

ЭНЕРГЕТИКА

Научная статья

УДК 621.311

EDN: MULHFH

DOI: 10.21285/1814-3520-2025-4-550-566



Определение оптимальных мест строительства ветровых и солнечных электростанций в электроэнергетической системе

О.Ю. Сигитов^{1✉}, К.В. Суслов²¹Российский университет дружбы народов имени Патриса Лумумбы, Москва, Россия²Национальный исследовательский университет «Московский энергетический институт», Москва, Россия

Резюме. Цель – разработка однокритериальной математической модели выбора оптимальных мест строительства ветровых и солнечных электростанций в составе электроэнергетической системы с учетом нестабильности их генерации и экономической эффективности. В качестве целевых функций рассмотрены максимизация суммарной выработки электрической энергии, минимизация суммарной скорости изменения мощности, минимизация суммарного приращения мощности и максимизация базисной мощности при ограничениях на установленную мощность и число единиц оборудования на площадках. Тестовая система для апробации модели включала шесть возможных площадок под ветровые электростанции и две площадки под солнечные электростанции суммарной установленной мощностью 600 МВт. Разработан алгоритм, объединяющий моделирование суточных графиков мощности одной ветроэнергетической установки и группы фотоэлектрических модулей для набора потенциальных площадок с различной орографией и продолжительностью светового дня. Далее была проведена оптимизация распределения установленной мощности между площадками. Апробация модели на тестовой системе показала, что выбор целевой функции существенно изменяет конфигурацию оптимальной системы и распределение мощности между площадками. Переход от критерия максимальной выработки электрической энергии к критериям, связанным с динамикой мощности, снижает выработку на 6-7%, но позволяет уменьшить суммарную скорость изменения мощности и суммарное приращение мощности до 19–39%, а также увеличить базисную мощность до 38%. Предложенный алгоритм оптимизации позволяет систематизировать принятие решений при выборе конфигурации систем возобновляемых источников с наименьшей внутренней волатильностью генерации. Рекомендации по выбору целевой функции зависят от характеристик маневренности конкретной энергосистемы и могут использоваться на ранних этапах планирования строительства объектов возобновляемой энергетики.

Ключевые слова: энергосистемы, возобновляемые источники энергии, ветровые электростанции, солнечные электростанции, коэффициент использования установленной мощности, скорость изменения мощности, базисная мощность, оптимизация, однокритериальная задача, маневренность

Для цитирования: Сигитов О.Ю., Суслов К.В. Определение оптимальных мест строительства ветровых и солнечных электростанций в электроэнергетической системе // iPolytech Journal. 2025. Т. 29. № 4. С. 550–566. <https://doi.org/10.21285/1814-3520-2025-4-550-566>. EDN: MULHFH.

POWER ENGINEERING

Original article

Optimal siting of wind and solar power plants in an electric power system

Oleg Yu. Sigitov^{1✉}, Konstantin V. Suslov²¹Patrice Lumumba Peoples' Friendship University of Russia, Moscow, Russia²National Research University "Moscow Power Engineering Institute", Moscow, Russia

Abstract. This study developed a single-criterion mathematical model for selecting optimal sites for wind and solar power plants within an electric power system, taking into account renewable generation variability and economic efficiency. The objective functions included maximizing total electricity output, minimizing the overall rate of power change, minimizing total power increments, and maximizing base power, subject to constraints on installed capacity and the number of units per site. A test system was designed with six potential sites for wind power plants and two sites for solar power plants, with a combined installed capacity of 600 MW. The study proposed an algorithm integrating daily power profile simulations for a single wind turbine and a photovoltaic module group across candidate sites with vary-

ing topography and daylight duration. Optimization of installed capacity distribution among sites was then performed. Application of the model to the test system showed that the type of objective function significantly affects the configuration of the optimal system and the allocation of capacity among sites. Transitioning from the criterion of maximum electricity output to criteria related to power dynamics reduces generation by 6–7%, while decreasing the total rate of power change and total power increments by 19–39% and increasing base power by up to 38%. The proposed optimization algorithm provides a systematic framework for decision-making in the design of renewable energy systems with minimal internal volatility of generation. The selection of the objective function depends on the flexibility characteristics of a given power system and can be applied at early stages of planning renewable energy facilities.

Keywords: power systems, renewable energy sources, wind farms, solar power plants, capacity factor, rate of power change, base power, optimization, single-criterion problem, flexibility

For citation: Sigítov O.Yu., Suslov K.V. Optimal siting of wind and solar power plants in an electric power system. *iPolytech Journal*. 2025;29(4):550-566. (In Russ.). <https://doi.org/10.21285/1814-3520-2025-4-550-566>. EDN: MULHFH.

ВВЕДЕНИЕ

В 2025 г. установленная мощность возобновляемых источников энергии (ВИЭ) в энергосистеме России составила 6,64 ГВт. В структуре установленной мощности ветровые электростанции составляют 2,57 ГВт, солнечные электростанции – 2,55 ГВт, и малые гидроэлектростанции мощностью до 50 МВт – 1,32 ГВт. Помимо этого, введены электростанции, функционирующие на основе биомассы, биогаза, свалочного газа, твердых бытовых отходов и геотермальной энергии совокупной мощностью более 200 МВт. Средний коэффициент использования установленной мощности (КИУМ) электростанций в 2023 г. составил для солнечных электростанций (СЭС) 14,4%, ветровых электростанций (ВЭС) – 31,1%, малых гидроэлектростанций (ГЭС) – 49,8%. При этом для СЭС и малых ГЭС наиболее высокие показатели КИУМ были достигнуты в летние месяцы: с мая по август КИУМ СЭС находился в диапазоне 20,0–20,7%, КИУМ малых ГЭС – 67,8–90,8%. Для ВЭС наибольшие значения КИУМ зафиксированы³ в январе и декабре – 51,7 и 42,6%.

Активное развитие ВИЭ в энергосистеме России и в мире связано со многими факторами – техническими, экономическими и экологическими [1, 2].

Ветровые электростанции в настоящее время демонстрируют высокие темпы роста. В период с 2005 по 2023 г. установленная мощность ВЭС в мире выросла почти в 17 раз⁴, с 59 ГВт до 1021 ГВт. За период 2009–2025 гг. мировая приведенная стоимость (LCOE от англ. Levelized Cost of Energy [3]) наземных ВЭС снизилась⁵ в 2,2 раза – с 0,135 до 0,061 долл США/кВт·ч. Повышение эффективности ветроэлектрических установок (ВЭУ) напрямую связано с габаритными характеристиками. Чем больше ометаемая площадь ротора ВЭУ, тем больше энергии ветрового потока можно преобразовать в электрическую энергию и тем ниже себестоимость производства электрической энергии. Номинальная мощность^{6,7} современных ВЭУ достигает 12–15 МВт при диаметре ротора 211–236 м [4].

Солнечные электростанции за сопоставимый период с 2005 по 2023 г. увеличили установленную мощность⁸ в мире в 325 раз, с 5 ГВт до 1624 ГВт. За аналогичный период мировая приведенная стоимость новых модулей СЭС снизилась в 6,2 раза – с 0,359 до 0,058 долл США/кВт·ч. Основное направление увеличения эффективности солнечных электростанций – повышение коэффициента полезного действия (КПД) солнечных моду-

³Рынок возобновляемой энергетики России: текущий статус и перспективы развития // Ассоциации развития возобновляемой энергетики. Режим доступа: <https://rreda.ru/> (дата обращения: 10.09.2025).

⁴Global wind report 2025 // Global Wind Energy Council. Режим доступа: <https://www.gwec.net/reports> (дата обращения: 10.09.2025).

⁵Lazard's Levelized Cost of Energy+ (LCOE+) // Lazard. Режим доступа: <https://www.lazard.com/research-insights/levelized-cost-of-energyplus-lcoeplus/> (дата обращения: 10.09.2025).

⁶Vestas. V236-15.0 MW™ offshore wind turbine. Режим доступа: <https://www.vestas.com/en/products/offshore/V236-15MW> (дата обращения: 10.09.2025).

⁷GE Vernova. Haliade-X offshore wind turbine. Режим доступа: <https://www.ge.com/renewableenergy/wind-energy/offshore-wind/haliade-x-offshore-turbine> (дата обращения: 10.09.2025).

⁸IEA PVPS. Task 1. Strategic PV analysis and outreach – 2023. Snapshot of global PV markets. Режим доступа: <https://iea-pvps.org/wp-content/uploads/2024/04/Snapshot-of-Global-PV-Markets-1.pdf> (дата обращения: 10.09.2025).

лей. В 2006 г. средний КПД солнечных электростанций составлял 13,2% для мультикристаллических фотоэлектрических модулей и 14,7% для монокристаллических фотоэлектрических модулей. В 2018 г. значения КПД выросли до 17 и 18%, соответственно, и продолжают расти⁹.

Учитывая положительные тенденции всестороннего развития ВИЭ, новые источники генерации становятся конкурентными в сравнении с традиционными источниками энергии (теплоэлектростанций, ГЭС, атомных электростанций) [5, 6]. В результате этого при формировании «Генеральной схемы размещения объектов электроэнергетики до 2042 г.» предусмотрено строительство 17,2 ГВт ВИЭ (ВЭС и СЭС)¹⁰. Поэтому задача оптимального размещения ветровых и солнечных электростанций в электроэнергетической системе России является актуальной на долгосрочную перспективу.

Очевидно, что ветровые и солнечные электростанции имеют свои характерные режимы работы. Ветровые электростанции имеют нестабильный график генерации, обусловленный изменениями скорости и направления ветра [7]. Отдельно на мощность ветрового потока и его повторяемость влияют местные особенности, связанные с местными циркуляциями атмосферы (например, бризовые и горно-долинные циркуляции) [8, 9]. Отличительной особенностью солнечных электростанций являются ночной минимум нагрузки, дневной максимум нагрузки и зависимость от погодных условий и продолжительности светового дня [10]. На примере суточных графиков нагрузки ВЭС и СЭС в энергосистеме Австралии можно увидеть режимы работы как отдельных ВЭС и СЭС, так и результирующие графики нагрузки¹⁰ по всем источникам – рис. 1.

