cooling and heating parameters of FEM: a) infrared camera VIRTOR VC328A 256×192; b) device for measuring solar radiation TES 1333 SOLAR POWER METER; c) direct current source GOPHERT CPS-6011 0–60 V 0–11 A; d) pyrometer Mestec IR02C; e) Arduino UNO board; f) DHT 11 temperature and humidity sensor; g) D18B20 temperature sensors

- все ФЭМ имели окисления контактов в нижней части модуля;
- измерение и регистрация солнечной радиации производились перпендикулярно каждой панели в верхнем правом углу;
- на тепловизоре сделаны снимки ФЭМ с наиболее нагретыми и охлажденными участками фронтальной и тыльной стороны;
- ФЭМ без охлаждения находилась в конце ряда (на западной стороне). Это означает, что панели, расположенные западнее, нагреваются на 30 мин позже панелей, которые расположены восточнее;
- ФЭМ оставались в статичном пространственном положении на протяжении всех дней измерений;
- модули ФЭМ, используемые в эксперименте, имеют деградацию электрической мощности около 10–12 %, поскольку произведены в 2011 г.;

- охлаждение ФЭМ занимает часть площади модуля (около 40–50 % от общей площади ФЭМ);
- для корректности и точности данных измерений ВАХ солнечных панелей необходима минимальная освещенность модуля $E=650 \text{ Вт/м}^2$.

Результаты исследования

Замеры производились 26.07.2023, 27.07.2023, 01.08.2023 с 10:00–13:20 по Московскому времени каждые 10 мин до и после охлаждения. Прогноз погоды получен на сайте Яндекс погода (рис. 10). Способы прогнозирования погоды для солнечных электростанций представлены в источниках [22–25].

Измерения 26.07.23 производились с закрытой тыльной стороной ФЭМ с помощью отражающей пленки и фанеры (рис. 11). Для данного способа трубки с хладагентом закрывались отражающей пленкой толщиной 3 мм (рис. 11, А) и фанерой толщиной 6 мм по всей площади ФЭМ (рис. 11, Б).

