



DOI: 10.22363/2312-8143-2025-26-1-28-38
EDN: JWTYWJ

Научная статья / Research article

Сравнительный анализ динамического коэффициента неравномерности ветровых электростанций в различных энергосистемах

О.Ю. Сигитов

Российский университет дружбы народов, Москва, Российская Федерация

✉ OlegSigitov@gmail.com

История статьи

Поступила в редакцию: 6 сентября 2024 г.
Доработана: 22 декабря 2024 г.
Принята к публикации: 13 января 2025 г.

Заявление о конфликте интересов

Автор заявляет об отсутствии
конфликта интересов.

Аннотация. В условиях интеграции ветровых электростанций в электроэнергетические системы важным условием является обеспечение надежного энергоснабжения потребителей. Изменение режимов работы ветровых электростанций (ВЭС) должно компенсироваться возможностями регулировочного диапазона традиционных электростанций на загрузку или разгрузку по активной мощности. Поэтому при увеличении установленной мощности ВЭС в энергосистемах улучшение характеристик маневренности тепловых электростанций, в том числе расширение регулировочного диапазона, является основным условием надежной работы энергосистемы. Представлены результаты исследований по расчету динамического коэффициента неравномерности для различных энергосистем с ветровыми электростанциями. Сопоставление результатов позволило установить, что изменение мощности ВЭС амплитудой до 40 % от установленной или базисной мощности ВЭС с периодом колебаний от 15 мин до 3 ч составляет основную продолжительность времени (около 90 %). На примере энергосистемы Австралии показано, что распределение ВЭС по энергосистеме оказывает положительный эффект на выравнивание графика нагрузки.

Ключевые слова: энергетика, электроэнергетические системы, маневренность, возобновляемые источники энергии, динамический коэффициент неравномерности

Для цитирования:

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>



Comparative Analysis of Wind Farms Dynamic Coefficient of Unevenness in Various Energy Systems

Oleg Yu. Sigitov 

RUDN University, Moscow, Russian Federation

✉ OlegSigitov@gmail.com

Article history

Received: September 24, 2024

Revised: December 22, 2024

Accepted: January 13, 2025

Conflicts of interest

The author declares that there is no conflict of interest.

Abstract. In the context of integrating wind farms into power systems, it is imperative to ensure a reliable power supply to consumers. Changes in the operating modes of wind power plants (WPPs) should be compensated for by the ability of the control range of conventional power plants to load or unload active power. Therefore, when increasing the installed capacity of WPPs in power systems, improving the manoeuvrability characteristics of thermal power plants, including the expansion of the regulation range, is the main condition for reliable operation of the power system. The results of research on calculation of dynamic non-uniformity coefficient for different power systems with wind power plants are presented. Comparison of the results made it possible to establish that changes in WPP power with an amplitude of up to 40% of the installed or baseline WPP power and a fluctuation period of 15 minutes to 3 hours constitute the main time duration (about 90%). Using the Australian power system as an example, it is shown that the distribution of WPPs across the power system has a positive effect on load schedule levelling.

Keywords: energy, electric power systems, flexibility, renewable energy sources, dynamic coefficient of unevenness

For citation:

Sigitov OYu. Comparative analysis of wind farms dynamic coefficient of unevenness in various energy systems. *RUDN Journal of Engineering Research*. 2025;26(1):28–38. (In Russ.) <http://doi.org/10.22363/2312-8143-2025-26-1-28-38>

Введение

Ветровые электростанции (ВЭС) в связи с нестабильными режимами работы требуют особого подхода к расчету параметров, характеризующих их влияние на режим работы электроэнергетической системы (далее — ЭЭС). В темпе протекающих в энергосистеме процессов генерация ВЭС зависит от скорости и направления ветра и тем самым вносит изменения в формирование балансов мощности, что влияет на оптимальное распределение мощности между электростанциями. В долгосрочных прогнозах генерация ВЭС зависит от климатических изменений, для которых прогнозируется увеличение количества дней с минимальной выработкой электрической энергии ВЭС [1]. В связи с этим определение режимов работы ВЭС является важной задачей для исследования их влияния на энергосистемы.

Определение закономерностей режимов работы ВЭС позволяет оценить возможности генерирующего оборудования традиционных электростанций (ТЭС, ГЭС, АЭС) работать в переменных режимах. На их основании также разрабатываются различные энергетические комплексы для надежной интеграции ВЭС в энергосистемы, например в сочетании с электролизными установками [2]. Возможность работы генерирующего оборудования ТЭС, ГЭС, АЭС в переменных режимах определяется набором характеристик маневренности, в числе которых находится регулировочный диапазон, под которым понимается интервал допустимых нагрузок генерирующего оборудования по активной и реактивной мощности для нормальных условий его эксплуатации, при которых параметры генерирующего оборудования находятся в допустимых пределах. Этим обусловлена необходимость знать заранее амплитуду

суточных колебаний графика генерации для оценки возможности использования традиционными электростанциями существующего регулировочного диапазона. Следует отметить, что регулировочный диапазон в значительной степени отличается у различных типов электростанций. В табл. 1 приведены примеры регулировочного диапазона для некоторых электростанций [3–4]. ГЭС обладают лучшими характеристиками маневренности в сравнении с другими типами электростанций, так как имеют максимальную скорость изменения нагрузки

во всем регулировочном диапазоне активной мощности и практически неограниченный диапазон регулировочного диапазона активной мощности, который может уменьшаться в связи с особенностями водного режима [5]. Другие электростанции имеют ограничение регулировочного диапазона по нижнему пределу (технологическому или техническому минимуму). В связи с этим необходимый объем и скорость регулирования на сутки вперед для традиционных электростанций необходимо устанавливать с учетом изменения графика генерации ВЭС.

