

ИССЛЕДОВАНИЕ ВЛИЯНИЯ КЛИМАТИЧЕСКОЙ ИЗМЕНЧИВОСТИ НА РАБОТУ ВЕТРОЭНЕРГЕТИЧЕСКИХ УСТАНОВОК НА ТЕРРИТОРИИ РОССИИ^{1, 2}

© 2023 г. Е. В. Федотова^{a, b, *}, В. В. Клименко^{a, b}, Ю. А. Козлова^{a, b}

^aНациональный исследовательский университет “Московский энергетический институт”,
Красноказарменная ул., д. 14, Москва, 111250 Россия

^bИнститут энергетических исследований РАН, Нагорная ул., д. 31, корп. 2, Москва, 117186 Россия

*e-mail: e.v.kasilova@gmail.com

Поступила в редакцию 01.07.2022 г.

После доработки 24.11.2022 г.

Принята к публикации 23.12.2022 г.

Работа посвящена исследованию особенностей динамики скорости ветра в регионах России, в которых сосредоточены существующие и перспективные объекты ветровой энергетики. Для расчетов был использован массив данных реанализа последнего поколения ERA5 для периода 1950–2021 гг. Проведен анализ синхронности изменения скорости ветра на кросс-континентальных масштабах Северной Евразии. Показано, что характерный размер области синхронного изменения скорости ветра составляет сотни километров, при этом на тех территориях России, на которых в основном сосредоточена вводимая ветровая генерация, можно найти локации с несогласованным изменением скорости ветра. Выполнено эмпирическое исследование показателей работы ветроэнергетической установки (ВЭУ) в различных временных масштабах: от почасового до мультидекадного. Показано, что характерная изменчивость среднегодового коэффициента использования установленной мощности (КИУМ) ВЭУ составляет 10–20%. Изменения экстремальных значений КИУМ во всем рассмотренном периоде при этом оказываются в 2–3 раза больше. Осреднение по территории нивелирует эту величину до 10% в случае характерных значений и до 25–35% для экстремальных. Предложен коэффициент, позволяющий оценить суточную неравномерность выработки электроэнергии ВЭУ и дополнительный резерв мощности, который потребуется на протяжении выбранных суток, чтобы нивелировать влияние колебаний мощности ветроустановки. Показано, что на протяжении суток для ветроустановки характерны высокие значения коэффициента неравномерности, что с учетом специфики энергосистем на определенной территории означает повышение потребности в регулировочном резерве. Осреднение по всей территории каждого из рассмотренных регионов позволяет незначительно повысить “гарантированную” выработку ВЭУ и снизить ее суточную неравномерность. При этом выбор локаций с минимальными взаимными корреляциями скорости ветра оказывается для снижения суточной неравномерности практически столь же действенным, что и осреднение по обширной территории. Идентифицированы задачи, решение которых позволит упростить интеграцию ветровой генерации в энергосистемы России за счет минимизации рисков для надежности электроснабжения и оптимизации использования доступных возможностей повышения ее гибкости.

Ключевые слова: ветроэнергетика, изменение и изменчивость климата, скорость ветра, климатические сценарии, надежность электроснабжения, коэффициент использования установленной мощности

DOI: 10.56304/S0040363623060048

Декарбонизация технологий, в том числе в энергетическом секторе, в современном мире не только составляет основу мероприятий по охране

климата, но и служит важным показателем уровня развития техники. Ветровая генерация, наряду с солнечной, является наиболее динамичным сектором мировой энергетики с годовым приростом установленной мощности 12–14%. Установленная мощность ветровых электростанций (ВЭС) в 2022 г. достигла 940 ГВт, а производство электроэнергии превысило 2 трлн кВт·ч и составило почти 8% мировой генерации. Планируется, что всего через три года выработка ВЭС достигнет

¹ Работа выполнена при поддержке Российского научного фонда: проект № 20-19-00721 (В.В. Клименко) в части климатических исследований и проект № 18-79-10255 (Е.В. Федотова, Ю.А. Козлова) в части исследования энергетики России.

² Дополнительная информация для этой статьи доступна по doi 10.56304/S0040363623060048 для авторизованных пользователей.

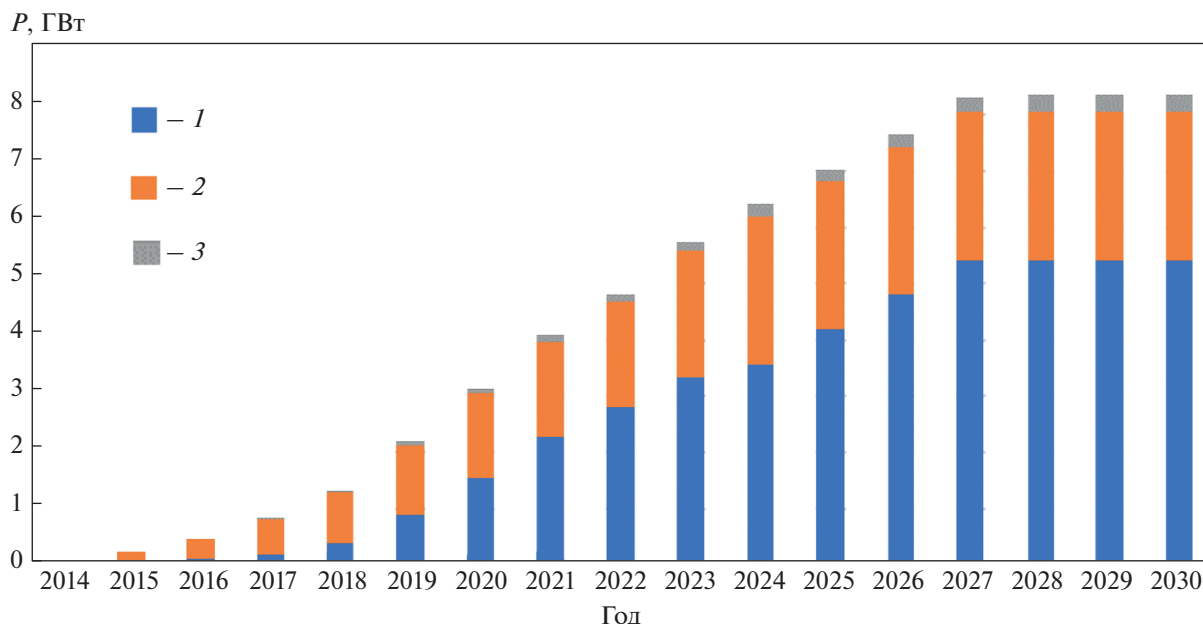


Рис. 1. Установленная мощность P ветровой (1), солнечной (2) и гидрогенерации (3), отобранной в рамках программы ДПМ ВИЭ (по состоянию на июнь 2022 г.)

3 трлн кВт · ч [1] и по этому показателю ВЭС обойдут атомные электростанции. Дополнительным стимулом для декарбонизации российской энергетики является необходимость диверсификации используемых энергоресурсов и развития собственных технологических компетенций.

В настоящее время основным инструментом поддержки энергетической отрасли является заключение договоров о предоставлении мощности (ДПМ). Этот отработанный в традиционной генерации механизм было предложено использовать и при строительстве установок на основе ВИЭ. Он подразумевает гарантированный возврат инвестору вложенных средств с доходностью около 12% благодаря платежам энергорынка, а также устанавливает жесткие сроки ввода объектов в эксплуатацию и штрафы в виде снижения платежей за их нарушение.

В настоящий момент программа ДПМ ВИЭ представлена двумя этапами: ДПМ ВИЭ-1 (2013–2024 гг.) и ДПМ ВИЭ-2 (2025–2035 гг.). На рис. 1 нарастающим итогом показаны планы по вводу установок на основе ВИЭ на период до 2030 г., рассчитанные по результатам конкурсных отборов [2]. Отборы на 2031–2035 гг. пока не проводились, они запланированы на 2023 г. (по состоянию на февраль 2023 г.).

Анализ структуры генерирующих мощностей энергосистем ЕЭС России (табл. 1) показывает, что в отдельных из них установленная мощность объектов на ВИЭ приближается к пороговому значению (3–10%), начиная с которого становится существенным влияние генерации на возобновляе-

мых источниках энергии (далее ВИЭ-генерации) на работу традиционного оборудования, а также на режимы загрузки электропередающих мощностей. Наиболее представительной с этой точки зрения является Объединенная энергетическая система (ОЭС) Юга.

В этих условиях возникает необходимость поиска технических решений для интеграции установок на ВИЭ в существующую структуру энергосистем. При этом роль климатических факторов в ветровой и солнечной генерации принципиально отличается от влияния климата на традиционную генерацию.

УРОВЕНЬ ТЕХНИКИ И СОСТОЯНИЕ ИССЛЕДОВАНИЙ

В России история развития энергетики на возобновляемых ресурсах насчитывает более ста лет [3], в течение которых отечественные исследователи внесли большой вклад в разработку фундаментальных основ генерирующих установок и изучение воздействия климатических факторов на ВИЭ. Однако использование технологий генерации на возобновляемых источниках энергии во второй половине XX в. в Советском Союзе резко снизилось, за исключением каскадов крупных гидроэлектростанций. В первую очередь это произошло из-за конкуренции с крупной тепловой и атомной генерацией, переживавшей в то время пик своего технологического развития.

Интерес к использованию технологий на основе возобновляемых источников энергии в России начал вновь возрастать с 1990-х годов, но дол-

Таблица 1. Установленная мощность объединенных энергосистем России на 01.01.2022

Тип генерации	ЕЭС России	ОЭС						
		Центра	Средней Волги	Урала	Северо-Запада	Юга	Сибири	Востока
Всего, ГВт	246591	50199	27478	53472	24758	27166	52251	11266
В том числе:								
ТЭС	163097	34611	16155	49618	15656	13834	26575	6649
ГЭС	49955	1810	7021	1914	2961	6306	25326	4618
АЭС	29543	13778	4072	1485	6136	4072	0	0
ВИЭ	3996	0	230	456	5	2955	350	0
То же, %	1.6	0	1	1	0	11	1	0
ВЭС	2035	0	85	2	5	1943	0	0
То же, %	0.8	0	0	0	0	7	0	0
СЭС	1961	0	145	454	0	1011	350	0
То же, %	0.8	0	1	1	0	4	1	0

Примечание. СЭС – солнечная электростанция.

гое время этот процесс тормозился из-за недостатков предпринимавшихся организационных мер [4]. Одновременно с совершенствованием нормативной базы, направленной на поддержку ВИЭ, в России вновь начались активные исследования генерации на основе ВИЭ. В настоящее время хорошо изучены фундаментальные особенности климатических факторов, влияющих на ВИЭ на территории России [5–7], в том числе и изменений климата. Предложены подходы к сопровождению проектирования установок на основе ВИЭ данными по пространственным особенностям метеорологических и климатических факторов [8]. Разработаны методы проектирования установок на ВИЭ для работы как в качестве автономных энергетических комплексов [9, 10], так и в составе энергосистем [11, 12], направленные на увеличение выработки и повышение экономической эффективности ВИЭ-генерации.

Результаты указанных работ подтверждают тот факт, что резкое отличие стохастического характера выработки электроэнергии установками на альтернативных источниках от традиционной генерации вызывает серьезные сложности их интеграции в существующие энергетические системы. В последнее время предложен целый ряд технических мер для решения этой задачи: использование технологий аккумулирования энергии (гидроаккумулирующих станций, электрохимических генераторов, тепловой аккумуляции), активное управление мощностью потребителей, ужесточение требований к регулировочным мощностям, создание “виртуальных электростанций” и т.д. Мировой опыт эксплуатации установок на основе ВИЭ свидетельствует о том, что фундаментальной составляющей эффективности ВИЭ, не менее важной, чем сами технологии генерации и распре-

ления электроэнергии, становится разработка подходов к интеграции ВИЭ-установок в существующие энергосистемы [13–15].