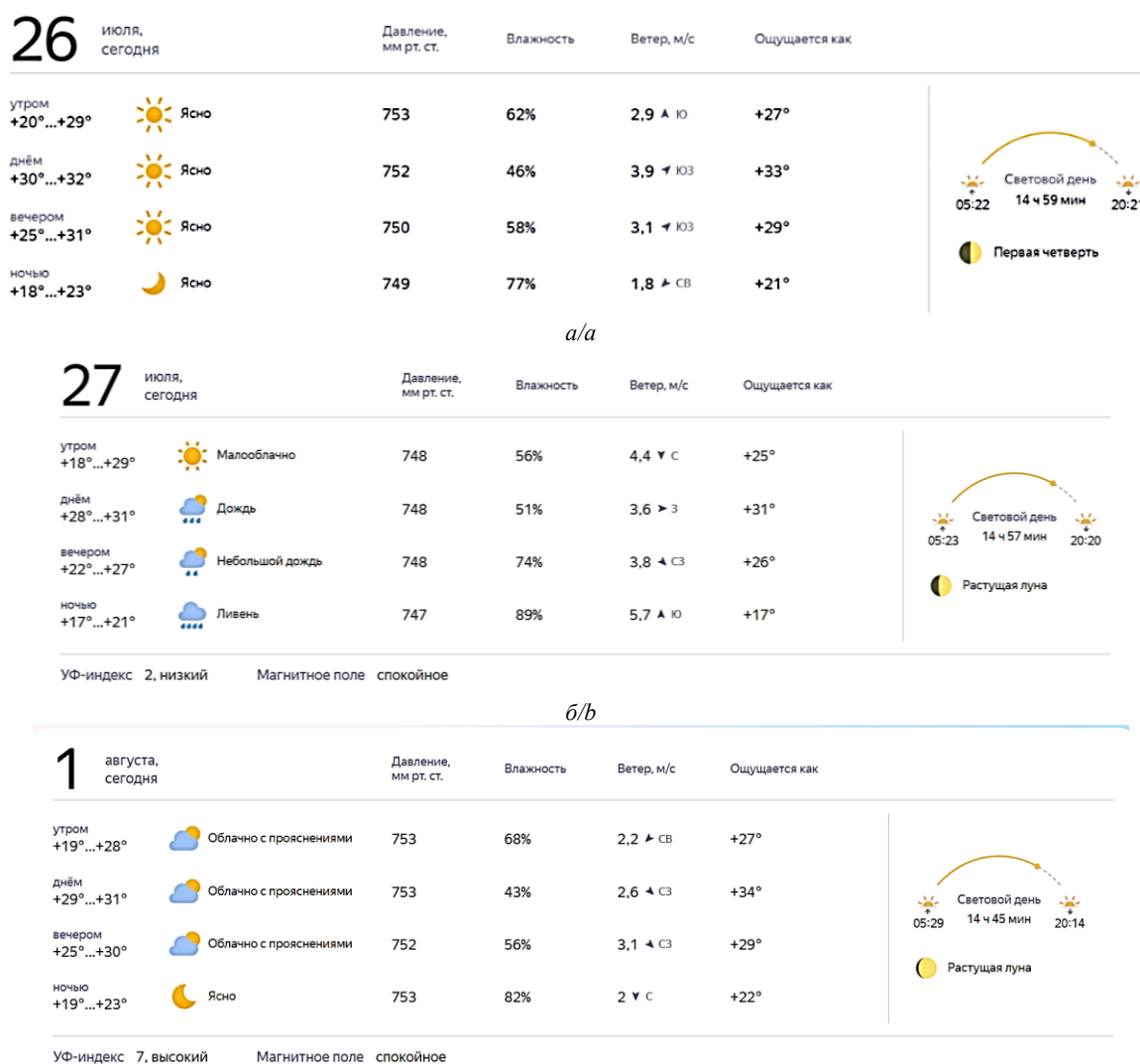


Рис. 10. Прогноз погоды для п-ова Крым, с. Карьерное: а) 26.07.2023; б) 27.07.2023; в) 01.08.2023

Fig. 10. Weather forecast for the Crimea, village of Karyerno: a) 26.07.2023; b) 27.07.2023; c) 01.08.2023



А/А

Б/В

Рис. 11. А) отражающая пленка толщиной 3 мм на тыльной стороне ФЭМ; Б) фанера на тыльной стороне ФЭМ толщиной 6 мм

Fig. 11. А) 3 mm thick reflective film on the back of the FEM; Б) 6 mm thick plywood on the back of the FEM

Во время измерений данные записывались в таблицу Excel. Измерения проводились до охлаждения и через 10 минут после него.

26.07.2023 проведены измерения системы охлаждения, которая закрыта с помощью фанеры и отражающей пленки (рис. 11). Данная система после измерений показала нагрев ФЭМ, который превосходил нагрев ФЭМ без охлаждения (эталонный модуль измерений). Чтобы получить охлаждающий эффект 27.07.2023 принято решение открыть систему и использовать циркуляцию жидкости в трубках без фанеры и отражающей пленки.

Из графика (рис. 12) видно, что наиболее близкой системой по температуре к эталонному ФЭМ без охлаждения является система с медной трубкой и нержавеющей трубкой. Освещенность во время измерений 13:25 составляла 70 Вт/м², тогда как освещенность для системы из нержавеющей стали в 12:30 составила 820 Вт/м².

Таблица 5. Пример данных по нагреву и охлаждению ФЭМ 26.07.2023 с 10:00 до 12:20

Table 5. Example of data on FEM heating and cooling on 26.07.2023 from 10:00 to 12:20

