

ЭНЕРГЕТИКА

Научная статья

УДК 621.311.24

EDN: XPQDFV

DOI: 10.21285/1814-3520-2025-3-353-362



Методика приведения исходных данных по ветроизмерениям к однородным в условиях местности со сложным рельефом

Н.В. Алиходжина^{1✉}, Д.А. Титов², М.Г. Тягунов³¹⁻³Национальный исследовательский университет «МЭИ», Москва, Россия

Резюме. Цель – разработать методику, позволяющую привести исходные данные по ветроизмерениям, полученные с метеостанций, к условиям расположения ветроустановки или ветроэлектростанции с учетом рельефа местности. Для решения поставленной задачи предлагается использовать численное решение системы дифференциальных уравнений для условий турбулентной среды нижнего приземного слоя атмосферы (высота от поверхности земли не превышает 1000 м). В качестве объекта-аналога используется ветроустановка фирмы Kamai 300 кВт, установленная в пос. Усть-Камчатск. Используется упрощенная система уравнений, которая из-за специфики доступных исходных данных сводится к учету рельефа местности для определения величины скорости ветра на площадке ветроэлектростанции. Для определения рельефа используются спутниковые карты и известные таблицы приведенной шероховатости местности. Оценка применимости разработанной авторами методики, а также оценка влияния точности исходных данных для прогноза выработки ветроэлектростанции проводится на примере ветроресурсов в пос. Оссора, п-ов Камчатка. Показано, что предлагаемый подход позволяет снизить ошибку последующего прогноза выработки ветроэлектростанции до 15%. Кроме этого, предложенная методика не требует наличия большого числа лет наблюдений за суточным и годовым ходом изменения скорости ветра, что является актуальным для новых ветроэлектростанций. В связи с тем, что метеорологическая сеть предоставляет данные, актуальные для региона и описывающие его характеристики в целом, усложняется задача определения ресурса в конкретной точке региона с интервалом времени до 3-х ч. Предложенное решение касается как процесса проектирования, так и процесса эксплуатации ветроэлектростанции, т.к. позволяет получить распределение скорости ветра на площадке даже при условии использования данных, относящихся к региону большей площади.

Ключевые слова: модели прогнозирования скорости ветра, ветроэнергетика, возобновляемые источники энергии, метеорология, ветроизмерительный комплекс, эксплуатация ветроэлектростанции

Для цитирования: Алиходжина Н.В., Титов Д.А., Тягунов М.Г. Методика приведения исходных данных по ветроизмерениям к однородным в условиях местности со сложным рельефом // iPolytech Journal. 2025. Т. 29. № 3. С. 353–362. <https://doi.org/10.21285/1814-3520-2025-3-353-362>. EDN: XPQDFV.

POWER ENGINEERING

Original article

Method for normalizing initial data of wind measurements in complex terrain areas

Nadezhda V. Alikhodzina^{1✉}, Dmitry A. Titov², Michail G. Tyagunov³¹⁻³National Research University "Moscow Power Engineering Institute", Moscow, Russia

Abstract. We set out to develop a method for normalizing the initial data of wind measurements obtained from meteorological stations for the terrain conditions of the wind turbine or power plant location. To solve the problem, we propose a numerical solution of a system of differential equations for the conditions of a turbulent environment in the lower surface layer of atmosphere at a height of 1000 m and less from the earth surface. The analogous object is a 300 kW Kamai wind turbine installed in Ust-Kamchatsk, Russian Federation. We use a simplified system of equations, which accounts for the terrain to determine the wind velocity at the wind power plant site. Satellite maps and well-known tables of reduced landscape roughness are used to determine the terrain. The feasibility of this method, as well as the effect of initial data accuracy on the forecast output of the wind power plant are assessed using the example of wind resources in Oссора, Kamchatka Peninsula, Russian Federation. The proposed approach reduces the error of the subsequent forecast for the wind power plant output to 15%. Moreover, the proposed method requires no long-term observations of daily and annual changes in wind

velocity, which is of particular importance for newly built wind power plants. The meteorological network provides data relevant for the region and describes its characteristics as a whole, thus complicating the determination of the resource at a specific point of the region with a time interval of up to 3 h. The proposed solution concerns both the design and operation of a wind power plant by allowing the site distribution of wind velocity to be obtained even when data for a larger region are used.

Keywords: wind speed forecasting models, wind energy, renewable energy sources, meteorology, wind measuring complex, wind farm operation

For citation: Alikhodzhina N.V., Titov D.A., Tyagunov M.G. Method for normalizing initial data of wind measurements in complex terrain areas. *iPolytech Journal*. 2025;29(3):00-362. (In Russ.). <https://doi.org/10.21285/1814-3520-2025-3-353-362>. EDN: XPQDFV.

ВВЕДЕНИЕ

В условиях активного развития ветроэнергетики в России⁴, особенно для регионов с децентрализованным энергоснабжением, особое внимание следует обратить на совершенствование методик проведения ветроэнергетических расчетов. Долгое время при проведении подобных расчетов полагались на зарубежное программное обеспечение, которое давало удовлетворительные результаты, но не описывало каким образом они были получены [1]. На сегодняшний день по объему исследований в области составления прогнозов как скорости ветра на территории ветростанции, так и выдачи мощности самой ветростанции отечественные исследования сильно отстают от зарубежных. Этому способствовало несколько причин, одна из главных – особенности созданных расчетных моделей. Из-за специфики рельефа, отсутствию большого периода наблюдений, а также доступных данных все модели справедливы в регионах, для которых они созданы. В других же условиях они работают хуже или неприменимы вовсе. Исходными данными для ветроэнергетических расчетов всегда являются ветроресурсы конкретной области и региона в целом, т.к. выдаваемая ветроэлектрической установкой мощность зависит от скорости ветра. Расчет выработки в рамках технико-экономического обоснования строительства ветроэлектрической установки (ВЭУ) или графика выдачи мощности уже существующей ВЭУ ветроэлектростанции (ВЭС) начинается с определения скорости ветра на высоте ветроколеса и построения прогноза на различные временные интервалы.