В составе ЭЭС работают 69 СЭС с установленной мощностью от 5 до 324 МВт и суммарной установленной мощностью 5,9 ГВт, а также 69 ВЭС с установленной мощностью от 20 до 452 МВт и суммарной установленной мощностью 8,5 ГВт. Нагрузка энерго-

системы составляет около 27 ГВт. Суточные графики нагрузки ВЭС и СЭС показывают, что колебания мощности отдельных электростанций накладываются друг на друга и, таким образом, общая интенсивность колебаний мощности всех объектов ВИЭ снижается. Поэтому оптимальное распределение ВЭС и СЭС позволяет получить оптимальный результирующий график выдачи мощности и может повысить надежность управления электроэнергетическим режимом с точки зрения сохранения баланса мощности. Положительный эффект результирующего графика выдачи мощности ВИЭ подтверждается различными исследованиями¹¹ [11–13]. В связи с этим целью исследования является разработка математических моделей определения оптимальных мест строительства ветровых и солнечных электростанций в электроэнергетической системе. Для ее решения используются разработанные ранее методы однокритериальной оптимизации мест строительства ВЭС [14], позволяющие формализовать выбор целевой функции при решении задачи эффективного размещения ВЭС и СЭС. Соответственно, научная новизна заключается в расширении однокритериальной модели на комбинированную систему ВЭС и СЭС и усовершенствовании набора показателей, характеризующих нестабильный характер генерации систем, состоящих из возобновляемых источников энергии. Необходимо подчеркнуть, что при решении задач интеграции ВИЭ в энергосистему ключевое значение имеют не только экономические показатели ВИЭ (например, выработка электрической энергии, коэффициент использования установленной мощности), но и режимные характеристики ВИЭ, определяющие их совместимость с традиционной генерацией (например, интенсивность колебаний мощности и базисная мощность, которые особенно критичны для оценки необходимости резервирования мощности ВИЭ традиционными электростанциями или системами накопления электрической энергии).

⁹О Генеральной схеме размещения объектов электроэнергетики до 2042 года: распоряжение Правительства Российской Федерации от 30.12.2024 № 4153-р.

¹⁰Australian Energy Market // Aneroid Energy. Режим доступа: <https://anero.id/energy> (дата обращения: 10.09.2025).

¹¹Winds V. Encyclopedia of Atmospheric Sciences (Third Edition). 2026. Vol. 1. P. 921–942. <https://doi.org/10.1016/B978-0-323-96026-7.00213-7>.

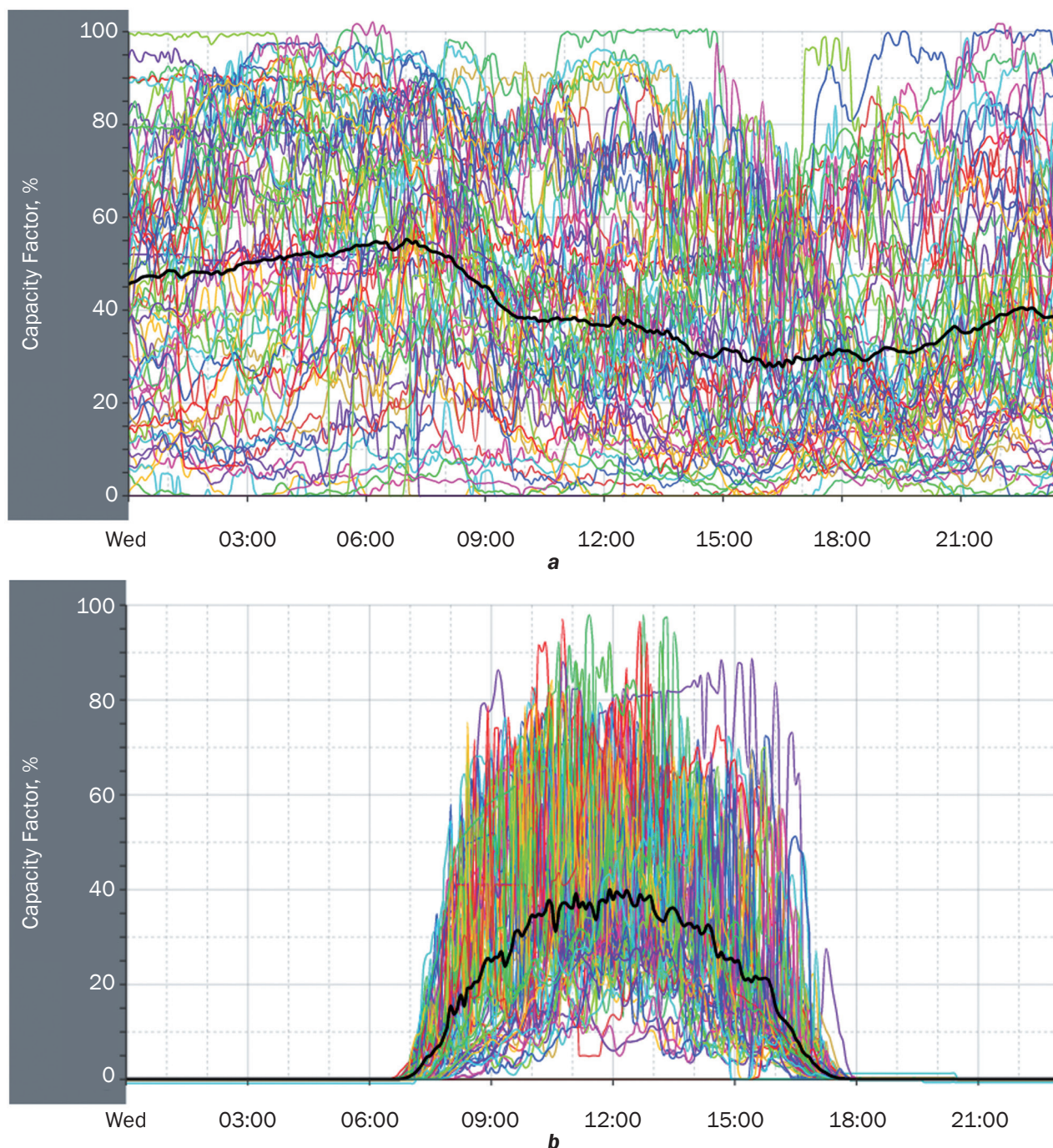


Рис. 1. Изменение коэффициента использования установленной мощности ветровых (а) и солнечных электростанций (б) в течение суток 25.05.2022. Цветные линии показывают изменение коэффициента использования установленной мощности каждой электростанции, а черная линия показывает результирующий коэффициент использования установленной мощности всех ветровых/солнечных электростанций

Fig. 1. Daily changes of the capacity factor of wind farms (a) and solar power plants (b) during May 25, 2022. Colored lines show the variations of the capacity factor of each power plant, and the black line shows the resulting capacity factor of all wind farms and solar power plants

МАТЕРИАЛЫ И МЕТОДЫ ИССЛЕДОВАНИЯ

В настоящее время исследованиям, посвященным вопросам выбора оптимальных мест строительства объектов возобновляемой энергетики, в таких регионах мира, как Европа, Азия, Северная и Южная Америка,

уделяется большое внимание. В России данное направление также получило свое развитие, и результаты таких исследований особенно актуальны в задачах создания гибридных энергокомплексов. Речь идет о системах, комбинирующих дизельную генерацию, ве-

троэнергетические и солнечные электростанции, накопители энергии и малые гидроэлектростанции, предназначенных для энергоснабжения изолированных территорий [15]. Обзор современных методик выбора мест размещения ВИЭ был систематизирован в рамках предыдущих исследований [14].

Оптимизацию размещения объектов ВИЭ в энергосистеме можно рассматривать как подзадачу более общей задачи по оптимизации структуры генерирующих мощностей, целью которой является покрытие прогнозируемого спроса на мощность и электроэнергию [16]. Если решение данной задачи свидетельствует о необходимости ввода мощностей ветровой и солнечной генерации, то возникает задача определения их оптимального местоположения. Методологической основой для решения этой задачи в рамках настоящего исследования служит однокритериальная оптимизационная модель выбора площадок для строительства ВИЭ (рис. 2).

В качестве критериев оптимизации рассматривается показатель, характеризующий максимальную экономическую эффективность ВЭС и СЭС через максимизацию выработки электрической энергии, а также показатели, отражающие маневренные свойства совокупной генерации ВЭС и СЭС: минимальная скорость изменения мощности, минимальное приращение мощности и максимальная базисная мощность.

Приращение мощности – это абсолютное изменение выходной мощности электростанции (ВЭС, СЭС) между двумя моментами времени, выражаемое в единицах мощности (МВт, кВт). Положительное приращение мощности свидетельствует об увеличении мощности электростанции, отрицательное – о снижении мощности.

Скорость изменения мощности – это величина изменения мощности электростанции (ВЭС, СЭС) в единицу времени, выражаемая в МВт/ч или МВт/мин. Положительная скорость изменения мощности соответствует нагружению электростанции, отрицательная – разгрузке электростанции.

Базисная мощность – это минимальное значение суммарной мощности всех электростанций (ВЭС, СЭС), сохраняющееся непрерывно не менее заданного числа шагов дискретизации (например, каждый час в течение суток), и по физическому смыслу соответству-

ет минимальному гарантированному уровню генерации, выражаемому в единицах мощности (МВт, кВт). Следует подчеркнуть, что для отдельных ВЭС и СЭС без накопителей на суточном горизонте базисная мощность во многих случаях приближается к нулю, поэтому данный критерий используется преимущественно при анализе агрегированных систем ВИЭ или при наличии высокоманевренных источников и систем накопления энергии.