Таблица 1 / Table 1

Характеристики маневренности различных энергоблоков / Flexibility of different generation units

Тип генерирующего оборудования / электростанций / Type of generation units / power plants	Скорость изменения нагрузки во всем регулировочном диапазоне активной мощности, % $P_{\text{уст}}/\text{мин}$ / Rate of load variation over the entire active power control range, % $P_{\text{nom}}/\text{min}$	Нижний предел регулировочного диапазона активной мощности в конденсационном режиме, % $P_{\text{уст}}/\text{мин}$ / Lower limit of the active power control range in condensing mode, % P_{nom}
Паросиловые установки / Steam turbine unit		
ПСУ ТЭС (газ) ¹⁾ / STU TPP (natural gas)	4	40
ПСУ ТЭС (уголь) ¹⁾ / STU TPP (coal)	4	50
ПСУ (каменный уголь) ²⁾ / STU (coal)	1,5–4	25–40
ПСУ (каменный уголь) ³⁾ / STU (coal)	3–6	25–40
ПСУ (бурый уголь) ²⁾ / STU (lig)	1–2	50–60
ПСУ (бурый уголь) ³⁾ / STU (lig)	2–6	35–50
Газотурбинные и парогазовые установки / Gas turbine and combined cycle power plant		
ПГУ (ПТ + Н ГТУ) ¹⁾ / CCPP (ST + N GT)	5	50
ПГУ (1 ПТ + 2 ГТУ) ¹⁾ / CCPP (1 ST + 2 GT)	5	25
ПГУ (1 ПТ + 3 ГТУ) ¹⁾ / CCPP (1 ST + 3 GT)	5	17
ГТУ ²⁾ / GT	8–12	40–50
ГТУ ³⁾ / GT	10–15	20–50
ПГУ ²⁾ / CCPP	2–4	40–50
ПГУ ³⁾ / CCPP	4–8	30–40
Атомные электростанции малой мощности / Low capacity nuclear power plant [6]		
АСММ на базе РИТМ-200 / Low capacity NPP based on RITM-200	6	20
Гидроэлектростанции / Hydro power plant		
ГЭС / HPP	10–30	0

¹⁾ Характеристики действующих энергоблоков согласно Постановлению Правительства РФ от 13.08.2018 № 937 (ред. от 08.12.2018) «Об утверждении Правил технологического функционирования электроэнергетических систем и о внесении изменений в некоторые акты Правительства Российской Федерации».

²⁾ Характеристики действующих энергоблоков согласно [7].

³⁾ Характеристики передовых энергоблоков согласно [7].

¹⁾ Characteristics of generation units in operation in accordance with Decree of the Government of the Russian Federation No. 937 dated 08.08.2018 (as amended on 08.12.2018) "On Approval of the Rules for the Technological Functioning of Electric Power Systems and on Amendments to Certain Acts of the Government of the Russian Federation".

²⁾ Characteristics of generation units in operation in accordance with [7].

³⁾ Characteristics of advanced generation units in accordance with [7].

1. Способ определения изменения графика генерации ветровых электростанций

Быстрые изменения генерации ВЭС требуют оперативности принятия решений для обеспечения системной надежности ЭЭС. Учитывая, что одновременное снижение или увеличение мощности удаленных друг от друга ВЭС происходит независимо друг от друга (графики генерации не коррелируются), расчеты следует проводить с учетом генерирующей мощностью всех ВЭС в энергосистеме, а не отдельных станций. Тем самым колебания генерации ВЭС бу-

дут накладываться друг на друга и снижать общую неравномерность графика генерации.

Указанный эффект показан на примере режимов работы ВЭС в течение суток 30.08.2024 г. в энергосистеме Австралии¹ (рис. 1–6). Установленная мощность всех ВЭС составляет 11 409 МВт. У отдельных энергообъединений (рис. 1–5) результирующий график нагрузки может носить резкопеременный характер, особенно если рассматривать график генерации отдельных ВЭС. В то же время колебания ВЭС компенсируют друг друга, и результирующий график по всей энергосистеме Австралии выравнивается (рис. 6).