Любые прогнозы ветра основываются на данных предыдущих наблюдений, которые

могут быть получены из открытых специализированных климатических баз данных^{5,6} [2]. В различных базах данных сведения о скорости ветра приведены для стандартной высоты флюгера на наземных метеостанциях (МС), которая составляет около 10 м. Чаще всего МС расположены в населенных пунктах или аэропортах, а местоположение предполагаемой площадки ВЭС не всегда совпадает с местом расположения МС. В этом случае возникает необходимость приведения ветровых ресурсов по данным ближайших МС с учетом ландшафтных особенностей местности к условиям площадки ВЭУ и дальнейшего их пересчета на высоту установки ветроколеса ВЭУ. На сегодняшний день в мировой практике отсутствует единая методика пересчета скорости ветра как по высоте, так и по ландшафту местности [3, 4].

В целом исследователи сошлись на том, что все методы прогноза мощности ВЭУ можно классифицировать на физические, статистические и с применением нейронных сетей [5]. По своей сути все методы делятся на два типа: статистические и с использованием искусственных нейронных сетей (ИНС) и машинного обучения. Данные приведены в табл. 1.

Однако мало где упоминается, на каких данных строились и проверялись модели. Прогноз выработки ВЭУ состоит из двух этапов: сначала определяется потенциальная выработка – на основе ветроресурсов, далее накладываются ограничения по режиму работы энергосистемы или дизельной станции, если ВЭУ работает в изолированной энергосистеме.

В данной статье рассматриваются вопросы влияния качества исходных данных на

⁴Global Wind Report for 2022. Режим доступа: <https://gwec.net/global-wind-report-2022> (дата обращения: 28.04.2025).

⁵Российский метеорологический сайт «Расписание погоды». Режим доступа: <http://www.rp5.ru> (дата обращения: 28.04.2025).

⁶The NASA Surface Meteorology and Solar Energy Data Set. 2007. Режим доступа: <http://eosweb.larc.nasa.gov/sse/documents/SSE6Methodology.pdf> (дата обращения: 29.04.2025).

Таблица 1. Классификация методик прогнозирования выработки ветроустановок
Table 1. Classification of methods for wind farm power generation prediction

Название группы методов	Примеры некоторых моделей	Наиболее подходящее применение
Статические модели [6–8]	ARMA (Auto-Regressive Moving Average)	от 1 до 10 ч
	ARIMA (Auto-Regressive Integrated Moving Average)	2,5 ч
Статистические методы и искусственные нейронные сети [9–12]	нейронная сеть высшего порядка RHONN (Recurrent High-Order Neural Networks)	от секунд до 3-х ч
	адаптивная нейро-нечеткая система вывода ANFIS (Adaptive Neuro-Fuzzy Inference System)	2,5 мин
Физические модели	численный прогноз погоды	среднесрочный и долгосрочный прогноз

ошибки прогноза мощности выработки ВЭУ при использовании моделей, основанных на ИНС. Также описывается методика приведения исходных данных с МС в точку расположения ветроизмерительного комплекса (ВИК) в условиях сложного рельефа местности.

Оценка применимости предлагаемой авторами методики проводится на примере данных по ветроресурсам в пос. Оссора, п-ов Камчатка. В связи с тем, что данный поселок не обладает установленным ветродизельным комплексом, но потенциально рассматривается для его установки, согласно программе развития региона, то в качестве объекта-аналога используется ВЭУ фирмы Камаі 300 кВт, установленная в пос. Усть-Камчатск.

МЕТОДЫ И МАТЕРИАЛЫ

В табл. 2 приводится информация по анализируемым ВИК и МС. Представлен общий период наблюдений на МС и ВИК, удаленность МС от площадки ВИК определялась по кратчайшему расстоянию по спутниковым картам. Данные МС предоставлены с интервалом 3 ч, т.е. всего 8 измерений в сутки, а на ВИК – с интервалом в 10 мин. Данные наблюдений МС и ВИК приведены к одинаковым интервалам времени. Также ввиду

разного расположения МС и ВИК данные первой приводятся к географическим условиям расположения ВИК, т.е. выполняется моделирование данных МС с учетом рельефа местности.

С учетом особенностей исходной информации и небольшого общего периода наблюдений прогноз выработки ВЭУ базируется на прогнозе ветра. Так как имеются данные по ВИК, то прогноз строится по трем моделям:

- данные с МС приводятся (пересчитываются) к условиям рельефа местности, где располагается ВИК или ВЭУ;

- смоделированные данные поднимаются по степенной зависимости [1] на высоту ветроколеса. Показатель степени определяется по модели турбулентной зависимости от скорости ветра. Построение данной модели описано в [13], здесь приводится только построенная зависимость;

- с помощью ИНС на фактических данных обучается модель, после чего по прогнозным данным по скорости ветра с МС строит прогноз мощности в точке расположения ВЭУ.