Интегрирование перечисленных показателей по временным интервалам (от минутных до часовых) за рассматриваемый период времени (от суток до года) позволяет оценить временную изменчивость режимов работы ВЭС и СЭС. Указанные интегральные показатели критичны для оценки влияния ВИЭ на режимы работы традиционных электростанций и определяют требования к маневренным характеристикам генерирующего оборудования.

В соответствии с разработанным алгоритмом оптимизации, на первом этапе выбираются потенциальные площадки для строительства источников генерации на базе ВИЭ. Для каждой из этих площадок анализируются ветровой потенциал $V(j, m)$ и солнечная инсоляция $G(j, s)$, на основании которых моделируется график генерации одной ВЭУ и одной группы фотоэлектрических модулей (ФЭМ). Данная процедура производится для каждой потенциальной точки размещения.

Далее проводится оптимизация для максимизации совокупной выработки ($N_{ВИЭ}$), в результате чего формируется ранжированный список приоритетных мест для размещения ВИЭ. При этом учитываются ограничения по размещению максимального количества ВЭУ и групп ФЭМ в потенциальных местах. В этом случае целевая функция формулируется следующим образом:

$$N_{ВИЭ} \rightarrow \max; \quad (1)$$

$$N_{ВИЭ} = N_{ВЭС} + N_{СЭС} = \sum_{m=1}^l \sum_{j=1}^T P_{jm} \cdot t_j \cdot N_m + \sum_{s=1}^d \sum_{j=1}^T P_{js} \cdot t_j \cdot M_s, \quad (2)$$

где N_m – количество ветроэнергетических установок в составе ветроэлектростанции m ; l – количество ВЭС; P_{jm} – значение мощности

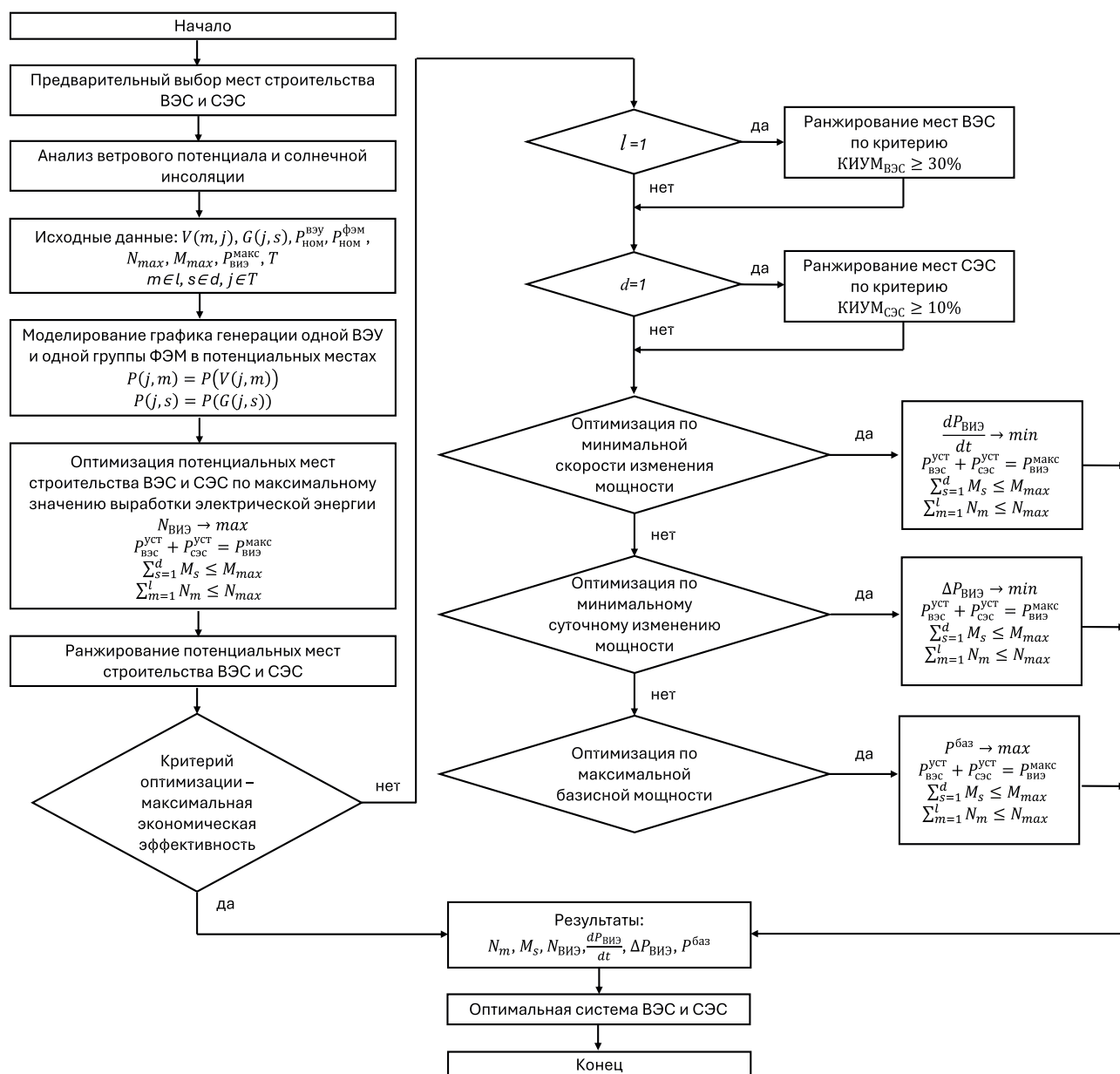


Рис. 2. Блок-схема алгоритма оптимизации мест строительства ветровых и солнечных электростанций
 Fig. 2. Flowchart of an optimization algorithm for the construction sites of wind farms and solar power plants

ВЭУ при соответствующей скорости ветра в момент времени j в месте строительства ВЭС m , МВт; t_j – время, ч; T – рассматриваемый интервал времени, ч; M_s – количество групп ФЭМ в составе СЭС s ; d – количество СЭС; P_{js} – значение мощности группы ФЭМ при соответствующей инсоляции в момент времени j в месте строительства СЭС s , МВт.

Полученные данные служат входными параметрами для модели однокритериальной оптимизации размещения ВИЭ. В рамках этой модели производится перераспределение ВЭУ и ФЭМ между электростанциями, обеспечивающими наибольшую выработку

электрической энергии в соответствии с дополнительными критериями оптимизации, такими как минимальная скорость изменения мощности, минимальное приращение мощности или максимальная базисная мощность.

Если по критерию максимальной выработки оптимальной признана только одна площадка ВЭС/СЭС, то перераспределение проводится среди локаций с приемлемым КИУМ. Критерии приемлемости определены на основе анализа статистики. КИУМ ВЭС в энергосистеме России изменяется в среднем от 16% (в летний период) до 40% (в зим-

ний период). Средняя величина КИУМ современных континентальных ВЭС в мире¹¹ составляет около 30–35%, а офшорных¹² ВЭС – около 35–55%. Учитывая российский и зарубежный опыт, приемлемое значение КИУМ для ВЭС можно установить от 30% и выше, в зависимости от рассматриваемого места строительства. У СЭС среднее значение КИУМ в энергосистеме России составляет от 4% (зимой) до 21% (летом). Среднее значение КИУМ в мире составило около 17% в 2022 г. [17]. Таким образом, на основании анализа российского и международного опыта, значение КИУМ для СЭС в зависимости от локальных условий можно установить на уровне от 10%.

Целевые функции по критерию минимальной интенсивности колебаний мощности системы ВИЭ представляются в виде минимума суммы модулей скоростей изменения мощности ($dP_{ВИЭ}/dt$) и минимума суммы модулей приращения мощности ($\Delta P_{ВИЭ}$):

$$\frac{dP_{ВИЭ}}{dt} \rightarrow \min; \quad (3)$$

$$\begin{aligned} \frac{dP_{ВИЭ}}{dt} &= \frac{dP_{ВЭС}}{dt} + \frac{dP_{СЭС}}{dt} = \\ &= \sum_{m=1}^l \sum_{j=1}^T \frac{(P_{jm} - P_{j+k,m}) \cdot N_m}{t_j - t_{j+k}} + \\ &+ \sum_{s=1}^d \sum_{j=1}^T \frac{(P_{js} - P_{j+k,s}) \cdot M_s}{t_i - t_{i+k}}, \end{aligned} \quad (4)$$

где $dP_{ВЭС}/dt$ – скорость изменения выходной мощности ветроэлектростанции, МВт/мин; $dP_{СЭС}/dt$ – скорость изменения мощности СЭС, МВт/мин; k – шаг измерения мощности ВЭС/СЭС, мин или ч.

$dP_{ВИЭ}/dt > 0$ соответствует нагружению ВЭС/СЭС с полученной скоростью, $dP_{ВИЭ}/dt < 0$ соответствует разгрузке ВЭС/СЭС с полученной скоростью. При $dP_{ВИЭ}/dt = 0$ мощность ВЭС/СЭС не изменяется.

$$\Delta P_{ВИЭ} \rightarrow \min; \quad (5)$$

$$\begin{aligned} \Delta P_{ВИЭ} &= \Delta P_{ВЭС} + \Delta P_{СЭС} = \\ &= \sum_{m=1}^l \sum_{j=1}^T (P_{jm} - P_{j+k,m}) \cdot N_m + \\ &+ \sum_{s=1}^d \sum_{j=1}^T (P_{js} - P_{j+k,s}) \cdot M_s, \end{aligned} \quad (6)$$

где $\Delta P_{ВЭС}$ – приращение мощности ВЭС, МВт; $\Delta P_{СЭС}$ – приращение мощности СЭС, МВт.

$\Delta P_{ВИЭ} > 0$ соответствует нагружению ВЭС/СЭС, $\Delta P_{ВИЭ} < 0$ соответствует разгрузке ВЭС/СЭС. При $\Delta P_{ВИЭ} = 0$ мощность ВЭС/СЭС не изменяется.