Время измерений Measurement time	10:00	10:10	10:20	10:30	10:50	11:00	11:10	11:20	11:45	12:00	12:10	12:20
ФЭМ без охлаждения/Photovoltaic module without cooling												
Температура окр. воздуха, t1, C° Ambient air temperature t1, C°	29	29	29	30	30	30	32	32	31	31	31	31
Влажность окр. воздуха, R1, % Humidity of the ambient air, R1, %	56	53	53	52	50	50	45	44	48	46	48	47
Солнечная радиация, Вт/м ² Solar radiation, W/m ²	510	560	670	640	680	750	740	770	770	830	850	870
ФЭМ с охлаждением/Photovoltaic module with cooling												
Начальная температура воды, t0, C° (пирометр) Initial water temperature, t0, C° (pyrometer)	30	24	24	30	26	27	27	28	28	28	28	28
Температура жидкости на входе t2, C° Inlet liquid temperature t2, C°	29	25	25	25	26	26	27	28	26	27	29	28
Температура жидкости на выходе t3, C° Outlet liquid temperature t3, C°	27	25	27	26	27	27	29	29	31	31	50	38
Температура жидкости после радиатора t4, C° Liquid temperature after the radiator is t4, C°	25	24	24	24	25	26	27	27	27	27	28	28
Температура радиатора (земли), макс Radiator temperature (ground), max	26	24	26	24	26	27	29	30	38	36	31	35

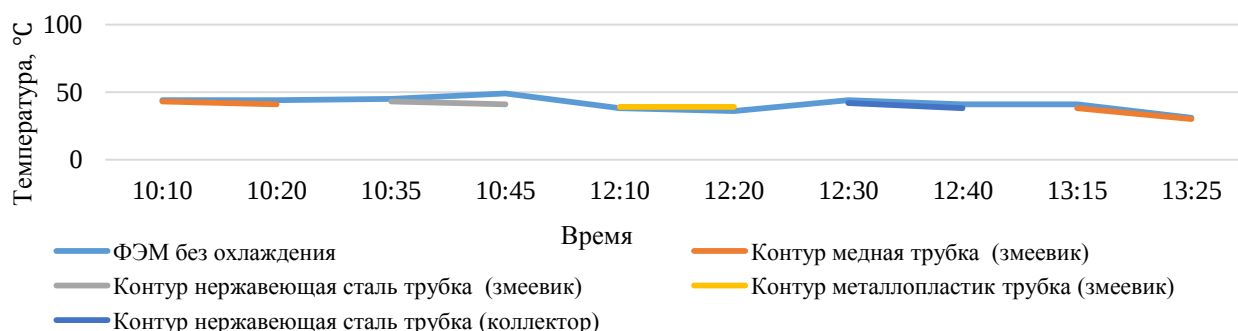


Рис. 12. График точек минимальной температуры нагрева фронтальной поверхности ФЭМ без использования фанеры и отражающей пленки, 27.07.2023

Fig. 12. Graph of points of minimum heating temperature of the front surface of the PV-panel without plywood and reflective film, 27.07.2023

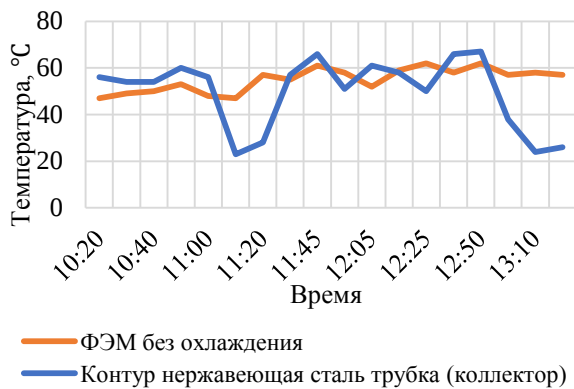


Рис. 13. График точек минимальной температуры нагрева фронтальной поверхности ФЭМ с использованием системы охлаждения из трубок из нержавеющей стали, 01.08.2023

Fig. 13. Graph of the points of the minimum heating temperature of the front surface of the photovoltaic module using a cooling system made of stainless steel tubes, 01.08.2023

Поэтому 01.08.23 ввиду пасмурной погоды проведены дополнительные измерения для системы охлаждения из нержавеющей стали с параллельной системой труб (рис. 13).

После всех измерений получены следующие результаты

1. Наибольшая разность температур (между максимальной и минимальной температурой) на фронтальной поверхности ФЭМ получена за счет прилегания трубки из меди составила 16 °C (41 и 57 °C), рис. 14.