В случае отсутствия ВИК модели корректируются, и в качестве исходной информации берутся пересчитанные в необходимую точку данные с МС.

Таблица 2. Сведения по ветроизмерительному комплексу и метеостанции, расположенных в Оссоре на Камчатке России

Table 2. Information on the wind measuring complex and weather station located in Ossora in Kamchatka, Russia

Название	ВИК		Общий период наблюдений	Удаленность МС от ВИК, км
	широта	долгота		
Оссора ВИК	59° 13'	163° 03'632»	18.02.2011-04.07.2013	8
Оссора МС	59° 15'	163° 04'		

Для упрощения дальнейших расчетов строятся корреляционные зависимости, которые позволяют автоматизировать все этапы построения прогноза, а также легко корректируются по мере увеличения сроков наблюдений.

Модель суточного прогнозирования скорости ветра на площадке ВЭС с учетом турбулентности нижнего приземного слоя атмосферы. В практике планирования выработки ВЭС на кратковременный промежуток времени принято использовать данные по прогнозу скорости ветра с ближайшей метеостанции [14]. Чаще всего метеостанция расположена в десятках километров от ВЭС, кроме того, их разделяют различные объекты, которые оказывают существенное влияние на аэродинамику местности. В связи с этим для повышения точности прогнозирования выработки ВЭС требуются более точные данные по скорости ветра в точке расположения ВЭС.

Предлагается использовать данные метеостанций, приведенные к условиям рельефа местности, в котором располагается ВЭС, т.е. пересчитывать данные МС на условия точки расположения ВЭС.

Пересчет данных проводится по следующему алгоритму:

1) данные ближайшей метеостанции с часовым интервалом приводятся к условиям рельефа площадки расположения ВЭС с учетом турбулентности нижнего приземного слоя атмосферы (высота до 1000 м);

2) строится корреляционная зависимость между смоделированными данными с МС и местными данными с ВИК.

Рассмотрим более подробное описание каждого пункта алгоритма.

Моделирование данных ближайших МС на площадку расположения ВЭС и приведение их к условиям рельефа площадки с учетом турбулентности нижнего приземного слоя атмосферы. На формирование скорости и направления ветра влияет огромное количество факторов. На сегодняшний день нет модели, которая бы четко описала влияние каждого фактора [15]. В течение последних лет различные исследователи пытаются создать модель для учета всех факторов, влияющих на формирование профиля ветра, однако получаемые модели применимы только в конкретных условиях

и с рядом допущений [16–18]. Ранее была предпринята попытка построить модель, основанную на авторегрессии скользящего среднего (ARIMA), а также модель на основе статистическо-вероятностного подхода. Полученные модели эффективно работают на долгосрочных и среднесрочных прогнозах, однако для краткосрочных прогнозов они непригодны.

В связи с этим предлагается использовать готовое решение из гидротермодинамической метеорологии для приземного слоя атмосферы [19].

Система решаемых уравнений, которые используются для описания состояния атмосферных параметров, с учетом применяемых граничных условий, имеет вид (1)–(4) [19]:

$$u \frac{\partial u}{\partial x} + \omega \frac{\partial u}{\partial z} = \frac{\partial}{\partial z} k \frac{\partial u}{\partial z}; \quad (1)$$

$$\frac{\partial u}{\partial x} + \frac{\partial \omega}{\partial z} = 0; \quad (2)$$

$$u \frac{\partial b}{\partial x} + \omega \frac{\partial b}{\partial z} = k \left(\frac{\partial u}{\partial z} \right)^2 - C \frac{b^2}{k} \quad (3)$$

$$k = -\chi c^{\frac{1}{4}} \sqrt{b} \frac{\frac{\partial u}{\partial z}}{\frac{\partial^2 u}{\partial z^2}}, \quad (4)$$

где b – турбулентность; χ – постоянная Кармана.

Допущения, принятые с учетом исходных данных и для упрощения решаемой системы уравнений:

1) при работе в нижних слоях атмосферы (высота до 1000 м над уровнем земли) можно пренебречь лучистыми и фазовыми притоками тепла и упорядоченными вертикальными токами, поскольку их влияние в нижнем слое значительно меньше, чем влияние турбулентного и адвективного переноса;

2) ввиду того, что все ветроустановки располагаются на высоте ниже 300 м, следует, что высота $z \ll 1000$ м;

3) ось ox всегда сонаправлена с направлением ветра, значит, при $x < 0$ шероховатость поверхности z'_0 , а при $x > 0$ шероховатость поверхности z''_0 . Ось oy направлена вдоль границы раздела.

По результатам анализа численного решения системы уравнений (1)–(4) было выявлено, что:

- изменение скорости ветра в условиях сложного рельефа местности пропорционально логарифму шероховатости местности [19–22];
- в связи с особенностями исходных данных, которые есть в распоряжении ветроэнергетиков, решить численно систему (1)–(4) невозможно, поэтому авторы предлагают ввести сетку коэффициентов, которые будут учитывать изменения рельефа местности, и по ним проводить расчеты.

Метод приведения данных о скорости ветра МС в точку расположения ВИК основан на определении шероховатости местно-

сти и построения сетки поправочных коэффициентов. Шероховатость определяется по табл. 3 [23] на основании описания местности, если оно есть, либо по спутниковым картам.