Целевая функция, соответствующая критерию максимальной базисной мощности, имеет следующий вид:

$$P^{\text{баз}} \rightarrow \max; \quad (7)$$

$$P^{\text{баз}} = \sum_{m=1}^l \sum_{j=1}^T \sum_{s=1}^d \min(P_{jm} \cdot N_m + P_{js} \cdot M_s), \quad (8)$$

где $P^{\text{баз}}$ – минимальная непрерывная мощность, которую может обеспечивать ветроэнергетическая установка и группа ФЭМ в течение заданного периода, МВт. Присутствие нулевых значений скорости ветра и солнечной инсоляции в массиве исходных данных является основанием для определения нулевого уровня базисной мощности в течение заданного периода.

Ограничениями для каждой целевой функции является максимальное количество ВЭУ, групп ФЭМ и максимальная установленная мощность ВЭС и СЭС, предусмотренных к строительству:

$$\sum_{m=1}^l N_m \leq N_{\text{max}}; \quad (9)$$

¹¹Wind energy in Europe – 2020. Statistics and the outlook for 2021–2025. Brussels // WindEurope. Режим доступа: <https://windeurope.org/intelligence-platform/product/wind-energy-in-europe-2020-statistics-and-the-outlook-for-2021-2025/> (дата обращения: 10.09.2025).

¹²WindEurope. Wind energy in Europe in 2019 – trends and statistics. Brussels // WindEurope. Режим доступа: <https://windeurope.org/data/products/wind-energy-in-europe-in-2019-trends-and-statistics/> (дата обращения: 10.09.2025).

$$\sum_{s=1}^d M_s \leq M_{max}; \quad (10)$$

$$P_{вэс}^{уст} + P_{сэс}^{уст} = P_{виэ}^{макс}. \quad (11)$$

Согласно представленной методике, результатом оптимизации является оптимальная конфигурация системы ВИЭ, определяемая эффективным пространственным распределением ВЭУ и ФЭМ между электростанциями в соответствии с заданным критерием оптимизации.

Необходимо отметить, что в настоящей постановке задачи профиль электрической нагрузки и требования к резервам мощности явным образом не учитываются. Предполагается, что покрытие нагрузки и обеспечение резервов осуществляются другими источниками энергосистемы. Такая постановка позволяет определить конфигурации комплексов с наименьшей внутренней волатильностью генерации. Учет суточного и сезонного графиков потребления представляет собой отдельную и более сложную задачу, требующую моделирования режимов всей ЭЭС, и является предметом планируемых дальнейших исследований. Таким образом, предлагаемый алгоритм следует рассматривать как подзадачу более общей оптимизационной модели развития генерирующих мощностей, выполняющую предварительную фильтрацию конфигураций ВИЭ по их режимной совместимости. Практическое применение полученных результатов должно сопровождаться последующей проверкой отобранных конфигураций в рамках полной модели, включающей ретроспективный график нагрузки, ограничения по резервам мощности, а также сетевые ограничения.

РЕЗУЛЬТАТЫ ИССЛЕДОВАНИЯ И ИХ ОБСУЖДЕНИЕ

Тестовая модель, состоящая из шести потенциальных мест строительства ветровых электростанций (ВЭС 1, ВЭС 2, ВЭС 3, ВЭС 4, ВЭС 5 и ВЭС 6) и двух потенциальных мест строительства солнечных электростанций (СЭС 1 и СЭС 2), предусматривает ввод ВЭС и СЭС с общей установленной мощностью 600 МВт. Ограничение по установленной мощности для каждого места принято 300 МВт.

В качестве базовой для проектируемой ВЭС принята ВЭУ мощностью 2,5 МВт – ти-

повой для наземных станций класс, предлагаемый различными производителями, в частности, Росатом L-100 2.5, Vestas V117-3.45, General Electric GE 3.4-137, Goldwind GW 100/2500. Ключевыми параметрами установок данного класса являются высота башни в интервале 100–150 м и диаметр ротора, составляющий порядка 100 м. Ключевым технологическим преимуществом по сравнению с высокомоощными ВЭУ (7 МВт и более) является гибкость в выборе схемы генератора, допускающая использование как редукторной, так и безредукторной (прямой привод) технологии.

Для строительства СЭС выбраны гетероструктурные фотоэлектрические модули номинальной мощностью 445 Вт. Данные модули превосходят классические кремниевые по энергоэффективности, обеспечивая прирост выработки электроэнергии на протяжении всего жизненного цикла электростанции до 25%. Этот результат достигается благодаря их способности сохранять высокую производительность в широком диапазоне условий, включая облачную погоду и повышенные температуры окружающей среды. Для дальнейшего моделирования фотоэлектрические модули объединены в группу ФЭМ номинальной мощностью 0,1 МВт.

Суточные графики выдачи мощности ВЭУ и группы ФЭМ получены на основе индивидуальных для каждого пункта моделей суточной динамики скорости ветра и солнечной инсоляции. Модели выдачи мощности ВЭС сгруппированы по типу орографии (от греч. ὄρος – гора, ὑράφω – пишу, описываю): равнинные (ВЭС 1, 2, 3, 4, 6), прибрежные и горно-долинные (ВЭС 5). Модели солнечной инсоляции основаны на минимальной продолжительности светового дня (СЭС 1) и максимальной (СЭС 2) в условиях 43-й широты. Необходимо отметить, что данные модели являются идеализированными. Реальные графики выдачи мощности ВЭС и СЭС определяются целым комплексом факторов. Помимо рельефа местности, сезонного перераспределения тепла на поверхности и в атмосфере, перемещения циклонов и антициклонов, облачности, сезонных осадков, особенностей подстилающей поверхности, атмосферной динамики и уровня солнечной активности, существенную роль играют системные и эксплуатационные факторы ВЭС и

СЭС: ориентация ступицы, оптимальная расстановка ВЭУ внутри ВЭС, оптимальная работа системы управления (yaw/pitch control), обледенение и загрязнение лопастей, остановки ВЭУ, ориентация и угол наклона ФЭМ, температурный коэффициент ФЭМ, запыленность и отложение снега/льда, деградация ФЭМ, а также сетевые ограничения на выдачу мощности и потери в электрических сетях.

Несмотря на упрощения, данные модели применимы для решения оптимизационной задачи по локации ВЭС и СЭС, позволяя качественно оценить и продемонстрировать ожидаемые эффекты.

В табл. 1 приведены результаты моделирования суточной генерации одной ВЭУ и

одной группы ФЭМ для всех потенциальных вариантов размещения. На рис. 4 представлены интегральные суточные показатели для каждого потенциального места строительства ВЭС и СЭС при размещении максимального количества ВЭУ и групп ФЭМ в каждом месте: КИУМ, скорость изменения мощности и приращение мощности, а также базисная мощность.

На основании алгоритма решения однокритериальной задачи сначала оптимизация проводилась по критерию максимизации выработки электроэнергии. Результатом решения является ранжированный список перспективных мест размещения ВЭС и СЭС, представленный в табл. 1.

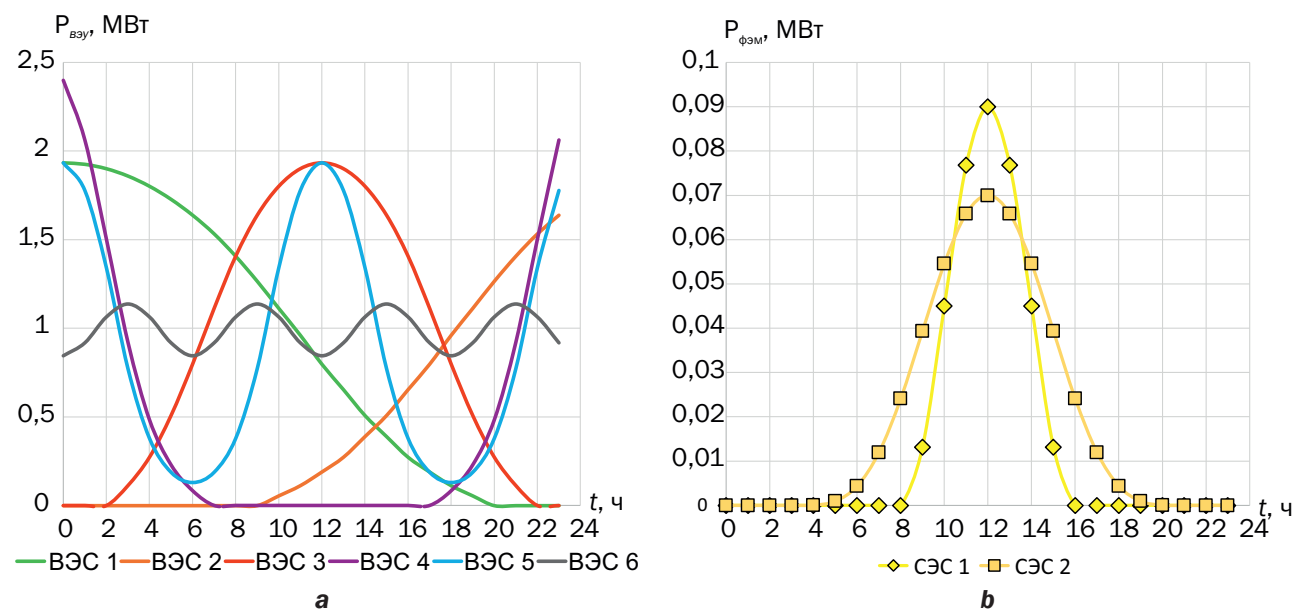


Рис. 3. Графики генерации ветроэлектрических установок (а) и группы фотоэлектрических модулей (б) в потенциальных местах строительства ветровых электростанций и солнечных электростанций в течение суток

Fig. 3. Generation graphs of wind turbines (a) and a group of photovoltaic modules (b) at potential wind and solar power plant construction sites during the day

Таблица 1. Ранжированный список потенциальных мест строительства ветровых и солнечных электростанций по критерию максимальной выработки электрической энергии

Table 1. A ranked list of potential sites for the construction of wind and solar power plants based on maximum electric energy generation