Предпочтительность того или иного подхода к интеграции ВИЭ-установок определяется сочетанием электрической и тепловой нагрузок в энергосистеме, динамики климатических факторов, влияющих на ВИЭ, топологией электрической сети, экономическими и организационными условиями [16–18]. Одновременный учет всех перечисленных факторов приводит к необходимости использовать оптимизационные подходы к планированию развития ВИЭ-генерации на той или иной территории [19–21]. При этом задача учета климатических факторов энергетическими моделями пока не имеет общего решения [22, 23]. Это связано прежде всего с тем, что требования ко входным климатическим данным определяют решаемой энергетической задачей.

Развитие технологий на основе ВИЭ и изменение требований к необходимой энергетикам климатической информации уже привели к пересмотру философии метеорологического сопровождения и возникновению новой отрасли – прикладной климатологии [24–26]. Последние исследования в этой области показывают, что адекватный учет климатических факторов при решении энергетических задач в современных условиях нестационарного климата может быть обеспечен только на основе междисциплинарного подхода, объединяющего энергетическое моделирование, климатологию, информационные технологии и экономику [13, 27, 28].

Развитие подобных интеграционных подходов применительно к энергетике России находится пока в начальной стадии [29–34], а из-за специфики местных технологических, эксплуатацион-

ных и климатических условий экстраполяция данных, полученных для других регионов мира, весьма ограничена. В результате в отечественной нормативной документации, регламентирующей интеграцию ВИЭ-установок в энергетические системы, само понятие климатических факторов отсутствует. Единственная в настоящее время нормативная рекомендация, относящаяся к природе ВИЭ-генерации, содержится в [35] и заключается в допущении, что располагаемая мощность ВЭС и СЭС при формировании перспективных балансов мощности принимается равной нулю.

Внедрение методических и технологических мер поддержки интеграции ВИЭ-установок в России находится на начальном этапе [4]. Для практической реализации в первую очередь рассматриваются решения, при которых сглаживание колебаний выработки достигается путем компоновки энергоблока, например сочетание ВИЭ-генерации и систем накопления [36, 37] или создание комбинированных энергетических комплексов на базе ВИЭ-генерации и тепловых машин [38]. Но объективные ограничения применения этих “первичных” мер приводят к необходимости рассматривать интеграцию ВИЭ-установок на уровне энергосистем в соответствии с отмеченными ранее мировыми тенденциями в этой области.

Для российских энергосистем перспектива внедрения ВИЭ-электростанций означает одновременное увеличение использования современной промышленной электроники – процесс, известный как цифровизация. Однако уже само по себе увеличение использования цифровых технологий в российской энергетике приводило к крупным каскадным авариям из-за неоптимальности характеристик примененных микропроцессорных систем [39]. Из-за стохастичности процесса выработки электроэнергии ВИЭ-установками повышается сложность согласования их динамических характеристик с процессами в электрических сетях, что ведет к дополнительным рискам при обеспечении надежности электроснабжения. Именно на этой технической стороне проблемы интеграции ВИЭ-установок сосредоточены в настоящее время усилия российских исследователей и разработчиков, занимающихся непосредственным внедрением ВИЭ-генерации [40].

Климатические факторы при решении практических проектировочных задач, связанных с работой ВИЭ-установок в составе российских энергосистем, во многих случаях рассматриваются как исключительно стохастические [29, 34]. При этом в метеорологии и климатологии довольно давно разработан обширный набор методов, позволяющих с достаточной для практических целей определенностью ответить на многие

вопросы о климате. Однако для практического использования классических методов климатологии для сопровождения проектных работ по созданию систем управления ВИЭ-генерацией требуются дополнительные исследования вследствие новизны и специфики этих проектных работ.

Один из наиболее сложных вопросов, относящихся к оптимизационному моделированию энергетических систем, – учет долгосрочной климатической изменчивости. Для скорости ветра мультидекадные тренды не являются однородными по пространству, и, кроме того, их знак меняется во времени из-за проявлений естественной климатической изменчивости [34, 41]. Вообще говоря, динамика изменения скорости ветра в пространстве неравномерна и требует отдельного анализа для каждого региона.

В данной статье представлено исследование влияния климатических факторов на работу ВЭС в составе реальных российских энергетических систем. Основными задачами исследования являлись:

выявление пространственных особенностей скорости ветра, которые могут быть использованы при оптимизации работы ветроустановок на конкретных территориях;

оценка долгосрочных тенденций изменения расчетных показателей работы ВЭС;

идентификация вероятных проблем, решение которых требуется для эффективной интеграции ветроустановок в энергосистемы России.

ФИЗИЧЕСКИЕ ОСОБЕННОСТИ ВЕТРОВОЙ ГЕНЕРАЦИИ

Стохастический характер выработки электроэнергии ветровыми и солнечными установками создает серьезные проблемы при их интеграции в энергосистемы. При этом распределение скорости ветра и облачности по территории в каждый момент времени не является равномерным и, вообще говоря, определяется процессами турбулентного переноса воздуха в атмосферном пограничном слое. На сегодняшний день описание этих процессов на мезомасштабах (примерно 1 км) ограничено несовершенством понимания и моделирования турбулентности, но для макромасштабов (100–1000 км) современные знания явлений и процессов, происходящих в атмосфере, позволяют обеспечить достаточно высокое качество прогнозирования. В частности, известно, что структура атмосферных образований носит квазицикляторный характер: крупномасштабные характеристики атмосферной турбулентности, циклоны и антициклоны, которые образуются под влиянием планетарных волн Россби, определяя чередование зон высокого и

низкого атмосферного давления в континентальных масштабах.

С практической точки зрения это означает, что некоторый конкретный режим погоды не может установиться над всем континентом одновременно. Так, летом 2010 г., когда на европейской территории России (ЕТР) наблюдалась аномальная жара, сопровождавшаяся обширными торфяными пожарами, в Западной Сибири стояла аномально холодная погода [42]. Это связано с установлением над ЕТР так называемого блокирующего антициклона при одновременном формировании циклонического режима над Западной Сибирью. По всей вероятности, для климатических факторов, влияющих на ВИЭ-генерацию, также должно быть характерно чередование высоких и низких значений параметров: штиль или штормовой ветер сразу над всей Северной Евразией, очевидно, совершенно невозможен в силу упомянутых особенностей циркуляции атмосферных потоков. Вопрос, насколько эту природную особенность ВИЭ можно использовать, чтобы упростить интеграцию ВИЭ-установок в энергосистемы, вызывает большой интерес у исследователей, но остается пока открытым.

ИСТОЧНИКИ ДАННЫХ О СКОРОСТИ ВЕТРА

Неотъемлемой частью исследований ВИЭ является разработка подходов к использованию климатических данных. В настоящее время существуют следующие основные группы источников данных о современном состоянии климата: станционные наблюдения, сеточные архивы, реанализы.

Наблюдения метеорологических станций – это наиболее достоверный вид климатической информации, который составляет базу всех современных знаний о климате. Самым надежным источником архивов станционных наблюдений является национальная метеорологическая служба конкретной страны. В России эту функцию выполняет Росгидромет. Входящий в его состав Всероссийский научно-исследовательский институт гидрометеорологической информации – Международный центр данных предоставляет доступ к разнообразным базам климатических данных через информационную систему [43]. Результаты метеорологических наблюдений имеют очевидный фундаментальный недостаток: они могут быть использованы только в тех географических точках, где они были получены. Пространственная интерполяция этих точечных данных для произвольной локации в общем случае представляет собой самостоятельную, часто не вполне тривиальную задачу. Для пространственной интерполяции климатических параметров, для которых характерна высокая пространственная изменчи-

вость, таких как скорости ветра или количество осадков, необходимо проводить трудоемкие статистические процедуры, что зачастую приводит к внесению существенных погрешностей.

Преодолеть указанные недостатки станционных наблюдений позволяет использование сеточных архивов и реанализов. Сеточные архивы климатических данных получают интерполяцией результатов станционных наблюдений на регулярную пространственную сетку с помощью статистических методов. Наиболее употребительными массивами этого типа являются глобальный архив CRU Университета Восточной Англии, база данных EObs для территории Европы, база данных APHRODITE для Азии. Так же как и для исходных данных станционных наблюдений, основным недостатком сеточных архивов заключается в неизбежности компромисса между полнотой пространственного покрытия и корректностью интерполяции.

Наиболее современным источником климатических данных сегодня являются архивы реанализов. Реанализ – это массив климатических данных, в котором на основе всех доступных данных наблюдений методами гидродинамического моделирования восстановлены поля климатических параметров на регулярной сетке. Решающее преимущество реанализов перед данными непосредственных наблюдений состоит в сохранении физического смысла при заполнении пропусков в данных. Современные реанализы имеют пространственное разрешение, достаточное для использования в практических задачах. Для исследовательских задач энергетики именно этот вид климатических данных является в настоящее время общепринятым стандартом. К ведущим современным реанализам относятся ERA5 Европейского центра среднесрочных прогнозов погоды и MERRA2 Национального аэрокосмического агентства США.

ИССЛЕДОВАНИЕ ПРОСТРАНСТВЕННОЙ ИЗМЕНЧИВОСТИ СКОРОСТИ ВЕТРА

В данной работе была исследована возможность использования пространственных особенностей поля скорости ветра над территорией Северной Евразии для снижения неравномерности ветровой генерации. Были рассмотрены два пространственных масштаба:

территория Северной Евразии, которая была определена в границах континента с запада на восток и в границах территории России с севера на юг;

часть территории России, где в настоящее время сосредоточены вводы ветровых генерирующих мощностей: юг ЕТР и Южный Урал.

Задача заключалась в оценке характерных линейных масштабов, в пределах которых фиксиру-

ются синхронные изменения скорости ветра на континенте, и выявлении общих закономерностей пространственной структуры скорости ветра с точки зрения возможной работы ветровых электростанций на территории России. В период с 2012 по 2021 г. с помощью данных реанализа последнего поколения ERA5 [44] для каждого года с использованием данных часового разрешения были рассчитаны коэффициенты корреляции скорости ветра в заданной точке на территории России со скоростью ветра в каждой точке континента (рис. 2). Рассмотрены данные максимально доступного, часового, разрешения. Заданные точки на территории России соответствовали конкретным ветроэлектростанциям, которые сооружены или планируются к сооружению в районах, где предполагается развитие ветроэнергетики: в северо-западной части европейской территории России, на юге ЕТР, Южном Урале и в Западной Сибири, а также в гипотетической локации, находящейся в примерном центре Северо-Западного федерального округа.

В результате было показано следующее:

радиус области, в которой скорость ветра меняется практически синхронно при часовой агрегации (коэффициент корреляции Пирсона больше 0.8), составляет около 100 км;

форма областей синхронной динамики скорости ветра имеет сложный характер и меняется год от года. Прослеживается тенденция к “вытягиванию” формы этих областей в широтном направлении (что объясняется преобладанием западного атмосферного переноса). Кроме того, существуют региональные особенности, связанные с влиянием рельефа (например, с близостью Кавказских гор или Обской губы);

при сочетании процессов континентального и регионального масштабов на одном и том же расстоянии от выбранной точки в радиусе несколько сот километров могут находиться области, где скорость ветра меняется как согласованно, так и совершенно независимо по сравнению с ветром в выбранной локации. Например, независимо меняется скорость ветра в Калининградской области и центральной части Ботнического залива, на юге европейской территории России и в степях Южного Урала.

Обнаруженные особенности пространственной динамики скорости ветра могут быть использованы при оптимизации размещения ВИЭ-установок по протяженной территории. Безусловно, на нынешнем этапе развития энергетики на возобновляемых источниках в России и странах Центральной Азии говорить о немедленном практическом применении полученных результатов несколько преждевременно. Однако они могут быть использованы для более детальной проработки в сочетании с концепцией гло-

бального энергетического объединения [45] и международными проектами объединения электрических сетей [18, 46, 47].

Для регионального исследования работы ветроустановок на территории России интерес представляет асинхронность изменения скорости ветра на юге европейской территории России и Южном Урале (см. рис. 2, б, в). На исследование возможности использовать эту особенность был направлен региональный анализ. Для проведения расчетного исследования была выбрана часть территории России, характеризующаяся высоким ветропотенциалом, где планируется интенсивное строительство ветровых электростанций.

