



Методика оценки выработки электроэнергии солнечными электростанциями с использованием данных многолетних наблюдений метеостанций

© В.А. Шакиров*, Т.Н. Яковкина**, В.Г. Курбацкий*

*Институт систем энергетики им. Л.А. Мелентьева СО РАН, г. Иркутск, Российская Федерация

**Братский государственный университет, г. Братск, Российская Федерация

Резюме: Цель – разработать методику и программное обеспечение для оценки выработки электроэнергии солнечными электростанциями с использованием комбинации параметрических моделей поступления солнечной радиации и данных многолетних климатических наблюдений наземными метеостанциями. Для расчета солнечной радиации используются модель на основе оценок фактора мутности Линке, модель Берлаге, изотропная модель оценки отраженной радиации, анизотропная модель Perez для определения рассеянной радиации. В расчете используются данные многолетних измерений нижней и общей облачности, температуры и прозрачности атмосферы, представленные в климатических справочниках и находящиеся в открытом доступе сети Internet. Разработана трехэтапная методика, реализованная в среде Delphi в виде компьютерной программы Sun-MCA, которая позволяет определять выработку электроэнергии солнечными электростанциями с часовой детализацией, проводить оценку и представлять в виде графиков суммарную солнечную радиацию и ее составляющие на горизонтальную и наклонную поверхности, общую и нижнюю облачность, температуру, выработку электроэнергии фотоэлектрическими преобразователями. Проведен расчет выработки электроэнергии трех намеченных к строительству солнечных электростанций: двух сетевых в Республике Бурятия и Омской области, а также одной в зоне децентрализованного электроснабжения в Иркутской области. Проведен расчет экономических показателей солнечных электростанций: коэффициенты использования установленной мощности составили от 14,6 до 18,6%, возможные отклонения выработки электроэнергии солнечными электростанциями от средних месячных значений достигают 15–26% в отдельные месяцы. Предложенная методика обеспечивает приемлемую точность оценки при почасовой детализации расчета возможной выработки электроэнергии. Отклонения оценок годовых сумм солнечной радиации, полученных по предлагаемой методике от расчетных значений Nasa Power, составляют менее 10% для рассмотренных районов.

Ключевые слова: солнечные электростанции, выработка электроэнергии, солнечная радиация, данные метеостанций, облачность, программное обеспечение

Информация о статье: Дата поступления 22 июня 2020 г.; дата принятия к печати 30 июля 2020 г.; дата онлайн-размещения 31 августа 2020 г.

Для цитирования: Шакиров В.А., Яковкина Т.Н., Курбацкий В.Г. Методика оценки выработки электроэнергии солнечными электростанциями с использованием данных многолетних наблюдений метеостанций. *Вестник Иркутского государственного технического университета*. 2020. Т. 24. № 4. С. 858–875. <https://doi.org/10.21285/1814-3520-2020-4-858-875>

Methodology for assessing electricity generation by solar power plants using data from long-term observations of meteorological stations

Vladislav A. Shakirov*, Tatiana N. Yakovkina**, Viktor G. Kurbatsky*

*Melentiev Energy Systems Institute SB RAS, Irkutsk, Russia

**Bratsk State University, Bratsk, Russia

Abstract: The study is aimed at developing a methodology and software for assessing electricity generation from solar power plants using a combination of parametric models for solar radiation input and data from long-term climatic observations from ground-based meteorological stations. For calculating solar radiation, a model based on estimates of the Linke turbidity factor, the Berlage model, an isotropic model for estimating reflected radiation and the Perez anisotropic

model for determining scattered radiation, were used. The calculation uses the long-term measurement data of the lower and total cloudiness, temperature and transparency of the atmosphere presented in climate reference sources and publicly available on the Internet. A three-stage technique was developed in the Delphi environment in the form of a Sun-MCA computer program providing the hourly-detailed determination of electricity generation by solar power plants, assessment and flow-chart of the total solar radiation and its components on horizontal and inclined surfaces, total and lower cloudiness, temperature and electricity generation by photovoltaic converters. A calculation of electricity generation at three solar power plants planned for construction, including network plants in the Republic of Buryatia and the Omsk Oblast, and another plant in the zone of decentralised power supply in the Irkutsk Oblast, was performed. The calculation of the economic indicators for solar power plants was carried out with the utilisation rates of the installed capacity ranging from 14.6 to 18.6%, with possible deviations of solar electricity generation from the average monthly values reaching 15–26% in some months. The proposed methodology provides an acceptable assessment accuracy with hourly-detailed calculation of possible power generation capacity. For the areas under consideration, deviations in the estimated annual amounts of solar radiation obtained by the proposed method from the Nasa Power relative to the calculated values were less than 10%.

Keywords: solar power plants, electricity generation, solar radiation, meteorological station data, cloudiness, software

Information about the article: Received June 22, 2020; accepted for publication July 30, 2020; available online August 31, 2020.

For citation: Shakirov VA, Yakovkina TN, Kurbatsky VG. Methodology for assessing electricity generation by solar power plants using data from long-term observations of meteorological stations. *Vestnik Irkutskogo gosudarstvennogo tekhnicheskogo universiteta* = Proceedings of Irkutsk State Technical University. 2020;24(4):858–875. (In Russ.) <https://doi.org/10.21285/1814-3520-2020-4-858-875>

1. ВВЕДЕНИЕ

Ввод солнечных электростанций (СЭС) в России за последние пять лет характеризуется существенной динамикой, что связано с внедрением механизмов поддержки возобновляемых источников энергии (ВИЭ). В перспективе до 2024 года ожидается прирост 1,86 ГВт сетевых СЭС [1]. Важную роль солнечная энергетика должна сыграть и для удаленных территорий северо-востока страны, имеющих значительные сложности с завозом топлива для дизельных электростанций [2–4].

Для уточнения экономических показателей проектов, определения оптимального состава оборудования и его технических характеристик, повышения качества принимаемых решений по вводу СЭС необходима оценка выработки электроэнергии и характера ее изменения для различных периодов времени: год, месяц, сутки на основе данных многолетних климатических наблюдений.

К настоящему времени разработаны многочисленные подходы к оценке солнечной радиации и выработки электроэнергии СЭС, основанные на работах отечественных [5–7] и зарубежных ученых [8, 9]. Практически все подходы к оценке выработки электроэнергии

солнечными электростанциями включают 3 основных этапа.

На первом этапе оценивается прямая и рассеянная солнечная радиация, поступающая на горизонтальную поверхность. Большинство актинометрических станций в мире измеряет величину суммарной радиации при ясном небе и средних условиях облачности и формирует базу данных осредненных сумм солнечной радиации за час, сутки, месяц и год. Это позволяет провести верификацию используемых моделей.

На втором этапе полученные оценки прямой и рассеянной солнечной радиации по эмпирическим формулам приводятся к значениям для наклонной поверхности под углом установки фотоэлектрических преобразователей с тем или иным уровнем детализации учета различных влияющих факторов. Дополнительно оценивается величина солнечной радиации, отраженной от земной поверхности.

На третьем этапе проводится оценка выработки электроэнергии фотоэлектрическими преобразователями с учетом влияния различных факторов, таких как температура, снег.

В современной практике оценка солнечной радиации, поступающей на горизонталь-



ную поверхность, проводится с применением двух групп моделей [10, 11]: параметрических и декомпозиционных. Параметрические модели, такие как ASHRAE, Iqbal, Leckner, требуют детальной информации о многочисленных климатических параметрах [12–15]: тип, количество и распределение облаков, мутность атмосферы, атмосферное давление, осаждаемая толщина водяного пара и капель воды в атмосфере и т.п. Отдельные параметрические модели используют данные только по наиболее влияющим климатическим факторам. Например, модели Бугера, Кастрова используют комплексный показатель, характеризующий прозрачность атмосферы [5]. Параметрические модели обеспечивают наибольшую точность, однако их использование в инженерных задачах сопряжено со сложностью применения из-за необходимости подготовки многочисленных исходных данных [12–15]. Декомпозиционные модели используют ограниченный набор измерений, которые проводятся на большинстве метеостанций: данные о суммарной солнечной радиации, поступающей на горизонтальную поверхность; о суточной продолжительности солнечного сияния, температуре, облачности, относительной влажности воздуха [12, 16]. В основе этих моделей лежат корреляционные соотношения для выделения из часовых значений суммарной радиации, поступающей на горизонтальную поверхность, значений прямой и рассеянной составляющих. К настоящему времени разработано более 70 декомпозиционных моделей, каждая из которых применима для определенной территории или региона, где обеспечивает приемлемую точность [16].

Основным источником информации для моделей оценки солнечной радиации являются данные многолетних наблюдений наземных метеостанций и спутниковые наблюдения. Базы климатических данных, основанных на спутниковых измерениях, например, NASA Power [17], SARAH-E, CLARA-A, ERA5, Meteonorm [18] предоставляют осредненные за сутки или месяц значения, что снижает точность моделирования. Кроме того, точность прямых измерений многих климатических параметров наземными

метеостанциями выше по сравнению с данными, получаемыми по спутниковым снимкам расчетным путем [18]. Так, оценки солнечной радиации на основе математических моделей, используемых NASA, для территорий, расположенных севернее 40° северной широты, могут характеризоваться погрешностью более 15%, особенно в зимние месяцы [19, 20].

Данные наземных метеостанций приводятся в климатических справочниках, а также находятся в открытом доступе в сети Internet. Использование только данных климатических справочников может привести к потере точности, так как для территории Российской Федерации оценки облачности и температуры получены на основе измерений в период с 1936 по 1980 г. Исследования климата говорят о значительных изменениях температуры и облачности за последние десятилетия [21]. В то же время использование справочных данных о прозрачности атмосферы представляется целесообразным, поскольку значительных изменений не произошло.

Оценка солнечной радиации на основе данных метеостанций, находящихся в открытом доступе, обладает несколькими преимуществами по сравнению с данными климатических справочников. Во-первых, измеряемые данные представлены в статистически необработанном виде, что открывает возможность оценки с часовой детализацией. Во-вторых, данные представлены за последние годы, что позволяет учитывать произошедшие глобальные климатические изменения. Так, сайт <https://rp5.ru> позволяет получить доступ к архивам измерений, проводимых на метеостанциях, по отдельным регионам России и мира с февраля 2005 года. Учитывая вышеизложенное, для повышения точности оценки целесообразным представляется сочетание источников информации о факторах, оказывающих влияние на выработку электроэнергии СЭС.

