

УДК 621.311.25

DOI: 10.24160/1993-6982-2020-4-49-61

Обзор и классификация методов оценки и прогнозирования солнечной радиации

А.Г. Васьков, А.Ф. Нарынбаев

Выполнен обзор различных методов оценки и прогнозирования солнечной радиации. Наземные измерения интенсивности солнечной радиации ведутся не повсеместно, при том, что необходимость в оценке валового (теоретического) потенциала солнечной энергии региона возникает достаточно часто. В подобных случаях проводятся приближенные оценочные расчеты ресурсов солнечной энергии с использованием различных моделей, основные из которых рассмотрены в настоящей работе.

Важность адекватной оценки локального потенциала солнечной энергии влияет не только на рациональное распределение средств при проектировании, но и на прогнозирование выработки энергоустановки, использующей энергию солнца. Представлена общая классификация методик оценки и прогнозирования солнечной радиации по типу используемых параметров и оцениваемых величин (физические и статистические модели). Статистические методы включают в себя традиционные эмпирические модели, оценивающие среднемесячные суточные суммы солнечной радиации на горизонтальной поверхности с разделением на 4 категории в зависимости от задействованных входных параметров, модели, оценивающие суммы диффузной составляющей солнечной радиации на горизонтальной (модели разложения, параметрические модели), и наклонной (изотропные и анизотропные модели) приемных площадках. Кроме того, к статистическим методам оценки и прогнозирования солнечной радиации отнесены также и модели, основанные на методах интеллектуального анализа данных. Предложенные статистические модели основываются на продолжительности солнечного сияния, максимальной температуре окружающей среды, относительной влажности, атмосферном давлении, широте и долготе местности, порядковом номере дня года, показателе облачности, средней температуре окружающей среды, высоте над уровнем моря, средней скорости ветра, осадках и т. д.

Проведено оценочное сравнение и сопоставление результатов моделирования среднемесячных суточных сумм суммарной солнечной радиации на горизонтальную плоскость по универсальным эмпирическим моделям со среднесуточными данными наземных измерений на территории Кыргызстана и показателями из базы данных NASA POWER.

Ключевые слова: солнечная энергетика, солнечная радиация, оценка и прогнозирование, эмпирические модели.

Для цитирования: Васьков А.Г., Нарынбаев А.Ф. Обзор и классификация методов оценки и прогнозирования солнечной радиации // Вестник МЭИ. 2020. № 4. С. 49—61. DOI: 10.24160/1993-6982-2020-4-49-61.

Solar Radiation Estimation and Prediction Methods: a Review and Classification

A.G. Vaskov, A.F. Narynbaev

Various methods used to estimate and predict solar radiation are reviewed. Ground-based solar radiation intensity measurements are not carried out everywhere, despite the fact that the need to estimate the gross (theoretical) potential of solar energy in a region arises quite often. In such cases, approximate estimates of solar energy resources are carried out using various models, the main ones of which are considered in this paper. The availability of an adequately estimated local solar energy potential is important not only for rational distribution of funds in designing, but also for predicting the output of a power plant that uses solar energy. A general classification of methods for estimating and predicting solar radiation by the type of used parameters and estimated quantities (physical and statistical models) is presented. Statistical methods include conventional empirical models, in which the monthly average daily sums of solar radiation on a horizontal surface are estimated with dividing them into 4 categories depending on the input parameters involved, and models that evaluate the sums of the solar radiation diffuse component on horizontal (decomposition models and parametric models) and inclined (isotropic and anisotropic models) receiving areas. Models based on data mining methods are also referred to statistical methods for estimating and predicting solar radiation. The suggested statistical models are based on various parameters such as sunshine duration, maximum ambient temperature, relative humidity, pressure, latitude and longitude of the locality, the day of year ordinal number, cloudiness index, average ambient temperature, altitude, average wind velocity, precipitation, etc. The results of modeling the monthly average daily amounts of total solar radiation on a horizontal surface according to the universal empirical models are evaluated and compared with the long-term average data of ground-based measurements on the territory of Kyrgyzstan and with the data from the NASA POWER database.

Key words: solar energy, solar radiation, estimation and prediction, empirical models.

For citation: Vaskov A.G., Narynbaev A.F. Solar Radiation Estimation and Prediction Methods: a Review and Classification. Bulletin of MPEI. 2020;4:49—61. (in Russian). DOI: 10.24160/1993-6982-2020-4-49-61.

Введение

Солнечная энергетика давно перестала быть экзотическим направлением в использовании возобновляемых источников энергии. Сооружение фотоэлектрических и гелиотермических станций невозможно без соответствующей базы исходной информации, главная составляющая которой — приходящая солнечная радиация в географической точке, где рассматривается возведение объекта.

Первоочередной задачей является оценка суммарной приходящей солнечной радиации в рассматриваемой географической точке для вычисления валового (теоретического) потенциала солнечной энергии в регионе. Достаточный уровень потенциала солнечной энергии — основной фактор в принятии решения о возведении энергообъектов, использующих энергию Солнца. Эффективный метод прогнозирования режима работы подобных энергоустановок способствует выполнению баланса выработки и потребления энергии и облегчает задачу регулирования.

В работе представлены обзор и классификация основных статистических методов, применяемых для оценки и прогнозирования солнечной радиации.

Методы оценки и прогнозирования прихода солнечной радиации и их классификация

Задачу оценки и прогнозирования солнечной радиации на поверхности Земли решают с помощью методов, которые принято разделять на физические и статистические, однако на практике границы между этими подходами размыты. В зависимости от конкретной задачи применяют и гибридные модели, сочетающие в себе оба метода. Физические методики прогноза предсказывают атмосферные явления с использованием моделей численного прогнозирования погоды (ЧПП) или спутниковых снимков неба.

Выходные данные модели ЧПП нужны в статистических моделях для улучшения прогноза, но только в том случае, если такого рода данные доступны [1]. По причине высокой сложности реализации и необходимости больших вычислительных мощностей, что в свою очередь требует колоссальных финансовых вложений, модели ЧПП разрабатываются и функционируют лишь в развитых странах мира — США, Канаде, Германии, Великобритании, Японии, России. Национальные метеослужбы других государств пользуются готовой продукцией модельных расчётов ведущих метеорологических держав.

Эмпирические модели прогнозируют уровень инсоляции на основе значений, полученных статистически. Подобного рода модели делятся на две категории:

— традиционные эмпирические (линейные и нелинейные регрессионные модели);

— модели, основанные на интеллектуальном анализе данных (Data Mining).

В современных системах оценки и прогнозирования солнечной радиации, как правило, не прибегают к

чисто статистическим методам. Компании, являющиеся практическими поставщиками прогнозов солнечной радиации, используют разные комбинации методов прогнозирования [1].

Наилучшим способом определения величины инсоляции в данной географической точке является проведение и анализ многолетних наземных измерений и наблюдений приходящей солнечной радиации при помощи соответствующего измерительного оборудования (актинометров, пиранометров, пиргелиометров и т. д.). Поскольку выполнение такого рода измерений — задача трудоёмкая и дорогостоящая, а доступ к базе данных часто бывает ограничен, то для оценки прихода солнечной радиации во многих развивающихся странах мира прибегают к статистическим методам, основанным на доступных локальных факторах и данных измерений с метеорологических станций. Наземные наблюдения и измерения основных метеорологических параметров проводятся повсеместно и в большинстве случаев доступны.

Эмпирические модели основываются на следующих параметрах [2]:

— астрономических (солнечной постоянной, расстоянии между Землей и Солнцем, угле склонения Солнца и часовых углах);

— географических (широте и долготе местности, высоте над уровнем моря);

— геометрических (азимутальных углах наклона приемной поверхности и положения Солнца, угле наклона приемной поверхности к горизонту, высоте солнца над горизонтом);

— физических (рассеянии молекул воздуха, пыли и других атмосферных составляющих, уровне содержания водяного пара);

— метеорологических (заатмосферной солнечной радиации, продолжительности солнечного сияния, температуре, осадках, относительной влажности, облачности, температуре почвы и т. д.).

Ввиду сравнительно большого количества опубликованных работ и исследований, посвященных поиску наиболее точных эмпирических моделей для разных географических местоположений, выбор оптимального соотношения для конкретной географической точки представляется достаточно сложным и зависит от используемых входных параметров и результирующей точности [2].

Традиционные эмпирические модели оценки прихода солнечной радиации

Традиционными условно считают эмпирические модели, полученные в ходе регрессионного анализа данных о различного рода доступных параметрах, влияющих на величину инсоляции.