Ускоренное развитие ВИЭ-генерации в России планируется на юге европейской части, в регионах, входящих в ОЭС Волги и ОЭС Юга, а также в степной зоне к югу от Урала, относящейся к ОЭС Урала. Благодаря особенностям рельефа для этих регионов характерны высокие скорости ветра. Для расчетов были использованы данные реанализа ERA5 для приземной скорости ветра за 1950–2021 гг. часового разрешения. Применимость данных ERA5 в исследовательских задачах энергетики была показана в недавних работах для разнообразных регионов мира, включая области со сложным рельефом, для которых качественное воспроизведение данных любым расчетным продуктом представляет собой нетривиальную задачу [48–51]. Дополнительно была проведена собственная упрощенная валидация для рассмотренной географической области, показавшая удовлетворительные результаты.

Координаты ВЭС, которые уже работают или планируются к сооружению на указанной территории в ближайшие годы, были получены на основе обработки результатов квалификационного отбора объектов ВИЭ в сочетании с базой данных ИВТАН – МГУ [52].

Согласно сложившейся при сооружении ветроэлектростанций практике, проводится предварительный мониторинг скорости ветра на высоте, близкой к предполагаемой высоте башни ветроустановок, с временным разрешением, существенно превосходящим разрешение доступных метеорологических данных. Однако предпроектные исследования проводятся только на протяжении довольно короткого периода – от полугода до двух-трех лет. Такой подход позволяет выбрать и оптимизировать расположение каждой отдельной ветроустановки и выполнить ее конструкторский расчет под локальные климатические условия. Но влияние долгосрочных изменений ветропотенциала при этом учесть невозможно. Кроме того, как правило, не учитывается влияние на энергосистему совместной работы всех ветроустановок. Задача настоящего исследования заключалась в оценке возможностей оптимизации

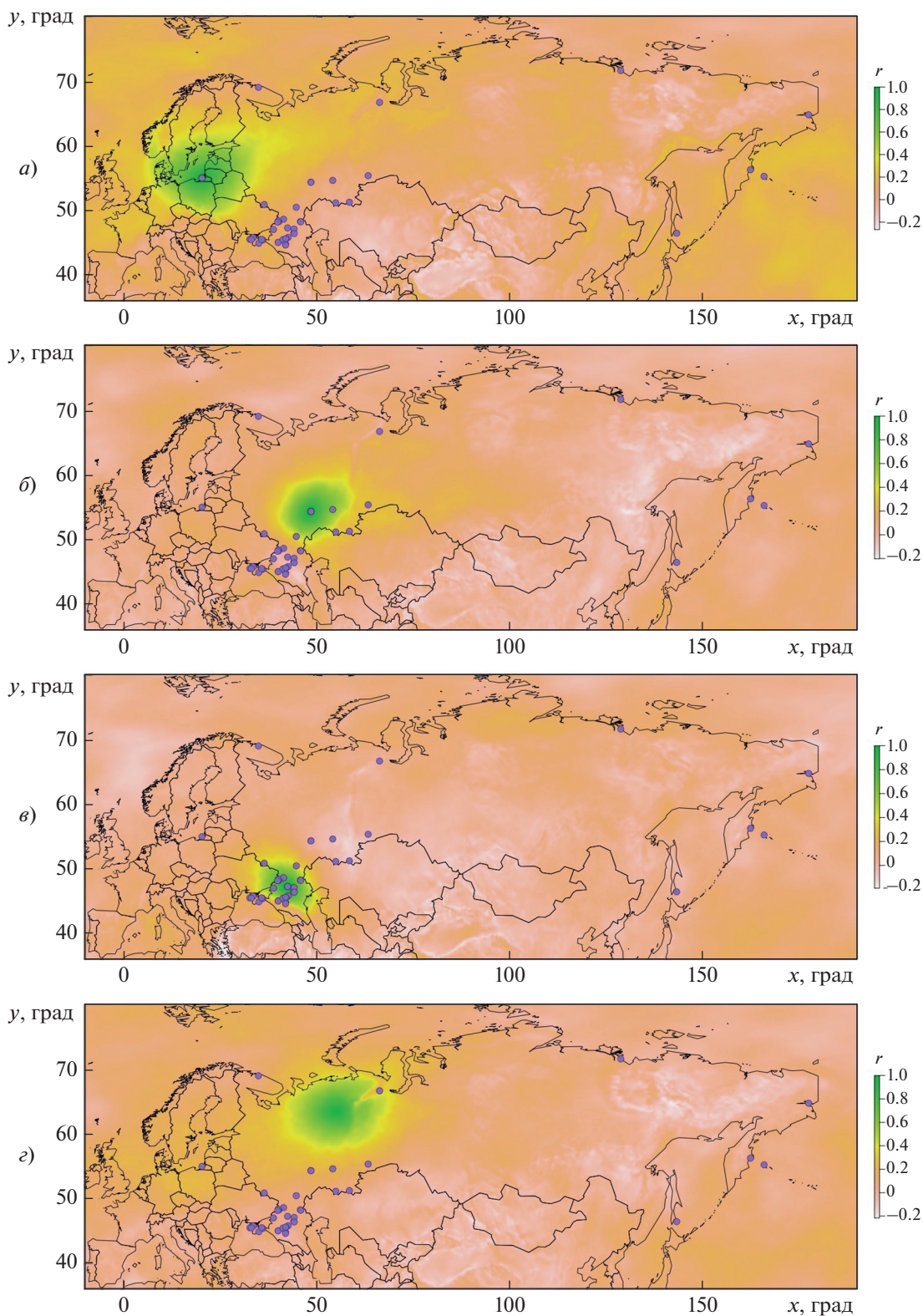


Рис. 2. Коэффициент корреляции r скорости ветра в 2020 г. в каждой точке поверхности с выбранной локацией: на северо-западе ЕТР (а), в степной зоне Южного Урала (б), Юге ЕТР (в), на севере ЕТР (з). Точками обозначены места планируемого размещения ВЭС.
 x – долгота; y – широта

Таблица 2. Координаты и установленная мощность ВЭС

Номер ВЭС	Широта, град	Долгота, град	Мощность, МВт
Юг ЕТР			
<i>s</i> _1	50.82	36.49	0.1
<i>s</i> _2	44.95	40.11	150.0
<i>s</i> _3	44.94	40.08	150.0
<i>s</i> _4	47.19	42.54	120.0
<i>s</i> _5	48.55	41.50	98.8
<i>s</i> _6	48.18	40.28	98.8
<i>s</i> _7	48.31	40.11	98.8
<i>s</i> _8	48.09	39.96	98.8
<i>s</i> _9	46.94	38.88	90.0
<i>s</i> _10	46.43	44.14	100.8
<i>s</i> _11	47.02	44.23	100.0
<i>s</i> _12	46.32	44.26	1.2
<i>s</i> _13	45.31	36.06	7.39
<i>s</i> _14	44.74	42.03	210
<i>s</i> _15	45.73	42.69	120.0
<i>s</i> _16	45.38	41.33	60.0
<i>s</i> _17	44.53	42.00	71.0
<i>s</i> _18	45.53	42.14	60.0
<i>s</i> _19	45.52	42.03	60.0
<i>s</i> _20	48.18	45.85	176.0
<i>s</i> _21	48.13	45.94	164.0
<i>s</i> _22	50.40	44.78	105.0
Южный Урал			
<i>u</i> _1	54.30	48.59	50.0
<i>u</i> _2	54.27	48.59	35.0
<i>u</i> _3	54.57	54.24	1.65
<i>u</i> _4	55.30	63.41	40.0
<i>u</i> _5	51.08	55.02	2.73
<i>u</i> _6	51.19	58.55	0.4
<i>u</i> _7	48.18	45.85	176.0
<i>u</i> _8	48.13	45.94	164.0

распределения мощности между локациями, в каждой из которых сооружение ВЭУ уже признано целесообразным, с учетом пространственных особенностей поля скорости ветра (табл. 2).

Для расчетов были использованы данные реанализа ERA5 почасового разрешения для скорости ветра на высоте 100 м. Пространственное разрешение этого реанализа составляет около 30 км, что существенно больше расстояния между отдельными ветроустановками, работающими в составе одной ветроэлектростанции. При дальнейших расчетах авторы предполагали, что ВЭУ в составе ВЭС работают синхронно.

Временные ряды скорости ветра были получены для локаций каждой из рассмотренных

ВЭС за максимально длительный временной интервал (1950–2021 гг.), доступный на сегодняшний день в ERA5. Значения скорости ветра были пересчитаны в выработку электроэнергии с использованием рабочих характеристик нескольких реальных ВЭУ: Vestas V80, Vestas V164, Siemens 82, Siemens 107, Repower 82, Nordex N90. При этом применялась процедура аппроксимации рабочих характеристик, предложенная в [53]. При таком приближении учитывается нелинейность рабочей кривой реальной ветроустановки, однако совсем не учитываются особенности ее работы в составе энергосистемы, по сути представляется только мощность ветровой генерации, доступная в рассматриваемой точке пространства для данного момента времени.

Влияние рабочей характеристики ветроустановки на долгосрочную динамику КИУМ выразилось главным образом в некотором изменении его уровня, но практически не влияло на наблюдаемую межгодовую динамику. Иными словами, переход от одной модели установки к другой приводил к сдвигу годового профиля выработки по вертикальной оси, но не изменял его формы, представляющей основной интерес с точки зрения долговременной динамики. Исходя из этого остальные расчеты были проведены для единственной модели ВЭУ, в качестве которой была взята Nordex N90. Полученные результаты для временных рядов среднегодовых значений расчетного КИУМ, агрегированные по годам, представлены на рис. 3. Анализ структуры временных рядов был выполнен с помощью методов сглаживания и вейвлет-анализа. Результаты этих расчетов приведены в дополнительных материалах.

Эмпирический анализ временных рядов расчетного КИУМ позволяет обнаружить следующие особенности его долгосрочной динамики, общие для большей части рассмотренных локаций:

на всем протяжении периода наблюдений заметен тренд к некоторому снижению, на который накладываются разномасштабные моды колебаний;

с конца 1960-х до начала 1980-х годов наблюдался первый период повышенных (по сравнению со всем рассмотренным периодом) значений скорости ветра;

с начала 2000-х годов произошел приход следующей фазы возрастания скорости ветра.

Обнаруженные закономерности хорошо согласуются с известными особенностями скорости ветра, которые заключаются в сочетании глобальной тенденции к ее снижению над материками из-за уменьшения меридионального градиента температур с квазипериодическими фазами увеличения и снижения [54]. Наличие квазипериодической компоненты (с периодом около 30 лет) во временных рядах скорости ветра и рассчитанного на его основе КИУМ для рассмотренных локаций подтверждается результатами расчетов вейвлет-спектров (примеры спектров приведены в дополнительных материалах).

При реалистических климатических сценариях вероятно, что современный тренд возрастающей скорости ветра над сушей сохранится в течение нескольких следующих десятилетий, затем его сменит тенденция к снижению его скорости [55]. На региональном уровне нестационарность скорости ветра, связанная с проявлением этих процессов, означает, что реальные климатические характеристики будут неизбежно отличаться от справочных, рассчитанных на основе исторических данных о климате. В частности, среднемноголетний расчетный КИУМ ветроустановки будет зависеть от сочетания климатических факто-

ров в течение конкретного срока службы ВЭУ. Для анализа среднемноголетнего значения КИУМ на временном диапазоне 1950–2021 гг., данными для которого авторы располагают, в качестве периода осреднения был принят двадцатилетний период. Это несколько меньше периода, рекомендуемого Всемирной метеорологической организацией для расчета климатологических параметров, но соответствует характерному эксплуатационному ресурсу современных ВЭУ.