Название ветровых электростанций	$N_{вэу}$, тыс. кВт·ч	N_m	N_{max}	M_s	M_{max}
ВЭС 6	2854,1	120	120	–	–
ВЭС 1	2646,0	120	120	–	–
ВЭС 5	2634,2	0	120	–	–
ВЭС 3	2524,8	0	120	–	–
ВЭС 4	1555,4	0	120	–	–
СЭС 2	1417,5	–	–	0	3000
ВЭС 2	1308,0	0	120	–	–
СЭС 1	1080,0	–	–	0	3000

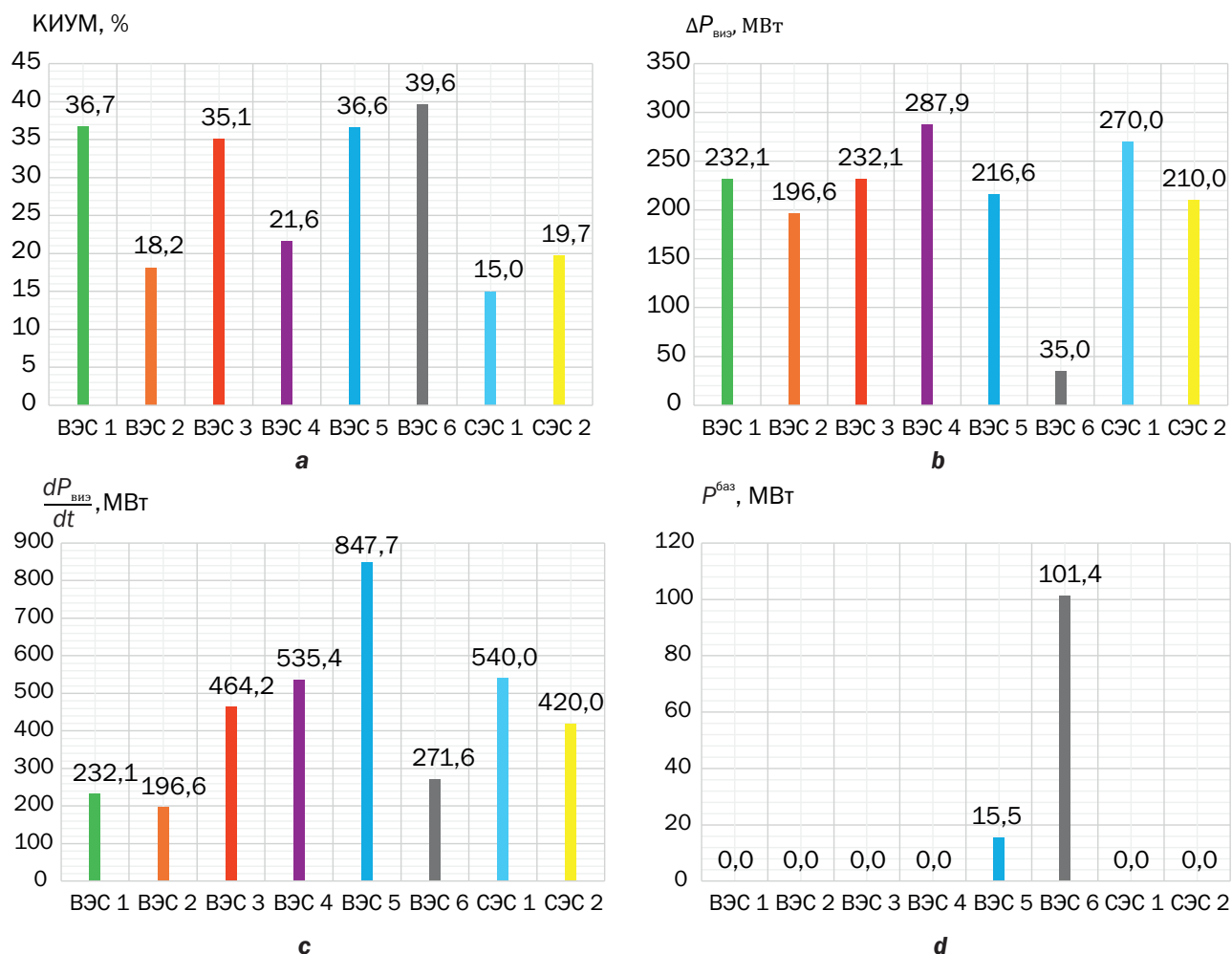


Рис. 4. Характеристики потенциальных мест строительства ветровых и солнечных электростанций в течение суток: а – коэффициент использования установленной мощности; б – приращение мощности;

с – скорость изменения мощности; д – базисная мощность

Fig. 4. Characteristics of potential construction sites of wind and solar power plants during a day: а – capacity factor, б – power increment, с – rate of power change, д – base power

В соответствии с предложенным алгоритмом решение, полученное по критерию максимальной экономической эффективности, считается окончательным. Оптимальными местами являются ВЭС 6 и ВЭС 1. В случае использования иных критериев (минимальная скорость изменения мощности, минимальное приращение мощности или максимальная базисная мощность) из рассмотрения исключаются ВЭС 4 и ВЭС 2, т.к. их коэффициент использования установленной мощности составляет менее 30% (рис. 4). В этом случае перераспределение генерирующих мощностей (ВЭУ и групп ФЭМ) осуществляется между оставшимися площадками: ВЭС 6, ВЭС 1, ВЭС 5, ВЭС 3, СЭС 2 и СЭС 1.

Результаты расчетов по рассматриваемым критериям оптимизации представлены в табл. 2. Количество ВЭУ в составе каждой ВЭС

и групп ФЭМ в каждой СЭС варьируется в зависимости от выбранной целевой функции. Соответствующие суточные графики генерации для полученных оптимальных конфигураций систем представлены на рис. 5. Выбор класса напряжения для технологического присоединения к электрической сети обусловлен установленной мощностью станции и пропускной способностью ЛЭП, с учетом их двухцепного исполнения: до 10 МВт – 10 кВ, 10–40 МВт – 35 кВ, 40–200 МВт – 110 кВ, свыше 200 МВт – 220 кВ. Следует отметить, что для электростанций с минимальной расчетной мощностью целесообразно рассмотреть возможность перераспределения их мощности в пользу соседних площадок. В частности, в рамках данного исследования мощность, первоначально выделенная для СЭС 2, может быть размещена на площадке СЭС 1.

Таблица 2. Распределение ветроэлектрических установок и групп фотоэлектрических модулей в потенциальных местах строительства ветровых и солнечных электростанций при различных целевых функциях

Table 2. Distribution of wind turbines and photovoltaic module groups in potential construction sites of wind and solar power plants under different target functions

Название ветровых электростанций	$N_{ВИЭ} \rightarrow \max$		$\frac{dP_{ВИЭ}}{dt} \rightarrow \min$		$\Delta P_{ВИЭ} \rightarrow \min$		$P_{баз} \rightarrow \max$	
	N_m / M_s	$P_{уст}, \text{МВт}$	N_m / M_s	$P_{уст}, \text{МВт}$	N_m / M_s	$P_{уст}, \text{МВт}$	N_m / M_s	$P_{уст}, \text{МВт}$
ВЭС 1	120	300	118	295	70	175	0	0
ВЭС 3	0	0	22	55	18	45	72	180
ВЭС 5	0	0	5	12,5	10	25	26	65
ВЭС 6	120	300	73	182,5	120	300	120	300
СЭС 1	0	0	534	53,4	531	53,1	530	53
СЭС 2	0	0	16	1,6	19	1,9	20	2

