

Методика оценки потенциала солнечной энергии во Вьетнаме

Рецензия эксперта на статью получена
11.02.2026 [The expert review of the article
was received on February 11, 2026]

В настоящее время традиционные ископаемые энергоресурсы — уголь, нефть и природный газ — остаются основным источником производства электрической энергии во многих странах мира, включая Республику Вьетнам [2]. Однако их использование сопровождается значительными выбросами парниковых газов, что является одной из главных причин изменения климата и загрязнения атмосферы. Кроме того, запасы ископаемых ресурсов постепенно истощаются, тогда как во Вьетнаме уже наблюдаются серьёзные трудности в обеспечении растущих энергетических потребностей.

Согласно прогнозам правительства Вьетнама, в 2025 году ожидается рост спроса на электроэнергию примерно на 10 % по сравнению с предыдущим годом, что обусловлено продолжением экономического роста и индустриализации страны [3]. В таких условиях развитие и внедрение возобновляемых источников энергии, особенно ветровой и солнечной, становится приоритетным направлением энергетической политики и научных исследований Вьетнама.

Республика Вьетнам расположена между 8° и 23° северной широты [4], находится вблизи экватора и получает значительное количество солнечного излучения — в среднем от 4 до 5,5 кВт·ч/м² в день в различных регионах со средним количеством солнечных часов от 2000 до 2500 часов в год [5, 6] (рис. 1). Особенно благоприятные условия наблюдаются в центральной и южной частях страны.

Это делает Вьетнам одним из государств в Юго-Восточной Азии с наибольшим потенциалом для развития возобновляемой энергетики, в частности, солнечной [5]. К концу 2022 года установленная мощность солнечных электростанций во Вьетнаме превысила 16 500 МВт, что составляет около 25 % общей энергетической мощности страны [1].

Провинция Нинь Тхуан, расположенная в центрально-южной части Вьетнама [7], является одним из регионов с наибольшим уровнем солнечной активности, что делает её приоритетной зоной для развития солнечных фотоэлектрических (photovoltaic, PV) систем. Поэтому оценка потенциала солнечной энергии, как на национальном, так и на региональном уровне (на примере провинции Нинь Тхуан), является крайне важной задачей. Она позволяет определить участки с наилучшими условиями солнечной радиации, что способствует рациональному планированию, выбору оптимальных площадок для размещения солнечных электростанций, повышению инвестиционной эффективности, снижению эксплуатационных затрат и оптимизации генерации электроэнергии. Кроме того, результаты таких исследований могут служить научной основой для разработки стратегий развития возобновляемой энергетики, обеспечивающих баланс между экономическим ростом и охраной окружающей среды, а также способствовать привлечению внутренних и иностранных инвестиций, особенно в сфере «зелёных» технологий.

УДК 621.662.997 (075.8). Научная специальность: 2.4.5.

Методика оценки потенциала солнечной энергии во Вьетнаме

Чан Ле Куинь Тьау, аспирант, Санкт-Петербургский Политехнический университет Петра Великого (СПбПУ); **Елистратов Виктор Васильевич**, д.т.н., профессор, СПбПУ

В условиях активного развития солнечной энергетики во Вьетнаме общая установленная мощность электростанций в 2023 году достигла 81,3 ГВт [1]. В этой связи особую актуальность приобретает оценка потенциала солнечной радиации на территории страны. Разработана методика определения прихода солнечной радиации на горизонтальную и наклонную поверхности территории Вьетнама с использованием метеорологических данных NASA POWER. На основе физической модели Берда (Bird & Riordan, 1986) выполнены расчёты среднемесячных и среднегодовых значений солнечной радиации для трёх реперных точек, представляющих северный, центральный и южный регионы Вьетнама. Для наклонных поверхностей применена изотропная модель Лю и Джордана (Liu & Jordan, 1960), позволившая определить прямую, диффузную и отражённую составляющие солнечного излучения и установить оптимальный угол наклона солнечных панелей. Результаты показали, что оптимальный угол наклона солнечных батарей на территории Вьетнама изменяется в пределах 0–2° (около 2° на севере и близкий к 0° в центральной и южной частях страны), при этом годовые потери энергии при отклонении угла наклона до 20° не превышают 8 %. Для наглядного отображения пространственного распределения солнечной радиации на горизонтальной поверхности построены карты и выделены три зоны (северная, центральная и южная) в системе QGIS.

Ключевые слова: солнечная радиация, горизонтальная и наклонная поверхность, фотоэлектрические системы, оптимальный угол наклона солнечной батареи, Вьетнам.

UDC 621.662.997 (075.8). Scientific specialty number: 2.4.5

Methodology for assessing the solar energy potential in Vietnam

Tran Le Quynh Chau, postgraduate student, Peter the Great St. Petersburg Polytechnic University (SPbPU); **Viktor Vasilievich Elistratov**, Doctor of Technical Sciences, Professor, SPbPU

Given the active development of solar energy in Vietnam, the total installed capacity of power plants in 2023 reached approximately 81.3 GW [1], nearly tripling compared to the previous decade. Therefore, assessing the country's solar radiation potential is particularly important. A methodology has been developed for determining solar radiation incoming onto horizontal and inclined surfaces in Vietnam using NASA POWER meteorological data. The Bird physical model (Bird & Riordan, 1986) was used to calculate solar radiation on a horizontal surface under clear-sky conditions. This model was used to calculate average monthly and annual solar radiation values for three reference points representing the northern, central, and southern regions of Vietnam. For inclined surfaces, the isotropic model of Liu and Jordan (1960) was applied, allowing the determination of the direct, diffuse, and reflected components of solar radiation and the determination of the optimal tilt angle for solar panels. The results showed that the optimal tilt angle for solar panels in Vietnam ranges from 0–2° (around 2° in the north and close to 0° in the central and southern parts of the country), while annual energy losses with a tilt angle deviation of up to 20° do not exceed 8 %. To visualize the spatial distribution of solar radiation on a horizontal surface, maps were created and three zones (northern, central, and southern) were identified in the QGIS geographic information system.

Key words: solar radiation, horizontal and inclined surface, photovoltaic systems, optimal tilt angle of solar panel, Vietnam.