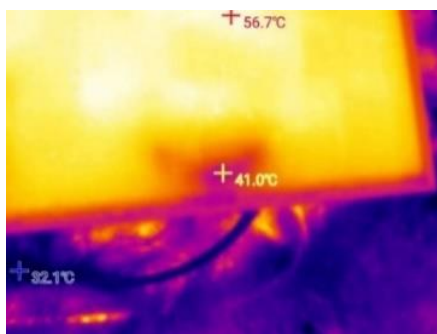


Рис. 14. Инфракрасный снимок фронтальной поверхности солнечной панели с охлаждением из медной трубки

Fig. 14. Infrared image of the front surface of the solar panel with cooling from a copper tube

Однако после дополнительных измерений 01.08.2023 и добавления клея-герметика Soudal разность температур для нержавеющей трубки составила 28 °C (38 и 66 °C), рис. 15.

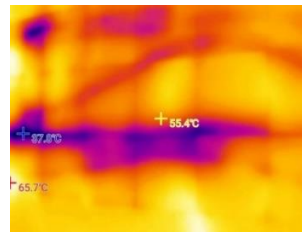


Рис. 15. Инфракрасный снимок фронтальной части солнечной панели открытой системы охлаждения с помощью нержавеющей параллельной системы труб

Fig. 15. Infrared image of the front of the solar panel of an open cooling system using a stainless parallel pipe system

2. После дополнительных измерений 01.08.23 в 12:25 график зависимости электрической мощности от напряжения солнечной панели с параллельной системой охлаждения труб в сравнении с графиком зависимости электрической мощности от напряжения солнечной панели без охлаждения показал увеличение выдаваемой мощности на 3,5 % от общей электрической мощности ФЭМ, или 8 Вт, рис. 16 (без учета электрической мощности нагретой жидкости в контуре охлаждения).

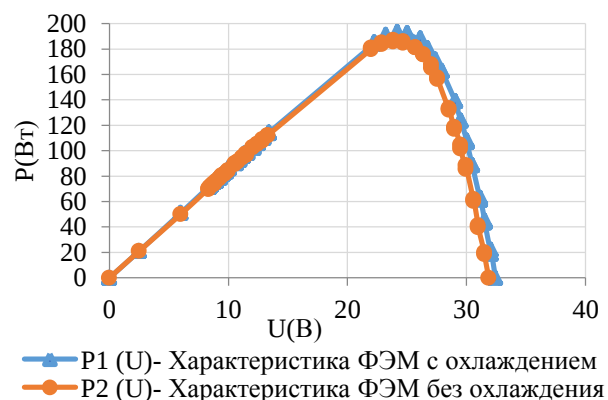


Рис. 16. График электрической мощности ФЭМ, где P1 – электрическая мощность ФЭМ с охлаждением, P2 – электрическая мощность ФЭМ без охлаждения, 01.08.23 в 12:25

Fig. 16. Power characteristics of the FEM, where P1 is the power of the FEM with cooling, P2 is the power of the FEM without cooling, 01.08.23, 12:25

3. Кроме увеличения электрической мощности ФЭМ за счёт снижения температуры на поверхности солнечной панели получены результаты по охлаждению нагретой жидкости в контуре для охлаждения панели. Так, наибольшую эффективность охлаждения жидкости показал конденсатор, закопанный под землю. Наибольший эффект достигнут 26.07.23 в 12:10 на змее-

вике с контуром из нержавеющей стали. Температура жидкости на выходе из параллельной системы труб составила 50 °С, после охлаждения температура вернулась к входным значениям 28 °С. В случае погрешности измерений на металлопластике 26.07.23 в 12:30 получена разница температур в 9 градусов (вход 30 °С, выход 41 °С).

4. К отрицательным результатам для солнечной панели следует отнести нагрев закрытого типа охлаждения (где использовалась фанера и отражающая пленка), к примеру в часы максимальной солнечной активности в 12:10 26.07.23 разность максимальных температур фронтальной поверхности системы без охлаждения и с охлаждением закрытого типа составила 16 градусов (71 и 55 °С).

Наиболее эффективной системой охлаждения является система с параллельной системой труб из нержавеющей стали с открытым типом (без фанеры и отражающей пленки) с применением в качестве клея материала Soudal с охлаждающим контуром в виде конденсатора от холодильной установки, расположенным под землей. Данная система позволила получить 8 Вт дополнительной электроэнергии и приблизиться к значениям эталонного модуля, охладить жидкость с 50 до 28 °С, снизить максимальную температуру фронтальной поверхности ФЭМ с 66 до 38 °С.