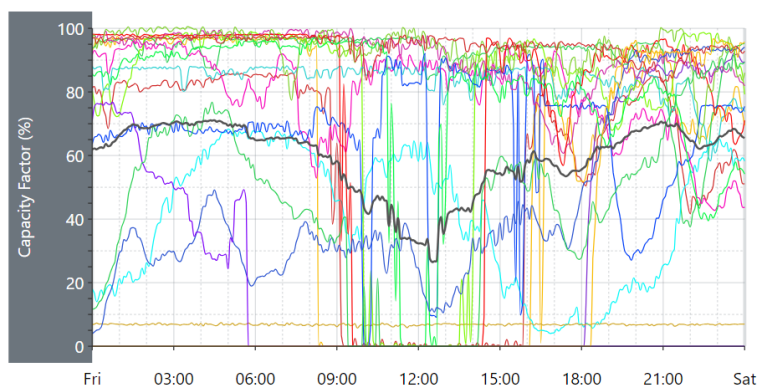


Рис. 1. ВЭС энергообъединения New South Wales, 2 765 МВт

Источники: Australian Energy Market. URL: <https://anero.id/energy> (дата обращения: 12.05.2024)

Figure 1. WF in energy system “New South Wales”, 2 765 MW

Source: Australian Energy Market. Available from: <https://anero.id/energy> (accessed: 12.05.2024)

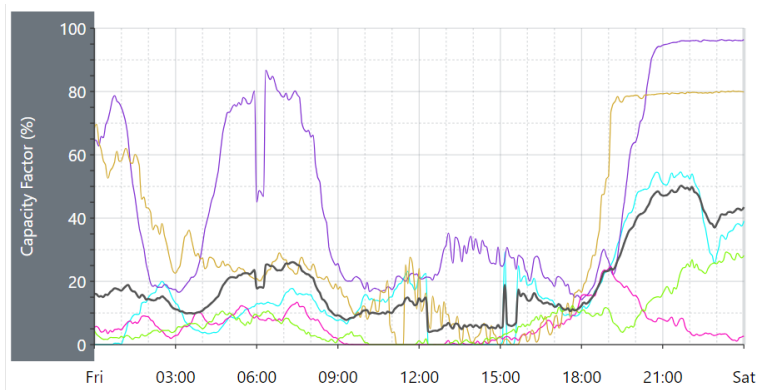


Рис. 2. ВЭС энергообъединения Queensland, 1 011 МВт

Источники: Australian Energy Market. URL: <https://anero.id/energy> (дата обращения: 12.05.2024)

Figure 2. WF in energy system “Queensland”, 1 011 MW

Source: Australian Energy Market. Available from: <https://anero.id/energy> (accessed: 12.05.2024)

¹ Australian Energy Market. Energy data from the Australian Energy Market Operator. URL: <https://anero.id/energy>

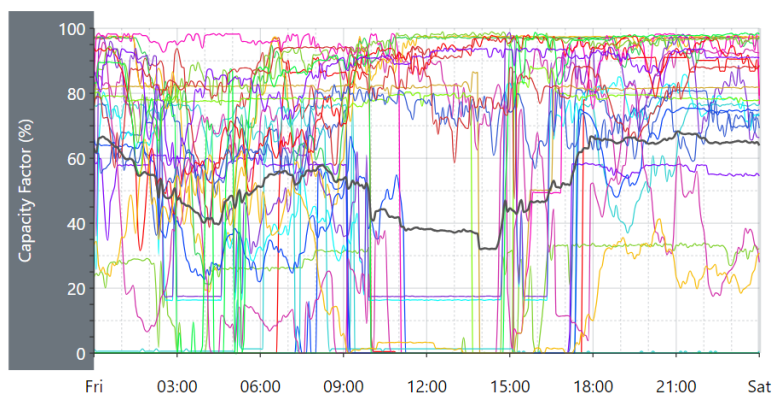


Рис. 3. ВЭС энергообъединения South Australia, 2 763 МВт

Источник: Australian Energy Market. URL: <https://anero.id/energy> (дата обращения: 12.05.2024)

Figure 3. WF in energy system “South Australia”, 2 763 MW

Source: Australian Energy Market. Available from: <https://anero.id/energy> (accessed: 12.05.2024)

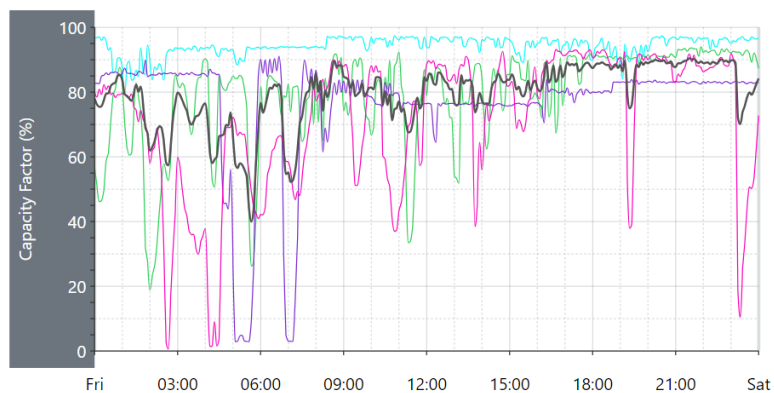


Рис. 4. ВЭС энергообъединения Tasmania, 566 МВт

Источник: Australian Energy Market. URL: <https://anero.id/energy> (дата обращения: 12.05.2024)

Figure 4. WF in energy system “Tasmania”, 566 MW

Source: Australian Energy Market. Available from: <https://anero.id/energy> (accessed: 12.05.2024)