Автором предлагается методика оценки выработки электроэнергии СЭС на основе параметрических моделей с использованием ограниченного набора наиболее влияющих климатических параметров. Формирование исходной информации проводится по дан-

ным многолетним наблюдением наземных метеостанций, представленным в климатических справочниках и находящихся в открытом доступе.

2. ОБЗОР СОВРЕМЕННОГО СОСТОЯНИЯ И ПЕРСПЕКТИВ РАЗВИТИЯ СОЛНЕЧНОЙ ЭНЕРГЕТИКИ В РОССИИ

Энергия солнца является достаточно перспективным ресурсом среди ВИЭ для многих стран, в том числе и для России. Согласно отчетам АО «Системный оператор Единой энергетической системы», суммарная мощность сетевых СЭС России в 2019 г. составила 1362,72 МВт. В табл. 1 представлены значения установленной мощности СЭС в объединенных энергетических системах (ОЭС) и Единой энергетической системе (ЕЭС) России за период с 2015 по 2019 г.

Ввод СЭС в России в последние годы связан с внедрением механизма поддержки ВИЭ, который действует на оптовом и розничном рынках электроэнергии и мощности с 2013 г. и рассчитан до 2024 г. Он предусматривает проведение конкурсных отборов инвестиционных проектов по строительству генерирующих объектов, функционирующих на основе ВИЭ, и заключение в отношении отобранных проектов договоров на поставку мощности (ДПМ) ВИЭ. Основным критерий при конкурсном отборе проектов ВИЭ на оптовом рынке – минимизация капитальных вложений. В соответствии с ДПМ, потребители оптового рынка обязаны в течение 15 лет осуществлять регулируемую плату за мощность по льготным тарифам.

В июне 2019 г. закончился последний конкурс отбор проектов ВИЭ, которые будут получать поддержку и должны быть введены в эксплуатацию до конца 2024 г. Суммарный объем отобранных проектов за период 2013–2019 гг. составил 5,4 ГВт, в том числе 1,86 ГВт (62,6%) в сфере солнечной энергетики [1] (табл. 2).

Наибольший объем ввода гелиоэнергетических мощностей в период до 2024 г. ожидается в ОЭС Урала и Юга. В ОЭС Северо-Запада и ОЭС Востока отсутствуют проекты СЭС, прошедшие отбор в рамках ДПМ.

Строительство СЭС в регионах России осуществляется также без заключения ДПМ. Например, до конца 2020 г. в Республике Адыгея будут введены 2 СЭС мощностью 8,9 МВт, в Краснодарском крае – 9 СЭС по 4,9 МВт суммарной мощностью 44,1 МВт.

Другим потенциальным направлением развития солнечной генерации являются изолированные и удаленные районы, характерные для северо-востока России. Несмотря на северные условия, эффективность СЭС обусловлена вытеснением дорогостоящего топлива дизельных электростанций [22–24]. В настоящее время установленная мощность СЭС на северо-востоке России не превышает 3 МВт. Наиболее развита солнечная генерация в Республике Саха (Якутия), где в 23 населенных пунктах суммарная мощность СЭС составляет порядка 2,5 МВт.

В статье будет дана оценка выработки электроэнергии для трех намеченных к строительству СЭС: двух сетевых и одной в зоне децентрализованного электроснабжения.

Таблица 1. Установленная мощность солнечных электростанций в России, МВт

Table 1. Installed capacity of solar power plants in Russia, MW

Объединенная энергосистема	2015	2016	2017	2018	2019
Центра	–	–	–	–	–
Средней Волги	–	–	20	95	120
Урала	45	55	134	239	329
Северо-Запада	–	–	–	–	–
Юга	–	–	325,02	445	688,52
Сибири	15,2	20,2	55,2	55,2	225,20
Востока	–	–	–	–	–
Единая энергосистема России	60,2	75,2	534,22	834,2	1362,72



Таблица 2. Сведения о мощности солнечных электростанций в отобранных проектах в рамках договоров на поставку мощности за период 2013–2019 гг, МВт

Table 2. Information on solar power plant capacity in selected projects under the capacity supply agreements for the period from 2013 to 2019, MW

Объединенная энергосистема	Субъект РФ	Год							
		2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2013–2019
Центра	Липецкая область	45	–	–	–	–	–	–	45
	Белгородская область	–	15	–	–	–	–	–	15
Средней Волги	Самарская область	–	75	–	–	30	–	–	105
	Саратовская область	–	40	–	–	85	15	–	140
Урала	Республика Башкортостан	39	20	5	–	60	32	–	156
	Оренбургская область	75	45	170	–	75	15	–	380
	Челябинская область	–	60	–	–	–	–	–	60
Юга	Астраханская область	90	–	–	–	–	18	–	108
	Волгоградская область	75	25	–	–	95	–	–	195
	Республика Калмыкия	45	–	25	–	–	53,5	–	123,5
	Ставропольский край	15	75	25	–	–	–	5,6	120,6
	Республика Дагестан	–	10	–	–	–	–	–	10
Сибири	Республика Хакасия	5,2	–	–	–	–	–	–	5,2
	Республика Алтай	10	5	5	–	–	15	–	35
	Алтайский край	–	–	20	–	40	–	–	60
	Республика Бурятия	–	70	–	–	50	–	–	120
	Забайкальский край	–	40	–	–	35	–	–	75
	Омская область	–	10	30	–	50	–	–	90
	Иркутская область	–	15	–	–	–	–	–	15
Единая энергосистема России		399,2	505	280	–	520	148,5	5,6	1858,3

3. МЕТОДИКА ОЦЕНКИ ВЫРАБОТКИ ЭЛЕКТРОЭНЕРГИИ СОЛНЕЧНОЙ ЭЛЕКТРОСТАНЦИЕЙ

На первом этапе предлагаемой методики проводится оценка часовых сумм прямой и рассеянной солнечной радиации, поступающей на горизонтальную поверхность при ясном небе. Для этого предварительно определяется солнечная радиация I_n , поступающая на ортогональную лучам поверхность [8]:

$$I_n = I_0 e^{-\delta_R T_L m}, \quad (1)$$

где I_0 – солнечная радиация у верхней грани-

цы земной атмосферы, Вт/м²; δ_R – оптическая толщина атмосферы; T_L – фактор мутности Линке; m – число оптических масс атмосферы.

$$I_0 = I_{sc} \left(1 + 0,033 \cos \left(\frac{360}{365} d \right) \right), \quad (2)$$

где I_{sc} – солнечная постоянная равная 1367 Вт/м²; d – порядковый номер дня года, отсчитываемый с 1 января.

Оптическая толщина атмосферы δ_R рассчитывается с использованием формулы [25]:

$$\delta_R = \frac{1}{6,6296 + 1,7513m - 0,1202m^2 + 0,0065m^3 - 0,00013m^4}. \quad (3)$$

Оценки T_L находятся для каждого месяца путем подстановки в формулу (1) средних значений I_n , I_o по данным климатических справочников за период с 1936 по 1980 г. для временного интервала с 12 до 13 ч. Найденные значения T_L могут использоваться для других временных интервалов светового дня, так как практически неизменны [8].

Для учета изменений прозрачности атмосферы за последние 40 лет значения T_L корректируются с учетом данных, представленных в [26] (табл. 3).

Таблица 3. Изменение фактора мутности Линке за 40-летний период

Table 3. Linke turbidity factor variations over the period of 40 years

Регион	ΔT_L
Север европейской территории России	-0,24
Центр и юг европейской территории России	-0,72
Урал	-0,52
Западная Сибирь	-0,20
Северо-восток азиатской территории России	-0,16
Центр азиатской территории России (Средняя Сибирь)	-0,28
Юг азиатской территории России (Прибайкалье и Забайкалье)	-0,24
Дальний Восток	-0,40

Число оптических масс m в формуле (1) определяется по известному выражению [8]:

$$m = \frac{1}{\sin \alpha + 0,50572 \cdot (6,07995 + \alpha)^{-1,6364}}, \quad (4)$$

где α – высота солнца, рад.

Высота солнца над горизонтом α рассчитывается по формуле [8]:

$$\sin \alpha = \sin \varphi \sin \delta + \cos \varphi \cos \delta \cos \omega, \quad (5)$$

где φ – широта местности, рад; δ – угол склонения солнца, рад; ω – часовой угол солнца, рад.

Прямая солнечная радиация I_{bh} , поступающая на горизонтальную поверхность, вычисляется по выражению [8]:

$$I_{bh} = I_n \sin \alpha. \quad (6)$$

Рассеянная солнечная радиация I_{dh} , поступающая на горизонтальную поверхность,

определяется по формуле Берлаге [5]:

$$I_{dh} = \frac{1}{3} (I_o - I_n) \sin \alpha. \quad (7)$$

Суммарная радиация I_{gh} , поступающая на горизонтальную поверхность, находится по выражению:

$$I_{gh} = I_{bh} + I_{dh}. \quad (8)$$

На втором этапе методики проводится оценка часовых сумм суммарной солнечной радиации I_{gt} , поступающей на наклонную поверхность, которая включает прямую I_{bt} , рассеянную I_{dt} и отраженную I_{rt} составляющие:

$$I_{gt} = I_{bt} + I_{dt} + I_{rt}. \quad (9)$$

Значение I_{bt} определяется из выражения:

$$I_{bt} = I_n \cos \theta, \quad (10)$$

где θ – угол падения прямого солнечного излучения на поверхность, рад.

$$\begin{aligned} \cos \theta = & \sin \delta \sin \varphi \cos \beta - \\ & - \sin \delta \cos \varphi \sin \beta \cos \gamma + \\ & + \cos \delta \cos \varphi \cos \beta \cos \omega + \\ & + \cos \delta \sin \varphi \sin \beta \cos \gamma \cos \omega + \\ & + \cos \delta \sin \beta \sin \gamma \sin \omega, \end{aligned} \quad (11)$$

где β – угол наклона приемной поверхности фотоэлектрических преобразователей, рад; γ – азимутальная ориентация приемной поверхности фотоэлектрических преобразователей.