Обсуждение и заключение

Результаты экспериментов и выводы по работе носят частный характер, однако они указывают на

направление дальнейших исследований по повышению эффективности работы ФЭП в неблагоприятных условиях эксплуатации для изолированных энергосистем.

Отвод тепловой энергии от фотоэлектрических модулей осуществлялся с помощью закрытой системы жидкостного охлаждения, расположенного на обратной стороне солнечного модуля, методом теплообмена.

В результате экспериментальных исследований из четырёх различных типов охлаждения ФЭМ удалось определить наиболее эффективный способ отбора тепла – с помощью параллельной системы труб из нержавеющей стали.

Данный тип охлаждения позволил не только увеличить выходную энергетическую эффективность солнечного модуля на 3,3–3,6 % от общей выдаваемой электрической мощности, но и с помощью хладагента, циркулирующего в трубке, отобрать и саккумулировать тепловую энергию для собственных нужд в баке либо охладить жидкость до входных значений (с 50 до 28 °С) с помощью конденсатора от холодильной камеры. Эффект от охлаждения ФЭП, полученный экспериментально, имеет небольшое значение, однако превышает значения погрешности измерений прибора ВАХ.

Система охлаждения, выполненная в виде змеевика из труб из нержавеющей стали, в некоторых точках фотоэлектрических модулей снизила температуру модуля с 66 до 28 °С. Клей-герметик Soudal FIX all позволил осуществить надежное крепление контура охлаждения и обеспечить теплообмен с обратной поверхностью солнечной панели.

СПИСОК ЛИТЕРАТУРЫ

1. Юдаев И.В., Даус Ю.В., Фамага В.В. Возобновляемые источники энергии. 2е изд., стер. – СПб: Лань, 2021. – 328 с.
2. Шалимова К.В. Физика полупроводников. – М.: Энергоатомиздат, 1985. – 392 с.
3. Гульков В.Н., Колесниченко И.Д., Коротков К.Е. Исследование влияния нагрева солнечных модулей на эффективность преобразования излучения // Известия СПбГЭТУ «ЛЭТИ». – 2019. – № 1. – С. 10–16.
4. Велькин В.И. Методология расчета комплексных систем ВИЭ для использования на автономных объектах: монография. – Екатеринбург: УрФУ, 2015. – 226 с.
5. Елистратов В.В., Кузнецов М.В. Теоретические основы нетрадиционной и возобновляемой энергетики. – СПб: Изд-во СПбГПУ, 2004. – 59 с.
6. Махсумов И.Б. Разработка энергокомплекса на базе возобновляемых источников энергии для электроснабжения труднодоступных районов республики Таджикистан с использованием термозащиты солнечных модулей: дис. ... канд. техн. наук. – Челябинск, 2020. – 209 с.
7. Тханг Л.В., Шагин А.В. Активные методы водяного охлаждения для солнечного фотоэлектрического модуля // Инженерный вестник Дона. – 2020. – № 2. – С. 12–25.
8. Бессель В.В., Кучеров В.Г., Мингалеева Р.Д. Изучение солнечных фотоэлектрических элементов. – М.: ИЦ РГУ нефти и газа (НИУ) имени И.М. Губкина, 2016. – 90 с.
9. Sattar M., Rehman A. Performance analysis and optimization of a cooling system for hybrid solar panels based on climatic conditions of Islamabad // Energies. – 2022. – Vol. 15. – P. 1–22. DOI:10.3390/en15176278.
10. Sharaf M., Yousef S., Huzayyin S. Review of cooling techniques used to enhance the efficiency of photovoltaic power systems // Springer. – 2022. – Vol. 29. – P. 26131–26159. DOI:10.1007/s11356-022-18719-9.
11. Zanlorenzi G., Szejka A., Junior O. Hybrid photovoltaic module for efficiency improvement through an automatic water cooling system: a prototype case study // Journal of Cleaner Production. – 2018. – Vol. 196. – P. 195–204. DOI: 10.1016/j.jclepro.2018.06.065.
12. Alktranee M., Bencs P. Effect of evaporative cooling on photovoltaic module performance // Process Integration and Optimization for Sustainability. – 2022. – Vol. 6. – P. 921–930. DOI:10.1007/s41660-022-00268-w.