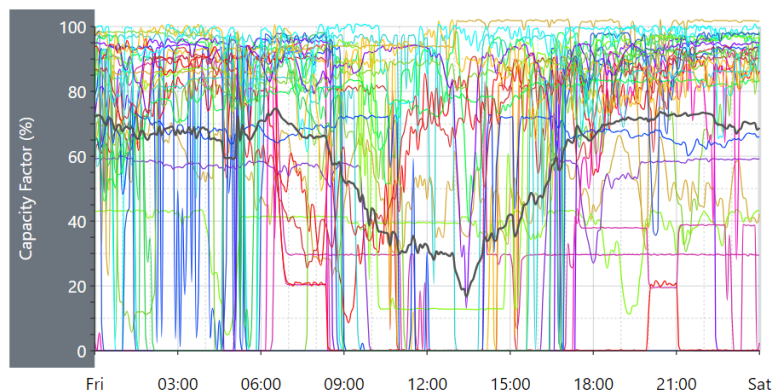


Рис. 5. ВЭС энергообъединения Victoria, 4 304 МВт

Источник: Australian Energy Market. URL: <https://anero.id/energy> (дата обращения: 12.05.2024)

Figure 5. WF in energy system “Victoria”, 4 304 MW

Source: Australian Energy Market. Available from: <https://anero.id/energy> (accessed: 12.05.2024)

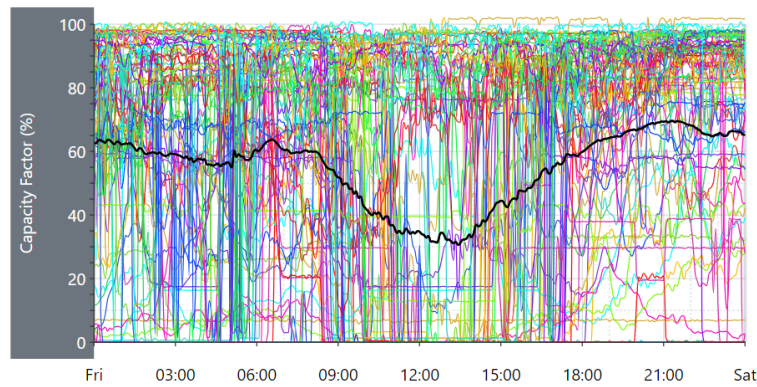


Рис. 6. Все ВЭС энергосистемы Австралии, 11 409 МВт

Источник: Australian Energy Market. URL: <https://anero.id/energy> (дата обращения: 12.05.2024)

Figure 6. All WF in energy system of Australia, 11 409 MW

Source: Australian Energy Market. Available from: <https://anero.id/energy> (accessed: 12.05.2024)

Исследования в области анализа колебаний мощности ВЭС проводятся в мире различными институтами и авторами. В основном методы базируются на статистической обработке больших массивов данных. Некоторые из них основаны не только на исследовании режимов работы ВЭС, но и их влиянии на энергосистемы [8]. Другие исследования направлены на численное определение скорости изменения мощности ВЭС, что представляет собой наиболее важную задачу для обеспечения надежности энергосистемы [9–10]. Такие работы приобретают особую важность при обосновании характеристик маневренности ПГУ, которые связаны с расчетом термонапряженного состояния и анализом циклической прочности критических элементов парового тракта при различных скоростях нагружения [11].

Изменение графика генерации ВЭС можно определить по значениям динамического коэффициента неравномерности [12]:

$$K_{\text{н дин.}i} = \frac{P_n - P_{n+1}}{P_6}, \quad (1)$$

где P_n — мощность ВЭС, соответствующая измерению n , МВт; P_{n+1} — мощность ВЭС, соответствующая следующему измерению $n+1$, МВт; P_6 — базисная мощность (принимается

равной наибольшему значению колебаний мощности ВЭС или установленной мощности ВЭС), МВт; $K_{\text{н дин.}i} < 0$ соответствует увеличению мощности ВЭС; $K_{\text{н дин.}i} > 0$ соответствует снижению мощности ВЭС. При $K_{\text{н дин.}i} = 0$ мощность ВЭС не изменяется.

Повторяемость динамического коэффициента неравномерности устанавливает отношение числа случаев со значениями, входящими в заданный интервал, к общему числу случаев:

$$t(\Delta K_{\text{н дин.}j}) = \frac{m}{n}, \quad (2)$$

где $t(\Delta K_{\text{н дин.}j})$ — повторяемость динамического коэффициента неравномерности ВЭС в интервалах $t(\Delta K_{\text{н дин.}j})$, о.е.; m — число значений динамического коэффициента неравномерности $K_{\text{н дин.}i}$ в рассматриваемом интервале $\Delta K_{\text{н дин.}j}$, о.е.; n — общее число значений динамического коэффициента неравномерности $K_{\text{н дин.}i}$ в течение рассматриваемого периода времени, то есть во всех интервалах $\Delta K_{\text{н дин.}j}$, о.е.; j — количество интервалов; i — количество измерений.

2. Результаты исследования энергосистем с ветровыми электростанциями

В рамках исследований проведен анализ результатов расчета динамического коэффициента неравномерности для четырех вариантов энергосистем с ветровыми электростанциями.