Общий вид модели для приведения данных МС к условиям рельефа ВИК:

$$V_{\text{МС}}^{\text{ВИК}} = V_{\text{МС}} + \alpha \sum \ln\left(\frac{z_0'}{z_0''}\right), \quad (5)$$

где z_0' – шероховатость по табл. 3 для рельефа местности, с которого пересчитываем;

z_0'' – шероховатость по табл. 3 для рельефа местности, на который пересчитываем; α – коэффициент, учитывающий

Таблица 3. Классификация неровностей поверхности и рельефа
Table 3. Classification of surface and relief irregularities

№	Вид рельефа	Размер шероховатости Z_0 , см
1	Водная поверхность (море, озеро)	0,02
2	Снежная поверхность	0,05–0,1
3	Полностью открытый рельеф с гладкой поверхностью (взлетные полосы, ровные поля, скошенная трава)	0,24–0,5
4	Открытые области с небольшими лесозащитными полосами (равнины или небольшие холмы, пашня, травяные поля). Могут быть небольшие фермерские постройки, отдельно стоящие деревья или кустарники	1–3
5	Ровная, слегка холмистая местность, сельскохозяйственные угодья (поле с высокой растительностью, пшеничное поле) с несколькими зданиями и навесами высотой до 8 м, расположенными друг от друга на расстоянии около 1250 м	5
6	Ровная или слегка холмистая территория, хозяйственные земли с разбросанными областями построек и небольшими лесозащитными полосами, среднее расстояние между которыми составляет 1000 м	10
7	Сельскохозяйственные угодья с большим количеством зданий или навесами высотой до 8 м, с деревьями и кустарниками, расположенными друг от друга на расстоянии около 250 м	20–25
8	Территории с очень неровным рельефом, городские застройки, леса или сельскохозяйственные земли с многочисленными близкорасположенными лесозащитными полосами, среднее расстояние между которыми составляет несколько сотен метров	40
9	Болота с растительностью	60
10	Города с высокими зданиями	80–150
11	Большие города, мегаполисы с высокими зданиями и небоскребами	160–200

направление ветра. Определяется следующим способом: берутся ряды известных измерений скорости ветра на МС и ВИК, выбирается общий период наблюдений (в том числе часовые интервалы), затем сравниваются:

- если $V_{МС} < V_{ВИК}$, то $\alpha = -1$;
- иначе $\alpha = 1$.

Измеренные направления ветра не учитываются, потому что воздушный поток формируется климатическими параметрами, начиная с верхних слоев атмосферы, рельефом местности в целом, а также местными турбулентными потоками, поэтому данные с МС не учитывают часть параметров приходящего потока воздуха. Направление неучтенных потоков определить крайне сложно. К тому же все ВЭУ оборудованы механизмом поворота гондолы по направлению потока.

РЕЗУЛЬТАТЫ ИССЛЕДОВАНИЯ И ИХ ОБСУЖДЕНИЕ

Расчет проводился для известного периода времени, параметры расчета и зависимости приводятся в табл. 4. Указывается коэффициент корреляции для каждой модели, определенный относительно фактических измерений по скорости ветра или расчета мощности по мощностной характеристике ВЭУ по фактическим данным наблюдений на высоте ветроколеса.

Результаты сравнения полученного прогноза по двум моделям приведены в табл. 5. Скорость ветра, смоделированная по модели 1, обозначена $V_{ВИК \text{ по МКП}}^{\text{МОД}}$, а скорость ветра, смоделированная по модели 2, – $V_{ВИК \text{ по ЛОГ}}^{\text{МОД}}$ (лог. – по логарифму).

Графическое отображение фактических данных и рассчитанных по предложенной модели представлено на рис. 1 и 2.

Таблица 4. Используемые для прогноза выработки ветроэлектрической установки зависимости
Table 4. Dependencies used to predict wind turbine power generation

Вид зависимости	Уравнение	Коэффициент корреляции
$V_{ВИК} = f(V_{МС}^{ВИК})$ (модель 1)	$V_{iВИК} = 0,8727 \cdot V_{iМС}^{ВИК} + 0,5817$	0,86
$V_{ВИК} = f(V_{МС \text{ мод}}^{ВИК})$ (модель 2)	$V_{iВИК} = 0,9376 \cdot V_{iМС}^{ВИК} + 0,3168$	0,92
$m(I, V) = a(I) \cdot V^{b(I)}$	$I = 0,245 \cdot V_0^{(-0.35)} + 0,3168$ $a = -13,17I^5 + 38,96I^4 - 41,23I^3 + 18,25I^2 - 2,675I + 0,296$ $b = 32,26I^5 - 100,8I^4 + 112,0I^3 - 51,73I^2 + 8,470I - 0,492$ $m = a \cdot V^b$	0,95

Таблица 5. Сравнение показателей двух моделей по скорости ветра и по выработке
Table 5. Comparison of indicators of two models in terms of wind speed and power generation

Модель	Максимальная ошибка, %	Минимальная ошибка, %	Среднеквадратичное отклонение	Среднее отклонение
$V_{iВИК} = 0,8727 \cdot V_{iМС}^{ВИК} + 0,5817$	918	0,02	2,01 м/с	0,71 м/с
$V_{iВИК} = 0,9376 \cdot V_{iМС}^{ВИК} + 0,3168$	783	0,01	1,64 м/с	0,56 м/с
$N_{iВИК} = F(V_{ВИК \text{ по МКП}}^{\text{МОД}})$	850	0	32,5 кВт	25,8 кВт
$N_{iВИК} = F(V_{ВИК \text{ по ЛОГ}}^{\text{МОД}})$	380	0	30,2 кВт	19,9 кВт