13. Ibrahim A., Ramadan M.R., Khallaf A. A comprehensive study for Al₂O₃ nanofluid cooling effect on the electrical and thermal properties of polycrystalline solar panels in outdoor conditions // *Environmental Science and Pollution Research*. – 2023. – Vol. 1. – P. 1–22. DOI:10.1007/s11356-023-25928-3.
14. Sunarno A., Rakin S., Suherman S. A passive cooling system for increasing efficiency of solar panel output // *Journal of Physics: Conference Series*. – 2019. – Vol. 1379. – P. 1–6. DOI: 10.1088/1742-6596/1373/1/012017.
15. Siker J., Kusakana K., Numbi B.P. Review of cooling technologies for solar photovoltaic systems // *Energy*. – 2020. – Vol. 79. – P. 192–203.
16. Colt G. Performance evaluation of a PV panel by rear surface water active cooling // *ICATE*. – 2016. – Vol. 10. – P. 1–5. DOI: 10.1109/ICATE.2016.7754634.
17. Kabeel A., Abdelgaied M., Sathyamurthy R. A comprehensive investigation of the optimization cooling technique for improving the performance of PV module with reflectors under Egyptian conditions // *Solar Energy*. – 2019. – Vol. 186. – P. 257–263. DOI: 10.1016/j.solener.2019.05.019.
18. Performance evaluation of a PV (photovoltaic) module by back surface water cooling for hot climatic conditions / H. Bahaidarah, A. Subhan, P. Gandhidasan, S. Rehman // *Energy*. – 2013. – Vol. 59. – P. 445–453. DOI: 10.1016/j.energy.2013.07.050.
19. Experimental and numerical performance analysis of a converging channel heat exchanger for PV cooling / A. Baloch, H. Bahaidarah, P. Gandhidasan, F. Al-Sulaiman // *Energy Conversion and Management*. – 2015. – Vol. 103. – P. 14–27. DOI: 10.1016/j.enconman.2015.06.018.
20. Experimental performance investigation of photovoltaic/thermal (PV-T) system / M. Ozgoren, M.H. Aksoy, C. Bakir, S. Dogan // *EPJ Web Conference*. – 2013. – Vol. 45. – P. 301–312. DOI: 10.1051/epjconf/20134501106.
21. FIX ALL эластичный гибридный клей-герметик. URL: https://soudal.ru/images/stories/soudal/tds-diy/tds_fix-all-classic_ru.pdf?ysclid=llzzvlqofs882636174 (дата обращения: 01.09.2023).
22. О рациональной размерности базиса регрессионной модели для задачи адаптивного краткосрочного прогнозирования состояния дискретной нестационарной динамической системы / А.С. Глазырин, Е.В. Боловин, О.В. Архипова, В.З. Ковалев, Р.Н. Хамитов, С.Н. Кладиев, А.А. Филипас, В.В. Тимошкин, В.А. Копырин, Е.А. Беляускене // *Известия Томского политехнического университета*. – 2023. – Т. 334. – № 11. – С. 257–272.
23. Адаптивное краткосрочное прогнозирование потребления электроэнергии автономными энергосистемами малых северных поселений на основе методов ретроспективного регрессионного анализа / А.С. Глазырин, Е.В. Боловин, О.В. Архипова, В.В. Тимошкин, В.А. Копырин // *Известия Томского политехнического университета*. – 2023. – Т. 334. – № 4. – С. 231–248.
24. Архипова О.В., Ковалев В.З., Хамитов Р.Н. Методика моделирования регионально обособленного электротехнического комплекса // *Известия Томского политехнического университета. Инжиниринг георесурсов*. – 2019. – Т. 330. – № 1. – С. 173–180.
25. Адаптивное краткосрочное прогнозирование потребления электроэнергии автономными энергосистемами малых северных поселений на основе методов корреляционного анализа / Ю.Н. Исаев, О.В. Архипова, В.З. Ковалев, Р.Н. Хамитов // *Известия Томского политехнического университета. Инжиниринг георесурсов*. – 2023. – Т. 334. – № 2. – С. 224–239.