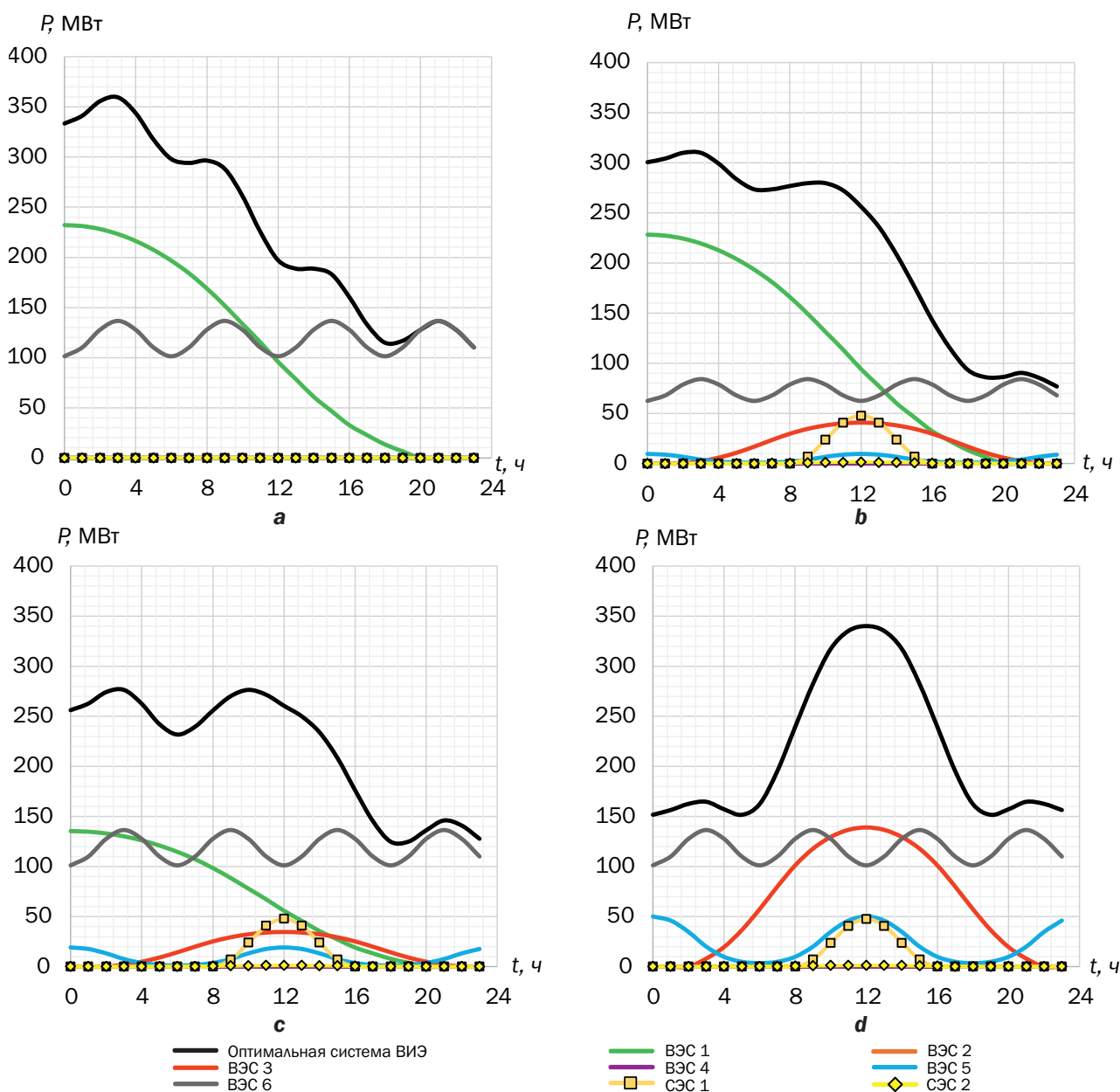


Рис. 5. Графики генерации возобновляемых источников энергии и солнечных электростанций при различных целевых функциях: а – максимальной выработке электрической энергии; б – минимальной скорости изменения мощности; с – минимальном приращении мощности; d – максимальной базисной мощности

Fig. 5. Generation graphs of renewable energy sources and solar power plants at various target functions: a – maximum electric power generation; b – minimum rate of power change; c – minimum of power increment; d – maximum base power

Проведенное исследование демонстрирует существенное влияние выбора целевой функции на результирующие показатели оптимальной системы ВИЭ. Как и следует из постановки однокритериальной задачи, достижение экстремума по одному показателю (например, максимуму выработки) закономерно приводит к ухудшению других характеристик системы. В качестве базового и наименее трудоемкого метода, не требующего применения сложных оптимизационных процедур, может быть использован критерий максимума выработки электроэнергии. Алгоритм предполагает последовательное размещение ВЭУ и групп ФЭМ на площадках в порядке убывания их энергетического потенциала (ВЭС 6, далее ВЭС 1, ВЭС 5, ВЭС 3, ВЭС 4, СЭС 2, ВЭС 2 и СЭС 1) до момента наступления ограничения по месту размещения. В отличие от выработки, такие параметры, как скорость изменения мощности, приращение мощности, а также базисная мощность, являются производными от результирующего графика генерации. Их прогнозирование без применения специализированных оптимизационных моделей представляется затруднительным.

Табл. 3 отражает зависимость параметров оптимальной системы ВИЭ от выбранной целевой функции в тестовой модели. По диагонали матрицы расположены экстремальные значения соответствующих оптимизируемых параметров.

Максимальная выработка электрической энергии при соответствующей целевой функции составляет 5500 тыс. кВт·ч, что на 8% выше, чем при целевой функции по минимуму скорости изменения мощности, на 6% выше, чем при целевой функции по мини-

муму приращения мощности и на 7% выше, чем при целевой функции по максимуму базисной мощности.

Минимальная суммарная скорость изменения мощности при соответствующей целевой функции составляет 263,4 МВт, что на 23% ниже, чем при целевой функции по выработке электрической энергии, на 14% ниже, чем при целевой функции по минимуму приращения мощности и на 61% ниже, чем при целевой функции по максимуму базисной мощности.

Минимальное приращение мощности при соответствующей целевой функции составляет 151,3 МВт, что на 65% ниже, чем при целевой функции по выработке электрической энергии, на 54% ниже, чем при целевой функции по минимуму скорости изменения мощности и на 25% ниже, чем при целевой функции по максимуму базисной мощности.

Максимальная базисная мощность при соответствующей целевой функции составляет 151,6 МВт, что на 38% выше, чем при целевой функции по выработке электрической энергии, на 100% выше, чем при целевой функции по минимуму скорости изменения мощности и на 21% выше, чем при целевой функции по минимуму приращения мощности.

Для сравнения полученных результатов в табл. 4 показано изменение параметров оптимальной системы ВИЭ целевых функций ($dP_{\text{ВИЭ}}/dt \rightarrow \min, \Delta P_{\text{ВИЭ}} \rightarrow \min, P^{\text{баз}} \rightarrow \max$) относительно целевой функции по критерию максимальной выработки электрической энергии, где $N_{\text{ВИЭ}} \rightarrow \max$. Можно сделать вывод, что при незначительном снижении выработки электрической энергии (на 6%) целевая функция по критерию минимума

Таблица 3. Параметры оптимальной системы возобновляемых источников энергии в зависимости от целевой функции

Table 3. Parameters of the optimal renewable energy system depending on the target function

Параметр	Оптимальная система возобновляемых источников энергии			
	$N_{\text{ВИЭ}} \rightarrow \max$	$\frac{dP_{\text{ВИЭ}}}{dt} \rightarrow \min$	$\Delta P_{\text{ВИЭ}} \rightarrow \min$	$P^{\text{баз}} \rightarrow \max$
$N_{\text{ВИЭ}}$, тыс. кВт·ч	5500,0	5110,5	5195,9	5140,0
$\frac{dP_{\text{ВИЭ}}}{dt}$, МВт	323,3	263,4	300,0	424,0
$\Delta P_{\text{ВИЭ}}$, МВт	249,4	232,9	151,3	188,4
$P^{\text{баз}}$, МВт	110,2	75,9	125,0	151,6

приращения мощности позволяет значительно снизить интенсивность колебаний мощности результирующего графика генерации ВЭС и СЭС с одновременным обеспечением базисной мощности.

В условиях, когда критерий максимальной экономической эффективности не является приоритетным, выбор целевой функции сводится к компромиссу между обеспечением маневренности энергосистемы и максимальной выработкой ВИЭ. Экспертная оценка в этом случае заключается в сравнительном анализе: что экономически целесообразнее – нести затраты на повышение маневренности (например, через ввод новых генерирующих мощностей) или допустить упущенную выгоду от ограничения выработки ВИЭ.

К числу ключевых характеристик маневренности энергосистемы, определяющих ее совместимость с ВИЭ, относятся резервы мощности, включая резервы на загрузку и разгрузку [18, 19].

Под резервом мощности электростанции на загрузку понимается величина регулировочного диапазона генерирующего оборудования электростанции, определяемая как разница между его фактической (планируемой) нагрузкой и рабочей мощностью. Также к резерву мощности на загрузку относится рабочая мощность отключенного от сети генерирующего оборудования, готового к включению в сеть (горячий резерв). Под резервом мощности на разгрузку понимается величина регулировочного диапазона генерирующего оборудования электростанции от его фактической (планируемой) нагрузки до технологического или технического минимума. При этом использование резервов мощности как на загрузку, так и на разгрузку должно обеспечиваться со

скоростью изменения мощности, сопоставимой с колебаниями мощности ВИЭ и нагрузкой потребителей.

В качестве примера можно рассмотреть характеристики тепловых электростанций. Для паросиловых энергоблоков верхний предел регулировочного диапазона активной мощности составляет 100–110% от номинальной мощности. Нижний предел (технологический минимум) варьируется в зависимости от типа топлива: для газомазутных котлов он находится в диапазоне 30–40%, а для пылеугольных – 60–70%. Скорость изменения мощности для таких блоков обычно составляет около 1% от установленной мощности в минуту, однако в зоне скользящего давления может достигать и 6%. Наиболее высокими показателями маневренности среди тепловых установок обладают парогазовые энергоблоки (ПГУ) [20, 21]. Для ПГУ с котлами-утилизаторами скорость изменения мощности может достигать 9% в минуту, технологический минимум нагрузки составляет около 50%, а технический минимум, зависящий от конфигурации блока, может снижаться до 17% [22].

Таким образом, при ограничении характеристик маневренности энергосистемы или сравнительно высоких затратах на их улучшение (при вводе новых высокоманевренных источников энергии), целевой функцией следует выбирать минимум интенсивности колебаний мощности ВЭС ($dP_{ВЭС}/dt$ и $\Delta P_{ВЭС}$).

Существенной характеристикой маневренности является также способность генерирующего оборудования к пускам и остановам [23]. Для ПГУ с котлами-утилизаторами нормативы предусматривают за весь срок службы суммарно около 10000 циклов «пуск-останов»: 100 – из холодного со-

Таблица 4. Анализ изменения параметров оптимальной системы возобновляемых источников энергии относительно целевой функции по критерию максимальной выработки электрической энергии

Table 4. Analysis of optimal renewable energy system parameter variation relative to the target function based on maximum electrical energy generation criterion

Параметр	$\frac{dP_{ВИЭ}}{dt} \rightarrow \min$	$\Delta P_{ВИЭ} \rightarrow \min$	$P^{баз} \rightarrow \max$
$N_{ВИЭ}, \%$	-7	-6	-7
$\frac{dP_{ВИЭ}}{dt}, \%$	-19	-7	31
$\Delta P_{ВИЭ}, \%$	-7	-39	-24
$P^{баз}, \%$	-31	13	38

стояния, 1900 – из теплого (неостывшего) и 8000 – из горячего, что соответствует требованиям к полупиковым энергоблокам. На расход эквивалентного ресурса особенно сильно влияют режимы сброса нагрузки: они вызывают повреждаемость оборудования более чем в восемь раз выше, чем пусковые режимы. Согласно техническим требованиям, ПГУ должны за срок службы обеспечить не менее 200 циклов сброса до уровня собственных нужд и не менее 150 циклов сброса с отключением генератора от сети с последующим удержанием режима холостого хода. В целях снижения темпов деградации генерирующего оборудования, обусловленной динамическими режимами (частые пуски и остановки) в условиях нестабильной работы ВИЭ, в качестве целевой функции целесообразно использовать критерий максимизации базисной мощности.