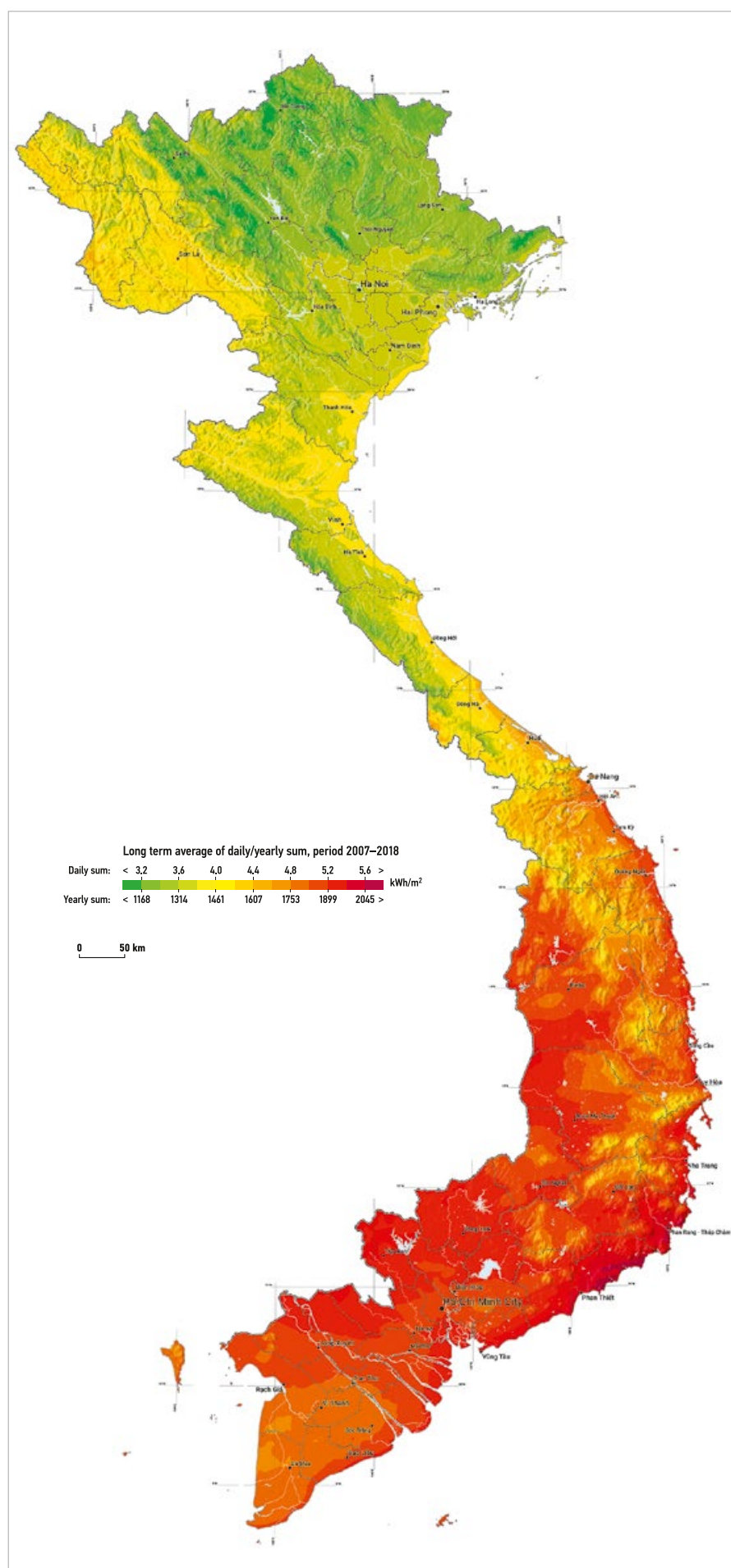


Рис. 1. Распределение интенсивности солнечной радиации на территории Вьетнама [6]

Одним из ключевых этапов оценки эффективности солнечных энергетических систем является определение потенциального количества солнечной энергии, доступной на единицу площади в течение суток на горизонтальных и наклонных поверхностях.

В данном исследовании используется метод Берда (Bird), применяемый для расчёта солнечной радиации на горизонтальной поверхности, как в условиях ясного неба, так и при реальных атмосферных условиях, а также методика, предложенная Лю и Джорданом, для расчёта радиации на наклонных поверхностях с целью определения оптимального угла наклона солнечной батареи для территории Вьетнама [8, 9].

Цель работы

Цель исследования заключается в разработке и адаптации методики расчёта прихода солнечной энергии на горизонтальные и наклонные поверхности для различных временных промежутков (суточного, месячного и среднегодового), а также в создании атласов среднегодового прихода солнечной радиации на горизонтальные поверхности территории Вьетнама с использованием математических моделей прихода солнечной радиации, метеорологических данных базы NASA [10].

Метод определения плотности солнечного излучения на горизонтальной поверхности при чистом небе на территории Вьетнама

В этой работе использована модифицированная методика Берда. Эта методика применяется для оценки поступления солнечной радиации на горизонтальную поверхность в условиях идеально прозрачной атмосферы, без учёта облачности и атмосферных загрязнений. Методика Берда характеризуется высокой точностью при расчётах внеземного и прямого солнечного излучения и позволяет учитывать астрономические параметры (угол склонения Солнца, широта местности, часовой угол) в течение светового дня (рис. 2).

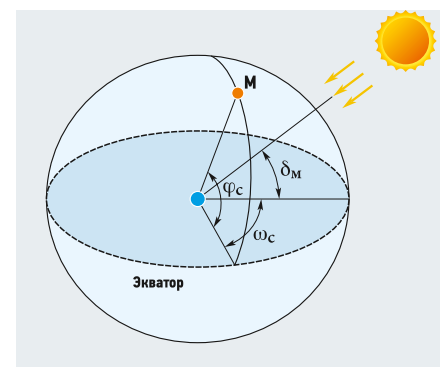


Рис. 2. Схема для определения углов: широты места, часового угла и склонения Солнца

Именно благодаря своей простоте реализации, стабильности результатов и высокой корректности (при идеальной атмосфере) методика широко используется как базовая при теоретических оценках энергетического потенциала региона.

Для расчёта используются данные:

- географическая долгота, широта местности $\lambda_m = 108,8^\circ$ в. д. и $\varphi_m = 11,4^\circ$ с. ш.;
- атмосферное давление $p_{\text{возд}} = 1010$ гПа;
- наблюдаемые среднемесячные дневные значения сумм прямого $E_{\text{гор}i}^{\text{прч}}$, диффузного $E_{\text{гор}i}^{\text{дифч}}$ солнечного излучения (i — номер дня месяца), поступающих на горизонтальную поверхность, кВт/м².

Склонение и часовой угол определяют по формулам:

$$\delta_n = 23,5 \sin\left(360 \frac{n-81}{365}\right); \quad (1)$$

$$\omega_c = k_{\omega_c}(t_c^{\text{ист}} - 12), \quad (2)$$

где n — порядковый номер дня года, отсчитываемого от 1 января; k_{ω_c} — коэффициент для перевода значения часового угла Солнца в градусы, $k_{\omega_c} = 15^\circ/\text{ч}$; $t_{\text{сист}}$ — истинное солнечное время (в часах).