На метеорологических станциях суммарную солнечную радиацию измеряют на горизонтальной приемной площадке при помощи пиранометра, фиксирующего

суммарное приходящее солнечное излучение со всего небосвода. Для оценки суммарной солнечной радиации существуют соответствующие модели пересчета.

Суммарная солнечная радиация

Солнечная радиация на горизонтальной приемной площадке выглядит в виде суммы составляющих вида:

$$H = H_d + H_b, \tag{1}$$

где H — суммарная солнечная радиация на горизонтальной поверхности; H_d, H_b — диффузная и прямая составляющие солнечной радиации.

Отталкиваясь от данных измерений для горизонтальной приемной площадки при моделировании для наклонной площадки необходимо уточнение значений каждой из составляющих. В случае, если известна только величина H , вводится индекс ясности K_T [3]:

$$K_T = H/H_0,$$

где H_0 — количество заатмосферной солнечной радиации на горизонтальной площадке.

Модели, основанные на данных о солнечном сиянии.

Первая модель оценки среднемесячного дневного количества суммарной солнечной радиации была представлена А. Ангстремом [4]. Это известное соотношение оценивает среднемесячное дневное количество суммарной солнечной радиации \bar{H} как функцию от продолжительности солнечного сияния и в модификации Прескотта [5] выражается как:

$$\frac{\bar{H}}{H_0} = a + b \left(\frac{T_{cc}^{факт}}{T_{cc}^{расч}} \right), \tag{2}$$

где \bar{H}_0 — среднемесячная суточная сумма заатмосферной солнечной радиации на горизонтальной площадке; a, b — эмпирические коэффициенты; $T_{cc}^{факт}$ — фактическая измеренная среднемесячная продолжительность солнечного сияния, ч; $T_{cc}^{расч}$ — среднемесячная продолжительность солнечного сияния для данного месяца, рассчитываемая следующим образом:

$$\overline{T_{cc}^{расч}} = \frac{\left\{ \sum_{n=n_1}^{n=n_2} \left[\frac{2}{15} \cos^{-1}(-\text{tg}\varphi \text{tg}\delta) \right] \right\}}{n_2 - n_1},$$

где n_1, n_2 — порядковые (от начала года) номера первого и последнего дней месяца; φ — географическая широта местности; δ — угол склонения Солнца.

Величина суточной суммы заатмосферной солнечной радиации H_0 , приходящей на горизонтальную площадку на данной широте может быть вычислена на основе предложенной в [6] формулы, приведенной к расчету суточных значений:

$$H_0 = I_{sc} \frac{24}{\pi} \left(1 + 0,033 \cos \frac{360n}{365} \right) \times \left(\frac{\pi\omega_3}{180} \sin \varphi \sin \delta + \cos \varphi \cos \delta \sin \omega_3 \right),$$

где I_{sc} — солнечная постоянная, принимаемая равной 1367 Вт/м² [7]; ω_3 — часовой угол захода Солнца, вычисляемый как $\cos \omega_3^{-1} = -\text{tg}\varphi \text{tg}\delta$; n — порядковый номер дня в году [8].

Эмпирические коэффициенты a и b в выражении (2) сильно варьируются в зависимости от местности и проанализированы G. Lowe [9] и другими исследователями на основе данных о поступлении солнечной радиации, полученных в разных географических точках и климатических условиях. Приведем некоторые из множества линейных регрессионных моделей, основанных на выражении Ангстрема-Прескотта (2).

М. El-Metwally (Египет) [10]:

$$\frac{\bar{H}}{H_0} = 0,228 + 0,527 \left(\frac{T_{cc}^{факт}}{T_{cc}^{расч}} \right).$$

Z. Jin (Китай) [11]:

$$\frac{\bar{H}}{H_0} = 0,1332 + 0,6471 \left(\frac{T_{cc}^{факт}}{T_{cc}^{расч}} \right).$$

K. Bakirci (Турция) [12]:

$$\frac{\bar{H}}{H_0} = 0,2786 + 0,416 \left(\frac{T_{cc}^{факт}}{T_{cc}^{расч}} \right).$$

Модификация М. Ридвельда [13] является универсализацией метода Ангстрема. На основе анализа данных о распределении коэффициентов a и b им было установлено, что величины a и b соотносятся с агрегатом $\overline{T_{cc}^{факт}} / \overline{T_{cc}^{расч}}$ линейно: $a = 0,1 + 0,24 \left(\frac{\overline{T_{cc}^{факт}}}{\overline{T_{cc}^{расч}}} \right)$, $b = 0,38 + 0,08 \left(\frac{\overline{T_{cc}^{расч}}}{\overline{T_{cc}^{факт}}} \right)$. Тогда, после соответствующих подстановок, выражение (2) примет вид:

$$\frac{\bar{H}}{H_0} = 0,18 + 0,62 \left(\frac{\overline{T_{cc}^{факт}}}{\overline{T_{cc}^{расч}}} \right). \tag{3}$$

Согласно данным [13], уравнение (3) универсально и применимо к расчету точек по всему миру.

В основе модификации J. Glover и S. McCulloch [14] лежит попытка уточнения формулировки Ангстрема (2) путем введения фактора географической широты рассматриваемой точки φ :

$$\frac{\bar{H}}{H_0} = 0,29 \cos \varphi + 0,52 \left(\frac{\overline{T_{cc}^{факт}}}{\overline{T_{cc}^{расч}}} \right). \tag{4}$$

Выражение (4) справедливо для $\varphi < 60^\circ$.

Модель Пейджа [15] также применима для любого географического местоположения:

$$\frac{\bar{H}}{H_0} = 0,23 \cos \varphi + 0,48 \left(\frac{\overline{T_{cc}^{факт}}}{\overline{T_{cc}^{расч}}} \right).$$

R. Dogniaux и M. Lemoine [16] и A. Soler [17], обработавшим данные со ста европейских станций, получены отдельные расчетные выражения для каждого из месяцев года.

В значительном количестве представлены модели, полученные методом нелинейного регрессионного анализа. Так, нелинейная модель В. Бахела [18] создана в процессе анализа данных с 48-ми широко разбросанных по миру станций и применима в любой географической точке:

$$\frac{\bar{H}}{H_0} = 0,16 + 0,87 \left(\frac{T_{cc}^{\text{факт}}}{T_{cc}^{\text{расч}}} \right) - 0,61 \left(\frac{T_{cc}^{\text{факт}}}{T_{cc}^{\text{расч}}} \right)^2 + 0,34 \left(\frac{T_{cc}^{\text{факт}}}{T_{cc}^{\text{расч}}} \right)^3.$$

Представим некоторые нелинейные модели, использующие в качестве аргумента число часов солнечного сияния.

M. El-Metwally (Египет) [10]:

$$\frac{\bar{H}}{H_0} = a \left(\frac{T_{cc}^{\text{расч}}}{T_{cc}^{\text{факт}}} \right), \quad a = 0,713.$$

J. Almorox and C. Hontoria (Испания) [19]:

$$\frac{\bar{H}}{H_0} = a + b e^{\left(\frac{T_{cc}^{\text{факт}}}{T_{cc}^{\text{расч}}} \right)}, \quad a = -0,027, \quad b = 0,3096.$$

K. Bakirci (Турция) [12]:

$$\frac{\bar{H}}{H_0} = a \left(\frac{T_{cc}^{\text{факт}}}{T_{cc}^{\text{расч}}} \right)^b, \quad a = 0,666, \quad b = 0,43$$

Модели, основанные на данных об облачности.

Ангстрем-модель Дж. Блэка [20] основана на том, что данные по общей облачности неба распределены намного плавнее, нежели данные по солнечной инсоляции. Взаимосвязь между солнечной радиацией и облачностью установлена в [21]. В связи с этим, данная модификация включает в себя показатель доли дневного неба, затянутого облаками:

$$\frac{\bar{H}}{H_0} = a_1 - b_1 C,$$

где C — среднемесячная доля дневного неба, затянутая облаками.

На основе обработки различных данных из выборки с широким разбросом, Дж. Блэк предложил следующее выражение [20]:

$$\frac{\bar{H}}{H_0} = 0,803 - 0,34C - 0,458C^2, \quad C \leq 0,8,$$

а в [22] описано следующее соотношение:

$$\frac{\bar{H}}{H_0} = a_1 + b_1 C,$$

где для условий Румынии $a_1 = 0,8683$; $b_1 = -0,6254$.