1. **Модель одной ВЭС** представляет собой модель ВЭС большой мощности 3,4 ГВт в Новороссийске с исходными данными на основании трехчасовых измерений средней скорости ветра в течение октября 2017–2019 гг. [13].

В соответствии с представленными результатами исследований высокий показатель повторяемости динамического коэффициента неравномерности (равен нулю примерно в 60 % времени в течение октября при коэффициенте вариации около 10 %) объясняется не стабильной выработкой ВЭС, а значительным числом безветренных часов. В сравнении с «Моделью системы ВЭС» у системы ВЭС суммарное число безветренных часов составило 46 ч, в то время как в случае одной ВЭС Новороссийск составило 436 ч.

2. **Модель системы ВЭС** представляет собой модель, которая состоит из пяти ВЭС по 680 МВт каждая в населенных пунктах Новороссийск, Маргаритово, Должанск, Ставрополь, Ейск. Модель рассчитана аналогично на основании трехчасовых измерений средней скорости ветра в течение октября 2017–2019 гг. [13].

Результаты расчетов показывают, что за период с октября 2017 и по 2019 г. трехчасовые изменения мощности амплитудой не более $0,2P_{уст.ВЭС}$ наблюдаются около 85 % времени в течение октября. Таким образом, традиционные электростанции в рассматриваемой ЭЭС должны практически каждые три часа должны быть в готовности загрузиться/разгрузиться на $0,2P_{уст.ВЭС}$, или 680 МВт.

3. **ВЭС в энергосистеме Германии 2021** включает в себя ВЭС, подключенные к энергосистеме Германии, суммарной мощностью 20 968 МВт (19 875 МВт наземные ВЭС и 1 093 МВт оффшорные ВЭС). В качестве исход-

ных данных выбраны реальные усредненные 15-минутные значения активной мощности ВЭС в течение 2021 г. [14].

В указанном исследовании расчет динамического коэффициента неравномерности проводился с разделением на $K_{н\text{дин},i} \geq 0$ и $K_{н\text{дин},i} < 0$. Результаты показали, что изменения мощности всех ВЭС на снижение и повышение активной мощности отличаются незначительно: 50,5 % повторяемости соответствует снижению мощности или отсутствию изменения мощности $K_{н\text{дин},i} \geq 0$, а 49,5 % соответствует повышению мощности $K_{н\text{дин},i} < 0$.

Основную продолжительность времени в течение года (71,75 %) блокам ТЭС необходимо загружать или разгружать в интервале $0,0 \div 0,1$, что соответствует $0 \div 118$ МВт в пересчете от базисной мощности. Таким образом, в данном интервале блоки ТЭС должны обладать маневренностью набора и снижения активной мощности со скоростью не менее 8 МВт/мин в пределах регулировочного диапазона. При максимальном изменении мощности (1179 МВт) скорость должна составлять не менее 79 МВт/мин.

4. **ВЭС в энергосистеме Германии 2020** также включает в себя ВЭС, подключенные к энергосистеме Германии, суммарной мощностью 20 206 МВт (19 138 МВт — наземные ВЭС и 1 068 МВт — оффшорные ВЭС). В качестве исходных данных выбраны реальные усредненные 15-минутные значения активной мощности ВЭС в течение 2020 г. [15].

В исследовании показано соотношение изменения мощности ВИЭ на снижение и повышение активной мощности, которое также меняется незначительно. Для всех ВЭС 50,9 % повторяемости соответствует снижению мощности или отсутствию изменения мощности ($K_{н\text{дин},i} \geq 0$), а 49,1 % соответствует повышению мощности ($K_{н\text{дин},i} < 0$). Таким образом, генераторы традиционных электростанций должны быть в равной степени готовы как к загрузке по активной мощности, так и к разгрузке.

Результаты сравнительного анализа результатов расчета динамического коэффициента неравномерности для четырех вариантов энергосистем с ветровыми электростанциями представлены в табл. 2 и на рис. 7. Второй, третий и четвертый варианты показывают высокую корреляционную зависимость, близкую к единице. Коэффициент корреляции между первым вариантом и остальными составляет около 0,2. Следовательно, ветровые электростанции большой мощности, расположенные в удаленных друг от друга узлах, демонстрируют схо-

жие закономерности в режимах работы в разных энергосистемах.

Таким образом, распределение ВЭС по энергосистеме помимо положительного эффекта в части выравнивания графика нагрузки позволяет установить закономерность изменения динамического коэффициента неравномерности: около 90 % времени амплитуда максимальное значение амплитуды колебаний мощности не превышает 40 % от установленной мощности ВЭС или базисной мощности ВЭС при периоде колебаний от 15 мин до 3 ч.