Информация об авторах

Александр Сергеевич Сорогин, аспирант кафедры электроэнергетики, Тюменский Индустриальный Университет, Россия, 625000, г. Тюмень, ул. Володарского, 38; sorg96@gmail.com; <https://orcid.org/0000-0003-3579-5264>

Рустам Нуриманович Хамитов, доктор технических наук, профессор кафедры электроэнергетики, Тюменский Индустриальный Университет, Россия, 625000, г. Тюмень, ул. Володарского, 38; профессор кафедры электрической техники Омского государственного технического университета, Россия, 644050, г. Омск, пр. Мира, 11; apple_27@mail.ru; <https://orcid.org/0000-0001-9876-5471>

Сергей Николаевич Жеребцов, кандидат технических наук, доцент кафедры электроэнергетики, Тюменский Индустриальный Университет, Россия, 625000, г. Тюмень, ул. Володарского, 38; s.n.zherebtsov@mail.ru; <https://orcid.org/0000-0003-3579-5264>

Поступила в редакцию: 06.02.2024

Поступила после рецензирования: 09.09.2024

Принята к публикации: 07.10.2024

REFERENCES

1. Yudaev I.V., Daus Y.V., Famaga V.V. *Renewable energy sources*. St. Petersburg, Lan Publ., 2021. 328 p. (In Russ.)
2. Shalimova K.V. *Physics of semiconductors*. Moscow, Energoatomizdat Publ., 1985. 392 p. (In Russ.)
3. Gulkov V.N., Kolesnichenko I.D., Korotkov K.E. Investigation of the effect of heating solar modules on the efficiency of radiation conversion. *Izvestiya SPbSETU "LETI"*, 2019, no. 1, pp. 10–16. (In Russ.)
4. Velkin V.I. *Methodology for calculating integrated renewable energy systems for use in autonomous facilities: monograph*. Yekaterinburg, UrFU Publ., 2015. 226 p. (In Russ.)
5. Elistratov V.V., Kuznetsov M.V. *Theoretical foundations of non-traditional and renewable energy*. St. Petersburg, St. Petersburg State University Publ. house, 2004. 59 p. (In Russ.)