Различие в значениях среднемноголетнего КИУМ на протяжении 1950–2021 гг. составляет 5–15% для юга ЕТР и 30–40% для региона Урала, где скорость ветра меняется быстрее. Это, безусловно, некоторые крайние значения, которые дают представление о фундаментальной долгосрочной динамике изменения климата. Что касается практических целей, то при корректном использовании исторических климатических данных, т.е. при выборе в качестве “типичного” климата ближайшего к рассматриваемому двадцатилетия, погрешность не будет превышать нескольких процентов. Однако использование устаревшей климатической информации чревато серьезными ошибками. При долгосрочном, на несколько десятилетий вперед, планировании развития ветровой генерации, в частности при формировании репрезентативных выборок климатических входных данных, необходимо учитывать долгосрочную динамику изменения климата.

Второй механизм динамики изменения климата, имеющий непосредственное практическое значение при эксплуатации ветроэнергетических установок, – межгодовая климатическая изменчивость. Именно год является стандартным периодом для планирования энергетических режимов, и наличие межгодовых вариаций климатических параметров означает наличие неопределенности, которая должна при таком планировании учитываться. Был выполнен расчет показателей межгодовой изменчивости для КИУМ ветроустановок в обоих рассмотренных областях. В результате было показано, что характерные, находящиеся в пределах одного стандартного отклонения, которое определяется как квадратный корень из дисперсии, значения межгодовой изменчивости для среднегодового КИУМ в относительном (к среднемноголетнему значению) выражении составляют 9–14% для Урала и 9–23% для юга ЕТР. Экстремальные отклонения КИУМ могут достигать 50% среднемноголетнего значения, а в единичных случаях – даже 80%, что является естественным следствием высокой изменчивости скорости ветра, функция распределения которой хорошо описывается распределением Вейбулла. Осреднение по территории нивелирует этот эффект и снижает отклонения среднегодового значения КИУМ от среднемноголетнего до 10% для характерных его значений и до 25–35% для экстремальных.

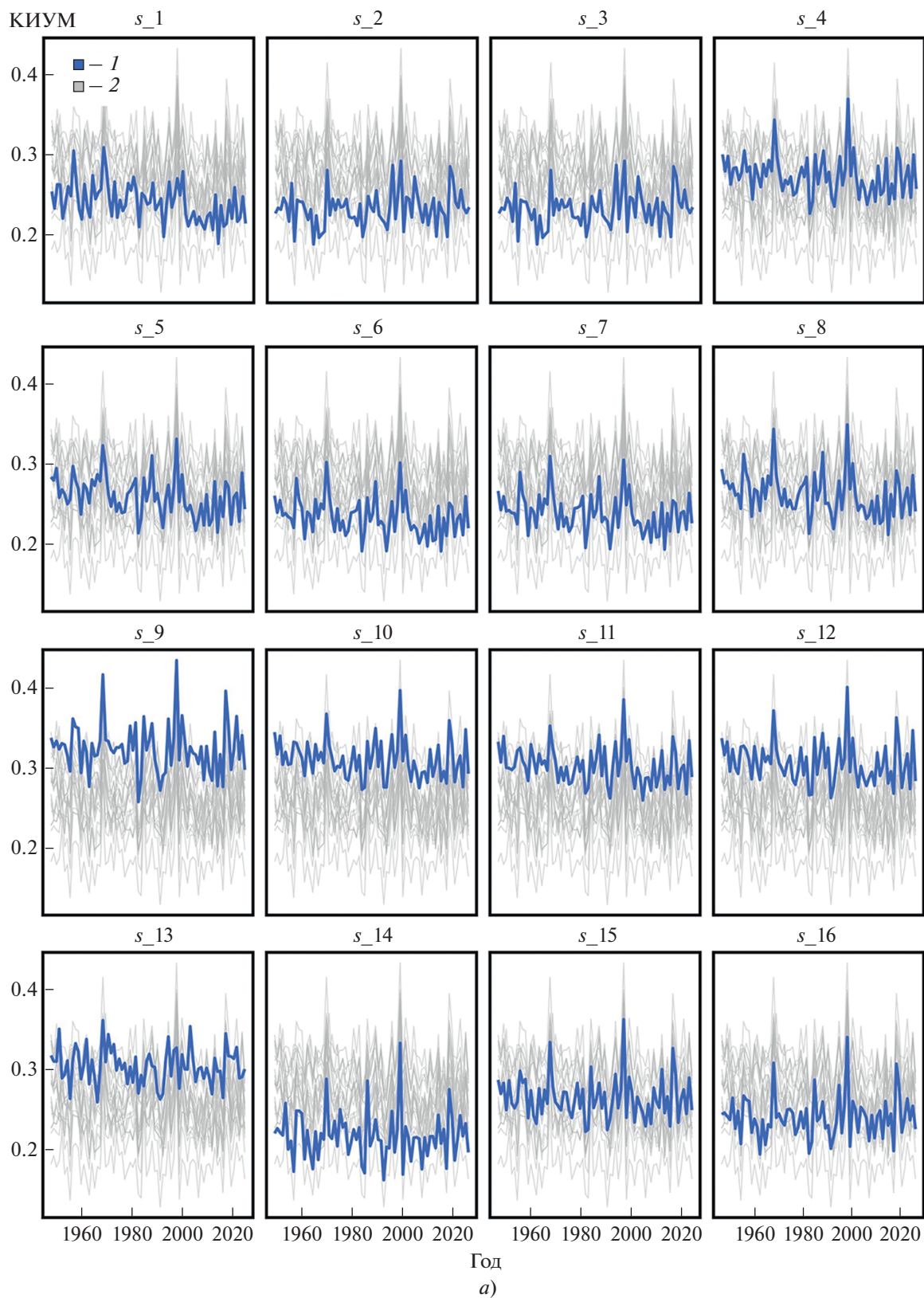


Рис. 3. Долговременная динамика расчетного коэффициента использования установленной мощности ВЭУ.
a – Юг ЕТР; *б* – Южный Урал; *1* – временной ряд для рассматриваемой локации; *2* – ряды для всех остальных локаций

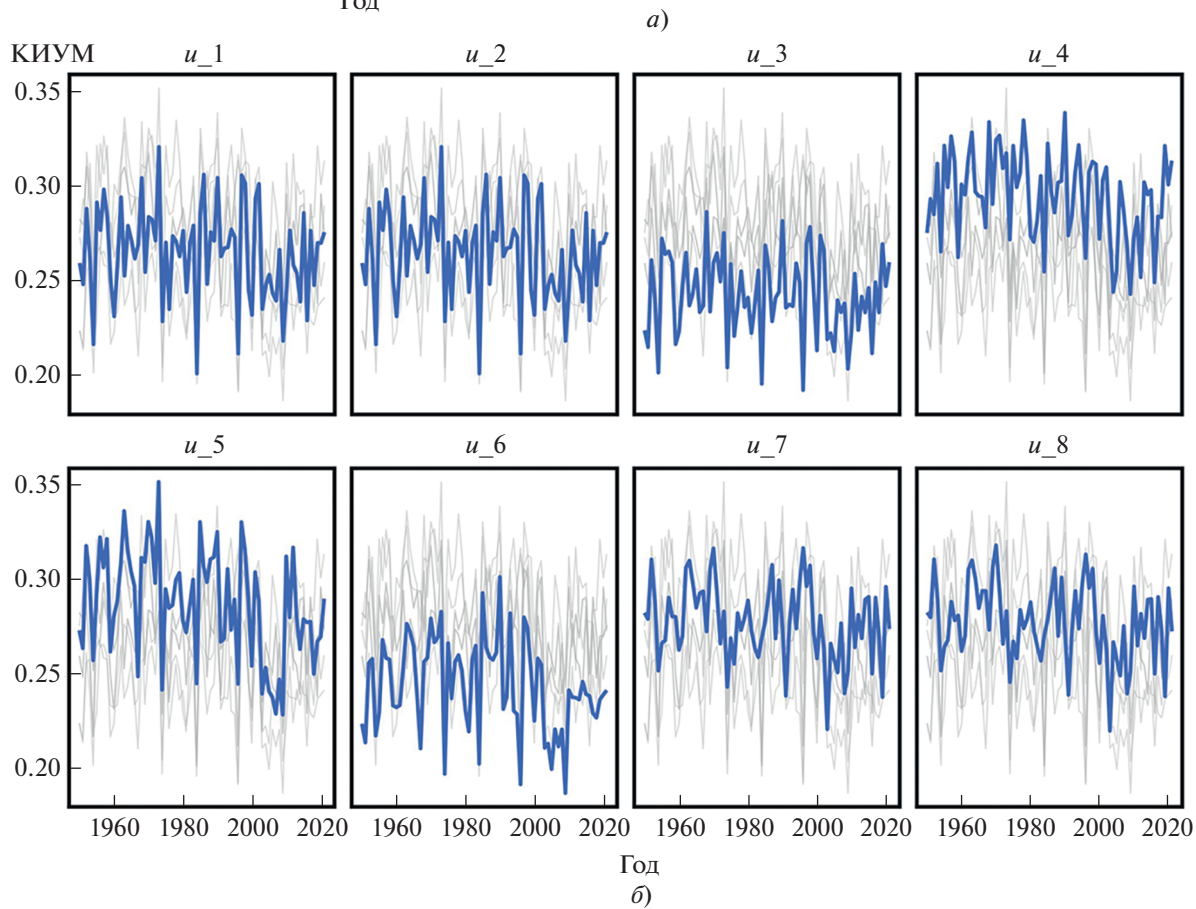
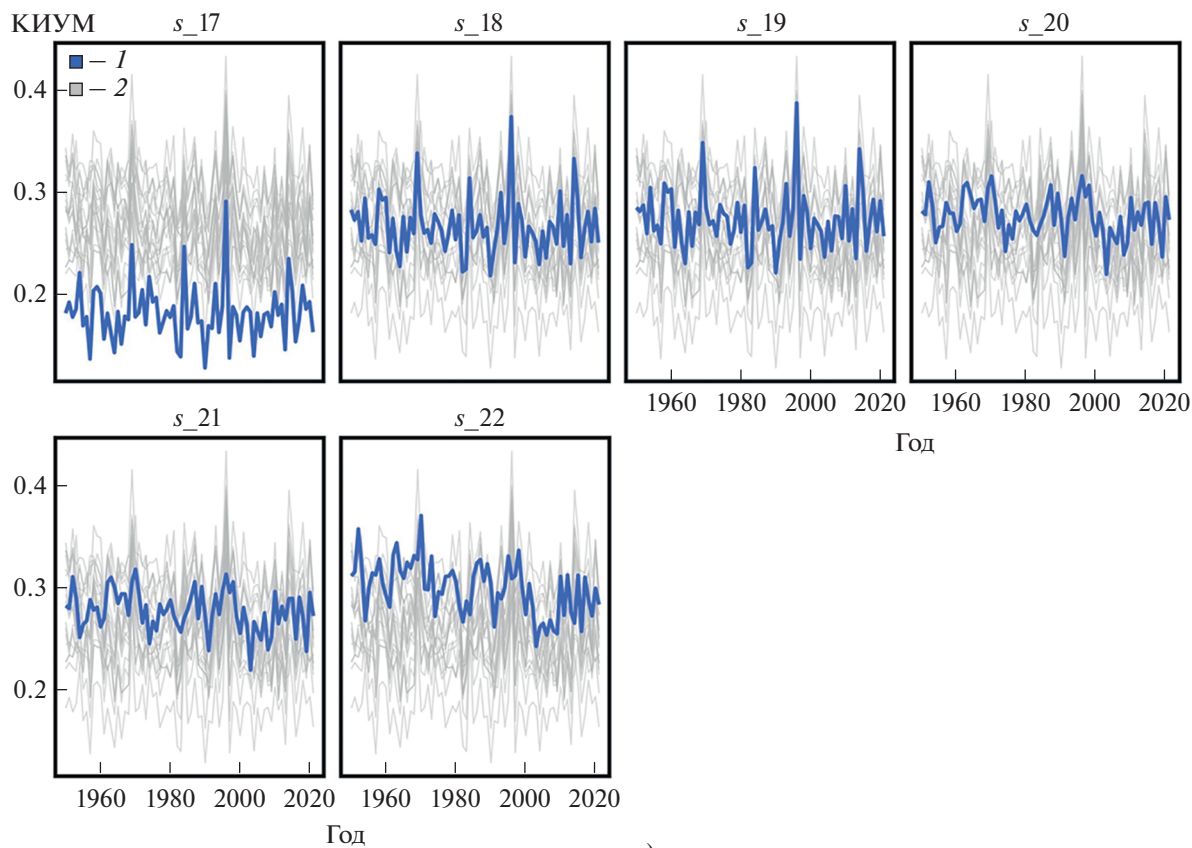