Таблица 2 / Table 2

Сравнение результатов расчета динамического коэффициента неравномерности для четырех вариантов энергосистем с ветровыми электростанциями
Comparison of the calculation results of the dynamic coefficient of unevenness for four variants of power systems with wind farms

Модели ВЭС / WF models Параметры / Parameters	Модель одной ВЭС ¹⁾ / Model of one WF ¹⁾	Модель системы ВЭС ¹⁾ / The model of the WF ¹⁾ system	ВЭС в энергосистеме Германии 2021 ²⁾ / WF in the German energy system 2021 ²⁾	ВЭС в энергосистеме Германии 2020 ³⁾ / WF in the German energy system 2020 ³⁾
Установленная мощность ВЭС, ГВт / Installed WF capacity, GW	3,4	3,4	20,968	20,206
Исследуемый период времени / The time period under study	Октябрь / October 2017–2019	2017–2019	2021	2020
Период колебаний мощности ВЭС ⁴⁾ / The period of fluctuations in WF ⁴⁾ power	3 ч/h	3 ч/h	15 мин/min	15 мин/min
$\Delta K_{\text{н.дин.}j}$	$t(\Delta K_{\text{н.дин.}j}), \%$			
0	60,73	6,48	0,01	0,00
0,0–0,1	15,92	64,51	71,75	64,81
0,1–0,2	8,23	18,76	19,48	23,04
0,2–0,3	2,43	7,29	5,93	7,82
0,3–0,4	3,64	2,56	1,9	2,88
0,4–0,5	3,24	0,27	0,54	0,95
0,5–0,6	2,43	0,00	0,26	0,32
0,6–0,7	0,54	0,13	0,08	0,12
0,7–0,8	0,27	0,00	0,04	0,03
0,8–0,9	1,21	0,00	0	0,02
0,9–1,0	0,94	0,00	0,01	0,01

¹⁾ Базисная мощность принята 3,4 ГВт.

²⁾ Базисная мощность принята 1179 МВт.

³⁾ Базисная мощность принята 1126 МВт.

⁴⁾ Период колебаний мощности ВЭС в моделях определен на основании имеющихся данных по измерениям скорости ветра или генерации мощности ВЭС.

¹⁾ The base power is 3.4 GW.

²⁾ The base power is 1179 MW.

³⁾ The base power is 1126 MW.

⁴⁾ The period of fluctuations in wind power in the models is determined based on available data on measurements of wind speed or generation of wind power.

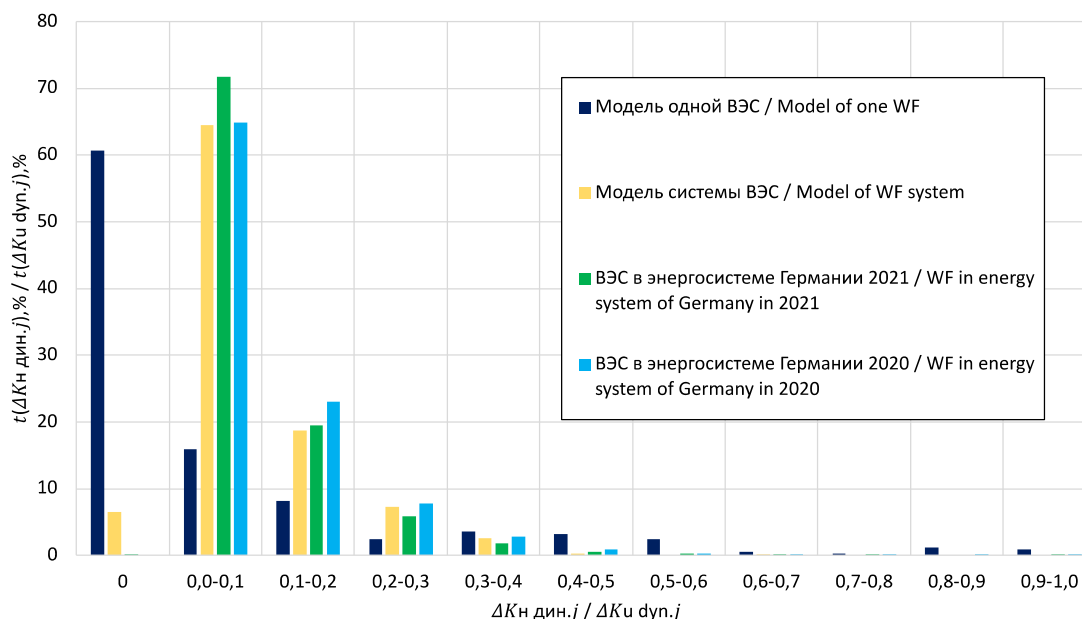


Рис. 7. Сравнение результатов расчета динамического коэффициента неравномерности для четырех вариантов энергосистем с ветровыми электростанциями
Источник: выполнено О.Ю. Сигитовым

Figure 7. Comparison of the calculation results of the dynamic coefficient of unevenness for four options of power systems with wind farms
Source: made by O.Yu. Sigitov

Заключение

Одной из проблем развития ветровых электростанций в электроэнергетических системах является нестабильная генерация ими мощности. Указанная проблема оказывает заметное влияние на режимы работы традиционных электростанций, в том числе на маневренные характеристики, пуски и остановки генерирующего оборудования. Исследуя закономерности изменения графиков генерации ветровых электростанций, можно оценить готовность существующих традиционных электростанций работать по изменяющемуся графику нагрузки и принять решение об ограничении установленной мощности ветровых электростанций или вводе дополнительных высокоманевренных мощностей.