Модели, основанные на данных о температуре воздуха.

Поскольку данные наблюдений за облачностью и продолжительностью солнечного сияния доступны не везде, присутствует необходимость в моделях, берущих за основу такой параметр, как температура воздуха. Температурные модели предполагают прямо пропорциональную зависимость между разностью максимальной и минимальной температур воздуха и долей заатмосферного солнечного излучения, достигающей земной поверхности [2].

Модель [23] выражается следующим образом:

$$\frac{\bar{H}}{H_0} = a (T_{\max} - T_{\min})^{0,5},$$

где a — эмпирический коэффициент, для засушливых районов — 0,17, для прибрежных — $a = 0,19$, а для внутренних $a = 0,16$.

Модель Бристоу–Кэмпбелла является экспоненциальной зависимостью вида [24]:

$$\frac{\bar{H}}{H_0} = a (1 - e^{-b\Delta T^c}),$$

где ΔT — разность температур; a — эмпирический коэффициент, отражающий максимальное количество солнечной радиации в ясный день; b, c — эмпирические коэффициенты, контролирующие величину, к которой приближается a при возрастании разности температур.

В работах [25, 26] рассматриваются модификации модели Бристоу–Кэмпбелла, в [27, 28] — модификации модели Харгривза–Самани.

Модели, основанные на прочих метеорологических параметрах.

Большое количество исследований посвящено попыткам использования различных доступных в каждом отдельном рассматриваемом случае метеорологических параметров, таких как величина осадков, относительная влажность, температура точки росы, температура почвы, испарение и давление, наряду с основными факторами оценки суммарной солнечной радиации — продолжительностью солнечного сияния, температурой воздуха и облачностью [2].

В [29] выведены зависимости количества суммарной солнечной радиации от средней относительной влажности воздуха RH и продолжительности солнечного сияния [29]:

$$\bar{H} = a \left(\frac{T_{cc}^{\text{факт}}}{T_{cc}^{\text{расч}}} \right)^b RH^c;$$

$$\frac{\bar{H}}{H_0} = a + b \left(\frac{T_{cc}^{\text{факт}}}{T_{cc}^{\text{расч}}} \right) + cRH,$$

где a, b, c — эмпирические коэффициенты.

В [30] предложено рассчитывать коэффициенты a и b в формуле Ангстрема–Прескотта (2) следующим образом:

$$a = 0,3791 - 0,0041T - 0,0176P;$$

$$b = 0,481 + 0,0043T + 0,0097P,$$

где T — средняя температура воздуха, °C; P — среднее количество осадков, мм.

В процессе верификации пяти различных моделей оценки суммарной солнечной радиации на основе данных с 48-ми метеостанций на территории Китая Р. Чен вывел собственное расчетное выражение [31]:

$$\frac{\overline{H}}{H_0} = a \ln(T_{\max} - T_{\min}) + b \left(\frac{T_{\text{факт}}}{T_{\text{расч}}} \right)^c + d,$$

где усредненные значения эмпирических коэффициентов a , b , c и d равны 0,04; 0,48; 0,83 и 0,11, соответственно.

В публикациях [32 — 34] даны различные соотношения, связывающие несколько метеорологических параметров с величиной суммарной солнечной радиации.

Среднемесячная суточная суммарная солнечная радиация на наклонной поверхности определяется по соответствующим коэффициентам пересчета с горизонтальной поверхности на наклонную [7]. Следует вести расчет для определенного дня месяца. В [35] предложены наиболее подходящие характерные дни для каждого месяца в году.

Эмпирические модели оценки диффузной составляющей солнечной радиации

Модели, оценивающие среднемесячную суточную сумму диффузной составляющей солнечной радиации на горизонтальной приемной площадке.

Модель [36] — широко применяемое соотношение, несмотря на то, что вычисления базируются на дневных, а не на часовых значениях измерений и осуществлены для климатических условий Блу-Хилл, штат Массачусетс, США:

$$\frac{\overline{H}_d}{\overline{H}} = 1,39 - 4,027\overline{K_T} + 5,531\overline{K_T}^2 - 3,108\overline{K_T}^3;$$

$$0,3 < \overline{K_T} < 0,7.$$

Модель [15] получена на основе анализа данных с десяти широко разбросанных станций между 40° с.ш. и 40° ю.ш.:

$$\frac{\overline{H}_d}{\overline{H}} = 1 - 1,13\overline{K_T}.$$

Модель [37] использует в качестве измеряемых исходных данных только число часов солнечного сияния и для условий Канады имеет вид:

$$\frac{\overline{H}_d}{\overline{H}_0} = 0,163 + 0,478 \left(\frac{T_{\text{факт}}}{T_{\text{расч}}} \right) - 0,655 \left(\frac{T_{\text{факт}}}{T_{\text{расч}}} \right)^2.$$

Модели, оценивающие часовые суммы диффузной составляющей солнечной радиации на горизонтальной приемной площадке.

Часовая заатмосферная суммарная солнечная радиация на горизонтальной поверхности рассчитывается по следующей формуле [3]:

$$I_0 = \frac{12 \cdot 3,6}{\pi} I_{sc} E_0 \left[(\sin \varphi \cos \delta)(\sin \omega_2 - \sin \omega_1) + \frac{\pi(\omega_2 - \omega_1)}{180} (\sin \varphi \sin \delta) \right],$$

где E_0 — фактор коррекции эксцентриситета, вычисляемый с использованием минутного уравнения Спенсера [38].

Для часовых значений суммарной солнечной радиации на горизонтальной приемной площадке выражение (1) примет следующий вид:

$$I = I_d + I_b.$$

Методы, моделирующие часовые значения диффузной солнечной радиации делят на две категории [39]:

- параметрические модели
- модели разложения

К параметрическим относят такие модели, в которых требуются исходные данные об условиях окружающей среды (прозрачности атмосферы, облачности, влажности и т. д.) [40].

В [41] описаны следующие соотношения часовой суммарной солнечной радиации на горизонтальную поверхность при безоблачном дне:

$$I = I_d + I_{bN} \cos \theta_z;$$

$$I_{bN} = A \exp \left[\frac{-B}{\cos \theta_z} \right];$$

$$I_d = C I_{bN}$$

где I_{bN} — прямая составляющая солнечной радиации по нормали; A , B , C — эмпирические константы, получаемые на основе обработки данных измерений для определенной местности.

В модели [41] коэффициенты рассчитаны на базе измерений на территории США, в модели [42] — исходя из данных по Канаде, в [43] — по данным территорий Индии, а в [44] — по базе измерений в Ботсване, Зимбабве и Намибии.

В таблице 1 представлены некоторые часовые модели разложения суммарной солнечной радиации.

Модели разложения основаны на часовом индексе ясности:

$$M_i = II_0,$$

где M_i характеризует атмосферное влияние на распространение солнечной радиации и зависит от климатических показателей, географического местоположения, времени года [45].

Таблица 1

Часовые модели разложения суммарной солнечной радиации

Авторы модели (географическое расположение)	Диапазон M_t	r_d
B. Y. Liu, R. C. Jordan (США, Канада) [36]	$0,75 < M_t \leq 1$	$0,384 - 0,416M_t$
J. F. Orgill, K. G. Hollands (Канада) [46]	$0 < M_t \leq 0,35$; $0,35 < M_t \leq 0,75$; $0,75 < M_t \leq 1$	$1 - 0,249M_t$; $1,577 - 1,84M_t$; $0,177$
J. Boland (Австралия) [47]	любые значения M_t	$1/(1 + e^{7,997(M_t - 0,586)})$
J. C. Lam, D. Li (Китай) [47]	$0 < M_t \leq 0,17$; $0,15 < M_t \leq 0,17$; $0,17 < M_t \leq 1$	$0,977$; $1,237 - 1,361M_t$; $0,273$

Они формируются в общем виде:

$$I_d = r_d I_s,$$

где r_d — коэффициент доли диффузной составляющей суммарной солнечной радиации на горизонтальной поверхности.

Модели, оценивающие часовые суммы диффузной составляющей солнечной радиации на наклонной приемной площадке.

Часовая суммарная солнечная радиация на наклонной поверхности выглядит как [3]:

$$I_{\beta} = I_{b\beta} + I_{d\beta} + I_r,$$

где $I_{b\beta}$, $I_{d\beta}$ — часовые суммы прямой и диффузной составляющих солнечной радиации на наклонной поверхности; I_r — часовая сумма отраженной составляющей солнечной радиации.