Косинус угла падения солнечных лучей на горизонтальную поверхность:

$$\cos\theta_z = \cos\delta_n \cos\varphi_m \cos\omega_c + \sin\varphi_m \sin\delta_n. \quad (3)$$

Определяем время восхода и захода Солнца и продолжительность светового дня. В моменты восхода и захода Солнца угол падения лучей на горизонтальную поверхность равен 90° , из чего следует, что $\cos\theta_z = 0$. Подставляя указанные значения в выражение (3), можно получить:

$$t_c^{\text{зах.восх}} = \pm \frac{\omega_c}{k_{\omega_c}} + 12, \quad (4)$$

откуда длительность светового дня:

$$T_c = t_c^{\text{зах}} - t_c^{\text{восх}} = \frac{2}{k_{\omega_c}} \arccos[-\text{tg}\varphi_m \text{tg}\delta_n]. \quad (5)$$

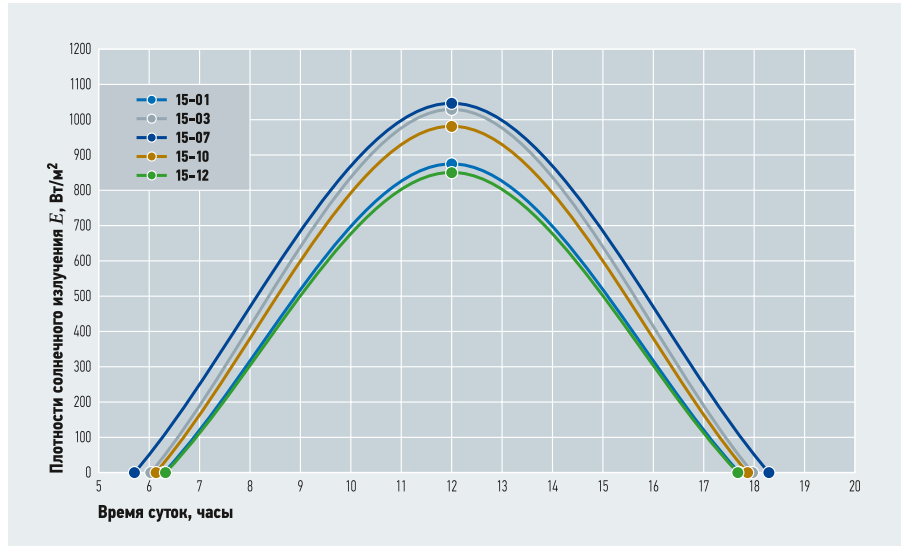
Значение атмосферной массы, скорректированное по высоте местности над уровнем моря, определяется по формуле:

$$M_i^* = \frac{P}{1013 \left[\cos\theta_{zi} + 0,15(93,885 - \theta_{zi})^{-1,25} \right]}. \quad (6)$$

Среднемесячная плотность потока прямого солнечного излучения при чистом небе для i -го дня определяется:

$$E_{\text{гор}i}^{\text{прч}} = E_{c\perp} \cos\theta_{zi} \tau_{\tau_i} \tau_{O_3i} \tau_{\text{газ}i} \tau_{\text{H}_2\text{O}i}, \quad (7)$$

где τ_{τ_i} — коэффициент пропускания, учитывающий релеевское рассеяние; τ_{O_3i} , $\tau_{\text{газ}i}$ и $\tau_{\text{H}_2\text{O}i}$ — коэффициенты пропускания, учитывающие поглощение солнечного излучения озоном, газовой смесью (O_2 , N_2 , CO_2) и водяным паром.



• • Рис. 3. Плотности солнечного излучения в моменты восхода, полудня и захода Солнца на 15-е число характерных месяцев года (январь, март, июль, октябрь, декабрь)

Коэффициенты пропускания атмосферы определяются по выражениям:

$$\tau_{\tau_i} = e^{-0,0903 (M_i^*)^{0,84} [1 + M_i^* - (M_i^*)^{1,01}]};$$

$$\tau_{O_3i} = 1 - 0,1611 d_{O_3} M_i^* \times (1 + 139,48 d_{O_3} M_i^*)^{-0,3035} - \frac{0,002715 d_{O_3} M_i^*}{1 + 0,044 d_{O_3} M_i^* + 0,0003 (d_{O_3} M_i^*)^2}; \quad (8)$$

$$\tau_{\text{газ}i} = e^{-0,0127 (M_i^*)^{0,26}};$$

$$\tau_{\text{H}_2\text{O}i} = 1 - \frac{1 - 2,4959 d_{\text{H}_2\text{O}} M_i^*}{(1 + 79,034 d_{\text{H}_2\text{O}} M_i^*)^{0,6828} + 6,385 d_{\text{H}_2\text{O}} M_i^*},$$

где d_{O_3} — толщина озонового слоя при нормальных температуре и давлении, $d_{O_3} = 0,32$ см для средних широт; $d_{\text{H}_2\text{O}i}$ — показатель содержания пара в вертикальном столбе атмосферы, для зимы $d_{\text{H}_2\text{O}} = 1,3$ г/см², для лета $d_{\text{H}_2\text{O}} = 3,0$ г/см², для погоды в Нинь Тхуан принято постоянное значение $d_{\text{H}_2\text{O}} = 3,0$ г/см².

Результаты расчёта по методике

С учётом географического положения Вьетнама, расположенного между 8° и 23° с. ш. и 102° и 110° в. д., то есть вблизи экватора, страна обладает значительным преимуществом для развития солнечной энергетики. Для детального анализа суточной динамики инсоляции в условиях «ясного неба» проведены теоретические расчёты плотности солнечного излучения.

На рис. 3 представлены значения плотности солнечного излучения E [Вт/м²], рассчитанные для трёх ключевых моментов суток (восход, полдень и заход Солнца) на 15-е число характерных месяцев (январь, март, июль, октябрь и декабрь). Такая визуализация позволяет оценить сезонные колебания солнечной активности и слу-

жит основой для последующего анализа энергетического потенциала в различные периоды года.

Для верификации теоретической модели и учёта влияния реальных климатических факторов в статье проведено сопоставление расчётных значений с фактическими данными многолетнего спутникового мониторинга базы NASA Prediction of Worldwide Energy Resources (POWER). Данные извлекались по географическим координатам (широте и долготе) исследуемых точек, что позволило получить точные значения суточной инсоляции за расчётный период [10].

На рис. 4 представлена среднемесячная суммарная плотность солнечного излучения [кВт·ч/м²], падающего на горизонтальную поверхность в провинции Нинь Тхуан для каждого месяца года. Сплошная линия соответствует значениям, рассчитанным по методике Берда с использованием основных коэффициентов атмосферного пропускания: молекулярного рассеяния, озонового слоя, водяного пара, аэрозолей и др. Пунктирная линия отображает фактические данные из базы NASA POWER за 2023 год, которые учитывают влияние облачности и метеорологических условий.

Из рис. 4 видно, что максимальные значения как по расчётной, так и по фактической кривой наблюдаются в период с апреля по август. Минимальное значение зафиксировано в декабре, что соответствует наиболее короткому световому дню и меньшей солнечной активности.

Видно, что значения, полученные по модели, превышают реальные данные на протяжении всего года. Это объясняется тем, что методика Берда ориентирована на расчёты в условиях ясного неба, без учёта облачности, а данные NASA отражают реальное климатическое воздействие на поступление солнечной радиации.