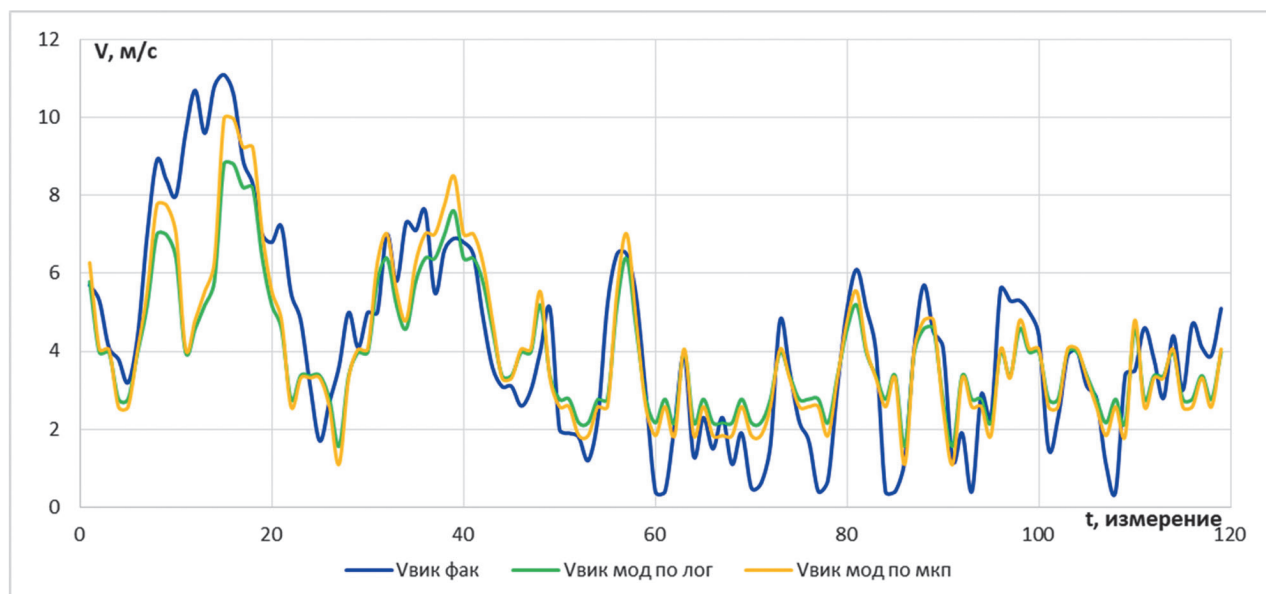


Рис. 1. Сравнение полученных результатов прогноза скорости ветра в точке расположения ВИК по моделям с фактическими данными

Fig. 1. Comparison of the obtained results of wind speed forecast in the wind measuring complex location using actual data models

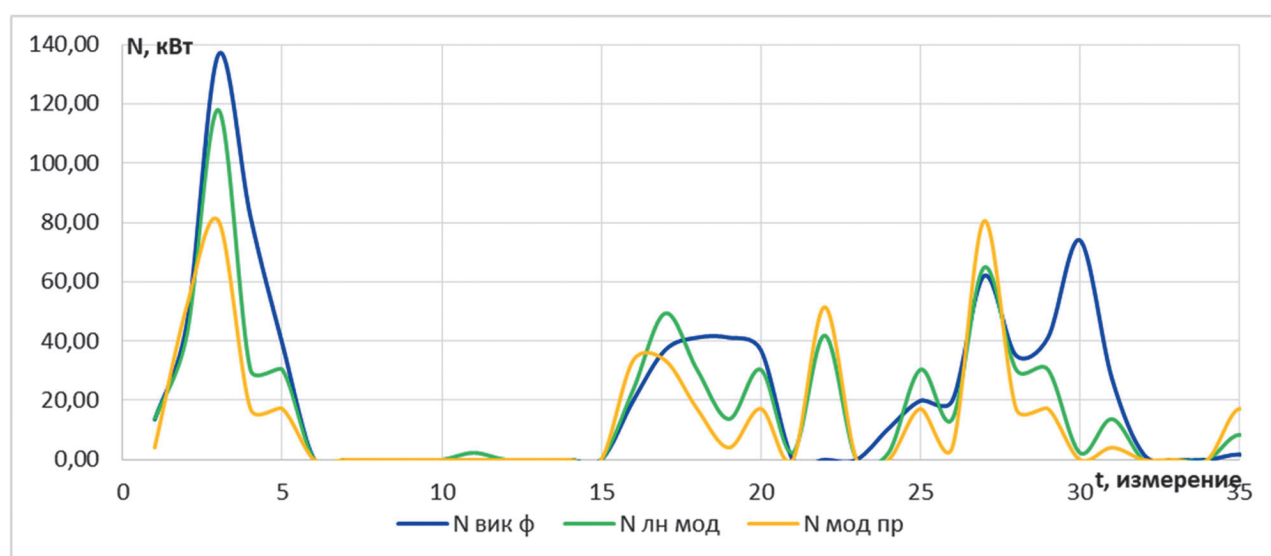


Рис. 2. Сравнение полученных результатов прогноза выработки ветроэлектрической установки по моделям с фактическими данными

Fig. 2. Comparison of the obtained results of wind turbine power generation forecast using actual data models

На графиках под временем t подразумевается порядковый номер измерения, сделанный в определенный период времени (точная привязка по дате и времени). Приводить реальную дату измерения нецелесообразно, т.к. данные взяты из истории измерений и сделаны в данном случае с интервалом в 3 ч. При наличии информации интервал между t_i и t_{i+1} могут составлять 1 ч или, например, 10 мин.