Расчет рассеянной радиации I_{dt} , поступающей на наклонную поверхность, проводится с использованием модели Perez. Данная модель отличается высокой точностью оценки [27].

$$I_{dt} = I_{dh} \left[(1 - F_1) \left(\frac{1 + \cos \beta}{2} \right) + F_1 \frac{a}{b} + F_2 \sin \beta \right], \quad (12)$$

где F_1 , F_2 – коэффициенты, учитывающие



вклад околосолнечного сияния и сияния у горизонта.

Параметры a , b оцениваются по выражениям:

$$a = \max(0, \cos \theta), \quad (13)$$

$$b = \max(\cos 85^\circ, \cos \theta). \quad (14)$$

Коэффициенты F_1 и F_2 – функции трех параметров, которые описывают состояние неба, высоту солнца, прозрачность ε и яркость Δ [8]:

$$F_1 = \max \left[0, \left(f_{11} + f_{12} \Delta + \frac{\pi z}{180} f_{13} \right) \right]; \quad (15)$$

$$F_2 = f_{21} + f_{22} \Delta + \frac{\pi z}{180} f_{23}; \quad (16)$$

$$\varepsilon = \frac{\frac{I_{dh} + I_n}{I_{dh}} + 5,535 \cdot 10^{-6} (\pi - \alpha)^3}{1 + 5,535 \cdot 10^{-6} (\pi - \alpha)^3}; \quad (17)$$

$$\Delta = m \frac{I_{dh}}{I_0}. \quad (18)$$

Значения f_{11} , f_{12} , f_{13} , f_{21} , f_{22} , f_{23} в зависимости от прозрачности ε представлены в работе [8].

Для расчета отраженной солнечной радиации I_{rt} используется известная модель [27]:

$$I_{rt} = \frac{I_{gh} A (1 - \cos \beta)}{2}, \quad (19)$$

где A – альbedo земной поверхности, определяемое по данным климатических справочников.

После расчета суммарной солнечной радиации, поступающей на наклонную поверхность, проводится оценка влияния на нее облачности.

Анализ климатических изменений, произошедших за последние десятилетия, говорит о явных изменениях общей и нижней облачности [21]. В связи с этим целесообразно использовать архивные данные метеостан-

ций об измерениях общей и нижней облачности до 8 раз в сутки в период с 2005 г. по настоящее время, предоставляемые интернет-ресурсом gr5.ru. Для возможности определения часовых сумм солнечной радиации оценки облачности между измерениями определялись методом интерполяции.

Суммарная солнечная радиация I_{gtc} , поступающая на наклонную поверхность с учетом общей n и нижней l облачности, имеет вид [28]:

$$I_{gtc} = I_{gt} (1 - A \cdot l - B \cdot (n - l)), \quad (20)$$

где A , B – эмпирические коэффициенты, характеризующие ослабление суммарной радиации облачностью нижнего и нижнего со средним ярусов, принимаются равными 0,76 и 0,37, соответственно.

Использование формулы (20) для умеренных широт позволяет получить оценки с погрешностью до 10%, и до 15% – для арктических широт [28].

На третьем этапе методики проводится оценка выработка электроэнергии СЭС:

$$W = I_{gtc} \cdot k_p \cdot \eta \cdot F \cdot (1 - k_t (t_i - 25)), \quad (21)$$

где k_p – коэффициент, учитывающий потери мощности в инверторах и проводниках, а также потери из-за загрязнения и деградации панелей, принимается 7% [29]; η – КПД фотоэлектрических преобразователей СЭС; F – площадь фотоэлектрических преобразователей, m^2 ; k_t – температурный коэффициент изменения КПД фотоэлектрических преобразователей, о.е.; t_i – температура воздуха, град.

Значения температуры воздуха могут быть получены по данным наземных метеостанций, находящихся в открытом доступе.

Представленная методика реализована в виде программы на ЭВМ «Sun-MCA» в среде Delphi. На рис. 1–4 показаны рабочие экраны программы Sun-MCA при оценке выработки электроэнергии строящейся СЭС в Джидинском районе Республики Бурятия. Рабочий экран программы разбит на верхнюю и нижнюю части для графического представления

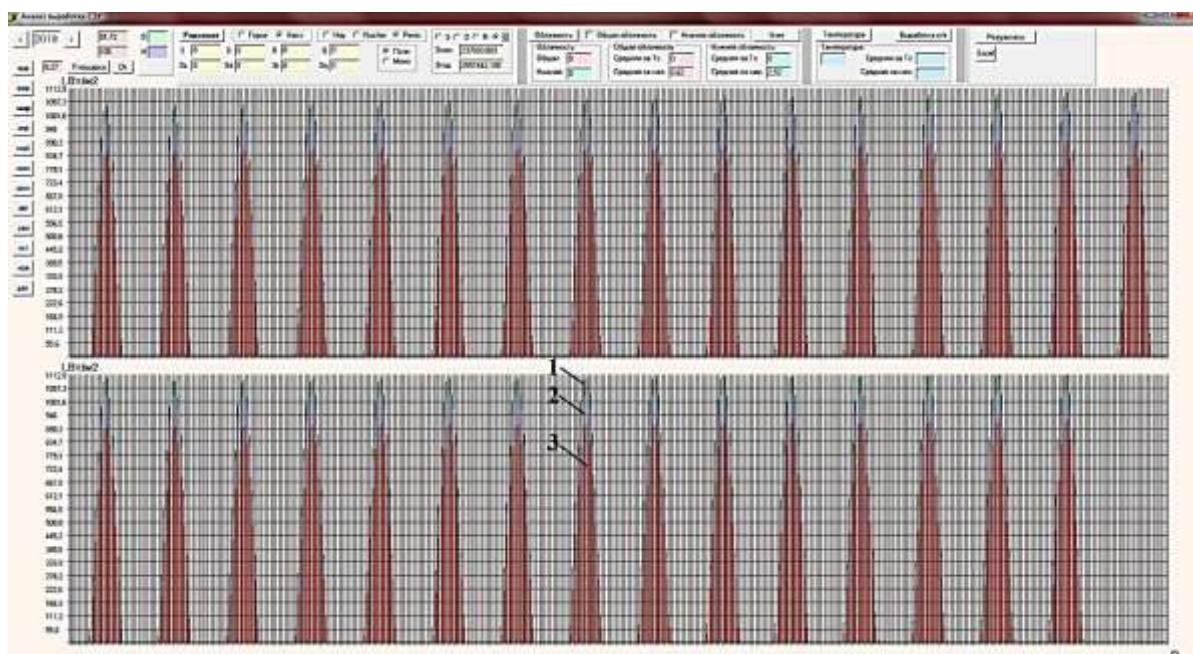


Рис. 1. Рабочий экран Sun-MCA: графики поступления отраженной (1), рассеянной (2) и прямой (3) солнечной радиации на наклонную поверхность при ясном небе в течение месяца
 Fig. 1. Sun-MCA run screen: graphs of the arrival of reflected (1), scattered (2) and direct (3) clear sky solar radiation on the inclined surface for a month

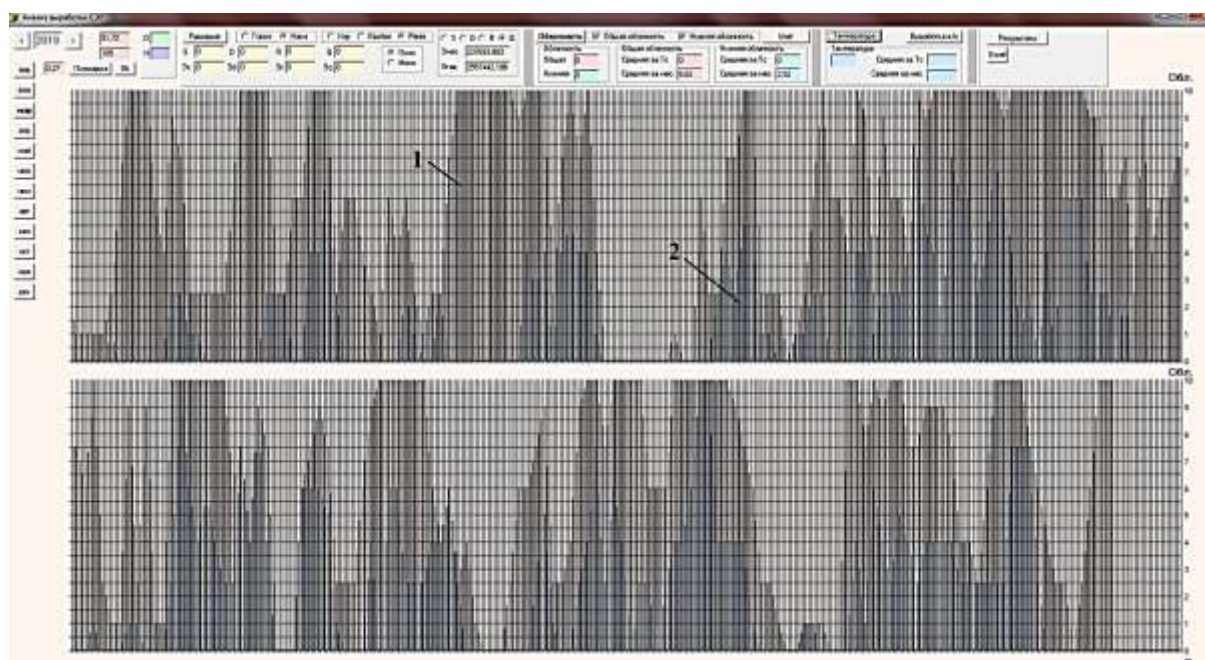


Рис. 2. Рабочий экран Sun-MCA: графики изменения общей (1) и нижней (2) облачности в течение месяца по данным метеостанции п. Кяхта, март 2019 г.
 Fig. 2. Sun-MCA run screen: graphs of variance in total (1) and lower cloud (2) for a month according to the Kyakhta weather station data, March 2019

данных за первую и вторую половины месяца с детализацией в 1 ч.

В качестве исходной информации программа использует широту и долготу местности, данные о пространственном располо-

нии и технических характеристиках фотоэлектрических преобразователей, данные климатических справочников для оценки прозрачности атмосферы, а также данные многолетних наблюдений метеостанций, нахо-

дющихся в открытом доступе, для оценки облачности и температуры воздуха. Программа проводит оценку и представление в виде графиков: суммарной солнечной радиации и ее составляющих на горизонтальную и

наклонную поверхности, общей и нижней облачности, температуры, выработки электроэнергии фотоэлектрическими преобразователями. Для анализа результатов программа позволяет осуществлять их экспорт в Excel.