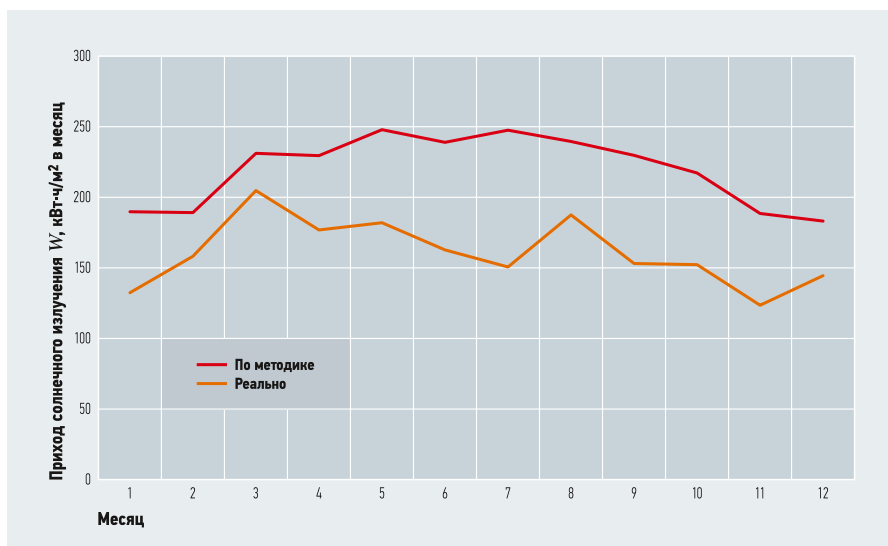


Рис. 4. Суммарный приход солнечного излучения на горизонтальную поверхность в провинции Нинь Тхуан для каждого месяца года

Тем не менее, качественное совпадение формы кривых подтверждает адекватность выбранной модели, а расхождения могут использоваться для оценки влияния погодных условий при проектировании солнечных установок.

Суточная плотность энергии солнечного излучения [Вт·ч/м² в день] в течение года на горизонтальную поверхность в провинции Нинь Тхуан показана на рис. 5.

Для учёта влияния атмосферных факторов на поступление солнечного излучения была применена схема поправочного пересчёта, основанная на использовании коэффициента K , определяемого как отношение суммарной фактической радиации за месяц (по данным NASA POWER) к расчётному значению по модели Берда.

Расчёт коэффициента K проводился в два этапа. На первом этапе определялись суточные значения поправочного коэффициента для каждого дня в месяце:

$$K_{\text{гор},i}^{\text{пр}} = \frac{E_{\text{гор},i}^{\text{прр}}}{E_{\text{гор},i}^{\text{прч}}}. \quad (9)$$

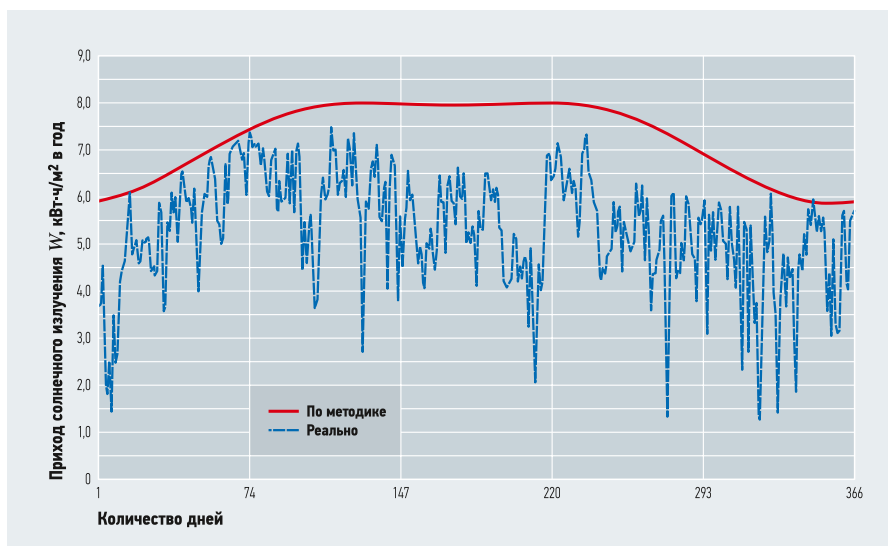


Рис. 5. Суммарная плотность энергии солнечного излучения на горизонтальную поверхность в провинции Нинь Тхуан в течение года

Фактические и теоретические значения суммарного излучения по месяцам и определение поправочного коэффициента

табл. 1

Месяц	$W_{\text{теор}}, \text{кВт}\cdot\text{ч}/\text{м}^2$	$K_{\text{мес}}$	$W_{\text{факт}}, \text{кВт}\cdot\text{ч}/\text{м}^2$
1	189,734	0,70	132,440
2	189,222	0,84	158,210
3	231,073	0,89	204,750
4	229,603	0,77	176,930
5	247,88	0,73	181,950
6	238,920	0,68	162,750

жённых значений фактической радиации. Совокупное значение по всем часам месяца при этом точно совпало с исходной суммой по данным NASA (табл. 1), что и ожидаемо с математической точки зрения. Это подтверждает корректность подхода и позволяет использовать такой способ пересчёта в случаях отсутствия подробных почасовых измерений, для приближенной оценки выработки фотоэлектрических установок.

Из табл. 1 видно, что максимальное значение солнечной радиации $W_{\text{факт}}$ приходится на март, равно 204,75 кВт·ч/м². Вьетнам расположен между 8° и 23° с. ш., то есть близко к экватору. В период ве-

На втором этапе, для получения обобщающих показателей по характерным месяцам, вычислялось средневзвешенное значение коэффициента за месяц:

$$K_{\text{мес}} = \frac{1}{n} \sum_{i=1}^n K_{\text{гор},i}^{\text{пр}}, \quad (10)$$

где $K_{\text{гор},i}^{\text{пр}}$ — поправочный коэффициент для i -го дня; n — количество дней в месяце.

После определения коэффициентов для каждого месяца, была проведена обратная процедура: теоретические почасовые значения умножались на соответствующий $K_{\text{гор}}^{\text{пр}}$ для получения прибли-

сенного равенства (около 21 марта) солнечные лучи падают почти перпендикулярно к поверхности Земли, особенно в южных регионах страны, таких как Нинь Тхуан (около 11,4° с. ш.). Это обеспечивает максимальный угол возвышения Солнца и, как следствие, наибольшую плотность солнечной радиации.