В статье показаны результаты исследования энергосистем с ветровыми электростанциями в виде анализа неравномерности графика генерации ветровых электростанций. На примере использования динамического коэффициента неравномерности можно выделить харак-

терные режимы работы ветровых электростанций. Чем больше установленная мощность ветровых электростанций, тем значительнее будет их влияние на режимы энергосистемы, однако негативный эффект можно снизить при помощи распределения ВЭС на удаленном друг от друга расстоянии. Указанный эффект показан на примере режимов работы ВЭС в течение суток 30.08.2024 г. в энергосистеме Австралии — колебания ВЭС компенсируют друг друга и результирующий график по всей энергосистеме выравнивается.

Распределение ВЭС по энергосистеме помимо положительного эффекта в части выравнивания графика нагрузки позволяет установить закономерность изменения динамического коэффициента неравномерности. В рассматриваемых моделях энергосистем около 90 % времени максимальное значение амплитуды колебаний мощности не превышает 40 % от установленной мощности ВЭС или базисной мощности ВЭС при периоде колебаний от 15 мин до 3 ч.

Список литературы

1. Feng Sh., Wang W., Wang Z., Song Z., Yang Q., Wang B. Global Wind-Power Generation Capacity in the Context of Climate Change // *Engineering*. 2024. <https://doi.org/10.1016/j.eng.2024.09.018> EDN: HNLMEG
2. Nhien C., Behzadi A., Assareh E., Lee M., Sadri-zadeh S. A new approach to wind farm stabilization and peak electricity support using fuel cells: Case study in Swedish cities // *International Journal of Hydrogen Energy*. 2024. Vol. 80. P. 22–38. <https://doi.org/10.1016/j.ijhydene.2024.07.101> EDN: LTZFXV
3. Arakelyan E.K., Andryushin A.V., Burtsev S.Yu., Andryushin K.A., Khurshudyan S.R. Methodology for consideration of specific features of combined-cycle plants with the optimal sharing of the thermal and the electric loads at combined heat power plants with equipment of a complex configuration // *Thermal Engineering*. 2015. Vol. 62. No. 5. P. 335–340. <https://doi.org/10.1134/S0040601515050018> EDN: VAAQGV
4. Radin Yu.A., Davydov A.V., Chugin A.V., Piskovatskov I.N. Determining the permissible load-control range of a PGU-450t power-generating unit operating in a condensing mode // *Thermal Engineering*. 2004. Vol. 51. No. 5. P. 389–394. EDN: RNGJQX
5. Георгиевский И.Д. Способы улучшения параметров маневренности традиционных электростанций в энергосистемах в условиях увеличения доли генерации на основе ВИЭ // XII Международная научно-практическая конференция. Современные тенденции и инновации в науке и производстве. Междуреченск, 2023. С. 516.1–516.8. EDN: QFEEYK
6. Petrunin V.V. Reactor units for small nuclear power plants // *Herald of the Russian Academy of Sciences*. 2021. Vol. 91. No. 3. P. 335–346. <https://doi.org/10.31857/S0869587321050182> EDN: VBQKKS
7. Taibi E., Nikolakakis T., Gutierrez L., Fernandez del Valle C., Kiviluoma J., Lindroos T.J., Rissanen S. Power System Flexibility for the Energy Transition. Part 1: Overview for policy makers / *International Renewable Energy Agency*. Abu Dhabi, 2018. 46 p. <https://doi.org/10.13140/RG.2.2.11150.61768>
8. Cetinay H., Kuipers F.A., A. Guven A.N. Optimal siting and sizing of wind farms // *Renewable Energy*. 2017. Vol. 101. P. 51–58. <https://doi.org/10.1016/j.renene.2016.08.008>
9. Ahn E., Hur J. A Practical Metric to Evaluate the Ramp Events of Wind Generating Resources to Enhance the Security of Smart Energy Systems // *Energies*. 2022. Vol. 15. Article no. 2676. <https://doi.org/10.3390/en15072676> EDN: LQECU
10. D'Amico G., Petroni F., Vergine S. Ramp Rate Limitation of Wind Power: An Overview // *Energies*. 2022. Vol. 15. Article no. 5850. <https://doi.org/10.3390/en15165850> EDN: ZLNACL

11. Радин Ю.А., Конторович Т.С., Молчанов К.А. Эффективность моделирования пусков парогазовых установок из горячего состояния // *Теплоэнергетика*. 2015. № 9. С. 18. <https://doi.org/10.1134/S0040363615090076> EDN: UDEVFV
12. Сигитов О.Ю. Разработка метода рациональной расстановки ветровых электростанций в электроэнергетической системе: автореф. дис. ... канд. техн. наук. Москва, 2022. 20 с.
13. Sigitov O.Y., Chemborisova N.S. Features of the operation of wind power plants in an electric power system // *Power Technology and Engineering*. 2021. Vol. 55. No. 4. P. 620–624. <https://doi.org/10.1007/s10749-021-01407-y> EDN: JOAIAZ
14. Сигитов О.Ю., Вивчар А.Н. Проблемы управления ветровыми и тепловыми электростанциями в электроэнергетической системе // *Электрические станции*. 2022. № 12 (1097). С. 2–9. EDN: XFLTEJ
15. Сигитов О.Ю. Особенности работы ветровых и солнечных электростанций в энергосистеме // *Электрические станции*. 2024. № 7 (1116). С. 25–32. <https://doi.org/10.71841/ep.elst.2024.1116.7.04> EDN: IALSPK