ЗАКЛЮЧЕНИЕ

По результатам сравнения моделей было выявлено, что построение корреляционной зависимости при условии приведения данных к одним условиям рельефа дает приемлемые результаты: снижается среднеквадратичное отклонение и размах минимальных и максимальных ошибок. Анализ рабочих значений скорости ветра для ветроустановок от 3,5 до 22 м/с показал, что корреляционная

зависимость, построенная по приведенным данным в условиях сложного рельефа местности, дает лучшие результаты по сравнению с корреляционным предсказанием без учета указанных факторов.

По итогам проведенного анализа результатов расчетов и моделирования можно сделать следующие выводы:

- влияние качества моделей по опреде-

лению ветроресурсов в точке расположения ВЭУ на последующий прогноз ее выработки ощутимое;

- при высоком коэффициенте вариации нельзя гарантировать какие-либо результаты;
- необходимо увеличивать качество и объем исходной информации, чтобы совершенствовать системы обучения ИНС и модели прогноза.

Список источников

1. Дерюгина Г.В., Игнатьев Е.В., Метт В.Д. Апробация программного комплекса «Wind Turbine» // Вестник Московского энергетического института. 2023. № 4. С. 80–90. <https://doi.org/10.24160/1993-6982-2023-4-80-90>. EDN: IUCQQE.
2. Mortensen N.G., Landberg L., Troen I., Lundtang Petersen E. Wind Atlas analysis and application program (WASP) // User's guide. Risø National Laboratory, 1993. Vol. 2. No. 666. 134 p.
3. Зубарев В.В., Минин В.А., Степанов И.Р. Использование энергии ветра в районах Севера: состояние, условия эффективности, перспективы: монография. Л.: Наука, 1989. 208 с. EDN: AHDKIG.
4. Николаев В.Г., Ганага С.В., Кудряшов Ю.И. Национальный кадастр ветроэнергетических ресурсов России и методические основы их определения. М.: Атмограф, 2008. 581 с. EDN: QTFSXD.
5. Zhang Yagang, Kong Xue, Wang Jingchao, Wang Hui, Cheng Xiaodan. Wind power forecasting system with data enhancement and algorithm improvement // Renewable & Sustainable Energy Reviews. 2024. Vol. 196. P. 114349. <https://doi.org/10.1016/j.rser.2024.114349>.
6. Karasu S., Altan A., Saraç Z., Hacıoglu R. Prediction of wind speed with non-linear autoregressive (NAR) neural networks // Ağları ile Tahmini: 25th Signal Processing and Communications Applications Conference (SIU) (Antalya, 15–18 May 2017). Antalya: IEEE, 2017. P. 128703. <https://doi.org/10.1109/SIU.2017.7960507>.
7. Алиходжина Н.В., Дерюгина Г.В., Крупин Г.В. Суточный прогноз выработки ВЭС по данным наземной МС // Фёдоровские чтения – 2019 (г. Москва, 20–22 ноября 2019 г.). М.: МЭИ, 2019. С. 318–323. EDN: QVSESZ.
8. Niu Xinsong, Wang Jiyang. A combined model based on data preprocessing strategy and multi-objective optimization algorithm for short-term wind speed forecasting // Applied Energy. 2019. Vol. 241. P. 519–539. <https://doi.org/10.1016/j.apenergy.2019.03.097>.
9. Kariniotakis G.N., Stavrakakis G.S., Nogaret E.F. Wind power forecasting using advanced neural networks models // IEEE Transactions on Energy Conversion. 1996. Vol. 11. No. 4. P. 762–767. <https://doi.org/10.1109/60.556376>.
10. Potter C.W., Negnevitsky M. Very short-term wind forecasting for Tasmanian power generation // IEEE Transactions on Power Systems. 2006. Vol. 21. No. 2. P. 965–972. <https://doi.org/10.1109/TPWRS.2006.873421>.
11. Ribeiro M.H.D.M., Da Silva R.G., Moreno S., Mariani V.C. Efficient bootstrap stacking ensemble learning model applied to wind power generation forecasting // International Journal of Electrical Power & Energy Systems. 2022. Vol. 136. P. 107712. <https://doi.org/10.1016/j.ijepes.2021.107712>.
12. Jiang Zheyong, Che Jinxing, Wang Lina. Ultra-short-term wind speed forecasting based on EMD-VAR model and spatial correlation // Energy Conversion and Management. 2021. Т. 250. Iss. 1-2. P. 114919. <https://doi.org/10.1016/j.enconman.2021.114919>.
13. Дерюгина Г.В., Чернов Д.А., Тягунов М.Г., Алиходжина Н.В. Модели вертикального профиля ветра по данным ветроизмерительных комплексов полуострова Камчатка // Вестник Московского энергетического института. 2019. № 1. С. 35–42. <https://doi.org/10.24160/1993-6982-2019-1-35-42>. EDN: YWTSJV.
14. Дерюгина Г.В., Игнатьев Е.В., Голубков У.Ф. Методика разработки модели краткосрочного прогнозирования скорости ветра и выработки ветроэлектрической установки // Новое в российской электроэнергетике. 2024. № 10. С. 6–21. EDN: DJKAPZ.
15. Алиходжина Н.В., Тягунов М.Г., Шестопалова Т.А. Обзор существующих моделей и методов расчета основных характеристик ветра в определенной точке // Вестник Казанского государственного энергетического университета. 2024. Т. 16. № 3. С. 76–93. EDN: UXVION.
16. Зубакин В.А. Краткосрочное прогнозирование выработки ветровой электростанции // Энергетическая политика. 2022. № 8. С. 20–27. https://doi.org/10.46920/2409-5516_2022_8174_20. EDN: VFNJCH.
17. Соловьев Б.А., Гамисония Г.К. Методы прогнозирования мощности ветра для шельфовых ветроэлектростанций // Электротехнические и информационные комплексы и системы. 2022. Т. 18. № 3-4. С. 108–120. <https://doi.org/10.17122/1999-5458-2022-18-3-4-108-120>. EDN: VUQXCF.
18. Lv Sheng-Xiang, Wang Lin. Deep learning combined wind speed forecasting with hybrid time series decomposition and multi-objective parameter optimization // Applied Energy. 2022. Vol. 311. Iss. 5. P. 118674. <https://doi.org/10.1016/j.apenergy.2022.118674>. EDN: IIPCWS.
19. Лайхтман Д.А., Юдин М.И. Трансформация нижнего слоя воздуха под влиянием подстилающей поверхности // Доклад АН СССР. Л.: Гидрометеиздат, 1953. Т. 93. № 2. С. 249–252.