6. Makhsumov I.B. *Development of an energy complex based on renewable energy sources for power supply to hard-to-reach areas of the Republic of Tajikistan using thermal protection of solar modules*. Cand. Diss. Chelyabinsk, 2020. 209 p. (In Russ.)
7. Thang L.V., Shchagin A.V. Active methods of water cooling for a solar photovoltaic module. *Engineering Bulletin of the Don*, 2020, no. 2, pp. 12–25. (In Russ.)
8. Bessel V.V., Kucherov V.G., Mingaleeva R.D. *Study of solar photovoltaic cells*. Moscow, Center of Gubkin Russian State University of Oil and Gas (NRU) Publ., 2016. 90 p. (In Russ.)
9. Sattar M., Rehman A. Performance analysis and optimization of a cooling system for hybrid solar panels based on climatic conditions of Islamabad. *Energies*, 2022, vol. 15, pp. 1–22.
10. Sharaf M., Yousef S., Huzayyin S. Review of cooling techniques used to enhance the efficiency of photovoltaic power systems. *Springer*, 2022, vol. 29, pp. 26131.
11. Zanlorenzi G., Szejka A., Junior O. Hybrid photovoltaic module for efficiency improvement through an automatic water cooling system: a prototype case study. *Journal of Cleaner Production*, 2018, vol. 196, pp. 195–204.
12. Alktranee M., Bencs P. Effect of evaporative cooling on photovoltaic module performance. *Process Integration and Optimization for Sustainability*, 2022, vol. 6, pp. 921–930.
13. Ibrahim A., Ramadan M.R., Khallaf A. A comprehensive study for Al₂O₃ nanofluid cooling effect on the electrical and thermal properties of polycrystalline solar panels in outdoor conditions. *Environmental Science and Pollution Research*, 2023, vol. 1, pp. 1–22.
14. Sunarno A., Rakin S., Suherman S. A passive cooling system for increasing efficiency of solar panel output. *Journal of Physics: Conference Series*, 2019, vol. 1379, pp. 1–6.
15. Siker J., Kusakana K., Numbi B.P. Review of cooling technologies for solar photovoltaic systems. *Energy*, 2020, vol. 79, pp. 192–203.
16. Colza G. Performance evaluation of a PV panel by rear surface water active cooling. *ICATE*, 2016, vol. 10, pp. 1–5.
17. Kabeel A., Abdelgaied M., Sathyamurthy R. A comprehensive investigation of the optimization cooling technique for improving the performance of PV module with reflectors under Egyptian conditions. *Solar Energy*, 2019, vol. 186, pp. 257–263.
18. Bahaidarah H., Subhan A., Gandhidasan P., Rehman S. Performance evaluation of a PV (photovoltaic) module by back surface water cooling for hot climatic conditions. *Energy*, 2013, vol. 59, pp. 445–453.
19. Baloch A., Bahaidarah H., Gandhidasan P., Al-Sulaiman F. Experimental and numerical performance analysis of a converging channel heat exchanger for PV cooling. *Energy Conversion and Management*, 2015, vol. 103, pp. 14–27.
20. Ozgoren M., Aksoy M.H., Bakir C., Dogan S. Experimental performance investigation of photovoltaic/thermal (PV-T) system. *EPJ Web Conference*, 2013, vol. 45, pp. 301–312.
21. *FIX ALL elastic hybrid adhesive sealant*. Available at: https://soudal.ru/images/stories/soudal/tds-diy/tds_fix-all-classic_ru.pdf?ysclid=llzzvlqofs882636174 (accessed: 1 September 2023).
22. Glazyrin A.S., Bolovin E.V., Arkhipova O.V., Kovalev V.Z., Khamitov R.N., Kladiev S.N., Filipas A.A., Timoshkin V.V., Kopyrin V.A., Beliauskene E.A. Rational dimension of a basis of a regression model for adaptive short-term forecasting the state of a discrete nonstationary dynamic system. *Bulletin of the Tomsk Polytechnic University. Geo Assets Engineering*, 2023, vol. 334, no. 11, pp. 257–272. (In Russ.)
23. Glazyrin A.S., Bolovin E.V., Arkhipova O.V., Timoshkin V.V., Kopyrin V.A. Adaptive short-term forecasting of electricity consumption by autonomous power systems of small northern settlements based on retrospective regression analysis methods. *Bulletin of the Tomsk Polytechnic University. Geo Assets Engineering*, 2023, vol. 334, no. 4, pp. 231–248. (In Russ.)
24. Arkhipova O.V., Kovalev V.Z., Khamitov R.N. Methodology for modeling a regional isolated electrotechnical complex. *Bulletin of the Tomsk Polytechnic University. Geo Assets Engineering*, 2019, vol. 330, no. 1, pp. 173–180. (In Russ.)
25. Isaev Yu.N., Arkhipova O.V., Kovalev V.Z., Khamitov R.N. Adaptive short-term forecasting of electricity consumption by autonomous power systems of small northern settlements based on correlation analysis methods. *Bulletin of the Tomsk Polytechnic University. Geo Assets Engineering*, 2023, vol. 334, no. 2, pp. 224–239. (In Russ.)

Information about the authors

Alexander S. Sorogin, Postgraduate Student, Industrial University of Tyumen, 38, Volodarsky street, Tyumen, 625000, Russian Federation; sorg96@gmail.com; <https://orcid.org/0000-0003-3579-5264>

Rustam N. Khamitov, Dr. Sc., Professor, Industrial University of Tyumen, 38, Volodarsky street, Tyumen, 625000, Russian Federation; Professor, Omsk State Technical University, 11, Mira avenue, Omsk, 644050, Russian Federation; apple_27@mail.ru, <https://orcid.org/0000-0001-9876-5471>

Sergey N. Zherebtsov, Cand. Sc., Associate Professor, Industrial University of Tyumen, 38, Volodarsky street, Tyumen, 625000, Russian Federation; s.n.zherebtsov@mail.ru, <https://orcid.org/0000-0003-3579-5264>

Received: 06.02.2024

Revised: 09.09.2024

Accepted: 07.10.2024