Расчёт плотности солнечного излучения, поступающего на ориентированные поверхности

Для расчёта плотности прямого солнечного излучения, поступающего на поверхность фотоэлектрической установки в условиях ясного неба, используется следующее выражение:

$$E_{\text{след}}^{\text{пр}} = E_{\text{сн}} \tau_{\text{г}} \tau_{\text{O}_3} \tau_{\text{газ}} \tau_{\text{H}_2\text{O}} K_{\text{след}}^{\text{пр}}. \quad (11)$$

Среднемесячные дневные суммы прямого солнечного излучения, падающего на следящую поверхность при ясном небе, рассчитываются для каждого месяца года по выражению (j — номер месяца года):

$$W_{\text{след},j}^{\text{прч}} = \sum_{t_{\text{м}}^{\text{восх}}}^{t_{\text{м}}^{\text{зах}}} E_{\text{след}}^{\text{прч}}(t_i) \Delta t_i. \quad (12)$$

Для перехода от расчётов при ясном небе к реальным атмосферным условиям вводится коэффициент коррекции, рассчитываемый для каждого месяца:

$$K_{\text{след},j}^{\text{пр}} = \frac{W_{\text{след},j}^{\text{прн}}}{W_{\text{след},j}^{\text{прч}}}. \quad (13)$$

Для неподвижной ориентированной поверхности фотоэлектрической установки плотность прямого солнечного излучения в реальных условиях рассчитывается по выражению:

$$E_{\text{накл}_i}^{\text{пр}} = E_{\text{след}_i}^{\text{пр}} K_{\text{след}_i}^{\text{пр}} \cos \theta_i, \quad (14)$$

где $\cos \theta_i$ — косинус угла падения лучей на ориентированную поверхность.

Для рассматриваемого случая ориентации фотоэлектрических модулей на юг ($\gamma = 0$) косинус угла падения солнечных лучей на наклонную поверхность определяется выражением:

$$\begin{aligned} \cos \theta_{\text{накл}_i} = & \sin \delta_n \sin \varphi_m \cos \beta - \\ & - \sin \delta_n \cos \varphi_m \sin \beta + \\ & + \cos \delta_n \cos \varphi_m \cos \beta \cos \omega_{ci} + \\ & + \cos \delta_n \sin \varphi_m \sin \beta \cos \omega_{ci}. \end{aligned} \quad (15)$$

Для оценки влияния угла наклона солнечной панели на величину годового прихода солнечной энергии были проведены расчёты суммарной радиации $W_{\text{год}}$ на наклонную поверхность при изменении угла β от 0° до 20° с шагом 1° .

Расчёты выполнены для трёх характерных регионов Вьетнама [северного ($\varphi = 20^\circ$ с. ш.), центрального ($\varphi = 11,4^\circ$ с. ш.) и южного ($\varphi = 9^\circ$ с. ш.)], что позволяет оценить изменение оптимального угла наклона вдоль широтного градиента страны.

Для количественной оценки влияния отклонения угла наклона от оптимального значения проведён расчёт относительных потерь солнечной энергии $\Delta W\%$, определяемых как процентное отклонение годового прихода солнечной радиации W_β от максимального значения W_{max} :

$$\Delta W\% = \frac{W_{\text{max}} - W_\beta}{W_{\text{max}}} 100\%. \quad (16)$$

Расчёт выполнен для диапазона углов $\beta = 0-20^\circ$ и для трёх регионов Вьетнама (северного, центрального и южного).

Результаты приведены в табл. 2. Как видно, оптимальный угол наклона солнечной панели для территории Вьетнама находится в диапазоне от 0° до 2° .

Для северного региона ($\varphi = 20^\circ$ с. ш.) максимальный приход солнечной радиации достигается при угле наклона около 2° , тогда как для центрального ($\varphi = 11,4^\circ$ с. ш.) и южного ($\varphi = 9^\circ$ с. ш.) регионов оптимальным является горизонтальное расположение поверхности ($\beta \approx 0^\circ$).

Отметим, что для большинства крышных фотоэлектрических установок, эксплуатируемых во Вьетнаме, угол наклона панелей обычно составляет от 10° до 15° . Это связано с конструктивными особенностями кровельных систем и необходимостью установки модулей с небольшим наклоном, обеспечивающим естествен-

:: Годовые значения суммарной солнечной радиации $W_{\text{год}}$ на наклонной поверхности табл. 2 и относительные потери ΔW при различных углах наклона β для регионов Вьетнама

β	$W_{\text{год}}, \text{кВт}\cdot\text{ч}/\text{м}^2$ (на севере)	$\Delta W, \%$ (на севере)	$W_{\text{год}}, \text{кВт}\cdot\text{ч}/\text{м}^2$ (на юге)	$\Delta W, \%$ (на юге)	$W_{\text{год}}, \text{кВт}\cdot\text{ч}/\text{м}^2$ (в центре)	$\Delta W, \%$ (в центре)
0	1143,983	0,048	1234,746	0	1230,035	0
1	1144,459	0,006	1233,861	0,072	1229,149	0,072
2	1144,534	0	1232,586	0,175	1227,879	0,175
3	1144,366	0,014	1230,962	0,306	1226,226	0,310
4	1143,796	0,064	1228,950	0,469	1224,191	0,475
5	1142,879	0,145	1226,564	0,663	1221,773	0,672
6	1141,613	0,255	1223,804	0,886	1218,974	0,899
7	1139,999	0,396	1220,671	1,140	1215,795	1,158
8	1138,038	0,568	1217,167	1,424	1212,237	1,447
9	1135,730	0,769	1213,292	1,738	1208,301	1,767
10	1133,076	1,001	1209,047	2,081	1203,989	2,117
11	1130,078	1,263	1204,434	2,455	1199,303	2,499
12	1126,734	1,555	1199,454	2,858	1194,243	2,910
13	1123,048	1,877	1194,108	3,291	1188,811	3,351
14	1119,020	2,229	1188,399	3,754	1183,011	3,823
15	1114,651	2,610	1182,328	4,245	1176,843	4,324
16	1109,942	3,022	1175,897	4,766	1170,310	4,856
17	1104,895	3,463	1169,108	5,316	1163,414	5,416
18	1099,512	3,934	1161,962	5,895	1156,159	6,006
19	1093,793	4,433	1154,462	6,502	1148,545	6,625
20	1087,742	4,962	1146,611	7,139	1140,577	7,273

:: Валовый потенциал солнечной энергии каждой зоны территории Вьетнама табл. 3

Зоны	Площадь зоны $S_i, \text{км}^2$	$W_{\text{год}_i}, \text{ГВт}\cdot\text{ч}/\text{км}^2$	$W_i S_i, \text{ГВт}\cdot\text{ч}$ в год
1 (северный)	163 013	1114,534	181 683 530,94
2 (центральный)	103 402	1230,035	127 188 079,07
3 (южный)	62 698	1234,746	77 416 104,71
Итого			386 287 714,72

ный сток дождевой воды и облегчённое обслуживание, включая очистку и техническое обслуживание панелей.

Таким образом, полученные расчётные значения оптимальных углов ($0-2^\circ$) и определённые потери при изменении угла наклона хорошо согласуются с реальными условиями монтажа солнечных батарей на крышах зданий во Вьетнаме.