20. Орленко Л.Р. Строение планетарного пограничного слоя. Л.: Гидрометеиздат, 1979. 270 с.
21. Надежина Е.Д. К вопросу о влиянии скачка шероховатости подстилающей поверхности на режим турбулентного пограничного слоя // Труды Главной геофизической обсерватории им. А.И. Воейкова. 1970. Вып. 257. С. 109–116.
22. Радикевич В.М. Трансформация динамических характеристик воздушного потока под влиянием изменения шероховатости подстилающей поверхности // Известия Академии наук СССР. Физика атмосферы и океана. 1971. Т. 7. № 12. С. 1241–1250.
23. Дербенцева А.М. Эрозия и охрана почв. Владивосток: Дальневосточный университет, 2006. 85 с.

References

1. Deryugina G.V., Ignatiev E.V., Mett V.D. Approbation of the wind turbine software package. *Bulletin of Moscow Power Engineering Institute*. 2023;4:80-90. (In Russ). <https://doi.org/10.24160/1993-6982-2023-4-80-90>. EDN: IUCQOE.
2. Mortensen N.G., Landberg L., Troen I., Lundtang Petersen E. Wind Atlas analysis and application program (WASP). In: *User's guide*. Risø National Laboratory; 1993, vol. 2, no. 666, 134 p.
3. Zubarev V.V., Minin V.A., Stepanov I.R. *The use of wind energy in the North: state, efficiency conditions, prospects: monograph*. Leningrad: Nauka; 1989, 208 p. (In Russ). EDN: AHDKIG.
4. Nikolaev V.G., Ganaga S.V., Kudryashov Yu.I. *National inventory of wind energy resources of Russia and methodological principles for their determination*. Moscow: Atmosgraf; 2008, 581 p. (In Russ). EDN: QTFSXD.
5. Zhang Yagang, Kong Xue, Wang Jingchao, Wang Hui, Cheng Xiaodan. Wind power forecasting system with data enhancement and algorithm improvement. *Renewable & Sustainable Energy Reviews*. 2024;196:114349. <https://doi.org/10.1016/j.rser.2024.114349>.
6. Karasu S., Altan A., Saraç Z., Hacıoglu R. Prediction of wind speed with non-linear autoregressive (NAR) neural networks. In: *Ağları ile Tahmini: 25th Signal Processing and Communications Applications Conference (SIU)*. 15–18 May 2017, Antalya. Antalya: IEEE; 2017, p. 128703. <https://doi.org/10.1109/SIU.2017.7960507>.
7. Alikhodzhina N.V., Deryugina G.V., Krupin G.V. Daily forecast of wind power generation based on ground-based MS data. In: *Fedorovskie chteniya – 2019 = Fedorov's Readings – 2019*. 20–22 November 2019, Moscow. Moscow: MEI; 2019, p. 318-323. (In Russ). EDN: QVSESZ.
8. Niu Xinsong, Wang Jiyang. A combined model based on data preprocessing strategy and multi-objective optimization algorithm for short-term wind speed forecasting. *Applied Energy*. 2019;241:519-539. <https://doi.org/10.1016/j.apenergy.2019.03.097>.
9. Kariniotakis G.N., Stavrakakis G.S., Nogaret E.F. Wind power forecasting using advanced neural networks models. *IEEE Transactions on Energy Conversion*. 1996;11(4):762-767. <https://doi.org/10.1109/60.556376>.
10. Potter C.W., Negnevitsky M. Very short-term wind forecasting for Tasmanian power generation. *IEEE Transactions on Power Systems*. 2006;21(2):965-972. <https://doi.org/10.1109/TPWRS.2006.873421>.
11. Ribeiro M.H.D.M., Da Silva R.G., Moreno S., Mariani V.C. Efficient bootstrap stacking ensemble learning model applied to wind power generation forecasting. *International Journal of Electrical Power & Energy Systems*. 2022;136:107712. <https://doi.org/10.1016/j.ijepes.2021.107712>.
12. Jiang Zheyong, Che Jinxing, Wang Lina. Ultra-short-term wind speed forecasting based on EMD-VAR model and spatial correlation. *Energy Conversion and Management*. 2021;250(1-2):114919. <https://doi.org/10.1016/j.enconman.2021.114919>.
13. Deryugina G.V., Chernov D.A., Tyagunov M.G., Alikhodzhina N.V. Wind shear profile models derived from the Kamchatka peninsula meteorological masts data. *Bulletin of Moscow Power Engineering Institute*. 2019;1:35-42. (In Russ). <https://doi.org/10.24160/1993-6982-2019-1-35-42>. EDN: YWTSJV.
14. Deryugina G.V., Ignatiev E.V., Golubkov U.F. Methodology for developing a model for short-term wind speed forecasting and wind turbine power generation. *Novoe v rossijskoj elektroenergetike*. 2024;10:6-21. (In Russ). EDN: DJKAPZ.
15. Alikhodzhina N.V., Tyagunov M.G., Shestopalova T.A. An overview of existing models and methods for calculating the main characteristics of the wind at a certain point. *Kazan State Power Engineering University Bulletin*. 2024;16(3):76-93. (In Russ). EDN: UXVION.
16. Zubakin V.A. Short-term forecasting of wind farm generation. *Energy policy*. 2022;8:20-27. (In Russ). https://doi.org/10.46920/2409-5516_2022_8174_20. EDN: VFNJCH.
17. Solovev B.A., Gamisonia G.K. Wind power prediction methods for shelf wind power plants. *Electrical and data processing facilities and systems*. 2022;18(3-4):108-120. (In Russ). <https://doi.org/10.17122/1999-5458-2022-18-3-4-108-120>. EDN: VUQXCF.
18. Lv Sheng-Xiang, Wang Lin. Deep learning combined wind speed forecasting with hybrid time series decomposition and multi-objective parameter optimization. *Applied Energy*. 2022;311(5):118674. <https://doi.org/10.1016/j.apenergy.2022.118674>. EDN: IIPCWS.
19. Laikhtman D.L., Yudin M.I. Lower air layer transformation under the influence of underlying surface. In: *Doklad AN SSSR = Report of the USSR Academy of Sciences*. Leningrad: Hydrometeoizdat; 1953, vol. 93, no. 2, p. 249-252. (In Russ).
20. Orlenko L.R. *The structure of the planetary boundary layer*. Leningrad: Hydrometeoizdat; 1979, 270 p. (In Russ).