Часовые модели расчета диффузной составляющей солнечной радиации на наклонную приемную площадку разделяются на изотропные (равномерное распределение диффузной составляющей по небосводу) и анизотропные, включающие в расчет положение Солнца на небосводе.

Одной из наиболее известных анизотропных моделей распределения диффузной составляющей солнечной радиации на наклонную поверхность является модель Переза [52], разделяющая диффузную составляющую на три компонента: диффузную радиацию с околосолнечного участка небосвода, изотропный фон и зоны горизонта. Модель Переза выражается уравнением

$$I_{d\beta} = I_d \left[\frac{1 + \cos \beta}{2} (1 - F_1) + F_1 \frac{a_1}{a_2} + F_2 \sin \beta \right],$$

где a_1 , a_2 — телесные углы, окружающие околосолнечный участок небосвода, при инсоляции на наклонную

и горизонтальную поверхности; F_1 , F_2 — коэффициенты яркости околосолнечного участка и яркости горизонта.

Продемонстрируем некоторые изотропные модели. B. Liu, R. Jordan (США, Канада) [49]:

$$I_{d\beta} = \left(\frac{1 + \cos \beta}{2} \right) I_d.$$

V. Badescu (Румыния) [50]:

$$I_{d\beta} = \left(\frac{1 + \cos(2\beta)}{2} \right) I_d.$$

Y. Q. Tian (Новая Зеландия) [51]

$$I_{d\beta} = \left(1 - \frac{\beta}{180} \right) I_d.$$

Для климатических условий разных стран наиболее предпочтительные результаты показаны моделями Переза [52], Хэя-Дэвиса [39] и Стивена-Ансворта [39, 53].

Модели, основанные на интеллектуальном анализе данных (Data Mining)

По мнению многих исследователей задачи прогнозирования наиболее успешно решаются с помощью методов интеллектуального анализа данных (Data Mining) с использованием искусственного интеллекта, в частности, искусственных нейронных сетей [54]. Методы искусственного интеллекта (ИИ) включают в себя следующие направления: искусственные нейронные сети (ИНС), генетические алгоритмы, экспертные системы, нечеткую логику, различные гибридные системы [55].

Искусственные нейронные сети (ИНС)

Искусственные нейронные сети чаще других методов ИИ требуются для оценки или прогнозирования прихода солнечной радиации. Применение ИНС можно разделить на две категории:

— прогнозирование, состоящее в предсказании изменения величины X в момент времени $t + \Delta t$, т. е. оценку $X(t + \Delta t)$, исходя из данных в момент времени t , $X(t)$;

— оценку значения данных $Y(t)$ по известным i -м значениям величины $X_i(t)$. Такой тип модели позволяет определять $Y(t)$ в местах, где отсутствуют измерения $Y(t)$, но в полном объеме доступны данные измерений $X_i(t)$ [56].

Типовая структура искусственной нейронной сети (ИНС) включает в себя входной слой с n входными сигналами, скрытый (вычислительный) слой, выходной слой, состоящий из i нейронов, сумматор, синаптические веса $w_{i,j}$, порог θ_i и функцию активации φ_i .

Ее функционирование делится на два этапа: обучение (тренировка) и генерирование результата.

Применение ИНС в расчетах, связанных с энергоустановками на основе возобновляемых источников энергии, подробно разобрано в исследовании [57]. Непосредственное применение методов с использованием ИНС для подбора оптимальных параметров фотоэлектрических систем описано в [58].

На сегодняшний день представлено значительное количество работ с использованием ИНС с разными входными аргументами и степенями сложности нейронной сети. По сравнению с другими методами ИНС-модели решают задачи оценки и прогнозирования с наименьшей погрешностью, что является ключевым преимуществом наряду с возможностью задействования сразу нескольких доступных параметров в качестве входных аргументов.

В таблице 2 даны некоторые ИНС-модели для оценки среднемесячной суточной суммы суммарной солнечной радиации на горизонтальной поверхности, а в табл. 3 — ИНС-модели оценки интенсивности солнечной радиации на наклонной поверхности

Применение ИНС для оценки приходящей солнечной радиации на наклонную поверхность в сравнении с эмпирическими анизотропными и изотропными моделями показывает гораздо более точные результаты и служит для определения оптимального угла наклона приемной площадки для условий рассматриваемой местности.

В работах [62 — 64] описывается применение технологии ИНС для решения задач краткосрочного прогнозирования солнечной радиации. В исследовании [65] рассматривается вариант модели прогноза прямой составляющей солнечной радиации.

Нечеткая логика

Для оценки поступления солнечной радиации часто прибегают к моделированию на основе нечеткой логики. В публикации [66] предложена модель с нечеткой

логикой для оценки среднемесячной дневной суммы суммарной солнечной радиации на горизонтальной поверхности. В качестве входных параметров модели использовались среднемесячные суточная продолжительность солнечного сияния и температура, широта, долгота, высота над уровнем моря и месяц года. Среднеквадратичная погрешность для четырех географических точек Индии составила 5,37%.

Автор [67] разработал алгоритм с нечеткой логикой для прогноза среднесуточной суммарной солнечной радиации, обработав данные по фактической и измеренной продолжительности солнечного сияния на территории Турции, а в [68] описана модель с нечеткой логикой для прогноза суммарной солнечной радиации на наклонной поверхности.

В [69] авторы представили подробный обзор применения моделей на основе нечеткой логики, созданных в контексте систем энергоустановок на основе возобновляемых источников энергии.

Метод опорных векторов

Метод опорных векторов (Support Vector Machine) — еще один распространенный метод интеллектуального анализа данных, использующийся для прогнозирования инсоляции и применяющийся как для задач классификации, так и при регрессионном анализе.

Автор [70] применил SVM для прогнозирования среднесуточной суммарной солнечной радиации на горизонтальной поверхности, задавая фактической и расчетной продолжительностью солнечного сияния и величиной заатмосферной инсоляции. Погрешность составила около 4%. В работе [71] дана модель краткосрочного прогноза, а в [72] — SVM модель для прогнозирования солнечной радиации на день вперед.

В источнике [58] предложены различные примеры гибридных моделей прогноза солнечной радиации, в которых совмещены ИНС и алгоритмы с нечеткой логикой, а также сочетания SVM и ИНС.

Таблица 2

ИНС-модели для оценки среднемесячной суточной суммы суммарной солнечной радиации на горизонтальной поверхности

Авторы модели	Входные параметры	Выходные данные	Точность, %
Ж.А. Лаззус (Чили) [59]	$\overline{V_{wind}}, \overline{t_{amb}}, \overline{\Phi_h}, \overline{t_{soil}}$ (температура почвы)	\bar{H}	94,0
А. Оуамми (Марокко) [60]	$\varphi, \psi, \text{альтитуда}, \bar{H}$		98,7

Таблица 3

ИНС-модели оценки интенсивности солнечной радиации на наклонной поверхности

Авторы модели	Входные параметры	Выходные данные	Точность, %
А.Н. Селик, Т. Мунер (Турция) [61]	I, δ, ω	I_{β}	до 98,7
Г. Ноттон (Франция) [56]	I, I_0, θ_2, h (час)	$I_{\beta} (\beta = 45 \text{ и } 60^{\circ})$	до 99,82

Сравнение традиционных эмпирических моделей оценки солнечной радиации

Выполнено сравнение результатов моделирования приходящей солнечной радиации с использованием упомянутых эмпирических соотношений в сопоставлении со среднемноголетними данными наземных измерений с четырех актиометрических станций на территории Кыргызстана (рис. 1) [73].

По причине того, что подобный анализ на территории страны ранее не проводился, в первую очередь были проверены результаты, которые дают универсальные эмпирические модели оценки среднемесячных суточных сумм солнечной радиации на горизонтальную плоскость. Они также были сопоставлены с данными из открытой базы данных NASA POWER (рис. 2) [74].

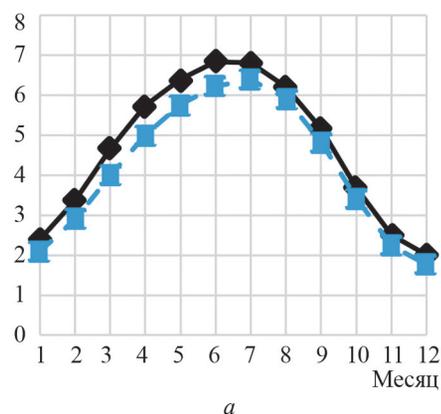
Результаты сравнения даны в табл. 4 и указывают на то, что большинство универсальных эмпирических моделей оценивают среднемесячные суточные суммы солнечной радиации с невысокой точностью с учетом осреднения показателей с четырех актиометрических станций. Для снижения погрешности моделирования необходимо скорректировать эмпирические коэффициенты для каждой из моделей, проведя регрессионный анализ по данным наземных измерений с каждой станцией в отдельности.