Рис. 3. Окончание

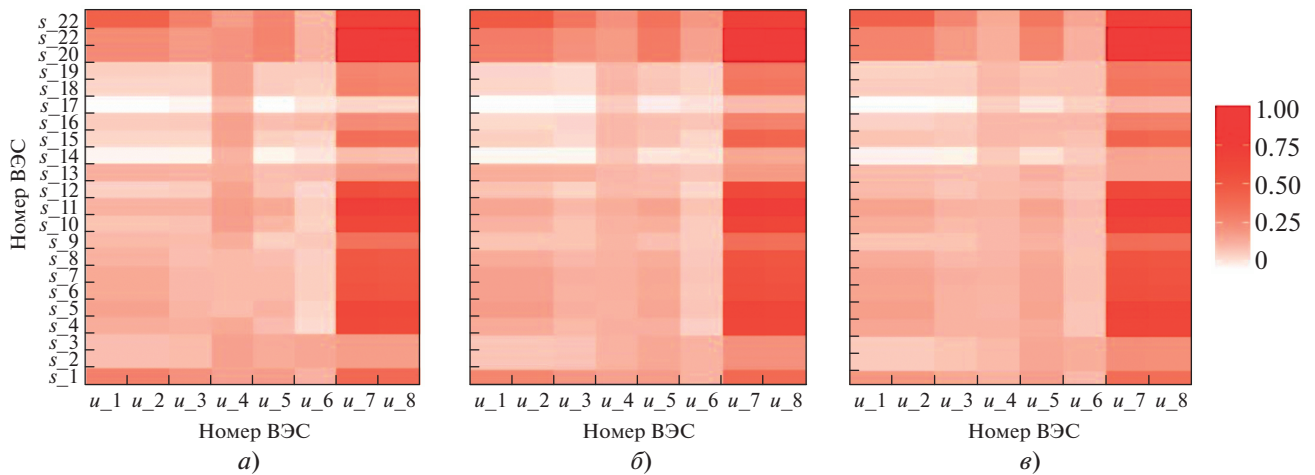


Рис. 4. Долгосрочная динамика согласованности изменения скорости ветра в локациях юга ЕТР и Южного Урала, где планируется строительство ВЭС, при разном выборе периода для расчета коэффициента корреляции r . а – 2021 г.; б – 2019–2021 гг.; в – 1950–2021 гг.

Из выполненного расчета следует, что увеличение установленной мощности ВЭУ, как и следовало ожидать в соответствии с результатами [12, 56], упрощает их интеграцию в энергосистему благодаря эффектам пространственного сглаживания. Чтобы рассмотреть этот эффект подробнее, можно выбрать из всех ветростанций, расположенных на рассматриваемой территории, пары локаций, в которых скорости ветра меняются наиболее и наименее синхронно. Для этого на основе данных ERA5 был проведен расчет взаимных корреляций для скорости ветра между каждой парой локаций планируемых к размещению ВЭС (рис. 4). Межгодовая изменчивость влияет на корреляции, однако это влияние для рассматриваемой территории нивелируется при увеличении периода осреднения до 3–5 лет.

Для детальных исследований были выбраны три пары ВЭС: с минимальной, максимальной и умеренной взаимной корреляцией скорости ветра в рассматриваемых локациях (рис. 5). При этом для существенного изменения коэффициента корреляции достаточно относительно небольшого смещения локации станции, что объясняется сложной пространственной структурой поля скорости ветра, как было показано ранее при анализе процессов континентального масштаба.

В результате моделирования работы выбранной ВЭС с использованием ее реальной рабочей характеристики было установлено, что размещение ВЭС с областями с наименьшей взаимной корреляцией скорости ветра действительно позволяет добиться сглаживания пульсаций выработки, свойственных работе ветровой электростанции.

Размещение станций с областями с наименьшей взаимной корреляцией скорости ветра обеспечивает следующие эффекты:

кратно (в 2–3 раза) снижается число эпизодов “всеобщего” штиля, т.е. скорости ветра, недостаточной для выработки электроэнергии хотя бы в одной из рассмотренных локаций;

существенно (в 1.5–2.0 раза) уменьшается число “всеобщих” штормовых эпизодов, приводящих к необходимости отключения ветровой генерации;

несколько (на 5–10% относительно базового уровня) увеличивается средний КИУМ;

снижается (на 5–10%) амплитуда суточных колебаний ветровой генерации.

При этом на средний “мгновенный” темп изменения выработки электроэнергии взаимное положение станций для всех рассмотренных пар практически не влияет. По-видимому, особенности мелкомасштабной динамики изменения скорости ветра (на временных масштабах примерно 1 ч) определяются мелкомасштабными турбулентными пульсациями, которые в рассмотренных линейных масштабах меняются совершенно независимо.

При работе ветроустановки в составе энергосистемы, как показывает уже накопленный в мире опыт их эксплуатации, сложности связаны не только с периодами штилей, когда ветроустановка не вырабатывает электроэнергию, но и с периодами, когда скорость ветра находится в оптимальном для КИУМ диапазоне. Если первый фактор довольно широко обсуждается в профессиональном сообществе и уже нашел отражение в нормативной документации [35], то второй пока учитывается только косвенно при определении требований к силовой автоматике распределенной генерации [57]. Такое положение дел свидетельствует об острой необходимости проведения

исследований в этой области, поскольку для российских энергосистем характерен избыток установленной мощности при недостатке мощности регулирующей [58].

В дальнейшем следует решить следующие задачи: оценить неравномерность скорости ветра в выбранных локациях и проанализировать особенности работы ВЭУ, которые зависят от этой неопределенности. В качестве эмпирического индикатора суточной изменчивости выработки электроэнергии ветровой установкой выбрана разность между максимальной P_{\max} и минимальной P_{\min} ее мощностями в течение суток (рис. 6, 7). Для количественной характеристики этого процесса был использован коэффициент неравномерности k , определяемый во выражению

$$k = (P_{\max} - P_{\min}) / P_{\text{mean}},$$

где P_{mean} – средняя мощность ВЭУ в течение выбранного промежутка времени.

Значение этого коэффициента позволяет судить о влиянии неравномерности выработки электроэнергии ВЭУ на дополнительный резерв мощности, который потребуется в течение выбранных суток, чтобы скомпенсировать эту неравномерность. Согласно расчетам авторов, характерные значения k на протяжении календарного года для рассматриваемых задач близки к 1.0 (см. рис. 6). Это означает, что в течение суток среднечасовая мощность ВЭУ изменяется между нулем и значением, близким к среднему.

Осреднение по всей территории каждого из рассматриваемых регионов позволяет повысить “гарантированную” часовую выработку ВЭУ, но совсем незначительно. На протяжении каждого года обязательно найдется хотя бы час, когда суммарная мощность всех ВЭУ на указанной территории упадет до 2–3% номинальной мощности (см. рис. 7, а). Это означает, что условие резервирования 100% установленной мощности ВЭУ, рекомендованное в [35], в масштабах времени порядка нескольких часов оправдано, но должно относиться к регулировочному резерву, а не к балансу мощности.

Что касается максимального значения суточной неравномерности, то для его снижения пространственная неравномерность скорости ветра дает существенно большие возможности (см. рис. 7, б), позволяя уменьшить значения k до 0.78–0.85, что означает относительное снижение резерва на 5–15%. При этом выбор локаций с минимальными взаимными корреляциями скорости ветра оказывается для снижения k столь же действенным, что и осреднение по обширной территории.

Расчетным путем было показано, что между суточной неравномерностью выработки электроэнергии ВЭУ и ее среднесуточным значением су-

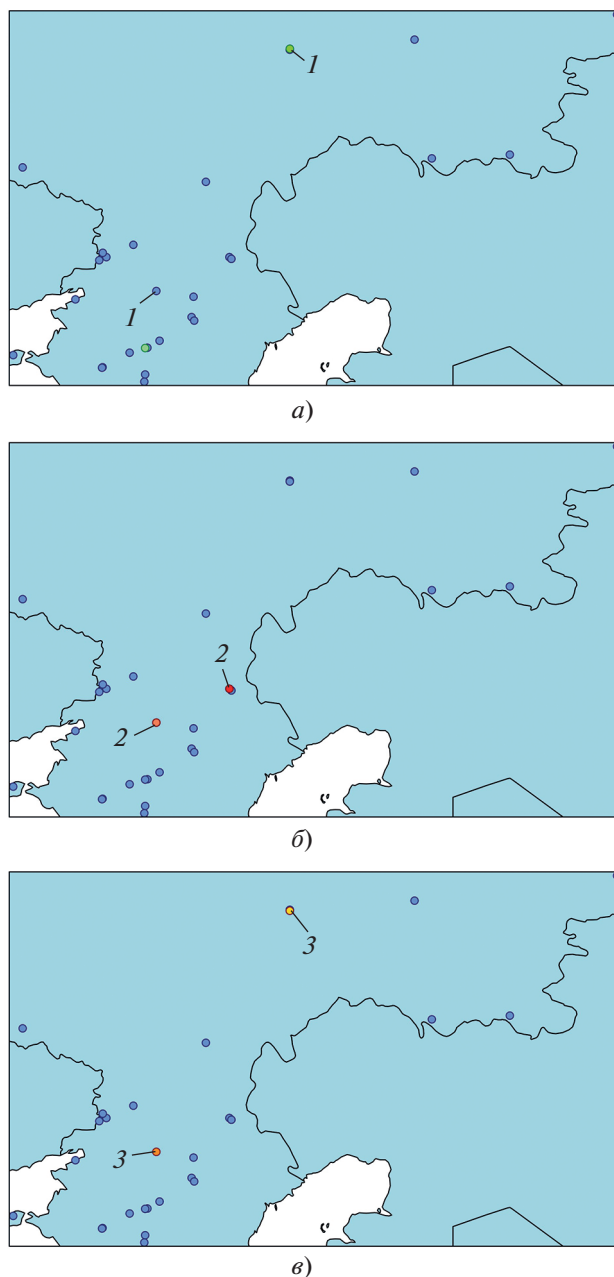


Рис. 5. Влияние пространственной согласованности изменения скорости ветра на совместную работу ВЭС с минимальной (а), максимальной (б) и умеренной (в) наблюдаемой корреляцией.
 r : 1 – около 0; 2 – 0.7; 3 – 0.5

ществует умеренная положительная корреляционная связь: коэффициент корреляции Пирсона между этими двумя величинами составляет 0.35–0.53. Колебания выработки по часам суток выражены тем сильнее, чем выше средняя выработка в течение этих суток. Для электросетевой инфраструктуры, которая в России пока никак не модернизировалась с учетом особенностей ВИЭ, это означает, что наибольшие сложности при ин-