В условиях гарантированного наличия достаточного маневренного резерва традиционной генерации целевая функция должна быть направлена на достижение экономической эффективности, что реализуется через максимизацию объема выработки электроэнергии.

ЗАКЛЮЧЕНИЕ

Настоящее исследование посвящено решению задачи оптимизации мест строительства ветровых и солнечных электростанций с учетом их влияния на маневренность ЭЭС. В отличие от ранее опубликованных работ, в которых рассматривалась оптимизация только ветровых электростанций, в данной статье разработана и исследована однокритериальная модель для комбинированной системы ВЭС и СЭС. Разработанная математическая модель учитывает комплекс показателей, характеризующих как экономическую эффективность ВИЭ, так и их влияние на режимные параметры энергосистемы вследствие стохастичности генерации. К числу таких показателей относятся выработка электроэнергии, скорость изменения мощности, приращение мощности, а также базисная мощность.

Учет разнонаправленного влияния рассматриваемых показателей в оптимизационной модели обусловил необходимость системного подхода к выбору критерия. В связи с этим был разработан алгоритм оптими-

зации размещения ВЭУ и групп ФЭМ между потенциальными площадками строительства ВЭС и СЭС. Апробация алгоритма на тестовой модели, включающей ввод шести ВЭС и двух СЭС, позволила сформулировать следующие выводы.

1. Выбор целевой функции оказывает влияние на результирующие показатели оптимизируемой системы ВИЭ. В случае применения однокритериального подхода наблюдается существенное снижение прочих ключевых характеристик системы, не включенных в формализованный критерий оптимизации:

- максимальная выработка электрической энергии при соответствующей целевой функции выше на 6–8% в сравнении с другими целевыми функциями;

- минимальная суммарная скорость изменения мощности при соответствующей целевой функции ниже на 14–61% в сравнении с другими целевыми функциями;

- минимальное приращение мощности при соответствующей целевой функции ниже на 25–65% в сравнении с другими целевыми функциями;

- максимальная базисная мощность при соответствующей целевой функции выше на 21–100% в сравнении с другими целевыми функциями.

2. В результате анализа изменения параметров оптимальной системы ВИЭ относительно целевой функции по критерию максимальной выработки электрической энергии установлено, что при незначительном снижении выработки электрической энергии (на 6%) целевая функция по критерию минимума приращения мощности позволяет значительно снизить интенсивность колебаний мощности результирующего графика генерации ВЭС и СЭС с одновременным обеспечением базисной мощности.

3. Так как в предложенной постановке задачи необходимо выбирать только одну целевую функцию, в заключении были рассмотрены рекомендации по ее выбору. Рекомендации основаны на экспертной оценке с учетом характеристик маневренности энергосистемы, в которой планируется строительство ВЭС и СЭС.

4. Полученные оптимальные конфигурации ВИЭ представляют собой рекомендации по размещению, минимизирующие неста-

бильность результирующего графика генерации в изоляции от сетевых ограничений и графика потребления. На следующем этапе необходимо проверить чувствительность модели к суточному и сезонному профилям потребления ЭЭС, что может привести к корректировкам выбора оптимальных площадок. Сетевые ограничения по пропускной способности ЛЭП и потери при передаче электроэнергии могут также существенно влиять на оптимальный выбор мест размещения ВИЭ.

5. В качестве дальнейших этапов исследования планируется:

- интеграция графика нагрузки энергосистемы в оптимизационную модель;
- учет существующей инфраструктуры – ранее построенных объектов ВИЭ и сетевых ограничений;
- разработка многокритериальной оптимизационной задачи, объединяющей в едином критерии экономическую эффективность, маневренные характеристики и график нагрузки ЭЭС.

Список источников

1. Solomon B.D., Pasqualetti M.J., Nelson E. Global disparities in renewable energy development: where they exist and why // *Applied Geography*. 2026. Vol. 186. P. 103825. <https://doi.org/10.1016/j.apgeog.2025.103825>.
2. Akusta E., Cergibozan R. The role of renewable energy sources on the path to sustainable development for OECD countries: Considering the three pillars of sustainability // *Renewable Energy*. 2026. Vol. 256. Part D. P. 124101. <https://doi.org/10.1016/j.renene.2025.124101>.
3. Abdelhady S. Performance and cost evaluation of solar dish power plant: sensitivity analysis of levelized cost of electricity (LCOE) and net present value (NPV) // *Renewable Energy*. 2021. Vol. 168. P. 332–342. <https://doi.org/10.1016/j.renene.2020.12.074>. EDN: ABXYHP.
4. Durakovic A. DEC rolls out 13 MW offshore wind turbine // *Offshorewind.biz*. Режим доступа: <https://www.offshorewind.biz/2022/02/23/dec-rolls-out-13-mw-offshore-wind-turbine/> (дата обращения: 10.09.2025).
5. Moon Hee Seung, Baik Sunhee, Park Won Young. Assessing the levelized cost of energy in South Korea // *Energy Strategy Reviews*. 2025. Vol. 62. P. 101897. <https://doi.org/10.1016/j.esr.2025.101897>.
6. Kabeyi M.J.B., Olanrewaju O.A. The levelized cost of energy and modifications for use in electricity generation planning // *Energy Reports*. 2023. Vol. 9. Supplement 9. P. 495–534. <https://doi.org/10.1016/j.egyr.2023.06.036>.
7. Zhang Yu, Zhang Yongkang, Wu Tiezhou. Integrated strategy for real-time wind power fluctuation mitigation and energy storage system control // *Global Energy Interconnection*. 2024. Vol. 7. Iss. 1. P. 71–81. <https://doi.org/10.1016/j.gloi.2024.01.007>. EDN: MZNSFG.
8. Assireu A.T., Fisch G., Carvalho V.S.O., Pimenta F.M., De Freitas R.M., Saavedra O.R., et al. Sea breeze-driven effects on wind down-ramps: Their implications for wind farms along the north-east coast of Brazil // *Energy*. 2024. Vol. 294. P. 130804. <https://doi.org/10.1016/j.energy.2024.130804>. EDN: OIKOBM.
9. Артемьев А.Ю., Шакиров В.А., Яковкина Т.Н. Многокритериальный выбор районов для размещения ветровых электрических станций // *Системы. Методы. Технологии*. 2016. № 3. С. 116–122. <https://doi.org/10.18324/2077-5415-2016-3-116-122>. EDN: XQSOBH.
10. Wang Han, Zhang Ning, Du Ershun, Yan Jie, Han Shuang, Liu Yongqian. A comprehensive review for wind, solar, and electrical load forecasting methods // *Global Energy Interconnection*. 2022. Vol. 5. Iss. 1. P. 9–30. <https://doi.org/10.1016/j.gloi.2022.04.002>. EDN: VYPUDU.
11. Сигитов О.Ю. Сравнительный анализ динамического коэффициента неравномерности ветровых электростанций в различных энергосистемах // *Вестник Российского университета дружбы народов. Серия: Инженерные исследования*. 2025. Т. 26. № 1. С. 28–38. <http://doi.org/10.22363/2312-8143-2025-26-1-28-38>. EDN: JWTYWJ.
12. Álvarez-García F.J., Fresno-Schmolk G., OrtizBevia M.J., Cabos W., RuizdeElvira A. Reduction of aggregate wind power variability using empirical orthogonal teleconnections: an application in the Iberian Peninsula // *Renewable Energy*. 2020. Vol. 159. P. 151–161. <https://doi.org/10.1016/j.renene.2020.05.153>.
13. Shahriari M., Blumsack S. Scaling of wind energy variability over space and time // *Applied Energy*. 2017. Vol. 195. P. 572–585. <https://doi.org/10.1016/j.apenergy.2017.03.073>.
14. Сигитов О.Ю. Однокритериальная задача оптимизации мест строительства ветровых электростанций // *Известия российской академии наук. Энергетика*. 2025. № 3. С. 92–112. <https://doi.org/10.31857/S0002331025030067>. EDN: KPZLJP.
15. Сулов К.В. Развитие систем электроснабжения изолированных территорий России с использованием возобновляемых источников энергии // *Вестник Иркутского государственного технического университета*. 2017. Т. 21. № 5. С. 131–142. <https://doi.org/10.21285/1814-3520-2017-5-131-142>. EDN: YPLMUH.
16. Воропай Н.И., Подковальников С.В., Труфанов В.В., Беляев Л.С., Гальперова Е.В., Домышев А.В. [и др.]. Обоснование развития электроэнергетических систем. Методология, модели, методы, их использование: монография. Новосибирск: Наука, 2015. 448 с. EDN: ULMZZB.
17. Poursi H.H., Barenji R.V., Khojastehnezhad V.M. Solar energy status in the world: a comprehensive review // *Energy Reports*. 2023. Vol. 10. P. 3474–3493. <https://doi.org/10.1016/j.egyr.2023.10.022>. EDN: IDZWRD.

18. Ольховский Г.Г., Радин Ю.А., Макаров О.Н., Осыка А.С., Трушечкин В.П. Расширение регулировочного диапазона парогазовых установок ПГУ-450 // *Электрические станции*. 2015. № 3. С. 2–9. EDN: TQCIМH.
19. Радин Ю.А., Ленёв С.Н. Некоторые особенности эксплуатации ПГУ. Проблемы и перспективы // *Газотурбинные технологии*. 2024. № 1. С. 2–6. EDN: DSQFAZ.
20. Костюк Р.И., Писковацков И.Н., Чугин А.В., Коцюк Н.Н., Радин Ю.А., Березинец П.А. Некоторые особенности режимов эксплуатации головного энергоблока ПГУ-450Т // *Теплоэнергетика*. 2002. № 9. С. 6–11. EDN: XROORT.
21. Теплов Б.Д., Радин Ю.А., Филин А.А., Руденко Д.В. Тепловые испытания газотурбинной установки SGT5-4000F энергоблока ПГУ-420Т ТЭЦ-16 Мосэнерго // *Теплоэнергетика*. 2016. № 8. С. 10–17. <https://doi.org/10.1134/S0040363616080117>. EDN: WDOUHD.
22. Радин Ю.А., Сигитов О.Ю., Зорченко Н.В. Требования к маневренности тепловых электростанций в энергосистемах с ветровыми электростанциями // *Электрические станции*. 2025. № 1. С. 17–25. <https://doi.org/10.71841/EP.ELST.2025.1122.1.02>. EDN: LGYQHG.
23. Теплов Б.Д., Радин Ю.А. Повышение маневренности и экономической эффективности эксплуатации ПГУ в условиях оптового рынка электроэнергии и мощности // *Теплоэнергетика*. 2019. № 5. С. 39–47. <https://doi.org/10.1134/S0040363619050096>. EDN: ZBGRFB.