References

1. Feng Sh, Wang W, Wang Z, Song Z, Yang Q, Wang B. Global Wind-Power Generation Capacity in the Context of Climate Change. *Engineering*. 2024. <https://doi.org/10.1016/j.eng.2024.09.018> EDN: HNLMEG
2. Nhien C, Behzadi A, Assareh E, Lee M, Sadri-zadeh S. A new approach to wind farm stabilization and peak electricity support using fuel cells: Case study in Swedish cities. *International Journal of Hydrogen Energy*. 2024;80:22–38. <https://doi.org/10.1016/j.ijhydene.2024.07.101> EDN: LTZFXV
3. Arakelyan EK, Andryushin AV, Burtsev SYu, Andryushin KA, Khurshudyan SR. Methodology for consideration of specific features of combined-cycle plants with the optimal sharing of the thermal and the electric loads at combined heat power plants with equipment of a complex configuration. *Thermal Engineering*. 2015;62(5): 335–340. <https://doi.org/10.1134/S0040601515050018> EDN: VAAQGV
4. Radin YuA, Davydov AV, Chugin AV, Piskovatskov IN. Determining the permissible load-control range of a PGU-450t power-generating unit operating in a condensing mode. *Thermal Engineering*. 2004;51(5):389–394. EDN: RNGJQX
5. Georgievsky ID. Ways to improve the maneuverability parameters of traditional power plants in power systems in conditions of an increase in the share of renewable energy generation. *XII International Scientific and Practical Conference. Current Trends and Innovations in Science and Production*. Mezhdurechensk; 2023. P. 516.1–516.8. (In Russ.) EDN: QFEEYK

6. Petrunin VV. Reactor units for small nuclear power plants. *Herald of the Russian Academy of Sciences*. 2021; 91(3):335–346. <https://doi.org/10.31857/S0869587321050182> EDN: VBQKKS
7. Taibi E, Nikolakakis T, Gutierrez L, Fernandez del Valle C, Kiviluoma J, Lindroos TJ, Rissanen S. *Power System Flexibility for the Energy Transition*. Part 1: Overview for policy makers, International Renewable Energy Agency. Abu Dhabi; 2018. <https://doi.org/10.13140/RG.2.2.11150.61768>
8. Cetinay H, Kuipers FA, Guven AN. Optimal siting and sizing of wind farms. *Renewable Energy*. 2017;101: 51–58. <https://doi.org/10.1016/j.renene.2016.08.008>
9. Ahn E, Hur J. A Practical Metric to Evaluate the Ramp Events of Wind Generating Resources to Enhance the Security of Smart Energy Systems. *Energies*. 2022;15(7): 2676. <https://doi.org/10.3390/en15072676> EDN: LQECLU
10. D'Amico G, Petroni F, Vergine S. Ramp Rate Limitation of Wind Power: An Overview. *Energies*. 2022; 15:5850. <https://doi.org/10.3390/en15165850> EDN: ZLNACL
11. Radin YA, Kontorovich TS, Molchanov KA. The effectiveness of combined-cycle power plants hot startups simulating. *Thermal Engineering*. 2015;62(9):630–635. <https://doi.org/10.1134/S0040601515090074>
12. Sigitov OYu. *Development of a method for the rational arrangement of wind power plants in the electric power system* (abstract of the dissertation). Moscow; 2022. (In Russ.)
13. Sigitov O, Chemborisova N. Operation features of wind power plants as part of an electric power system. *Power Technology and Engineering*. 2021;55(4):620–624. <https://doi.org/10.1007/s10749-021-01407-y> EDN: JOAIAZ
14. Vivchar A, Sigitov OYu. Wind farms and thermal power plants operation problems in electric power system. *Electric stations*. 2022;12(1097):2–9. (In Russ.) EDN: XFLTEJ
15. Sigitov OYu. Wind farms and solar photovoltaic power plants operation features in energy power system. *Electric stations*. 2022;7(1116):25–32. (In Russ.) <https://doi.org/10.71841/ep.elst.2024.1116.7.04> EDN: IALSPK

Сведения об авторе

Сигитов Олег Юрьевич, кандидат технических наук, старший преподаватель кафедры энергетического машиностроения, инженерная академия, Российский университет дружбы народов, 117198, Российская Федерация, г. Москва, ул. Миклухо-Маклая, д. 6; ORCID: 0009-0007-8541-4542, eLIBRARY SPIN-код: 9915-2001; e-mail: OlegSigitov@gmail.com

Bio note

Oleg Yu. Sigitov, Ph.D. in Technical Sciences, Senior Lecturer of the Department of Power Engineering, Academy of Engineering, RUDN University, 6 Miklukho-Maklaya St, Moscow, 117198, Russian Federation; eLIBRARY SPIN-code: 9915-2001, ORCID: 0009-0007-8541-4542; e-mail: OlegSigitov@gmail.com