Расчёт энергетического потенциала

Для оценки солнечных ресурсов территории Вьетнама была разделена на три характерные зоны с использованием геоинформационной системы (ГИС-технологии, QGIS). Районирование проведено на основе данных о среднегодовой плотности солнечного излучения, полученных из ресурсов Global Solar Atlas.

Данный подход позволил визуализировать пространственное распределение энергии и выделить регионы с наибольшим потенциалом для размещения фотоэлектрических систем.

На первом этапе с использованием программного комплекса QGIS была разработана карта районирования терри-

тории страны (рис. 6). В соответствии с распределением плотности солнечного излучения, территория Вьетнама была разделена на три основные зоны: северную, центральную и южную.

Для количественной оценки ресурсов в рамках выделенных зон были рассчитаны два вида потенциала: валовый и технический.

Валовый потенциал $W_{\Sigma}^{\text{эс}}$ характеризует суммарную солнечную энергию, поступающую на всю горизонтальную поверхность региона при идеальных условиях. Результаты расчёта валового потенциала для каждой зоны представлены в табл. 3. При этом в качестве расчётного значения W_i использовался удельный годовой приход суммарной солнечной радиации на оптимально наклонённую поверхность, что позволяет оценить максимально достижимый энергетический ресурс в каждой из выделенных зон.

Технический потенциал W_{Ti} определяет долю энергии, которая может быть фактически преобразована в электрическую с учётом ограничений по площади использования земель и эффективности современных фотоэлектрических систем.

В табл. 4 приведены значения технического потенциала в зависимости от коэффициента использования территории h (от 0,5 до 1,5 %).

Общий валовый потенциал солнечной энергии на оптимальную поверхность всей территории Вьетнама определяется как:

$$W_{\Sigma B}^{\text{эс}} = \sum W_i S_i, \quad (17)$$

то есть $W_{\Sigma B}^{\text{эс}} = 386\,287,715$ ТВт·ч/год.

Для перехода от валового потенциала к техническому потенциалу W_{Ti} необходимо учитывать ограничения по площади, доступной для строительства фотоэлектрических систем (принятой как доля h от общей площади территории), а также общий коэффициент полезного действия (КПД) фотоэлектрических систем $\eta_{\text{ФЭС}}$. В данном исследовании принят коэффициент использования площади и суммарный КПД системы $\eta_{\text{ФЭС}} = 18\%$:

$$W_{Ti} = W_i S_i h \eta_{\text{ФЭС}}. \quad (18)$$

Учитывая неопределённость в распределении земельного фонда, в данной работе проведён анализ технического потенциала для диапазона коэффициента использования площади h от 0,5 до 1,5 %. Данный интервал соответствует наиболее вероятным сценариям развития солнечной энергетики без ущерба для сельскохозяйственных и лесных угодий Вьетнама.

Следовательно, общий технический потенциал солнечной энергии на оптимальную поверхность территории Вьетнама определяется по формуле:

$$W_{\Sigma T} = \sum W_{Ti}. \quad (19)$$

Результаты расчётов при различных значениях h представлены в табл. 4. Это позволяет оценить вариативность энергетического выхода в зависимости от интенсивности использования доступных территорий.

Как показывают расчёты, даже при минимально принятом значении $h = 0,5\%$ (0,005), суммарный технический потенциал исследуемых регионов составляет примерно 348 ТВт·ч/год. Данный показатель уже на 60 % превышает общий объём годовой выработки электроэнергии во Вьетнаме, который в 2023 году достиг 217 ТВт·ч [11]. При увеличении коэффициента h до базового уровня 1 % (0,01),

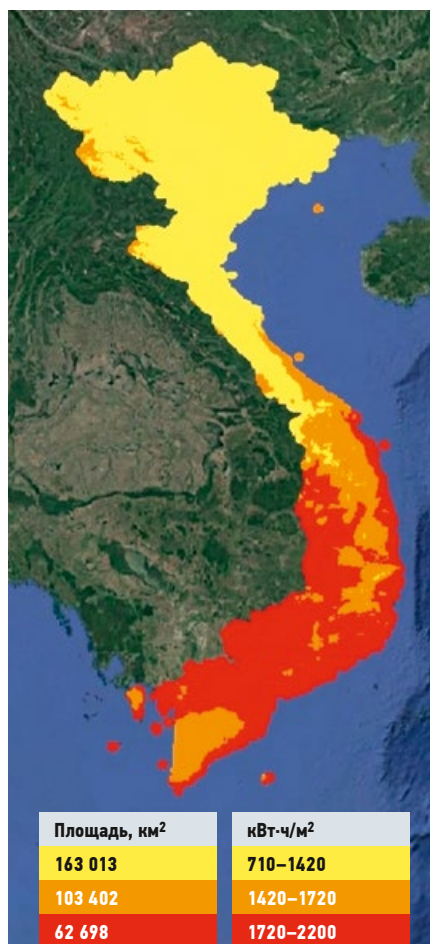


Рис. 6. Распределение солнечного энергетического ресурса по трём зонам Вьетнама

потенциал возрастает до 695 ТВт·ч/год, что более чем в три раза покрывает энергетические потребности страны. Это открывает широкие возможности не только для полной декарбонизации энергетического сектора, но и для экспорта электроэнергии в соседние страны региона.

Заключение

1. Разработана и апробирована методика расчёта прихода солнечной радиации на горизонтальные и наклонные поверхности территории Вьетнама с использованием модели Берда для условий ясного неба и изотропной модели Лю и Джордана для затенённых площадей.
2. Проведённые расчёты показали, что оптимальный угол наклона солнечных панелей на территории Вьетнама изменится в пределах 0–2°: около 2° на севере и близкий к 0° в центральной и южной частях страны. При этом относительные потери годового прихода солнечной энер-

гии при изменении угла наклона β в диапазоне 0–20° не превышают 8 %.

3. Показано, что даже при фиксированном положении панелей без сезонного регулирования угла наклона энергетические потери незначительны, что делает такие конструкции рациональными для климатических условий Вьетнама.

4. Разработанная методика и полученные результаты могут быть использованы для оценки солнечного потенциала и выбора оптимальных параметров установки фотоэлектрических систем, а также при создании атласов солнечной радиации для других регионов Юго-Восточной Азии.