В последующих исследованиях планируются детальный анализ применимости статистических моделей для оценки интенсивности солнечной радиации для климатических условий Кыргызстана, расчет коэффициентов для традиционных эмпирических моделей и верификация с фактическими данными.

Заключение

Дана общая классификация методов оценки и прогнозирования солнечной радиации. Рассмотрены различные виды статистических моделей. Традиционные эмпирические модели поделены на категории согласно

Среднемесячная суточная сумма солнечной радиации, кВт·ч/м²



Среднемесячная суточная сумма солнечной радиации, кВт·ч/м²

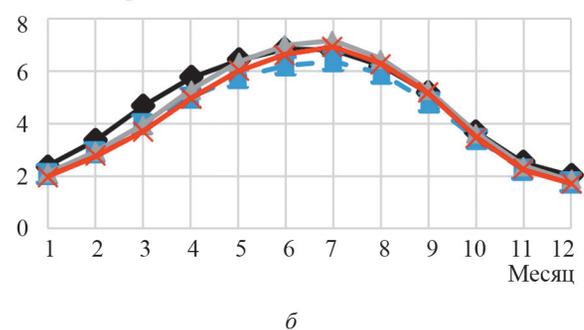


Рис. 1. Сопоставление данных наземных измерений БД NASA POWER (а) и вычисленных значений среднемесячных суточных сумм СР по универсальным эмпирическим моделям (б), использующим в качестве аргумента продолжительность солнечного сияния:

◆ — данные наземных измерений; ■ — БД NASA; ▲ — модель Бахела; ✕ — модель Ридвельда

используемым и оцениваемым параметрам. В первом приближении проведено сравнение универсальных эмпирических моделей на примере среднемноголетних данных по Кыргызстану. Перечислены основные методы интеллектуального анализа данных, приме-

Среднемесячная суточная сумма солнечной радиации, кВт·ч/м²

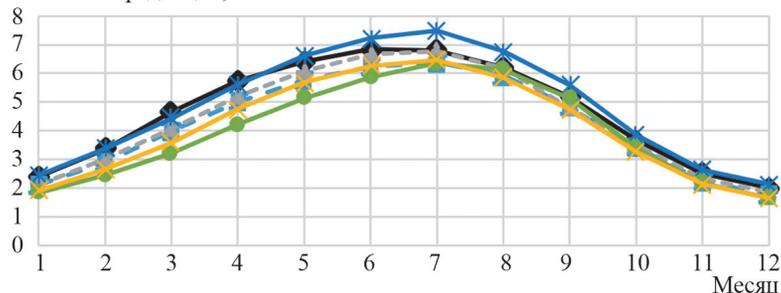


Рис. 2. Данные наземных измерений, БД NASA POWER и вычисленные значения среднемесячных суточных сумм СР по эмпирическим моделям, использующим прочие метеорологические параметры:

◆ — данные наземных измерений; ■ — БД NASA; ▲ — модель Харгривза; * — модель Гариэпи; ● — модель Бадеску; ✕ — модель Чена

Таблица 4

Результаты сравнения результатов моделирования со среднемноголетними данными измерений

Модель	MAPE, %	RMSE, кВт·ч/м ² ·сут	МБЕ, кВт·ч/м ² ·сут	r
БД NASA POWER	9,970	0,56	0,44	0,99
Основанные на продолжительности солнечного сияния				
Бахела	8,470	0,45	0,11	0,98
Ридвельда	10,58	0,53	0,33	0,98
Основанные на прочих метеорологических параметрах				
Гариепи	6,970	0,38	-0,2	0,98
Харгривза	11,67	0,64	0,26	0,98
Чена	12,99	0,65	0,57	0,98
Бадеску	15,86	0,88	0,68	0,96

няемые для задач оценки и прогнозирования солнечной радиации. В соответствии с итоговой точностью наиболее предпочтительны модели на основе данных ЧПП, в случае их недоступности рекомендовано реше-

ние данной задачи с использованием искусственных нейронных сетей, вследствие небольшой погрешности в демонстрируемых результатах в сравнении с традиционными эмпирическими моделями.

Литература

1. **Letendre S., Makhyoun M., Taylor M.** Predicting Solar Power Production: Irradiance Forecasting Models // Appl. and Future Prospects. 2014.
2. **Besharat F., Dehghan A.A., Faghih A.R.** Empirical Models for Estimating Global Solar Radiation: a Review and Case Study // Renewable and Sustainable Energy Rev. 2013. V. 21. Pp. 798—821.
3. **Iqbal M.** An Introduction to Solar Radiation. Toronto: Academic Press, 1983.
4. **Angstrom A.** Solar and Terrestrial Radiation // Quarterly J. Royal Meteorological Soc. 1924. V. 50. Pp. 121—126.
5. **Ma C., Iqbal M.** Statistical Comparison of Solar Radiation Correlations Monthly Average Global and Diffuse Radiation on Horizontal Surface // Solar Energy. 1984. V. 33. No. 2. Pp. 143—148.
6. **Duffie J., Beckman W., Worek W.** Solar Engineering of Thermal Processes. N.-Y.: Wiley, 2013.
7. **Foster R., Ghassemi M., Cota A.** Solar Energy. N.-Y.: CRC Press, 2010.
8. **Bhardwaj S., Bhola P.** Solar Energy Estimation Techniques: a Review // Proc. 7th IEEE India Intern. Conf. Power Electronics. Punjab, 2016. Pp. 1—5.
9. **Lóf G.O.G., Duffie J., Smith C.** World Distribution of Solar Radiation // Eng. station Rep. 1965. No. 21.
10. **El-Metwally M.** Sunshine and Global Solar Radiation Estimation at Different Sites in Egypt // J. Atmospheric and Solar-Terrestrial Phys. 2005. No. 67. Pp. 1331—1342.
11. **Jin Z., Yezheng W., Gang Y.** General Formula for Estimation of Monthly Average Daily Global Solar Radiation in China // Energy Conversion and Management. 2005. No. 46. Pp. 257—268.
12. **Bakirci K.** Correlations for Estimation of Daily Global Solar Radiation with Hours of Bright Sunshine in Turkey // Energy. 2009. V. 34. Pp. 485—501.

References

1. **Letendre S., Makhyoun M., Taylor M.** Predicting Solar Power Production: Irradiance Forecasting Models. Appl. and Future Prospects. 2014.
2. **Besharat F., Dehghan A.A., Faghih A.R.** Empirical Models for Estimating Global Solar Radiation: a Review and Case Study. Renewable and Sustainable Energy Rev. 2013; 21:798—821.
3. **Iqbal M.** An Introduction to Solar Radiation. Toronto: Academic Press, 1983.
4. **Angstrom A.** Solar and Terrestrial Radiation. Quarterly J. Royal Meteorological Soc. 1924;50:121—126.
5. **Ma C., Iqbal M.** Statistical Comparison of Solar Radiation Correlations Monthly Average Global and Diffuse Radiation on Horizontal Surface. Solar Energy. 1984;33;2: 143—148.
6. **Duffie J., Beckman W., Worek W.** Solar Engineering of Thermal Processes. N.-Y.: Wiley, 2013.
7. **Foster R., Ghassemi M., Cota A.** Solar Energy. N.-Y.: CRC Press, 2010.
8. **Bhardwaj S., Bhola P.** Solar Energy Estimation Techniques: a Review. Proc. 7th IEEE India Intern. Conf. Power Electronics. Punjab, 2016:1—5.
9. **Lóf G.O.G., Duffie J., Smith C.** World Distribution of Solar Radiation. Eng. station Rep. 1965;21.
10. **El-Metwally M.** Sunshine and Global Solar Radiation Estimation at Different Sites in Egypt J. Atmospheric and Solar-Terrestrial Phys. 2005;67:1331—1342.
11. **Jin Z., Yezheng W., Gang Y.** General Formula for Estimation of Monthly Average Daily Global Solar Radiation in China. Energy Conversion and Management. 2005;46:257—268.
12. **Bakirci K.** Correlations for Estimation of Daily Global Solar Radiation with Hours of Bright Sunshine in Turkey. Energy. 2009;34:485—501.