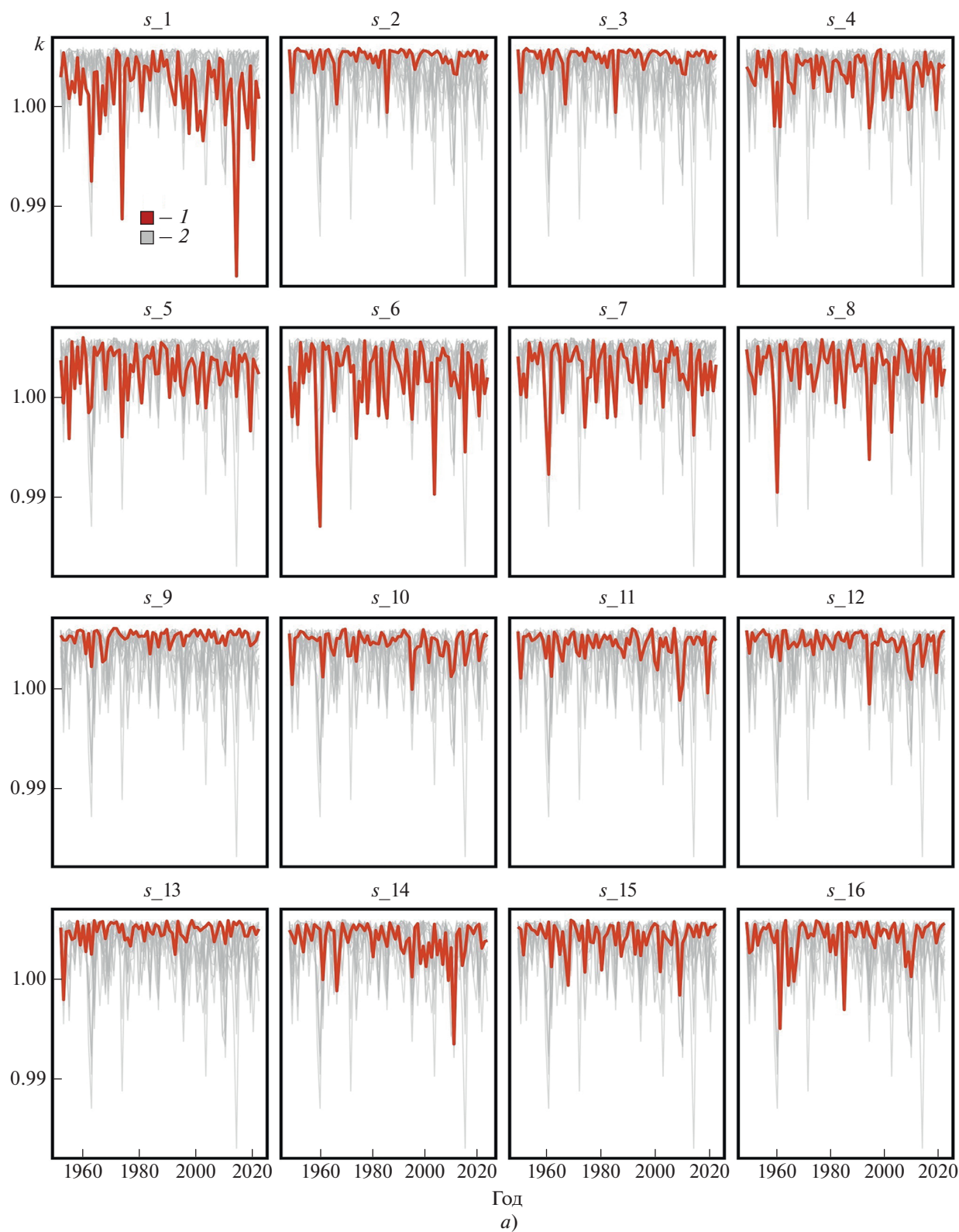


Рис. 6. Многолетняя динамика изменения среднегодовых значений коэффициента максимальной суточной неравномерности выработки k для единичной ветроустановки на юге ЕТР (а) и Южном Урале (б). 1 – временной ряд для рассматриваемой локации; 2 – ряды для всех остальных локаций

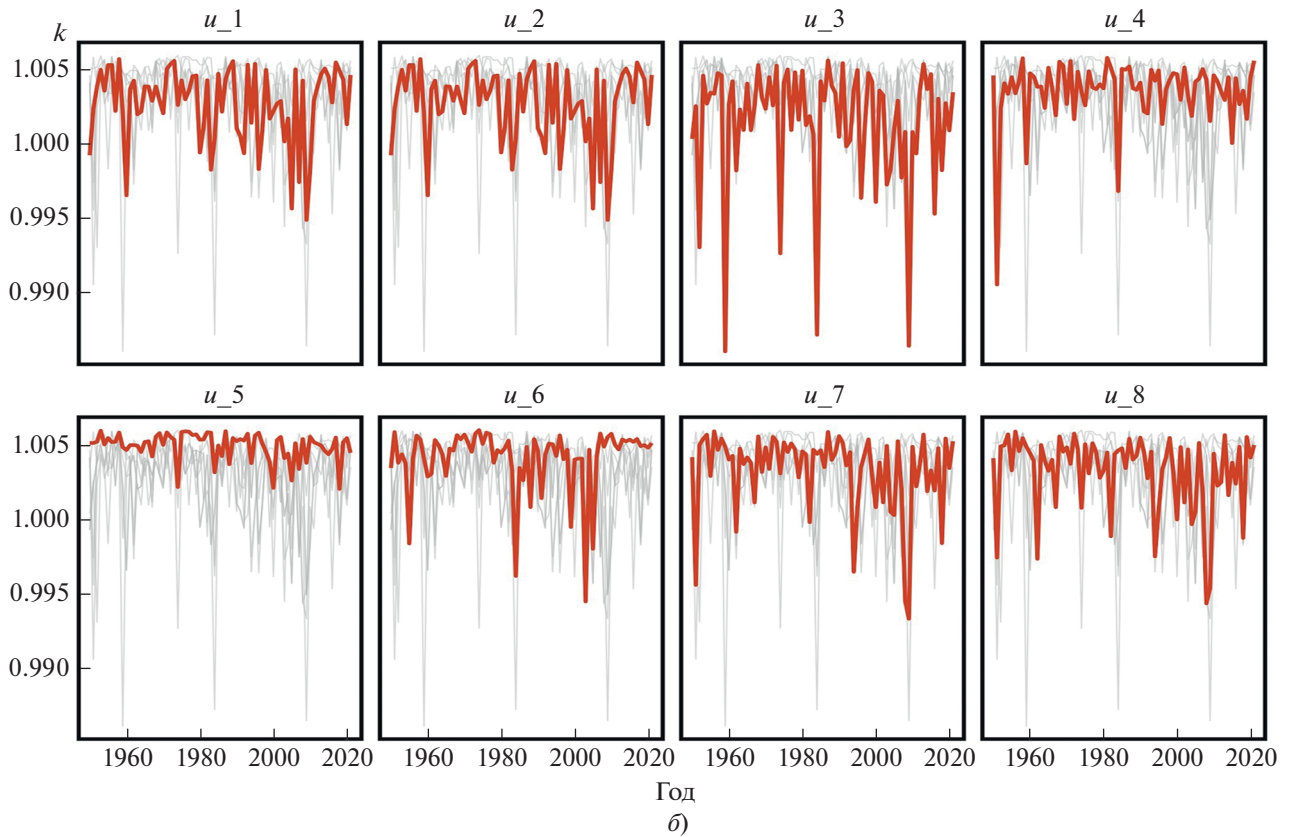
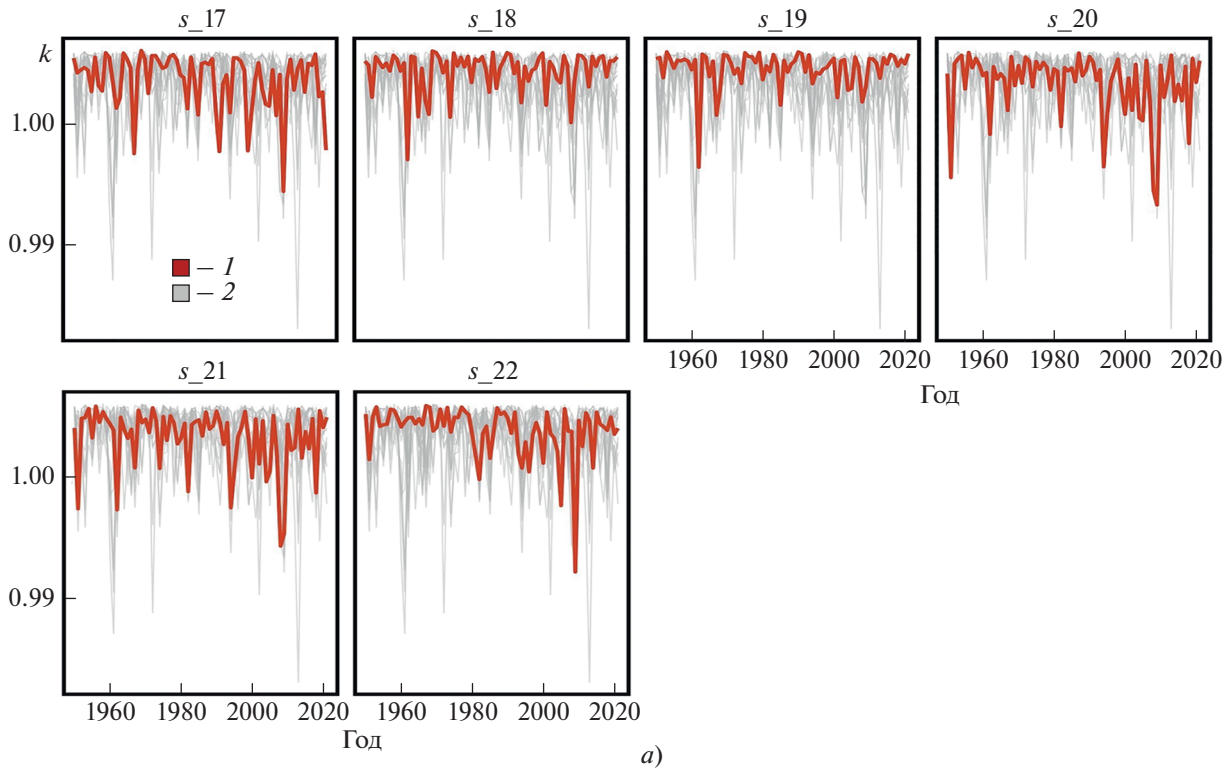