5. На основе ГИС-технологий и данных Global Solar Atlas проведено районирование территории Вьетнама, позволившее оценить валовый потенциал примерно в 386 287 ТВт·ч/год. Установлено, что при использовании лишь 1 % площади территории технический потенциал составляет 695 ТВт·ч/год, что в 2,5–3 раза превышает современное электропотребление страны. Это подтверждает стратегическую возможность полного обеспечения энергетических нужд Вьетнама за счёт солнечной генерации. ●

1. Báo cáo thường niên EVN (Annual Report) 2022–2023 [Годовой отчет EVN за 2022–2023 годы] [Электр. ресурс]. Tập đoàn Điện lực Việt Nam [Электростанция Вьетнама (EVN)]. Режим доступа: evn.com.vn. Дата обращения: 10.12.2025. [На вьет. яз.]
2. Ресурсы и технологии использования возобновляемых источников энергии: учеб. пособие / В.В. Елистратов, И.В. Богун, Р.С. Денисов [и др.]. — СПб.: Политех-Пресс, 2022. 528 с.
3. Vũ H. Thủ tướng: Nhu cầu điện năm 2025 tăng khoảng 12–13% nhưng dứt khoát không để thiếu điện [Ожидается, что спрос на электроэнергию увеличится примерно на 12–13 % в 2025 году, но дефицита электроэнергии абсолютно не будет] [Электр. текст]. VN Economy от 19.10.2024. Режим доступа: vnecconomy.vn. Дата обращения: 10.12.2025 [На вьет. яз.]
4. Geography of Vietnam [Электр. ресурс]. Embassy of the Socialist Republic of Vietnam in the USA. Режим доступа: vietnamembassy-usa.org. Дата обращения: 10.12.2025. [На англ. яз.]
5. Sanseverino E.R., Thuy H.L.T., Pham M.H., Di Silvestre M.L., Quang N.N., Favuzza S. Review of potential and actual penetration of solar power in Vietnam. Energies. 2020. Vol. 13. No. 15. Pp. 7–9. [На англ. яз.]
6. Vietnam [Электр. ресурс]. Global Solar Atlas. Режим доступа: globalsolaratlas.info. Дата обращения: 10.12.2025.
7. Một số thông tin cơ bản về địa lý Việt Nam [Некоторые сведения о географии Вьетнама] [Электр. ресурс]. МИД Республики Вьетнам. Режим доступа: chinhphu.vn. Дата обращения: 10.12.2025. [На вьет. яз.]
8. Елистратов В.В., Аронова Е.С. Солнечные энергоустановки. Оценка поступления солнечного излучения: учеб. пособие. — СПб.: Изд-во СПбПУ, 2012. 164 с.
9. Ibrahim A., El-Sebaei A., Ramadan M.R.I., El-Broullesy S.M. Estimation of solar irradiance on inclined surfaces facing south in Tanta, Egypt. International Journal of Renewable Energy Research (IJRER). 2011. Vol. 1. No. 1. Pp. 18–25. [На англ. яз.]
10. Vietnam solar resource data [Электр. ресурс]. NASA POWER. Режим доступа: power.larc.nasa.gov. Дата обращения: 10.12.2025.
11. Чан Ле Куинь Тъау, Елистратов В.В. Современное состояние и прогноз развития электроэнергетики Вьетнама // Энергетик, 2025. №9. С. 44–52.

References — see page 80.

Потенциал солнечной энергии, приходящейся на территорию Вьетнама

табл. 4

Коэффициент h , % / потенциал W_{Ti} , ГВт·ч/год	0,005	0,007	0,009	0,01	0,011	0,012	0,015
Зона 1 (север)	163 515	228 921	294 327	327 030	359 733	392 436	490 546
Зона 2 (центр)	114 469	160 257	206 045	228 939	251 832	274 726	343 408
Зона 3 (юг)	69 674	97 544	125 414	139 349	153 284	167 219	209 023
$W_{\Sigma T}$	347 659	486 723	625 786	695 318	764 850	834 381	1 042 977

20. R.J. Anandhi, N. Singh, D. Palakurthy, D.K. Yadav, A. Albawi, A.K. Parashar, P. Jithendar. Hybrid solar-hydropower systems for green energy production: A comprehensive analysis. Proc. of the 16th International Conference on Materials Processing and Characterization (ICMPC-2024). E3S Web of Conferences. 2024. Vol. 552. Art. 01123.
21. W. Li, M. He, Z. Wan, F. Dai, T. Zhang, Y. Jiang. Long-term optimal scheduling of cascade Hydro-Wind-PV complementary system based on deep deterministic policy gradient. Applied Sciences. 2026. Vol. 16. Issue 10. Art. 4630.
22. L.K. Malik. *Problemy i perspektivy sozdaniya malykh gidroelektrostantsij (GES) na malykh rekakh* [Problems and prospects for the creation of small hydroelectric power plants on small rivers]. *Malaya energetika* ["Small-Scale Energy Generation" Magazine]. 2004. No. 1. Pp. 37–48. [In Russian]
23. V.A. Yasinjskij, A.P. Mironenkov, T.T. Sarsembekov. *Sovremennoe sostoyanie i perspektivy razvitiya maloj gidroenergetiki v stranakh Sodruzhestva Nezavisimyykh Gosudarstv (SNG): otraslovyy obzor № 14* [Current status and development prospects of small hydropower in countries of the Commonwealth of Independent States (CIS): Industry review No. 14]. Almaty, Republic of Kazakhstan. *Evrasijskij bank razvitiya (EABR)* [Eurasian Development Bank]. 2011. 34 p. [In Russian]
24. N.A. Kozyukov. *Malye raspredelennyye energosistemy na osnove vozobnovlyаемых istochnikov dlya rekonstruktsii i razvitiya energeticheskoy infrastruktury sel'skikh territorij* [Small-scale distributed energy systems based on renewable sources for the reconstruction and development of rural energy infrastructure]. *Innovatsionnaya nauka* ["Innovative Science" Magazine]. 2015. No. 9. Pp. 81–83. [In Russian]
25. N.S. Safronov, F.G. Zholudeva. *Malaya gidroenergetika: trebuetsya perezagruzka* [Small-scale hydropower: A reboot is needed]. *Zhurnal Santehnika, Otopleniye, Konditsionirovaniye (SOK)* [Journal of Plumbing, Heating, Ventilation]. 2024. No. 9. Pp. 72–74. [In Russian]
26. I.K. Duah, C.K.K. Sekyere, F. Kemausuor, K.A. Amaning. Micro hydropower research and practice of the last decade for advancing decentralized energy access. Discover Sustainability. 2026. Vol. 7. Art. 128.
27. Renewable mini-grids: Innovation landscape brief. International Renewable Energy Agency (IRENA). Abu Dhabi, UAE. 2019. Web-source: irena.org. Access date: July 5, 2026.
28. Unlocking the potential of distributed energy resources: Power system opportunities and best practices. IEA. Paris, France. 2022. Web-source: iea.org. Access date: July 9, 2026.
29. Hybrid power plants: Challenges and opportunities. International Energy Agency (IEA). Paris, France. 2022. Web-source: iea.org. Access date: July 9, 2026.
30. R. Zhu, K. Das, P.E. Sørensen, A.D. Hansen. A review on energy management system for grid-connected utility-scale renewable hybrid power plants. Wiley Interdisciplinary Reviews (WIREs): Energy and Environment. 2025. Art. e70004.
31. Zih. Fang, J.K.H. Shek, W. Sun. A review of grid-connected hybrid energy storage systems: Sizing configurations, control strategies, and future directions. Journal of Energy Storage. 2025. Vol. 118. Art. 116226.
32. Hydropower special market report. Analysis and forecast to 2030. International Energy Agency (IEA). Paris, France. 2021. Web-source: iea.org. Access date: July 5, 2026.
33. R. Mannini, J. Eynard, S. Griefu. A survey of recent advances in the smart management of microgrids and networked microgrids. Energies. 2022. Vol. 15. Art. 7009.
34. A. Kumar, A.R. Singh, R.S. Kumar, Y. Deng, X. He, R.C. Bansal, P. Kumar, R.M. Naidoo. An effective energy management system for intensified grid-connected microgrids. Energy Strategy Reviews. 2023. Vol. 50. Art. 101222.
35. Y. Tian, J. Chang, Y. Wang, X. Wang, X. Meng, A. Guo. The capacity planning method for a hydro-wind-PV-battery complementary system considering the characteristics of multi-energy integration into power grid. Journal of Cleaner Production. 2024. Vol. 446. Art. 141292.
36. V. Saxena, N. Kumar, S. Manna, S.K. Rajput, K.L. Agarwal, S. Diwania, V. Gupta. Modeling, solution and application of optimization techniques in hybrid renewable energy system (HRES): From conventional to artificial intelligence. Applied Energy. 2025. Vol. 380. Art. 125047.
37. J. Jurasz, F.A. Canales, A. Kies, M. Guezgouz, A. Beluco. A review on the complementarity of renewable energy sources: Concept, metrics, application and future research directions. Solar Energy. 2020. Vol. 195. Pp. 703–724.
38. P. Chowdhury, N. Chowdhury, O. Farrok. Complementarity in renewable energy sources: Insights from scientometric analysis. Energy Conversion and Management. 2025. Vol. 26. Art. 100930.
39. S.I. Belov, O.V. Leshtae. *Intellektual'nyy analiz optimizatsii raboty mikroenergosistem v sel'skikh elektrostoyakh* [Intelligent analysis of optimization of micropower systems operation in rural power grids]. *Informatsionnye tekhnologii v elektrotekhnike i elektroenergetike: Mat. XIV Vseross. nauch.-tekhn. konf.* [Information Technologies in Electrical Engineering and Power Industry: Proc. of the XIV All-Russian Scientific and Technical Conference]. June 6–8, 2024. Cheboksary. *Izd-vo ChGU* [Publishing House of the Ulyanov Chuvash State University]. 2024. Pp. 254–259. [In Russian]
40. V. Mishuchkov, M. Pushkareva, S. Belov. Smart metering and scheduling of electrical loads of buildings. Proc. of the International Conference on Automatics and Energy (ICAE-2021). October 7–8, 2021. Vladivostok, Russia. Journal of Physics: Conference Series. 2021. Vol. 2096. Art. 012132.
41. S.I. Belov, O.V. Leshtae. *Analiz primeneniya gibridnykh sistem vozobnovlyаемой energetiki dlya elektrosnabzheniya potrebitel'ev v sel'skoy mestnosti Rossii* [Analysis of the application of hybrid renewable energy systems for power supply to consumers in rural areas of Russia]. *Elektrotekhnologii i elektrooborudovanie v agropromyshlennom komplekse (APK)* ["Electrical Technologies and Electrical Equipment in the Agro-Industrial Complex" Magazine]. 2026. Vol. 73. No. 2. Pp. 100–114. [In Russian]