13. **Rietveld M.** A New Method for Estimating the Regression Coefficients // *Agricultural Meteorology*. 1978. V. 19. Pp. 243—252.
14. **Glover J., McCulloch S.** The Empirical Relation Between Solar Radiation and Hours of Sunshine // *Quarterly J. Royal Meteorological Soc.* 1958. No. 84. Pp. 172—175.
15. **Page J.K.** The Estimation of Monthly Mean Values of Daily Total Short Wave Radiation on Vertical and Inclined Surfaces from Sunshine Records for Latitudes 40°N—40°S // *Proc. U.N. Conf. New Sources of Energy*. 1961. No. S98. V. 4. Pp. 378—390.
16. **Dogniaux R., Lemoine M.** Classification of Radiation Sites in Terms of Different Indices of Atmospheric Transparency // *Solar Radiation Data. Solar Energy Research and Development in the European Community*. 1983. Ser. F. V. 2. Pp. 94—107.
17. **Soler A.** Monthly Specific Rietveld's Correlations // *Solar and Wind Technol.* 1990. V. 7. Pp. 305—308.
18. **Bahel V., Bakhsh H., Srinivasan R.** A correlation for Estimation of Global Solar Radiation // *Energy*. 1987. V. 12. Pp. 131—135.
19. **Almorox J., Hontoria C.** Global Solar Radiation Estimation Using Sunshine Duration in Spain // *Energy Conversion and Management*. 2004. No. 45. Pp. 1529—1535.
20. **Black J.N.** The Distribution of Solar Radiation Over the Earth's Surface // *Arch. Met. Geoph. Biokl.* 1956. No. 7. Pp. 165—189.
21. **Kimball H.H.** Variations in the Total and Luminous Solar Radiation with Geographical Position in the United States // *Monthly Weather Rev.* 1919. No. 47(11). Pp. 769—793.
22. **Badescu V.** Correlations to Estimate Monthly Mean Daily Solar Global Irradiation: Application to Romania // *Energy*. 1999. V. 24. Pp. 883—893.
23. **Hargreaves G.H., Samani Z.A.** Estimating Potential Evapotranspiration // *J. Irrigation and Drainage Eng.* 1982. V. 108. Pp. 223—230.
24. **Bristow C.L., Campbell G.S.** On the Relationship Between Incoming Solar Radiation and Daily Maximum and Minimum Temperature // *Agricultural and Forest Meteorology*. 1984. V. 31. Pp. 159—166.
25. **Donatell M., Campbell G.S.** A Simple Model to Estimate Global Solar Radiation // *Proc. fifth European Soc. Agronomy Congress. Nitra*, 1998.
26. **Goodin D.G., Hutchinson J.M.S., Vanderlip R.L., Knapp M.C.** Estimating Solar Irradiance for Crop Modeling Using Daily Air Temperature Data // *Agronomy J.* 1999. V. 91. Pp. 845—851.
27. **Allen R.** Self-calibrating Method for Estimating Solar Radiation from Air Temperature // *J. Hydrologic Eng.* 1997. V. 2. Pp. 56—67.
28. **Annandale J.G., Jovanic N.Z., Benade N., Allen R.G.** Software for Missing Data Error Analysis of Penman–Monteith Reference Evapotranspiration // *Irrigation Sci.* 2002. V. 21. Pp. 57—67.
29. **Swartman R.K., Ogunlade O.** Solar Radiation Estimates from Common Parameters // *Solar Energy*. 1967. V. 11. Pp. 170—172.
13. **Rietveld M.** A New Method for Estimating the Regression Coefficients. *Agricultural Meteorology*. 1978; 19:243—252.
14. **Glover J., McCulloch S.** The Empirical Relation Between Solar Radiation and Hours of Sunshine. *Quarterly J. Royal Meteorological Soc.* 1958;84:172—175.
15. **Page J.K.** The Estimation of Monthly Mean Values of Daily Total Short Wave Radiation on Vertical and Inclined Surfaces from Sunshine Records for Latitudes 40°N—40°S. *Proc. U.N. Conf. New Sources of Energy*. 1961;S98;4: 378—390.
16. **Dogniaux R., Lemoine M.** Classification of Radiation Sites in Terms of Different Indices of Atmospheric Transparency. *Solar Radiation Data. Solar Energy Research and Development in the European Community*. 1983;F;2:94—107.
17. **Soler A.** Monthly Specific Rietveld's Correlations. *Solar and Wind Technol.* 1990;7:305—308.
18. **Bahel V., Bakhsh H., Srinivasan R.** A correlation for Estimation of Global Solar Radiation. *Energy*. 1987;12:131—135.
19. **Almorox J., Hontoria C.** Global Solar Radiation Estimation Using Sunshine Duration in Spain. *Energy Conversion and Management*. 2004;45:1529—1535.
20. **Black J.N.** The Distribution of Solar Radiation Over the Earth's Surface. *Arch. Met. Geoph. Biokl.* 1956; 7:165—189.
21. **Kimball H.H.** Variations in the Total and Luminous Solar Radiation with Geographical Position in the United States. *Monthly Weather Rev.* 1919;47(11): 769—793.
22. **Badescu V.** Correlations to Estimate Monthly Mean Daily Solar Global Irradiation: Application to Romania. *Energy*. 1999;24:883—893.
23. **Hargreaves G.H., Samani Z.A.** Estimating Potential Evapotranspiration. *J. Irrigation and Drainage Eng.* 1982;108:223—230.
24. **Bristow C.L., Campbell G.S.** On the Relationship Between Incoming Solar Radiation and Daily Maximum and Minimum Temperature. *Agricultural and Forest Meteorology*. 1984;31:159—166.
25. **Donatell M., Campbell G.S.** A Simple Model to Estimate Global Solar Radiation. *Proc. fifth European Soc. Agronomy Congress. Nitra*, 1998.
26. **Goodin D.G., Hutchinson J.M.S., Vanderlip R.L., Knapp M.C.** Estimating Solar Irradiance for Crop Modeling Using Daily Air Temperature Data. *Agronomy J.* 1999;91:845—851.
27. **Allen R.** Self-calibrating Method for Estimating Solar Radiation from Air Temperature. *J. Hydrologic Eng.* 1997;2:56—67.
28. **Annandale J.G., Jovanic N.Z., Benade N., Allen R.G.** Software for Missing Data Error Analysis of Penman–Monteith Reference Evapotranspiration. *Irrigation Sci.* 2002;21:57—67.
29. **Swartman R.K., Ogunlade O.** Solar Radiation Estimates from Common Parameters. *Solar Energy*. 1967; 11:170—172.