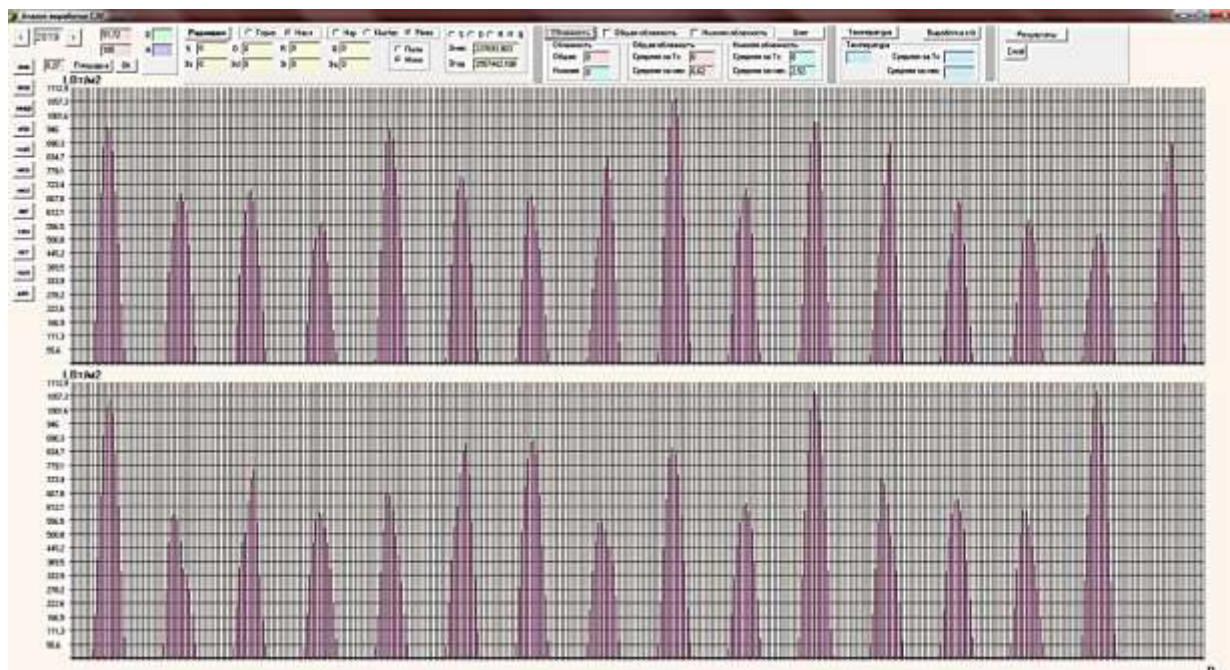


Рис. 3. Рабочий экран Sun-MCA: график поступления суммарной солнечной радиации на наклонную поверхность с учетом облачности в течение месяца
Fig. 3. Sun-MCA run screen: graph of the total solar radiation arrived on the inclined surface taking into account cloud cover for a month

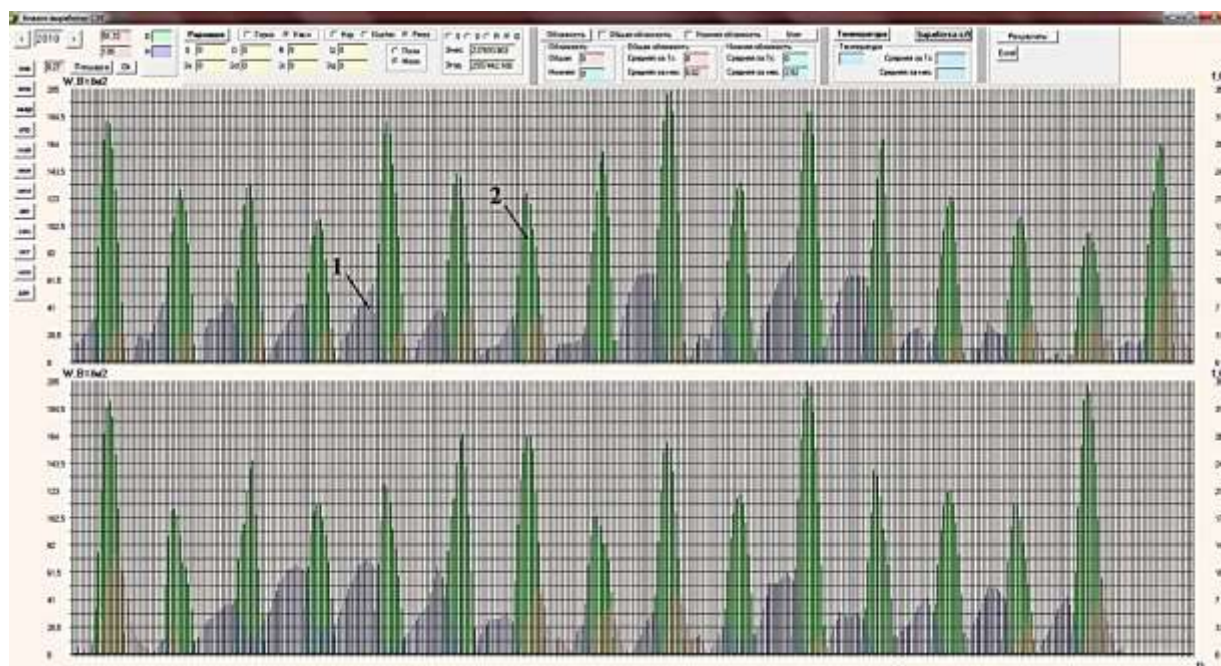


Рис. 4. Рабочий экран Sun-MCA: графики изменения температуры воздуха (1) и выработки электроэнергии (2) фотоэлектрическими преобразователями в течение месяца
Fig. 4. Sun-MCA run screen: graphs of variance of the air temperature (1) and electric energy generation by photovoltaic converters (2) for a month

4. ПРИМЕР ИСПОЛЬЗОВАНИЯ МЕТОДИКИ ДЛЯ ОЦЕНКИ ВЫРАБОТКИ ЭЛЕКТРОЭНЕРГИИ СОЛНЕЧНЫМИ ЭЛЕКТРОСТАНЦИЯМИ

Представленные методика и программа Sun-MCA были применены для оценки выработки электроэнергии трех СЭС в районах, где в настоящее время намечено или уже ведется строительство (табл. 4). В Джидинском районе Республики Бурятия и Нововаршавском районе Омской области намечено строительство сетевых СЭС для снижения дефицита генерирующих мощностей. В Казачинско-Ленском районе Иркутской области СЭС будет использоваться совместно с дизельной электростанцией для экономии дизельного топлива.

В табл. 5 представлены оценки прозрачности атмосферы, полученные с использованием формул (1)–(5). Месячные суммы солнечной радиации, поступающей на горизонтальную поверхность при ясном небе, рассчитаны для Джидинского района Республики Бурятия с использованием выражений (6)–(8)

(см. табл. 5). На рис. 5 приведено сопоставление полученных оценок месячных сумм солнечной радиации с данными ближайшей метеостанции (п. Бабушкин, 51°43' с.ш., 105°52' в.д.) за период с 1936 по 1980 г. по климатическому справочнику, а также с данными ресурса Nasa Power за период с 1983 по 2013 г. Отличия между расчетными оценками солнечной радиации и данными измерений, представленными в климатическом справочнике, помимо погрешности методики, связаны с учетом изменения прозрачности атмосферы (см. табл. 3), а также различием в расположении пунктов.

В табл. 6 приведены оценки солнечной радиации, поступающей на наклонную под углом широты местности поверхность, при ясном небе и с учетом облачности для Джидинского района Республики Бурятия.

На рис. 6–8 представлены сопоставления полученных для трех исследуемых районов оценок месячных сумм суммарной солнечной радиации, поступающей с учетом облачности на наклонную поверхность, с данными ресурса NASA Power [17].

Таблица 4. Исходная информация о районах размещения солнечных электростанций

Table 4. Initial information on location areas of solar power plants

Район размещения	Координаты	Мощность, кВт
Джидинский район, Республика Бурятия	50°39' с.ш., 106°04' в.д.	35000
Нововаршавский район, Омская область	54°17' с.ш., 74°61' в.д.	30000
Казачинско-Ленский район, Иркутская область	56°37' с.ш., 107°48' в.д.	40

Таблица 5. Оценки солнечной радиации, поступающей на горизонтальную поверхность при ясном небе, в Джидинском районе Республики Бурятия

Table 5. Estimates of clear sky solar radiation arriving on a horizontal surface in the Dzhidinsky district of the Republic of Buryatia

Месяц	Фактор мутности Линке	Прямая солнечная радиация, кВт·ч/м ²	Рассеянная солнечная радиация, кВт·ч/м ²	Суммарная солнечная радиация, кВт·ч/м ²
Январь	2,11	37,3	12,8	50,0
Февраль	2,32	57,5	17,1	74,6
Март	2,36	112,4	26,1	138,5
Апрель	2,49	161,3	33,1	194,4
Май	2,55	209,9	40,1	250,0
Июнь	2,62	219,6	42,3	261,8
Июль	2,77	211,6	44,0	255,7
Август	2,65	178,3	37,8	216,1
Сентябрь	2,18	132,9	25,8	158,6
Октябрь	2,03	83,9	19,0	102,9
Ноябрь	1,80	46,5	12,0	58,4
Декабрь	1,78	32,9	10,0	43,0
Год	–	1484,1	320,1	1804,2