Рис. 6. Окончание

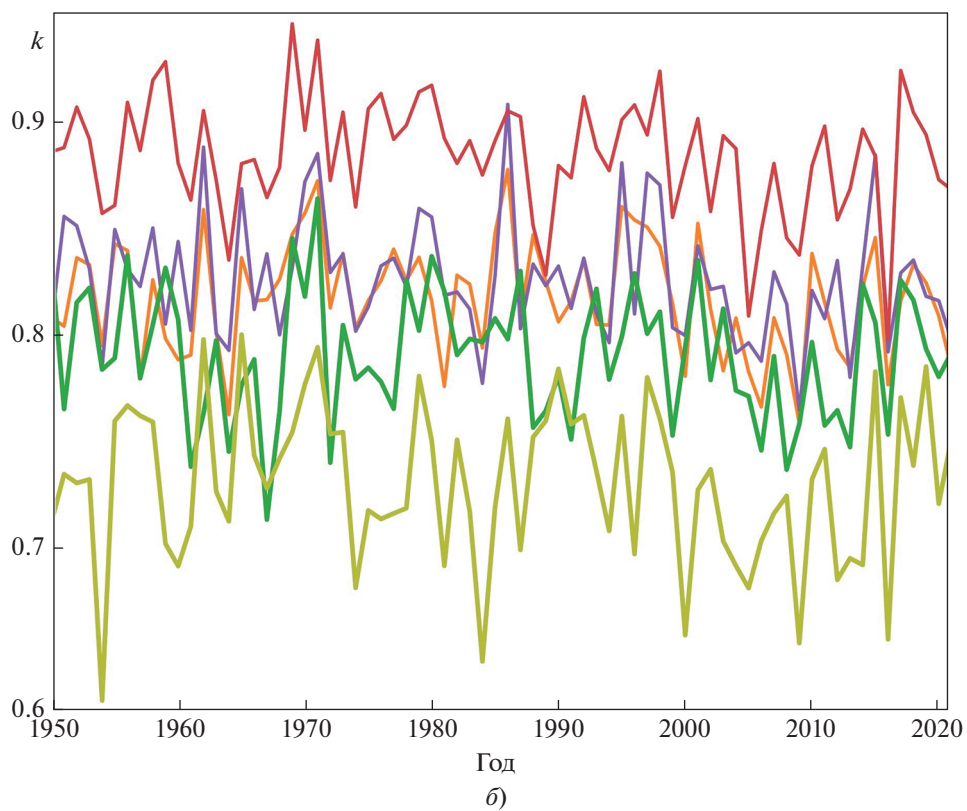
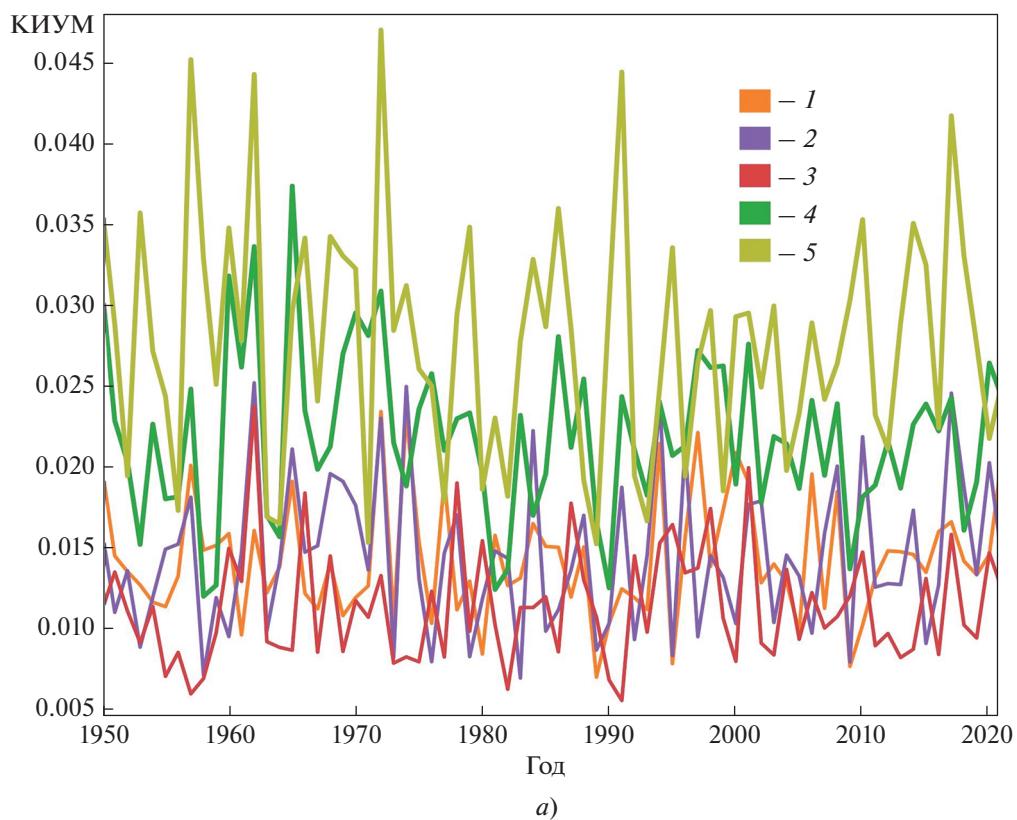


Рис. 7. Влияние пространственных особенностей на динамику ветровой генерации.
a – минимальное за год среднесуточное значение КИУМ; *б* – среднегодовое значение коэффициента суточной неравномерности выработки *k*; 1, 2, 3 – рассмотренная в работе пара локаций с минимальной, умеренной и максимальной наблюдаемой корреляцией скорости ветра; 4, 5 – среднее значение для всех станций юга ЕТР и Южного Урала

теграции ветровой генерации в энергосистемы будут связаны с моментами, когда скорость ветра находится в рабочем диапазоне ВЭУ. При этом наличие годового хода скорости ветра свидетельствует о том, что колебания ветровой генерации в течение суток в рассматриваемых регионах будут наименее выражены летом, когда средняя скорость ветра ниже (рис. 8).

ОБСУЖДЕНИЕ РЕЗУЛЬТАТОВ

Мгновенная скорость ветра в некоторой конкретной локации определяется особенностями процессов турбулентного переноса воздуха в синоптических масштабах. Применительно к рассмотренной задаче этот эффект был обнаружен при анализе эффектов пространственного сглаживания в масштабах порядка 1 ч. Взаимное расположение ВЭУ не оказывало статистически значимого влияния на пульсации выработки электроэнергии. Это означает, что для указанных территорий пространственное сглаживание не является эффективным методом снижения колебаний мощности ВЭУ в субчасовых масштабах и они должны компенсироваться другими методами, к примеру вращающимся резервом, аккумулярованием электрической энергии или управлением потреблением. Увеличение временного и пространственного масштабов задачи позволяет ввести в рассмотрение детерминистические категории и использовать методы климатологии.

Анализ многолетних статистических данных по выработке электроэнергии ветроустановкой, представленных в виде КИУМ, и суточной неравномерности этой выработки, которую авторы характеризовали коэффициентом суточной неравномерности, показал наличие выраженной межгодовой и мультидекадной изменчивости. Для указанной территории России, где активно развивается ветроэнергетика, среднегодовой КИУМ ветроустановки каждый год изменяется в пределах 10–20% относительно среднесреднего значения, которое используется для оценки ожидаемой выработки при расчете энергетических балансов. Это, безусловно, существенно меньше предварительной консервативной оценки, которая приводится в действующей нормативной документации. Многолетний режим ветровой генерации характеризуется чередованием фаз ее повышения и снижения, определяющих колебания КИУМ ветроустановок вплоть до 30–40% среднесреднего значения.

Периодическая смена скорости и направления ветра сходна с чередованием фаз повышенной и пониженной водности, хорошо известной гидрологам и гидроэнергетикам, и, по-видимому, объясняется влиянием тех же механизмов долгопериодной климатической изменчивости, связанных с процессами глобального переноса вод в

мировом океане. На практике это приводит к тому, что снижение скорости ветра, обусловленное глобальными климатическими процессами, которое наблюдалось до начала 2000-х годов, сейчас замедляется, несмотря на глобальный тренд снижения скорости ветра над материками, а в некоторых регионах, возможно, даже сменится локальным ее возрастанием. Это соображение, в настоящей работе основанное на эмпирических оценках и экстраполяции известных механизмов долгопериодической изменчивости, подкрепляется оценками, полученными с помощью глобальных климатических моделей [54, 55]. В результате на протяжении следующего десятилетия можно ожидать повышения вероятности аварий в электросетевом хозяйстве [59]. В сочетании с ростом установленной мощности ВИЭ именно в тех регионах, где существуют ограничения для перетоков мощности, в условные дни со “свежим ветром”, когда скорость ветра находится в оптимальном диапазоне для выработки электроэнергии ВЭУ, может происходить снижение надежности электроснабжения. Поэтому необходимо детально моделировать процессы перетока электроэнергии в электрических сетях для тех регионов, где планируется ввод ВЭУ (в 2025–2035 гг.), с учетом экстремальных значений скорости ветра. Для корректного воспроизведения естественной климатической изменчивости можно рекомендовать использование профилей скорости ветра, относящихся к 1960–1970 гг. Несмотря на то что этот временной период отстоит дальше от 2025–2035 гг. по сравнению с современностью, ветровой режим определяется схожим состоянием квазипериодических глобальных атмосферных процессов.

Одна из наиболее сложных проблем при интеграции ВЭУ в энергосистемы будет связана с высокой изменчивостью выработки ими электроэнергии во временных масштабах порядка суток. Согласно расчетам авторов, выполненным для периода 1950–2021 гг., на протяжении каждого из рассмотренных годов средняя выработка ВЭУ будет изменяться между значениями, близкими к нулю и максимальным, даже для использованного часового разрешения, неизбежно означающего сглаживание пульсаций. Более того, в течение любого года найдутся сутки, когда коэффициент неравномерности будет близок к единице. Необходимость компенсации этих пульсаций в условиях указанных энергосистем означает, что ввод ветровой генерации ожидаемо будет сопровождаться ужесточением требований к балансирующей мощности, обеспечивающей регулирование частоты в системе, в масштабах до нескольких часов. Это следует из практики управления режимами энергосистем на территориях, где основным способом обеспечения гибкости является именно использование балансирующей мощности [60]. Несколько уменьшить необходи-

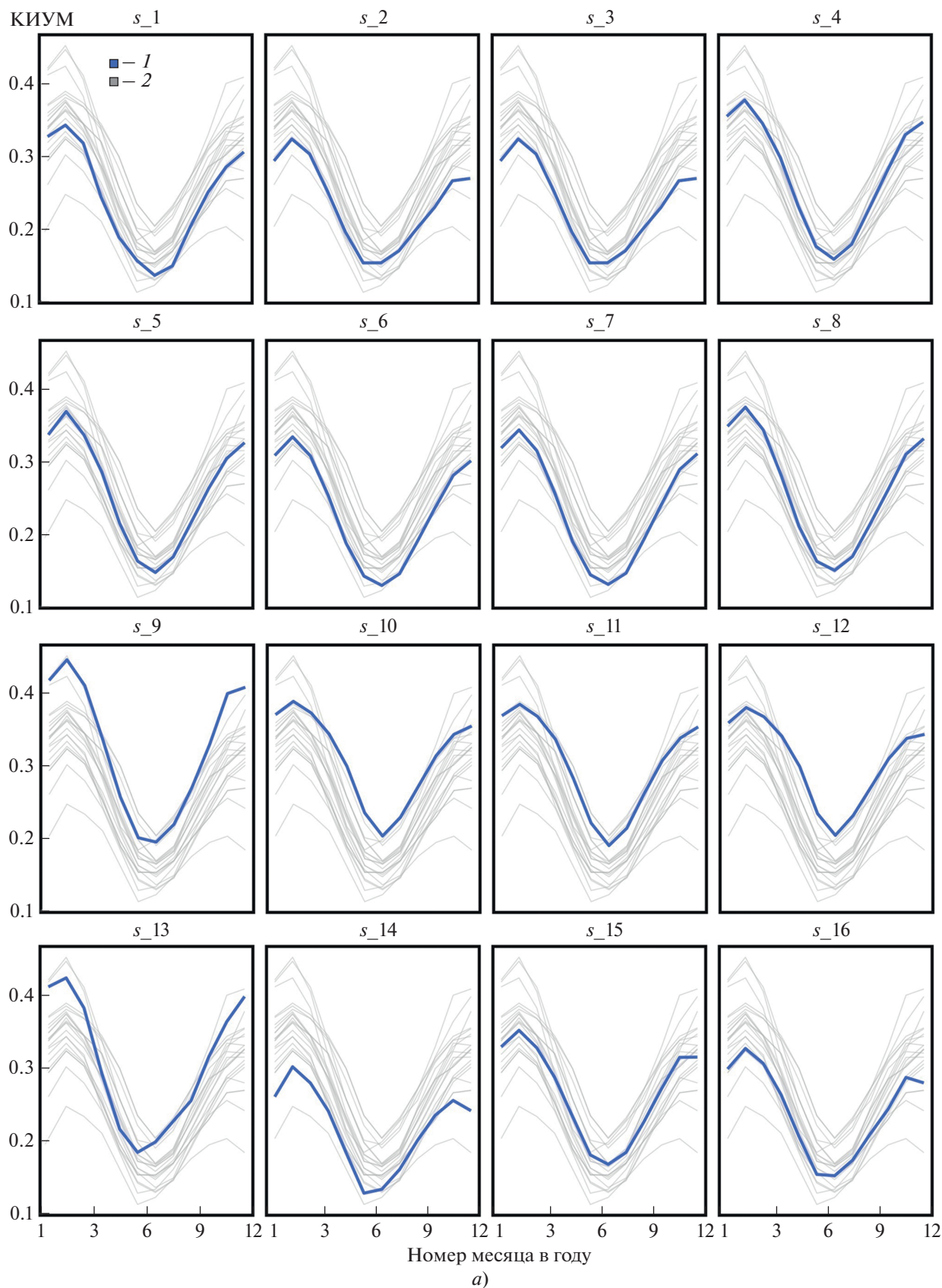


Рис. 8. Годовой расчетный КИУМ ветроустановок в регионах юга ЕТР (а) и Южного Урала (б).
Обозначения см. рис. 6