30. **Gariepy J.** Estimation of Global Solar Radiation. Intern. Rep. Quebec: Service of Meteorology, 1980.
31. **Chen R., Ersi K., Yang J., Lu S., Zhao W.** Validation of Five Global Radiation Models with Measured Daily Data in China // *Energy Conversion and Management*. 2004. V. 45. Pp. 1759—1769.
32. **Maghrabi A.H.** Parameterization of a Simple Model to Estimate Monthly Global Solar Radiation Based on Meteorological Variables, and Evaluation of Existing Solar Radiation Models for Tabouk, Saudi Arabia // *Energy Conversion and Management*. 2009. V. 50. Pp. 2754—2760.
33. **Trabea A., Shaltout M.** Correlation of Global Solar Radiation with Meteorological Parameters Over Egypt // *Renewable Energy*. 2000. V. 21. Pp. 297—308.
34. **Supit I., Van Kappel R.R.** A Simple Method to Estimate Global Radiation // *Solar Energy*. 1998. V. 63. Pp. 147—160.
35. **Klein S.A.** Calculation of Monthly Average Insolation on Tilted Surfaces // *Solar Energy*. 1997. No. 19. Pp. 325—329.
36. **Liu B.Y., Jordan R.C.** The Interrelationship and Characteristic Distribution of Direct, Diffuse and Total Solar Radiation // *Solar Energy*. 1960. No. 4(3). Pp. 1—19.
37. **Iqbal M.** Correlation of Average Diffuse and Beam Radiation with Hours of Bright Sunshine // *Solar Energy*. 1979. No. 23(2). Pp. 169—173.
38. **Spencer J.W.** Fourier Series Representation of the Position of the Sun // *Appl. Opt.* 1971. No. 10. Pp. 2569—2571.
39. **Maleki S.A., Hizam H., Gomes C.** Estimation of Hourly, Daily and Monthly Global Solar Radiation on Inclined Surfaces: Models Revisited // *Energies*. 2017. No. 10(1). Pp. 134—162.
40. **Gueymard C.** Critical Analysis and Performance Assessment of Clear Sky Solar Irradiance Models Using Theoretical and Measured Data // *Solar Energy*. 1993. V. 51. No. 2. Pp. 121—138.
41. **American Society and Heating, Refrigerating and Airconditioning Engineers (ASHRAE).** Handbook of Fundamentals. 1972. Pp. 385138443.
42. **Machler M.A., Iqbal M.A.** A Modification of the ASHRAE Clear Sky Irradiation Model // *ASHRAE Trans.* 1967. No. 91. Pp. 106—115.
43. **Parishwad G., Bhardwaj R.K., Nema V.K.** Estimation of Hourly Solar Radiation for India // *Renewable Energy*. 1997. No. 12. Pp. 303—313.
44. **Nijegorodov N.** Improved Ashrae Model to Predict Hourly and Daily Solar Radiation Components in Botswana, Namibia, and Zimbabwe. // *WREC*. 1996. No. 9. Pp. 1270—1273.
45. **Ayodele T.R., Ogunjuyigbe A.S.** Prediction of Monthly Average Global Solar Radiation Based on Statistical Distribution of Clearness Index // *Energy*. 2015. No. 90. Pp. 1733—1742.
46. **Orgill J.F., Hollands K.G.** Correlation Equation for Hourly Diffuse Radiation on a Horizontal Surface // *Solar Energy*. 1977. V. 19. Pp. 357—359.
47. **Boland J., Scott L., Luther M.** Modelling the Diffuse Fraction of Global Solar Radiation on a Horizontal Surface // *Environmetrics*. 2001. No. 12. Pp. 103—116.
30. **Gariepy J.** Estimation of Global Solar Radiation. Intern. Rep. Quebec: Service of Meteorology, 1980.
31. **Chen R., Ersi K., Yang J., Lu S., Zhao W.** Validation of Five Global Radiation Models with Measured Daily Data in China. *Energy Conversion and Management*. 2004;45:1759—1769.
32. **Maghrabi A.H.** Parameterization of a Simple Model to Estimate Monthly Global Solar Radiation Based on Meteorological Variables, and Evaluation of Existing Solar Radiation Models for Tabouk, Saudi Arabia. *Energy Conversion and Management*. 2009;50:2754—2760.
33. **Trabea A., Shaltout M.** Correlation of Global Solar Radiation with Meteorological Parameters Over Egypt. *Renewable Energy*. 2000;21:297—308.
34. **Supit I., Van Kappel R.R.** A Simple Method to Estimate Global Radiation. *Solar Energy*. 1998;63:147—160.
35. **Klein S.A.** Calculation of Monthly Average Insolation on Tilted Surfaces. *Solar Energy*. 1997;19:325—329.
36. **Liu B.Y., Jordan R.C.** The Interrelationship and Characteristic Distribution of Direct, Diffuse and Total Solar Radiation. *Solar Energy*. 1960;4(3):1—19.
37. **Iqbal M.** Correlation of Average Diffuse and Beam Radiation with Hours of Bright Sunshine. *Solar Energy*. 1979;23(2):169—173.
38. **Spencer J.W.** Fourier Series Representation of the Position of the Sun. *Appl. Opt.* 1971;10:2569—2571.
39. **Maleki S.A., Hizam H., Gomes C.** Estimation of Hourly, Daily and Monthly Global Solar Radiation on Inclined Surfaces: Models Revisited. *Energies*. 2017;10(1):134—162.
40. **Gueymard C.** Critical Analysis and Performance Assessment of Clear Sky Solar Irradiance Models Using Theoretical and Measured Data. *Solar Energy*. 1993;51:2:121—138.
41. **American Society and Heating, Refrigerating and Airconditioning Engineers (ASHRAE).** Handbook of Fundamentals. 1972:385138443.
42. **Machler M.A., Iqbal M.A.** A Modification of the ASHRAE Clear Sky Irradiation Model. *ASHRAE Trans.* 1967;91:106—115.
43. **Parishwad G., Bhardwaj R.K., Nema V.K.** Estimation of Hourly Solar Radiation for India. *Renewable Energy*. 1997;12:303—313.
44. **Nijegorodov N.** Improved Ashrae Model to Predict Hourly and Daily Solar Radiation Components in Botswana, Namibia, and Zimbabwe.. *WREC*. 1996;9:1270—1273.
45. **Ayodele T.R., Ogunjuyigbe A.S.** Prediction of Monthly Average Global Solar Radiation Based on Statistical Distribution of Clearness Index. *Energy*. 2015;90:1733—1742.
46. **Orgill J.F., Hollands K.G.** Correlation Equation for Hourly Diffuse Radiation on a Horizontal Surface. *Solar Energy*. 1977;19:357—359.
47. **Boland J., Scott L., Luther M.** Modelling the Diffuse Fraction of Global Solar Radiation on a Horizontal Surface. *Environmetrics*. 2001;12:103—116.

48. **Lam J.C., Li D.** Correlation between Global Solar Radiation and Its Direct and Diffuse Components // *Build. Environ.* 1996. No. 31. Pp. 527—535.
49. **Liu B., Jordan R.** Daily Insolation on Surfaces Tilted Towards Equator // *ASHRAE. Trans.* 1961. No. 10. Pp. 53—59.
50. **Badescu V.** 3D Isotropic Approximation for Solar Diffuse Irradiance on Tilted Surfaces // *Renewable Energy.* 2002. V. 26. Pp. 221—233.
51. **Tian Y.Q., Davies-Colley R.J., Gong P., Thorold B.W.** Estimating Solar Radiation on Slopes of Arbitrary Aspect // *Agricultural and Forest Meteorology.* 2001. V. 109. Pp. 67—74.
52. **Perez R., Stewart R., Seals R., Guertin T.** The Development and Verification of the Perez Diffuse Radiation Model, Albany, Albuquerque: Sandia National Labs., 1988.
53. **Steven M.D., Unsworth M.H.** The Diffuse Solar Irradiance of Slopes Under Cloudless Skies // *Quarterly J. Royal Meteorological Soc.* 1979. V. 105. Pp. 593-602.
54. **Абруков В.С. и др.** Интеллектуальная система прогнозирования работы солнечных электростанций // *Альтернативная энергетика и экология.* 2017. Т. 16. С. 30—42.
55. **Mellit A.** Artificial Intelligence Technique for Modelling and Forecasting of Solar Radiation Data: a Review // *Intern. J. Artificial Intelligence and Soft Computing.* 2008. V. 1. Pp. 52—76.
56. **Notton G. e. a.** Estimation of Hourly Global Solar Irradiation on Tilted Planes from Horizontal One Using Artificial Neural Networks // *Energy.* 2012. V. 39. Pp. 166—179.
57. **Kalogirou S.A.** Artificial Neural Networks in Renewable Energy Systems Applications: a Review // *Renewable and Sustainable Energy Rev.* 2001. V. 5(4). Pp. 373—401.
58. **Mellit A., Kalogirou S.A.** Artificial Intelligence Techniques for Sizing Photovoltaic Systems: a Review // *Sustainable Energy Rev.* 2009. V. 13. No. 2. Pp. 406—419.
59. **Lazzús J.A., Pérez Ponce A.A., Marín J.** Estimation of Global Solar Radiation Over the City of La Serena (Chile) Using a Neural Network // *Appl. Solar Energy.* 2011. V. 47(1). Pp. 66—73.
60. **Ouammi A., Zejli D., Dagdougui H., Benchrif R.** Artificial Neural Network Analysis of Moroccan Solar Potential // *Renewable and Sustainable Energy Rev.* 2012. V. 16(7). Pp. 4876—4889.
61. **Celik A.N., Muneer T.** Neural Network Based Method for Conversion of Solar Radiation Data // *Energy Conversion and Management.* 2013. V. 67. Pp. 117—124.
62. **Mellit A., Pavan A.** A 24-h Forecast of Solar Irradiance Using Artificial Neural Network: Application for Performance Prediction of a Grid-connected PV Plant at Trieste, Italy // *Solar Energy.* 2010. V. 84. No. 5. Pp. 805—821.
63. **Wanga Z., Wanga F., Sub S.** Solar Irradiance Short-term Prediction Model Based on BP Neural Network // *Energy Proc.* 2011. V. 12. Pp. 448—498.
48. **Lam J.C., Li D.** Correlation between Global Solar Radiation and Its Direct and Diffuse Components. *Build. Environ.* 1996;31:527—535.
49. **Liu B., Jordan R.** Daily Insolation on Surfaces Tilted Towards Equator. *ASHRAE. Trans.* 1961;10:53—59.
50. **Badescu V.** 3D Isotropic Approximation for Solar Diffuse Irradiance on Tilted Surfaces. *Renewable Energy.* 2002;26:221—233.
51. **Tian Y.Q., Davies-Colley R.J., Gong P., Thorold B.W.** Estimating Solar Radiation on Slopes of Arbitrary Aspect. *Agricultural and Forest Meteorology.* 2001;109:67—74.
52. **Perez R., Stewart R., Seals R., Guertin T.** The Development and Verification of the Perez Diffuse Radiation Model, Albany, Albuquerque: Sandia National Labs., 1988.
53. **Steven M.D., Unsworth M.H.** The Diffuse Solar Irradiance of Slopes Under Cloudless Skies. *Quarterly J. Royal Meteorological Soc.* 1979;105:593-602.
54. **Abrukov V.S. i dr.** *Intellectual'naya Sistema Prognozirovaniya Raboty Solnechnykh Elektrostantsiy. Al'ternativnaya Energetika i Ekologiya.* 2017;16:30—42. (in Russian).
55. **Mellit A.** Artificial Intelligence Technique for Modelling and Forecasting of Solar Radiation Data: a Review. *Intern. J. Artificial Intelligence and Soft Computing.* 2008;1:52—76.
56. **Notton G. e. a.** Estimation of Hourly Global Solar Irradiation on Tilted Planes from Horizontal One Using Artificial Neural Networks. *Energy.* 2012;39:166—179.
57. **Kalogirou S.A.** Artificial Neural Networks in Renewable Energy Systems Applications: a Review. *Renewable and Sustainable Energy Rev.* 2001;5(4):373—401.
58. **Mellit A., Kalogirou S.A.** Artificial Intelligence Techniques for Sizing Photovoltaic Systems: a Review. *Sustainable Energy Rev.* 2009;13;2:406—419.
59. **Lazzús J.A., Pérez Ponce A.A., Marín J.** Estimation of Global Solar Radiation Over the City of La Serena (Chile) Using a Neural Network. *Appl. Solar Energy.* 2011;47(1):66—73.
60. **Ouammi A., Zejli D., Dagdougui H., Benchrif R.** Artificial Neural Network Analysis of Moroccan Solar Potential. *Renewable and Sustainable Energy Rev.* 2012;16(7):4876—4889.
61. **Celik A.N., Muneer T.** Neural Network Based Method for Conversion of Solar Radiation Data. *Energy Conversion and Management.* 2013;67:117—124.
62. **Mellit A., Pavan A.** A 24-h Forecast of Solar Irradiance Using Artificial Neural Network: Application for Performance Prediction of a Grid-connected PV Plant at Trieste, Italy. *Solar Energy.* 2010;84;5:805—821.
63. **Wanga Z., Wanga F., Sub S.** Solar Irradiance Short-term Prediction Model Based on BP Neural Network. *Energy Proc.* 2011;12:448—498.