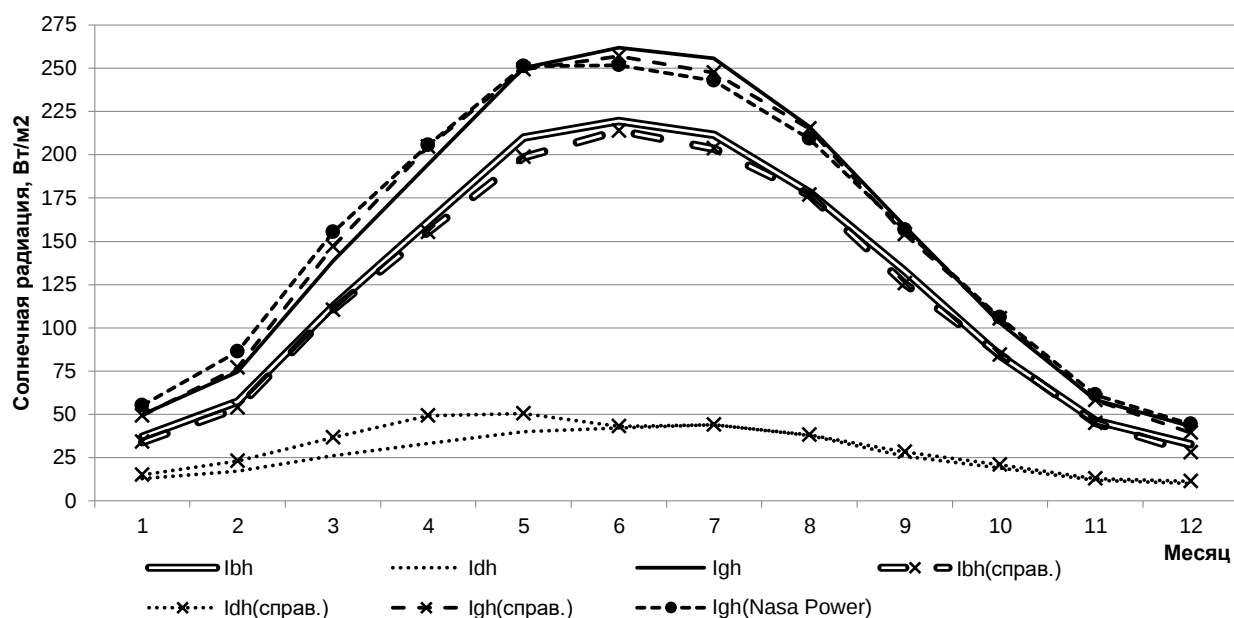


Рис. 5. Графики изменения месячных сумм солнечной радиации, поступающей на горизонтальную поверхность. Оценки, полученные расчетным путем с помощью методики: I_{bh} – прямая, I_{dh} – рассеянная, I_{gh} – суммарная. Данные измерений из климатического справочника: $I_{bh(справ.)}$ – прямая, $I_{dh(справ.)}$ – рассеянная, $I_{gh(справ.)}$ – суммарная. Данные, полученные расчетным путем по спутниковым измерениям – $I_{gh(Nasa Power)}$
Fig. 5. Graphs of variance of monthly amounts of solar radiation arrived on a horizontal surface. Estimates obtained by calculation using: I_{bh} – direct I_{dh} – scattered, I_{gh} – total techniques. Measurement data from the climate reference book: $I_{bh(reference)}$ – direct, $I_{dh(reference)}$ – scattered, $I_{gh(reference)}$ – total. Calculation data from satellite measurements – $I_{gh(Nasa Power)}$

Таблица 6. Оценки солнечной радиации, поступающей на наклонную поверхность при ясном небе, в Джидинском районе Республики Бурятия
Table 6. Estimates of clear sky solar radiation arriving on an inclined surface in the Dzhidinsky district of the Republic of Buryatia

Месяц	При ясном небе				С учетом облачности
	Прямая солнечная радиация, кВт·ч/м ²	Рассеянная солнечная радиация, кВт·ч/м ²	отраженная солнечная радиация, кВт·ч/м ²	суммарная солнечная радиация, кВт·ч/м ²	суммарная солнечная радиация, кВт·ч/м ²
Январь	126,7	24,6	5,9	157,1	115,1
Февраль	139,6	28,4	8,7	176,8	134,3
Март	188,8	36,2	12,4	237,3	163,7
Апрель	194,8	37,7	8,2	240,7	153,0
Май	199,4	40,3	7,3	247,0	155,8
Июнь	187,3	40,1	8,6	236,0	141,8
Июль	190,3	42,7	9,4	242,3	143,1
Август	195,3	40,8	7,9	243,9	148,1
Сентябрь	196,7	32,9	5,8	235,4	156,4
Октябрь	179,8	29,7	5,7	215,2	140,3
Ноябрь	144,6	22,4	5,8	172,8	117,4
Декабрь	130,3	20,3	5,0	155,5	105,7
Год	2073,5	396,0	90,6	2560,1	1674,7

Наибольшие различия в оценках характерны для зимних месяцев года. Расхождения в значениях месячных сумм солнечной радиации могут быть связаны с различными подходами к учету облачности, а также с погрешностью в оценке нижней облачности по

данным спутниковых наблюдений. Годовые суммы солнечной радиации, рассчитанные по предлагаемой методике для Джидинского района (Республика Бурятия), Нововаршавского района (Омская область) и Казачинско-Ленского района (Иркутская область), отли-

чаются от оценок Nasa Power на 9,8%, 9,2% и 2,7%, соответственно.

В табл. 7 представлены оценки выработки электроэнергии СЭС по формуле (21) для трех выбранных районов с учетом влияния температуры на КПД фотоэлектрических преобразователей. Для примера были рассмотрены поликристаллические фотоэлек-

трические преобразователи с КПД 14,8% и температурным коэффициентом 0,44%/°С. В табл. 7 приведены оценки средней, минимальной и максимальной годовой удельной выработки электроэнергии, полученные с использованием данных многолетних наблюдений метеостанций за период с 2006 по 2019 г.

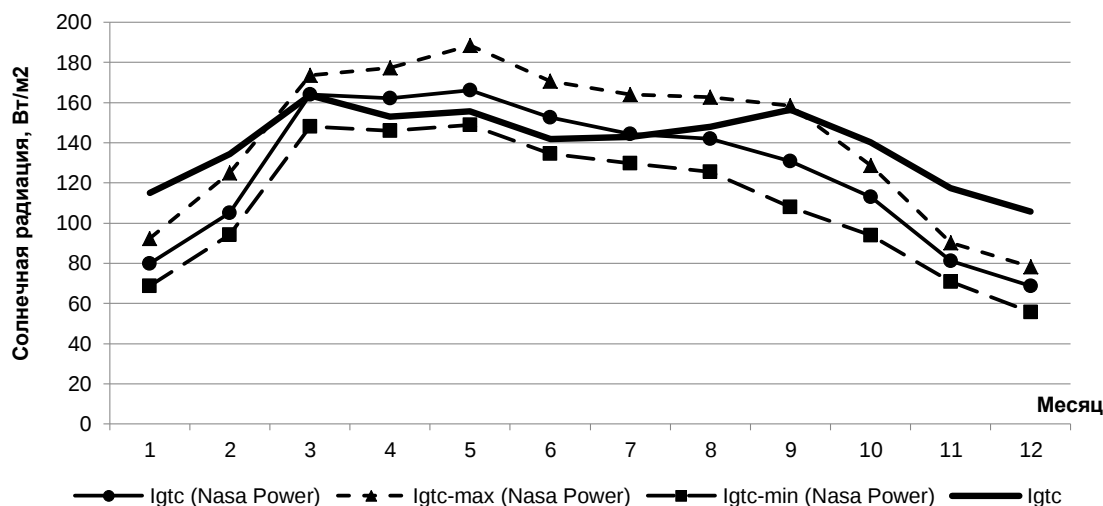


Рис. 6. Графики изменения месячных сумм суммарной солнечной радиации в Джидинском районе Республики Бурятия. Данные Nasa Power: максимальные значения – $I_{gtc-max}$ (Nasa Power), средние значения – I_{gtc} (Nasa Power), минимальные значения – $I_{gtc-min}$ (Nasa Power). Оценки, полученные расчетным путем с помощью методики – I_{gtc} .
 Fig. 6. Graphs of monthly variations of the total solar radiation in the Dzhidinsky district of the Republic of Buryatia. Nasa Power data: maximum values – $I_{gtc-max}$ (Nasa Power), average values – I_{gtc} (Nasa Power), minimum values – $I_{gtc-min}$ (Nasa Power). Estimates obtained by calculation using the technique – I_{gtc} .

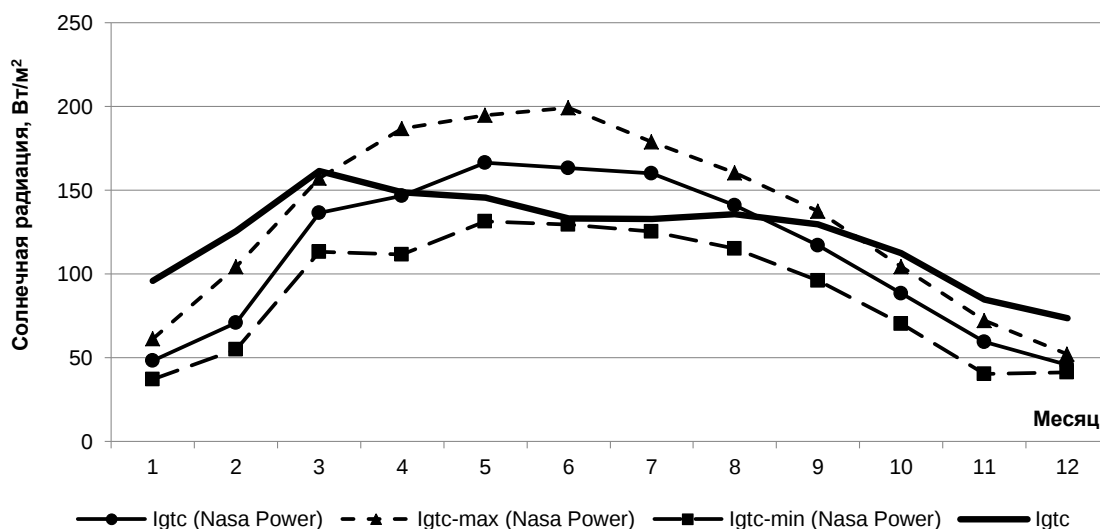


Рис. 7. Графики изменения месячных сумм суммарной солнечной радиации в Новосибирском районе Омской области. Данные Nasa Power: максимальные значения – $I_{gtc-max}$ (Nasa Power), средние значения – I_{gtc} (Nasa Power), минимальные значения – $I_{gtc-min}$ (Nasa Power). Оценки, полученные расчетным путем с помощью методики – I_{gtc} .
 Fig. 7. Graphs of monthly variations of the total solar radiation in the Novosibirsk district of the Novosibirsk region. Nasa Power data: maximum values – $I_{gtc-max}$ (Nasa Power), average values – I_{gtc} (Nasa Power), minimum values – $I_{gtc-min}$ (Nasa Power). Estimates obtained by calculation using the technique – I_{gtc} .