21. Nadezhina E.D. Influence of a roughness jump of the underlying surface on the turbulent boundary layer mode. *Trudy Glavnoj geofizicheskoy observatorii im. A.I. Voejkova*. 1970;257:109-116. (In Russ).
22. Radikevich V.M. Transformation of air flow dynamic characteristics under the influence of underlying surface roughness variation. *Izvestiya Akademii nauk SSSR. Fizika atmosfery i okeana*. 1971;7(12):1241-1250. (In Russ).
23. Derbentseva A.M. Soil erosion and protection. Vladivostok: Dal'nevostochnyj universitet; 2006, 85 p. (In Russ).

ИНФОРМАЦИЯ ОБ АВТОРАХ**Алиходжина Надежда Василевна,**

ассистент кафедры гидроэнергетики и возобновляемых источников энергии, Национальный исследовательский университет «МЭИ», 111250, г. Москва, ул. Красноказарменная, д. 14, стр. 1, Россия

✉ alikhojinanv@mpei.ru

Титов Дмитрий Анатольевич,

доцент кафедры математического и компьютерного моделирования, Национальный исследовательский университет «МЭИ», 111250, г. Москва, ул. Красноказарменная, д. 14, стр. 1, Россия

titovda@mpei.ru

Тягунов Михаил Георгиевич,

д.т.н., профессор, профессор кафедры гидроэнергетики и возобновляемых источников энергии, Национальный исследовательский университет «МЭИ», 111250, г. Москва, ул. Красноказарменная, д. 14, стр. 1, Россия

tiagunovmg@mpei.ru

INFORMATION ABOUT THE AUTHORS**Nadezhda V. Alikhodzhina,**

Assistant Professor of the Department of Hydropower and Renewable Energy Sources, National Research University "Moscow Power Engineering Institute", 14/1, Krasnokazarmennaya St., Moscow 111250, Russia

✉ alikhojinanv@mpei.ru

Dmitry A. Titov,

Associate Professor of the Department of Mathematical and Computer Modeling, National Research University "Moscow Power Engineering Institute", 14/1, Krasnokazarmennaya St., Moscow 111250, Russia

titovda@mpei.ru

Mikhail G. Tyagunov,

Dr. Sci. (Eng.), Professor, Professor of the Department of Hydropower and Renewable Energy Sources, National Research University "Moscow Power Engineering Institute", 14/1, Krasnokazarmennaya St., Moscow 111250, Russia

tiagunovmg@mpei.ru

Заявленный вклад авторов

Все авторы сделали эквивалентный вклад в подготовку публикации.

Конфликт интересов

Авторы заявляют об отсутствии конфликта интересов.

Все авторы прочитали и одобрили окончательный вариант рукописи.

Информация о статье

Статья поступила в редакцию 24.04.2025 г.; одобрена после рецензирования 30.05.2025 г.; принята к публикации 13.06.2025 г.

Authors' contribution

The authors contributed equally to this article.

Conflict of interests

The authors declare no conflict of interests.

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

Information about the article

The article was submitted 24.04.2025; approved after reviewing 30.05.2025; accepted for publication 13.06.2025.