64. **Capizzi G., Napoli C.** Innovative Second-generation Wavelets Construction with Recurrent Neural Networks for Solar Radiation Forecasting // *IEEE Trans. Neural Networks and Learning Syst.* 2012. V. 23(11). Pp. 1805—1815.
65. **López G., Battles F.J., Tovas-Pescador J.** Selection of Input Parameters to Model Direct Solar Irradiance by Using Artificial Neural Networks // *Energy.* 2005. V. 30. No. 9. Pp. 1675—1684.
66. **Rizwan M., Jamil M., Kirmani S., Kothari D.P.** Fuzzy Logic Based Modeling and Estimation of Global Solar Energy Using Meteorological Parameters // *Energy.* 2014. V. 70. Pp. 685—691.
67. **Şen Z.** Fuzzy Algorithm for Estimation of Solar Irradiation from Sunshine Duration // *Solar Energy.* 1998. V. 63(1). Pp. 39—49.
68. **Gómez V., Casanovas A.** Fuzzy Modeling of Solar Irradiance on Inclined Surfaces // *Solar Energy.* 2003. V. 75(4). Pp. 307—315.
69. **Suganthi L., Iniyar S., Samuel A.A.** Applications of Fuzzy Logic in Renewable Energy Systems — a Review // *Renewable and Sustainable Energy Rev.* 2015. V. 48. Pp. 585—607.
70. **Mohammadi K., Shamshirband S., Anisi M.H., Alam K.A., Petković D.** Support Vector Regression Based Prediction of Global Solar Radiation on a Horizontal Surface // *Energy Conversion and Management.* 2015. V. 91. Pp. 433—441.
71. **Zeng J., Qiao W.** Short-term Solar Power Prediction Using a Support Vector Machine // *Renewable Energy.* 2013. V. 52. Pp. 118—127.
72. **Ekici B.** A Least Squares Support Vector Machine Model for Prediction of the Next Day Solar Insolation for Effective Use of PV Systems // *Measurement.* 2014. V. 50. Pp. 255—262.
73. **Научно-прикладной справочник** по климату СССР. Л.: Гидрометеиздат, 1989. Т. 32.
74. **NASA POWER Project Data Sets** [Электрон. ресурс] www.power.larc.nasa.gov (дата обращения 30.10.2019).
64. **Capizzi G., Napoli C.** Innovative Second-generation Wavelets Construction with Recurrent Neural Networks for Solar Radiation Forecasting. *IEEE Trans. Neural Networks and Learning Syst.* 2012;23(11):1805—1815.
65. **López G., Battles F.J., Tovas-Pescador J.** Selection of Input Parameters to Model Direct Solar Irradiance by Using Artificial Neural Networks. *Energy.* 2005;30;9:1675—1684.
66. **Rizwan M., Jamil M., Kirmani S., Kothari D.P.** Fuzzy Logic Based Modeling and Estimation of Global Solar Energy Using Meteorological Parameters. *Energy.* 2014;70:685—691.
67. **Şen Z.** Fuzzy Algorithm for Estimation of Solar Irradiation from Sunshine Duration. *Solar Energy.* 1998;63(1):39—49.
68. **Gómez V., Casanovas A.** Fuzzy Modeling of Solar Irradiance on Inclined Surfaces. *Solar Energy.* 2003;75(4):307—315.
69. **Suganthi L., Iniyar S., Samuel A.A.** Applications of Fuzzy Logic in Renewable Energy Systems — a Review. *Renewable and Sustainable Energy Rev.* 2015;48:585—607.
70. **Mohammadi K., Shamshirband S., Anisi M.H., Alam K.A., Petković D.** Support Vector Regression Based Prediction of Global Solar Radiation on a Horizontal Surface. *Energy Conversion and Management.* 2015;91:433—441.
71. **Zeng J., Qiao W.** Short-term Solar Power Prediction Using a Support Vector Machine. *Renewable Energy.* 2013;52:118—127.
72. **Ekici B.** A Least Squares Support Vector Machine Model for Prediction of the Next Day Solar Insolation for Effective Use of PV Systems. *Measurement.* 2014;50:255—262.
73. **Научно-прикладной справочник** по климату СССР. Л.: Гидрометеиздат, 1989;32. (in Russian).
74. **NASA POWER Project Data Sets** [Elektron. Resurs] www.power.larc.nasa.gov (Data Obrashcheniya 30.10.2019).

Сведения об авторах:

Васьков Алексей Геннадьевич — кандидат технических наук, доцент кафедры гидроэнергетики и возобновляемых источников энергии НИУ «МЭИ», e-mail: VaskovAG@mpei.ru

Нарынбаев Алишер Фархатович — студент кафедры гидроэнергетики и возобновляемых источников энергии НИУ «МЭИ», e-mail: Alisher592@ya.ru

Information about authors:

Vaskov Aleksey G. — Ph.D. (Techn.), Assistant Professor of Hydro Power Engineering and Renewable Energy Sources Dept., NRU MPEI, e-mail: VaskovAG@mpei.ru

Narynbaev Alisher F. — Student of Hydro Power Engineering and Renewable Energy Sources Dept., NRU MPEI, e-mail: Alisher592@ya.ru

Конфликт интересов: авторы заявляют об отсутствии конфликта интересов

Conflict of interests: the authors declare no conflict of interest

Статья поступила в редакцию: 26.12.2019

The article received to the editor: 26.12.2019