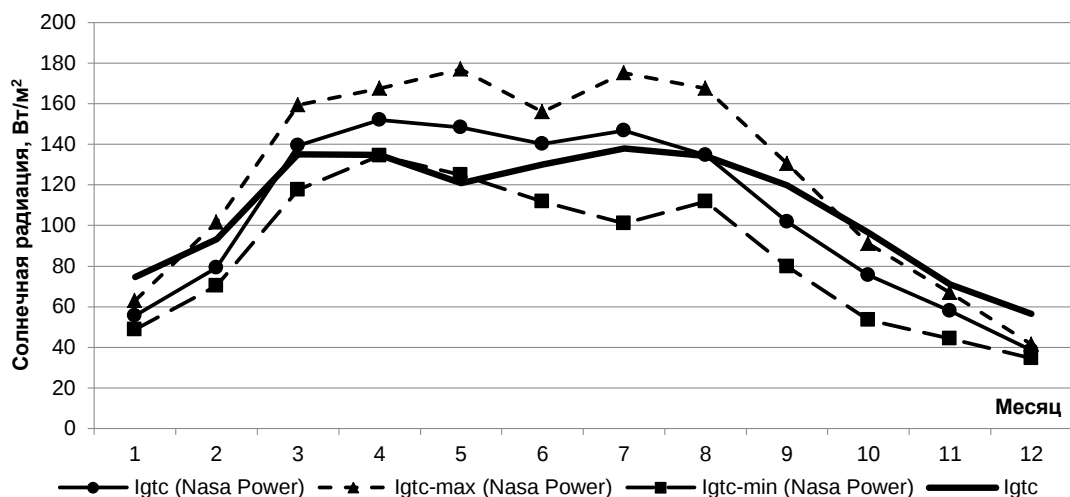


Рис. 8. Графики изменения месячных сумм суммарной солнечной радиации в Казачинско-Ленском районе Иркутской области. Данные Nasa Power: максимальные значения – $I_{gtc-max}$ (Nasa Power), средние значения – I_{gtc} (Nasa Power), минимальные значения – $I_{gtc-min}$ (Nasa Power). Оценки, полученные расчетным путем с помощью методики – I_{gtc}
Fig. 8. Graphs of monthly variations in the total solar radiation in the Kazachinsko-Lensky district of the Irkutsk region. Nasa Power data: maximum values – $I_{gtc-max}$ (Nasa Power), average values – I_{gtc} (Nasa Power), minimum values – $I_{gtc-min}$ (Nasa Power). Estimates obtained by calculation using the technique – I_{gtc}

Таблица 7. Результаты оценки выработки электроэнергии солнечными электростанциями
Table 7. Evaluation results of solar power plant electric energy generation

Район размещения	Годовая удельная выработка электроэнергии, кВт·ч/м ²			Средняя годовая выработка электроэнергии солнечных электростанций, МВт·ч	Средний коэффициент использования установленной мощности, %
	минимальная	средняя	максимальная		
Джидинский район, Республика Бурятия	258,4	269,9	283,9	57050,1	18,6
Нововаршавский район, Омская область	220,7	237,8	262	43090	16,4
Казачинско-Ленский район, Иркутская область	203,5	212,1	222,7	51,2	14,6

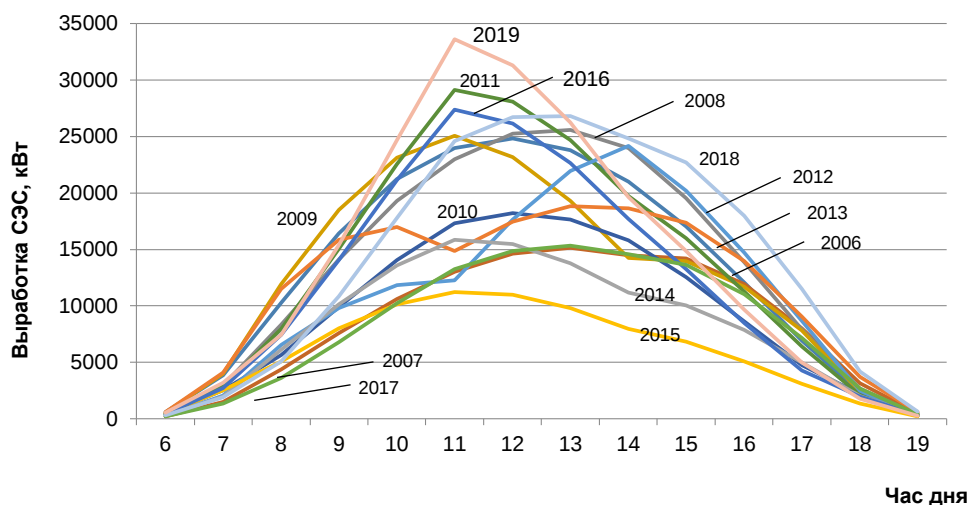


Рис. 9. Оценки выработки электроэнергии солнечными электростанциями в Джидинском районе Республики Бурятия, полученные с использованием данных многолетних измерений метеостанций и соответствующие дате 19 апреля
Fig. 9. Estimates of electric energy generation by solar power plants in the Dzhdinsky district of the Republic of Buryatia obtained with the use of long-term measurement data of weather stations, which correspond to the date of 19 April

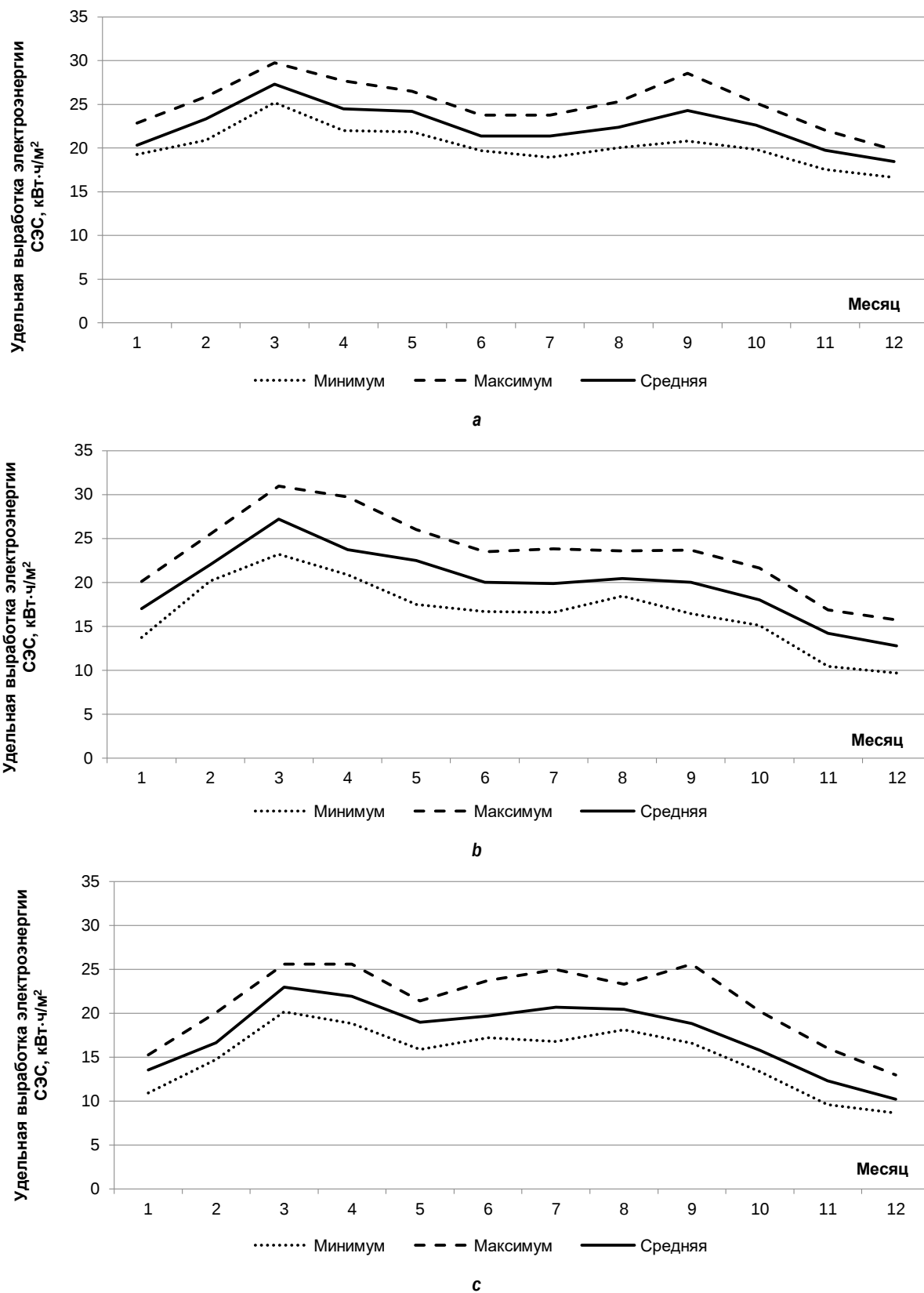


Рис. 10. Удельная выработка электроэнергии солнечными электростанциями: а – Джидинский район Республики Бурятия; б – Нововаршавский район Омской области; в – Казачинско-Ленский район Иркутской области
 Fig. 10. Specific electric energy generation by solar power plants: а – Dzhydinsky district of the Republic of Buryatia; б – Novovarshavsky district of the Omsk region; в – Kazachinsko-Lensky district of the Irkutsk region



Рассчитанные с помощью методики оценки солнечной радиации имеют часовую детализацию. В качестве примера на рис. 9 представлены графики суточного изменения выработки электроэнергии СЭС в Джидинском районе Республики Бурятия.