References

1. Solomon B.D., Pasqualetti M.J., Nelson E. Global disparities in renewable energy development: where they exist and why. *Applied Geography*. 2026;186:103825. <https://doi.org/10.1016/j.apgeog.2025.103825>.
2. Akusta E., Cergibozan R. The role of renewable energy sources on the path to sustainable development for OECD countries: Considering the three pillars of sustainability. *Renewable Energy*. 2026;256(D):124101. <https://doi.org/10.1016/j.renene.2025.124101>.
3. Abdelhady S. Performance and cost evaluation of solar dish power plant: sensitivity analysis of levelized cost of electricity (LCOE) and net present value (NPV). *Renewable Energy*. 2021;168:332-342. <https://doi.org/10.1016/j.renene.2020.12.074>. EDN: ABXYHP.
4. Durakovic A. DEC rolls out 13 MW offshore wind turbine. *Offshorewind.biz*. Available from: <https://www.offshorewind.biz/2022/02/23/dec-rolls-out-13-mw-offshore-wind-turbine/> [Accessed 10th September 2025].
5. Moon Hee Seung, Baik Sunhee, Park Won Young. Assessing the levelized cost of energy in South Korea. *Energy Strategy Reviews*. 2025;62:101897. <https://doi.org/10.1016/j.esr.2025.101897>.
6. Kabeyi M.J.B., Olanrewaju O.A. The levelized cost of energy and modifications for use in electricity generation planning. *Energy Reports*. 2023;9(9):495-534. <https://doi.org/10.1016/j.egyr.2023.06.036>.
7. Zhang Yu, Zhang Yongkang, Wu Tiezhou. Integrated strategy for real-time wind power fluctuation mitigation and energy storage system control. *Global Energy Interconnection*. 2024;7(1):71-81. <https://doi.org/10.1016/j.gloi.2024.01.007>. EDN: MZNSFG.
8. Assireu A.T., Fisch G., Carvalho V.S.O., Pimenta F.M., De Freitas R.M., Saavedra O.R., et al. Sea breeze-driven effects on wind down-ramps: Their implications for wind farms along the north-east coast of Brazil. *Energy*. 2024;294:130804. <https://doi.org/10.1016/j.energy.2024.130804>. EDN: OIKOBM.
9. Artemyev A.Yu., Shakirov V.A., Yakovkina T.N. Criteria-based choice of areas for siting the wind power plants. *Systems. Methods. Technologies*. 2016;3:116-122. (In Russ.). <https://doi.org/10.18324/2077-5415-2016-3-116-122>. EDN: XQSOBH.
10. Wang Han, Zhang Ning, Du Ershun, Yan Jie, Han Shuang, Liu Yongqian. A comprehensive review for wind, solar, and electrical load forecasting methods. *Global Energy Interconnection*. 2022;5(1):9-30. <https://doi.org/10.1016/j.gloi.2022.04.002>. EDN: VYPUDU.
11. Sigitov O.Yu. Comparative analysis of wind farms dynamic coefficient of unevenness in various energy systems. *RUDN Journal of Engineering Research. Seriya: Inzhenernye issledovaniya*. 2025;26(1):28-38. (In Russ.). <https://doi.org/10.22363/2312-8143-2025-26-1-28-38>. EDN: JWTYWJ.
12. Alvarez-García F.J., Fresno-Schmolck G., OrtizBevia M.J., Cabos W., RuizdeElvira A. Reduction of aggregate wind power variability using empirical orthogonal teleconnections: an application in the Iberian Peninsula. *Renewable Energy*. 2020;159:151-161. <https://doi.org/10.1016/j.renene.2020.05.153>.
13. Shahriari M., Blumsack S. Scaling of wind energy variability over space and time. *Applied Energy*. 2017;195:572-585. <https://doi.org/10.1016/j.apenergy.2017.03.073>.
14. Sigitov O.Yu. A single-criteria optimization of wind farms construction sites. *Bulletin of the Russian Academy of Sciences. Energetics*. 2025;3:92-112. (In Russ.). <https://doi.org/10.31857/S0002331025030067>. EDN: KPZLJP.
15. Suslov K.V. Development of power supply systems of Russian isolated territories using renewable energy sources. *Proceedings of Irkutsk State Technical University*. 2017;21(5):131-142. (In Russ.). <https://doi.org/10.21285/1814-3520-2017-5-131-142>. EDN: YPLMUH.
16. Voropai N.I., Podkovalnikov S.V., Trufanov V.V., Belyaev L.S., Galperova E.V., Domyshev A.V., et al. *Substantiation of electric power system development. Methodology, models, methods, and their use: a monograph*. Novosibirsk: Nauka; 2015, 448 p. (In Russ.). EDN: ULMZZB.
17. Pourasl H.H., Barenji R.V., Khojastehnezhad V.M. Solar energy status in the world: a comprehensive review. *Energy Reports*. 2023;10:3474-3493. <https://doi.org/10.1016/j.egyr.2023.10.022>. EDN: IDZWRD.

18. Olkhovsky G., Radin Yu., Makarow O., Osika A., Trushechkin V. Expansion of operational load range of the CCPP 450 Mw. *Power Technology and Engineering*. 2015;3:2-9. (In Russ.). EDN: TQCI MH.
19. Radin Yu.A., Lenev S.N. Some features of combined-cycle gas turbine unit operation. Problems and prospects. *Gazoturbinnye tekhnologii*. 2024;1:2-6. (In Russ.). EDN: DSQFAZ.
20. Kostyuk R.I., Piskovatskov I.N., Chugin A.V., Koshok N.N., Radin Yu.A., Berezinets P.A. Several features of the operating conditions of the pilot PGU-450T power-generating unit. *Thermal Engineering*. 2002;9:6-11. (In Russ.). EDN: XROORT.
21. Teplov B.D., Radin Yu.A., Filin A.A., Rudenko D.V. Thermal tests of the SGT5-4000F gas-turbine plant of the PGU-420T power-generating unit at Combined Heat and Power Plant 16 of Mosenergo. *Thermal Engineering*. 2016;8:10-17. (In Russ.). <https://doi.org/10.1134/S0040363616080117>. EDN: WDOUHD.
22. Radin Yu.A., Sigitov O.Yu., Zorchenko N.V. Thermal power plant flexibility in energy systems with wind farms. *Power Technology and Engineering*. (In Russ.). EDN: LGYQHG.
23. Teplov B.D., Radin Yu.A. Improving flexibility and economic efficiency of CCGT units' operation in the conditions of the wholesale electricity market. *Thermal Engineering*. 2019;5:39-47. (In Russ.). <https://doi.org/10.1134/S0040363619050096>. EDN: ZBGRFB.

ИНФОРМАЦИЯ ОБ АВТОРАХ

Сигитов Олег Юрьевич,

к.т.н.,
старший преподаватель кафедры
энергетического машиностроения,
Российский университет
дружбы народов имени Патриса Лумумбы,
117198, г. Москва, ул. Миклухо-Маклая, д. 6, Россия
✉ olegsigitov@gmail.com
<https://orcid.org/0009-0007-8541-4542>

Суслов Константин Витальевич,

д.т.н., доцент,
профессор кафедры гидроэнергетики и
возобновляемых источников энергии,
Национальный исследовательский университет
«Московский энергетический институт»,
111250, г. Москва, ул. Красноказарменная,
д. 14, стр. 1, Россия
dr.souslov@yandex.ru
<https://orcid.org/0000-0003-0484-2857>

INFORMATION ABOUT THE AUTHORS

Oleg Yu. Sigitov,

Cand. Sci. (Eng.),
Senior Lecturer of the Department of Power Engineering,
Patrice Lumumba Peoples' Friendship University of
Russia,
6, Miklukho-Maklaya St., Moscow 117198, Russia
✉ olegsigitov@gmail.com
<https://orcid.org/0009-0007-8541-4542>

Konstantin V. Suslov,

Dr. Sci. (Eng.), Associate Professor,
Professor of the Department of Hydropower
Engineering and Renewable Energy,
National Research University "Moscow Power Engineering
Institute",
14, Krasnokazarmennaya St., Moscow 111250, Russia
dr.souslov@yandex.ru
<https://orcid.org/0000-0003-0484-2857>

Заявленный вклад авторов

Все авторы сделали эквивалентный вклад в подготовку публикации.

Authors' contribution

The authors contributed equally to this article.

Конфликт интересов

Суслов К.В. является членом редакционной коллегии журнала «iPolytech Journal» с 2015 года, но не имеет отношения к решению опубликовать эту статью. Статья прошла принятую в журнале процедуру рецензирования. Об иных конфликтах авторы не заявляли.

Все авторы прочитали и одобрили окончательный вариант рукописи.

Conflict of interests

Konstantin V. Suslov has been a member of the iPolytech Journal Editorial Board since 2015, but he was not involved in making decision about accepting the present article for publication. The article was subjected the Journal's review procedure. The authors do not report any other conflicts of interest.

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

Информация о статье

Статья поступила в редакцию 10.09.2025 г.; одобрена после рецензирования 03.11.2025 г.; принята к публикации 12.11. 2025 г.

Information about the article

The article was submitted 10.09.2025; approved after reviewing 03.11.2025; accepted for publication 12.11. 2025.