Methodology for assessing the solar energy potential in Vietnam. Pp. 72–77.

Tran Le Quynh Chau, postgraduate student, Peter the Great St. Petersburg Polytechnic University (SPbPU); **Viktor Vasilevich Elistratov**, Doctor of Technical Sciences, Professor, SPbPU

1. *Godovoj otchet EVN za 2022–2023 gody* [EVN Annual Report for 2022–2023]. *Elektroenergeticheskaya korporatsiya Vjetnama* [Electric Power Corporation of Vietnam] (EVN). Web-source: evn.com.vn. Access date: December 10, 2025. [In Vietnamese]
2. V.V. Elistratov, I.V. Bogun, R.S. Denisov et al. *Resursy i tekhnologii ispol'zovaniya vozobnovlyemykh istochnikov energii: ucheb. posobie* [Renewable energy resources and technologies: A textbook]. St. Petersburg. *Izd-vo SPbPU* [Publishing House of Peter the Great St. Petersburg Polytechnic University]. 2022. 528 p. [In Russian]
3. Kh.Vi. *Ozhidaetsya, chto spros na elektroenergiyu uvelichitsya primerno na 12–13% v 2025 godu, no defitsita elektroenergii absolutno ne budet* [Electricity demand expected to increase by about 12–13% in 2025, but there will be absolutely no power shortage]. VN Economy of October 19, 2024. Web-source: vneconomy.vn. Access date: December 10, 2025 [In Vietnamese]
4. Geography of Vietnam. Embassy of the Socialist Republic of Vietnam in the USA. Web-source: vietnamembassy-usa.org. Access date: December 10, 2025.
5. E.R. Sanseverino, H.L.T. Thuy, M.H. Pham, M.L. Di Silvestre, N.N. Quang, S. Favuzza. Review of potential and actual penetration of solar power in Vietnam. *Energies*. 2020. Vol. 13. No. 15. Pp. 7–9.
6. Vietnam. Global Solar Atlas. Web-source: globalsolaratlas.info. Access date: December 10, 2025.
7. *Nekotorye svedeniya o geografii Vjetnama* [Some information on the geography of Vietnam]. *MID Respubliki Vjetnam* [Ministry of Foreign Affairs of the Republic of Vietnam]. Web-source: chinphu.vn. Access date: December 10, 2025. [In Vietnamese]
8. V.V. Elistratov, E.S. Aronova. *Solnechnye energoustanovki. Otsenka postupleniya solnechnogo izlucheniya: ucheb. posobie* [Solar power plants. Estimation of solar radiation influx: A tutorial]. St. Petersburg. *Izd-vo SPbPU* [Publishing House of Peter the Great St. Petersburg Polytechnic University]. 2012. 164 p. [In Russian]
9. A. Ibrahim, A. El-Sebaï, M.R.I. Ramadan, S.M. El-Broulesy. Estimation of solar irradiance on inclined surfaces facing south in Tanta, Egypt. *International Journal of Renewable Energy Research (IJRER)*. 2011. Vol. 1. No. 1. Pp. 18–25.
10. Vietnam solar resource data. NASA POWER. Web-source: power.larc.nasa.gov. Access date: December 10, 2025.
11. Tran Le Quynh Chau, V.V. Elistratov. *Sovremennoe sostoyaniye i prognoz razvitiya elektroenergetiki Vjetnama* [Current state and development forecast of Vietnam's electric power industry]. *Energetik* ["Power Engineering Specialist" ("Energetik") Magazine]. 2025. No. 9. Pp. 44–52. [In Russian]



Урал-Пресс



Почта России

12 номеров
В ГОД

Подписка с любого месяца, доставка по России.

[illegible]