На рис. 10 представлены графики минимальной, средней и максимальной удельной выработки электроэнергии СЭС в течение года для трех выбранных районов, полученные с использованием данных измерений метеостанций за период с 2006 по 2019 г. Максимальные отклонения значений удельной выработки электроэнергии СЭС от средних оценок составляют в отдельные месяцы до 15% в Джидинском районе Республики Бурятия, до 26% в Нововаршавинском районе Омской области и Казачинско-Ленском районе Иркутской области.

Полученные с помощью методики оценки выработки электроэнергии СЭС позволяют оценить экономические показатели проектов, сформировать исходные данные для оценки оптимального состава оборудования и его технических характеристик.

5. ЗАКЛЮЧЕНИЕ

1. Проведен краткий обзор современного состояния и перспектив развития солнечной энергетики в России. До конца 2024 г. ожидается ввод солнечных электростанций суммарной мощностью порядка 1,86 ГВт.

2. Выполнен обзор моделей, а также источников исходной информации для оценки поступающей солнечной радиации. Параметрические модели обеспечивают наибольшую

точность, однако их использование в инженерных задачах сопряжено со сложностью применения из-за необходимости подготовки многочисленных исходных данных.

3. Предложена методика оценки выработки электроэнергии СЭС на основе параметрических моделей с использованием ограниченного набора наиболее влияющих климатических параметров. Формирование исходной информации проводится по данным многолетних наблюдений наземных метеостанций, представленным в климатических справочниках и находящихся в открытом доступе.

4. Дано описание разработанной программы Sun-MCA, предназначенной для оценки выработки электроэнергии СЭС с часовой детализацией. Программа использует данные многолетних измерений общей и нижней облачности, а также температуры воздуха.

5. Проведена оценка выработки электроэнергии трех намеченных к строительству СЭС: двух сетевых и одной в зоне децентрализованного электроснабжения. Использовались данные наземных метеостанций, находящихся в открытом доступе, за период с 2006 по 2019 г. Промежуточные результаты оценки поступающей солнечной радиации сопоставлены с измерениями на метеостанциях и расчетными значениями Nasa Power. Коэффициенты использования установленной мощности СЭС составили от 14,6 до 18,6%. Проведен расчет возможных отклонений выработки электроэнергии СЭС от средних значений: для отдельных месяцев отклонения составляют от 15 до 26%.

Библиографический список

1. Гимади В., Амирагян А., Поминова И., Курдин А., Колобов О., Мартынюк А. [и др.] Оборудование для ВИЭ-генерации в России // Энергетический бюллетень. 2019. № 73. С. 19–22. [Электронный ресурс]. URL: <https://ac.gov.ru/files/publication/a/22855.pdf> (02.04.2020).
2. Санеев Б.Г., Иванова И.Ю., Тугузова Т.Ф. Проблемы энергетики восточной зоны российской Арктики и возможные пути решения // Энергетическая политика. 2018. № 4. С. 80–88.
3. Ivanova I. Significant factors affecting the selection of rational options for power supply in an off-grid zone // Re-

- gional Energy Policy of Asian Russia: E3S Web Conference. 2019. Vol. 77. [Электронный ресурс]. URL: https://www.e3s-conferences.org/articles/e3sconf/abs/2019/03/e3sconf_repar18_02006/e3sconf_repar18_02006.html (02.04.2020). <https://doi.org/10.1051/e3sconf/20197702006>
4. Иванова И.Ю., Ноговицын Д.Д., Тугузова Т.Ф., Шеина З.М., Сергеева Л.П. Анализ функционирования солнечных электростанций в децентрализованной зоне Республики Саха (Якутия) // Альтернативная энергетика и экология (ISJAE). 2018. № 10-12. С. 12–22.

<https://doi.org/10.15518/isjaee.2018.10-12.012-022>

5. Сивков С.И. Методы расчета характеристик солнечной радиации. Л.: Гидрометеиздат, 1968. 234 с.
6. Кондратьев К.Я., Пивоварова З.И., Федорова М.П. Радиационный режим наклонных поверхностей: монография. Л.: Гидрометеиздат, 1978. 170 с.
7. Попель О.С., Фрид С.Е., Коломиец Ю.Г., Киселева С.В., Терехова Е.Н. Атлас ресурсов солнечной энергии на территории России. М.: ОИВТРАН, 2010. 83 с.
8. Myers D.R. Solar radiation. practical modeling for renewable energy applications. New York: CRC Press. Taylor & Francis Group, 2013. 199 p.
9. Ahmad M.J., Tiwari G.N. Solar radiation models – A review // International Journal of Energy Research. 2011. Vol. 35. Issue 4. P. 271–290.
<https://doi.org/10.1002/er.1690>
10. Ahmad M.J., Tiwari G.N. Solar radiation models – review // International Journal of Energy and Environment. 2010. Vol. 1. Issue 3. P. 513–532.
11. Lave M., Hayes W., Pohl A., Hansen C.W. Evaluation of global horizontal irradiance to plane-of-array irradiance models at locations across the United States // IEEE Journal of Photovoltaics. 2015. Vol. 5. Issue 2. P. 597–606.
<https://doi.org/10.1109/JPHOTOV.2015.2392938>
12. Wong L.T., Chow W.K. Solar radiation model // Applied Energy. 2001. Vol. 69. Issue 3. P. 191–224.
[https://doi.org/10.1016/S0306-2619\(01\)00012-5](https://doi.org/10.1016/S0306-2619(01)00012-5)
13. Paulescu M., Paulescu E., Gravila P., Badescu V. Weather modeling and forecasting of PV systems operation. London: Springer, 2013. 355 p. [Электронный ресурс]. URL:
<https://link.springer.com/content/pdf/bfm%3A978-1-4471-4649-0%2F1.pdf> (03.04.2020).
<https://doi.org/10.1007/978-1-4471-4649-0>
14. Карамов Д.Н. Математическое моделирование солнечной радиации с использованием многолетних метеорологических рядов, находящихся в открытом доступе // Известия Томского политехнического университета. Инжиниринг георесурсов. 2017. Т. 328. № 6. С. 28–37.
15. Карамов Д.Н. Формирование исходных метеорологических массивов с использованием многолетних рядов FM 12 SYNOP и METAR в системных энергетических исследованиях // Известия Томского политехнического университета. Инжиниринг георесурсов. 2018. Т. 329. № 1. С. 69–88.
16. Besharat F., Dehghan A.A., Faghih A.R. Empirical models for estimating global solar radiation: A review and case study // Renewable and Sustainable Energy Reviews. 2013. Vol. 21. P. 798–821.
<https://doi.org/10.1016/j.rser.2012.12.043>
17. NASA Prediction of worldwide energy resources [Электронный ресурс]. URL: <https://power.larc.nasa.gov/> (02.04.2020).
18. Фрид С.Е., Лисицкая Н.В., Попель О.С. Результаты анализа применимости данных спутниковых наблюдений и реанализа для моделирования автономных сол-

нечных энергоустановок // Доклады Академии наук. 2019. Т. 488. № 6. С. 609–611.

<https://doi.org/10.31857/S0869-56524886609-611>

19. Бутузов В.В. Расчетные значения интенсивности солнечной радиации для проектирования гелиоустановок // Альтернативная энергетика и экология (ISJAE). 2009. № 11. С. 75–80.
20. Попель О.С., Киселева С.В., Моргунова М.О., Габдрахманова Т.С., Тарасенко А.Б. Использование возобновляемых источников энергии для энергоснабжения потребителей в Арктической зоне Российской Федерации // Арктика: экология и экономика. 2015. № 1. С. 64–69.
21. Второй оценочный доклад Росгидромета об изменениях климата и их последствиях на территории Российской Федерации. М., 2014. 1008 с. [Электронный ресурс]. URL:
https://cc.voeikovmgo.ru/images/dokumenty/2016/od2/od2_full.pdf (02.04.2020).
22. Ivanova I.Y., Tuguzova T.F., Khalgaeva N.A. Comparative analysis of approaches to consider rationale of use of solar panel plants for power supply of off-grid consumers // International Ural conference on Green Energy (Chelyabinsk, 4–6 October 2018). Chelyabinsk: IEEE, 2018. P. 75–79.
<https://doi.org/10.1109/URALCON.2018.8544276>
23. Санеев Б.Г., Иванова И.Ю., Тугузова Т.Ф. Развитие возобновляемой энергетики на востоке России в первой половине XXI века на фоне общероссийских тенденций // Энергетическая политика. 2016. № 3. С. 66–73.
24. Санеев Б.Г., Иванова И.Ю., Тугузова Т.Ф., Ижбулдин А.К. Автономные энергоисточники на севере Дальнего Востока: характеристика и направления диверсификации // Пространственная экономика. 2018. № 1. С. 101–116.
<https://doi.org/10.14530/se.2018.1.101-116>
25. Kasten F. The linke turbidity factor based on improved values of the integral rayleigh optical thickness // Solar energy. 1996. Vol. 56. Issue 3. P. 239–244.
[https://doi.org/10.1016/0038-092X\(95\)00114-7](https://doi.org/10.1016/0038-092X(95)00114-7)
26. Махоткина Е.Л., Плахина И.Н., Махоткин А.Н. Прозрачность атмосферы на территории России: изменения в последние 40 лет // Труды Главной геофизической обсерватории им. А.И. Воейкова. 2015. № 579. С. 162–177.
27. Maleki S.A.M., Hizam H., Gomes C. Estimation of hourly, daily and monthly global solar radiation on inclined surfaces: models re-visited // Energies. 2017. Vol. 10. Issue 1. P. 134–162. <https://doi.org/10.3390/en10010134>
28. Гальперин Б.М., Ченцова Т.А. О расчетах месячных сумм солнечной радиации по общей и нижней облачности // Труды Ленинградского гидрометеорологического института. 1972. Вып. 48. С. 119–124.
29. Ekici S., Kopru M.A. Investigation of PV system cable losses // International Journal of Renewable Energy Research. 2017. Vol. 7. No. 2. P. 807–815.



References

1. Gimadi V, Amiragyan A, Pominova I, Kurdin A, Kolobov O, Martynyuk A, et al. Equipment for Renewable Energy Generation in Russia. *Jenergeticheskij byulleten'*. 2019;73:19–22. Available from: <http://ac.gov.ru/files/publication/a/22855.pdf> [Accessed 02nd April 2020]. (In Russ.)
2. Saneev BG, Ivanova IYu, Tuguzova TF. Energy Problems in the Eastern Zone of Russian Arctic and Possible Solutions. *Energeticheskaya politika* = Energy Policy. 2018;4:80–88. (In Russ.)
3. Ivanova I. Significant Factors Affecting the Selection of Rational Options for Power Supply in an Off-Grid Zone. In: *Regional Energy Policy of Asian Russia: E3S Web Conference*. 2019. Vol. 77. Available from: https://www.e3s-confer-en-ces.org/articles/e3sconf/abs/2019/03/e3sconf_repar18_02006/e3sconf_repar18_02006.html [Accessed 02nd April 2020]. <https://doi.org/10.1051/e3sconf/20197702006>
4. Ivanova IYu, Nogovitsyn DD, Tuguzova TF, Sheina ZM, Sergeeva LP. An Analysis of Solar Power Plants Operation in the Off-Grid Area of the Republic of Sakha (Yakutia). *Al'ternativnaya energetika i ekologiya* = Alternative Energy and Ecology. 2018;10-12:12–22. (In Russ.) <https://doi.org/10.15518/isjaee.2018.10-12.012-022>
5. Sivkov SI. *Calculation Methods of Solar Radiation Characteristics*. Leningrad: Gidrometeoizdat; 1968, 234 p. (In Russ.)
6. Kondrat'ev KYa, Pivovarova ZI, Fedorova MP. *Radiation Mode of Inclined Surfaces: Monograph*. Leningrad: Gidrometeoizdat; 1978, 170 p. (In Russ.)
7. Popel' OS, Frid SE, Kolomiets YuG, Kiseleva SV, Terekhova EN. *Atlas of Solar Energy Resources in Russia*. Moscow: OIVTRAN; 2010, 160 p. (In Russ.)
8. Myers DR. *Solar Radiation. Practical Modeling for Renewable Energy Applications*. CRC Press/Taylor & Francis Group; 2013, 182 p.
9. Ahmad MJ, Tiwari GN. Solar Radiation Models – A Review. *International Journal of Energy Research*. 2011;35(4):271–290. <https://doi.org/10.1002/er.1690>
10. Ahmad MJ, Tiwari GN. Solar Radiation Models – Review. *International Journal of Energy and Environment*. 2010;1(3):513–532.
11. Lave M, Hayes W, Pohl A, Hansen CW. Evaluation of Global Horizontal Irradiance to Plane-of-Array Irradiance Models at Locations Across the United States. *IEEE Journal of Photovoltaics*. 2015;5(2):597–606. <https://doi.org/10.1109/JPHOTOV.2015.2392938>
12. Wong LT, Chow WK. Solar Radiation Model. *Applied Energy*. 2001;69(3):191–224. [https://doi.org/10.1016/S0306-2619\(01\)00012-5](https://doi.org/10.1016/S0306-2619(01)00012-5)
13. Paulescu M, Paulescu E, Gravila P, Badescu V. *Weather Modeling and Forecasting of PV Systems Operation*. London: Springer; 2013, 355 p. Available from: <https://link.springer.com/content/pdf/bfm%3A978-1-4471-4649-0%2F1.pdf> [Accessed 03rd April 2020]. <https://doi.org/10.1007/978-1-4471-4649-0>
14. Karamov DN. Mathematical Modeling of Solar Radiation Based on Open Access Longterm Meteorological Observation Data. *Izvestiya Tomskogo politekhnicheskogo universiteta. Inzhiniring georesursov* = Bulletin of the Tomsk Polytechnic University. Geo Assets Engineering. 2017;328(6):28–37. (In Russ.)
15. Karamov DN. Formation of Initial Meteorological Arrays using Longterm Series FM 12 Synop and Metar in System Energy Studies. *Izvestiya Tomskogo politekhnicheskogo universiteta. Inzhiniring georesursov* = Bulletin of the Tomsk Polytechnic University. Geo Assets Engineering. 2018;329(1):69–88. (In Russ.)
16. Besharat F, Dehghan AA, Faghih AR. Empirical Models for Estimating Global Solar Ra-Diation: A Review and Case Study. *Renewable and Sustainable Energy Reviews*. 2013;21:798–821. <https://doi.org/10.1016/j.rser.2012.12.043>
17. NASA Prediction of Worldwide Energy Resources. Available from: <https://power.larc.nasa.gov/> [Accessed 02nd April 2020].
18. Frid SE, Lisitskaya NV, Popel OS. Results of Analysis of the Applicability of Satellite Observations and Reanalysis Data for Simulations of Autonomous Solar Power Systems. *Doklady Akademii nauk*. 2019;488(6):609–611. (In Russ.)
19. Butuzov VV. Simulated Values of Solar Intensity for Solar Plant Design. *Al'ternativnaya energetika i ekologiya* = Alternative Energy and Ecology. 2009;11:75–80. (In Russ.)
20. Popel OS, Kiseleva SV, Morgunova MO, Gabderakhmanova TS, Tarasenko AB. Renewable Energy Sources for Power Supply of Arctic Zone Consumers of the Russian Federation. *Arktika: ekologiya i ekonomika* = Arctic: Ecology and Economy. 2015;1:64–69. (In Russ.)
21. The Second Roshydromet Assessment Report of Climate Change and its Consequences in the Russian Federation. Moscow: 2014:1008. Available from: https://cc.voeikovmgo.ru/images/dokumenty/2016/od2/od2_full.pdf [Accessed 02nd April 2020]. (In Russ.)
22. Ivanova IY, Tuguzova TF, Khalgaeva NA. Comparative Analysis of Approaches to Consider Rationale of Use of Solar Panel Plants for Power Supply of Off-Grid Consumers. In: *International Ural Conference on Green Energy*. 4–6 October 2018, Chelyabinsk. Chelyabinsk: IEEE; 2018, p. 75–79. <https://doi.org/10.1109/URALCON.2018.8544276>
23. Saneev BG, Ivanova IYu, Tuguzova TF. Development of Renewable Energy Sector in The Russian East over the First Half of the 21st Century Amidst National Trends. *Energeticheskaya politika* = Energy Policy. 2016;3:66–73. (In Russ.)
24. Saneev BG, Ivanova IYu, Tuguzova TF, Izhbuldin AK. Autonomous Energy Sources in the North of the Far East: Current State and Directions of Diversification. *Prostranstvennaya jekonomika* = Spatial Economics. 2018;1:101–116. <https://doi.org/10.14530/se.2018.1.101-116> (In Russ.)
25. Kasten F. The Linke Turbidity Factor based on Improved Values of the Integral Rayleigh Optical Thickness. *Solar Energy*. 1996;56(3):239–244.

[https://doi.org/10.1016/0038-092X\(95\)00114-7](https://doi.org/10.1016/0038-092X(95)00114-7)

26. Makhotkina EL, Plahina IN, Makhotkin AN. The Transparency of the Atmosphere in Russia: Changes in the Last 40 years. *Trudy Glavnoi geofizicheskoi observatorii im. A.I. Voeikova*. 2015;579:162–177. (In Russ.)

27. Maleki SAM, Hizam H, Gomes C. Estimation of Hourly, Daily and Monthly Global Solar Radiation on Inclined Surfaces: Models Revisited. *Energies*. 2017;10(1):134–

162. <https://doi.org/10.3390/en10010134>

28. Gal'perin BM, Chentsova TA. On Calculation of Monthly Amounts of Solar Radiation for Total and Lower Cloud Cover. *Trudy Leningradskogo gidrometeorologicheskogo instituta*. 1972;48:119–124. (In Russ.)

29. Ekici S, Kopru MA. Investigation of PV System Cable Losses. *International Journal of Renewable Energy Research*. 2017;7(2):807–815.

Критерии авторства

Шакиров В.А., Яковкина Т.Н., Курбацкий В.Г. заявляют о равном участии в получении и оформлении научных результатов и в равной мере несут ответственность за плагиат.

Authorship criteria

Shakirov V.A., Yakovkina T.N., Kurbatsky V.G. declare equal participation in obtaining and formalization of scientific results and bear equal responsibility for plagiarism.

Конфликт интересов

Авторы заявляют об отсутствии конфликта интересов.

Conflict of interests

The authors declare that there is no conflict of interests regarding the publication of this article.

Все авторы прочитали и одобрили окончательный вариант рукописи.

The final manuscript has been read and approved by all the co-authors.

СВЕДЕНИЯ ОБ АВТОРАХ

INFORMATION ABOUT THE AUTHORS

Шакиров Владислав Альбертович,

кандидат технических наук, доцент,
старший научный сотрудник
Лаборатории энергоснабжения
децентрализованных потребителей,
Институт систем энергетики
им. Л.А. Мелентьева СО РАН,
664033, г. Иркутск, ул. Лермонтова, 130, Россия;
✉ e-mail: shakirov@isem.irk.ru

Vladislav A. Shakirov,

Cand. Sci. (Eng.),
Senior Researcher of the Laboratory
of Energy Supply of Off-Grid Consumers,
Melentiev Energy Systems Institute SB RAS,
130, Lermontov St., Irkutsk 664033, Russia;
✉ e-mail: shakirov@isem.irk.ru

Яковкина Татьяна Николаевна,

кандидат технических наук,
декан факультета энергетики и автоматики,
Братский государственный
университет,
665709, г. Братск, ул. Макаренко, 40, Россия;
e-mail: jatano@yandex.ru

Tatiana N. Yakovkina,

Cand. Sci. (Eng.),
Dean of the Faculty of Power Engineering
and Automation,
Bratsk State University,
40, Makarenko St., Bratsk 665709, Russia;
e-mail: jatano@yandex.ru

Курбацкий Виктор Григорьевич,

доктор технических наук, профессор,
главный научный сотрудник
Лаборатории управления функционированием
электроэнергетических систем,
Институт систем энергетики
им. Л.А. Мелентьева СО РАН,
664033, г. Иркутск, ул. Лермонтова, 130, Россия;
e-mail: kurbatsky@isem.irk.ru

Viktor G. Kurbatsky,

Dr. Sci. (Eng.), Professor,
Chief Researcher of the Laboratory
of Electric Power Systems Operation Control,
Melentiev Energy Systems Institute SB RAS,
130, Lermontov St., Irkutsk 664033, Russia;
e-mail: kurbatsky@isem.irk.ru