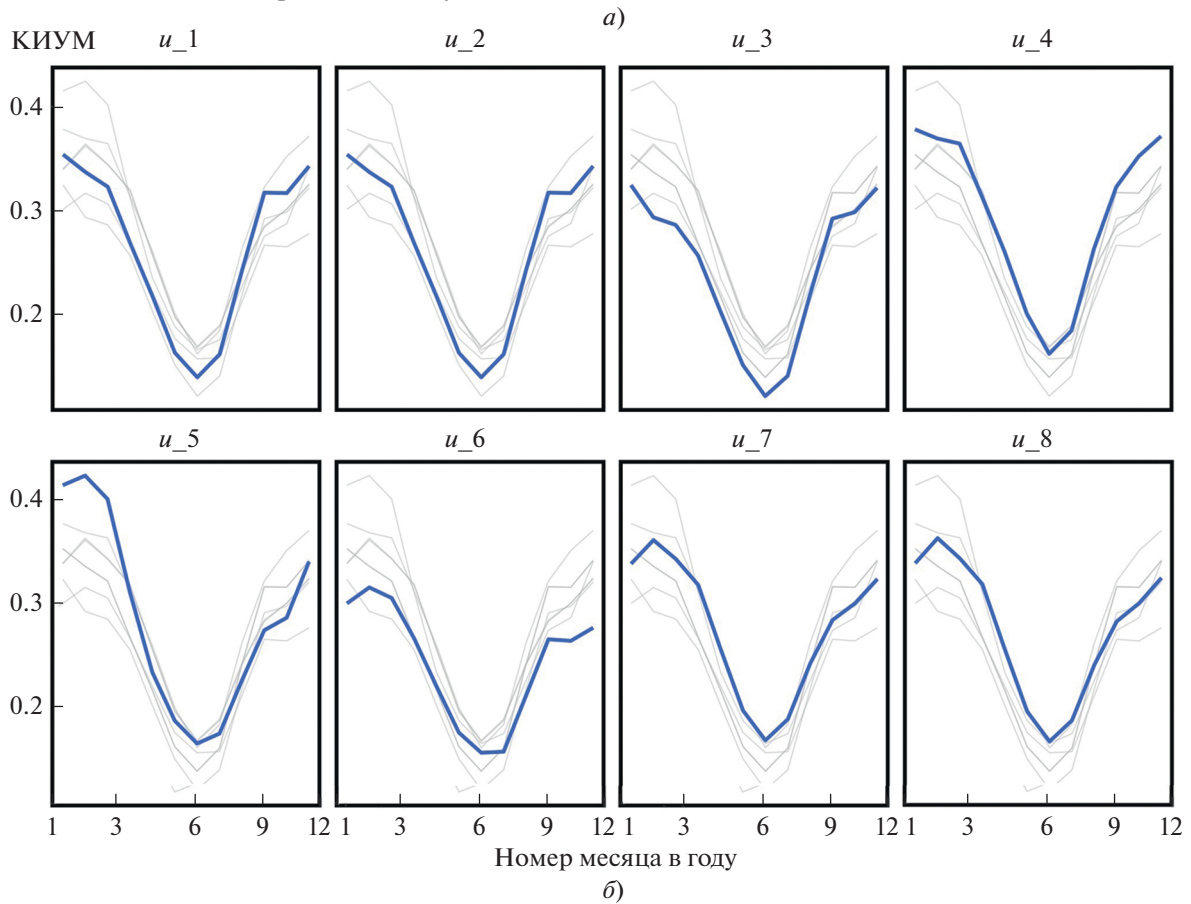
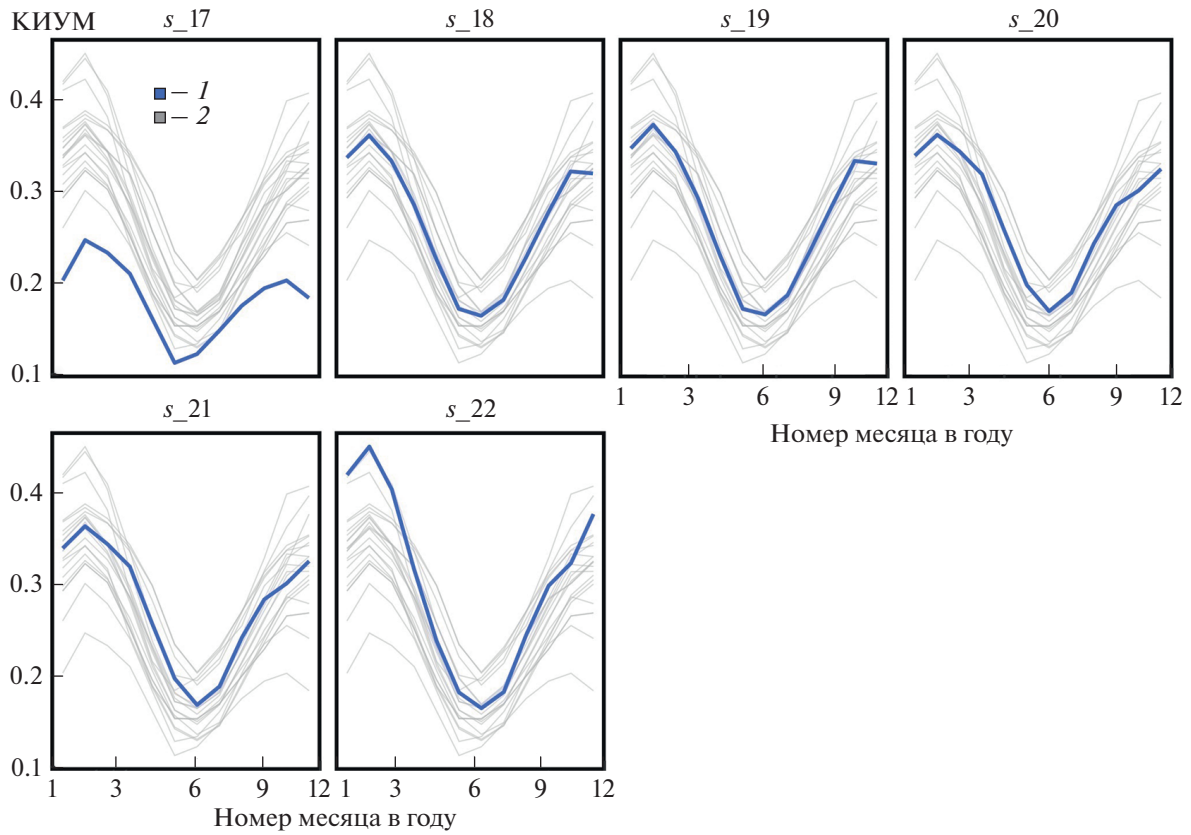


Рис. 8. Окончание

мый резерв балансирующей мощности можно, применяя перетоки мощности и учитывая взаимное расположение станций.

Таким образом, второй задачей, решение которой может обеспечить более эффективную интеграцию ветровой генерации в энергосистемы России, является проведение оптимизационных расчетов с учетом возможного развития магистральных электрических сетей в регионах, где планируется развитие ВИЭ-генерации, и соседних с ними. В целом, для эффективной интеграции ВЭУ в энергосистемы требуется внесение дополнений в действующую нормативную документацию, касающуюся краткосрочного планирования работы энергосистем.

ВЫВОДЫ

1. Интеграция ВЭУ в энергосистемы закономерно связана с определенными сложностями, возникающими из-за кардинального отличия производства электроэнергии на возобновляемых источниках энергии от генерации на традиционных видах топлива. С позиций краткосрочного оперативного планирования при управлении балансами мощности в энергосистеме это означает, что, наряду с мощностью потребления, появляется еще один внешний по отношению к этой системе фактор – выработка электроэнергии ВЭУ-установками. Выбор оптимального подхода к компенсации пульсаций мощности, возникающих при работе ВЭУ, требует проведения оптимизационных расчетов с учетом реальных климатических изменений. Учет долгосрочных тенденций скорости ветра необходим для прогнозной оценки среднегодовой выработки электроэнергии и энергетических балансов региона. Количественная оценка изменчивости выработки ВЭУ во временных масштабах порядка суток нужна для определения резерва мощности.

2. Эмпирический анализ скорости ветра, выполненный в настоящей работе для территорий России, в которых развивается ветровая генерация, позволил количественно оценить колебания выработки электроэнергии ВЭУ, возникающие из-за климатических изменений во временных масштабах от суток до нескольких десятилетий. Было показано, что при наличии долгопериодических компонент климатической изменчивости необходимо регулярно актуализировать справочные климатические данные при принятии инвестиционных решений. В этом контексте фундаментальные исследования долговременных климатических изменений имеют коммерческое значение.

3. Наибольшие сложности при интеграции ВЭУ в энергосистему будут связаны не с обеспечением интегрального энергетического баланса региона, а с повышением потребности в регули-

рующей мощности в течение суток. Межгодовая изменчивость коэффициента использования установленной мощности, среднего по территории каждого из рассмотренных регионов, имеет пределы 25–35%. В то же время характерные значения коэффициента суточной неравномерности ветровой генерации с учетом эффектов пространственного осреднения составляют 0.7–0.9. Это означает, что, с одной стороны, действующие рекомендации по полному резервированию мощности ВИЭ-установок избыточно консервативны. С другой стороны, отраслевые стандарты для краткосрочного планирования работы энергосистем должны быть дополнены условиями, позволяющими учесть влияние ВИЭ-генерации на надежность энергосистемы с учетом реалистических климатических изменений.

4. Один из эффективных механизмов сглаживания колебаний выработки электроэнергии ВЭУ и снижения потребности в резерве мощности – учет несинхронности изменения скорости ветра по пространству при распределении ВЭС по конкретной территории. В частности, это позволяет обеспечить снижение коэффициента суточной неравномерности благодаря осреднению по региону его значений – от близких к единице до 0.7–0.8. Такое снижение особенно важно при возникновении экстремальных ситуаций (штилей и ветров штормовой силы) для нивелирования их влияния во временных масштабах от суток до нескольких лет. При этом удачный выбор локаций установок для сглаживания пульсаций ветровой генерации оказывается близок по эффективности к осреднению по обширной территории.

СПИСОК ЛИТЕРАТУРЫ

1. GWEC Global Wind Report 2022. Brussels, Belgium, GWEC, 2022.
2. **Официальный сайт** Администратора торговой системы оптового энергетического рынка. www.atsenergo.ru.
3. **Бутузов В.А., Безруких П.П., Елистратов В.В.** Развитие возобновляемой энергетики России в XX–XXI веках // Энергия: экономика, техника, экология. 2022. № 2. С. 54–63. <https://doi.org/10.7868/S0233361922020070>
4. **Безруких П.П.** К истории развития возобновляемой энергетики России и её современное состояние // Вестник МЭИ. 2022. № 4. С. 11–18. <https://doi.org/10.24160/1993-6982-2022-4-11-18>
5. **Климатические факторы возобновляемых источников энергии** / В.В. Елистратов, Е.М. Ацентьева, М.М. Борисенко, Н.В. Кобышева, Г.И. Сидоренко, В.В. Стадник; под ред. В.В. Елистратова, Н.В. Кобышевой, Г.И. Сидоренко. СПб.: Наука, 2010.
6. **Wind and solar PV technical potentials: Measurement methodology and assessments for Russia** / В. Ermolenko, G. Ermolenko, Y. Fetisova, L. Proskuryakova //

- Energy. 2017. No. 10. P. 1001–1012.
<https://doi.org/10.1016/j.energy.2017.02.050>
7. **Стадник В.В., Елистратов В.В.** Возобновляемые энергетические ресурсы // Труды Главной геофизической обсерватории им. А.И. Воейкова. 2014. № 574. С. 179–223.
 8. **Elistratov V., Bogun L., Kasina V.** Development of a geoinformation system for the design of wind power facilities in the Russian Arctic conditions // IOP Conf. Ser.: Earth Environ. Sci. 2019. V. 302. P. 012064.
<https://doi.org/10.1088/1755-1315/302/1/012064>.
 9. **Габдерахманова Т.С., Попель О.С.** Результаты анализа конкурентоспособности фотоэлектрических систем микрогенерации в условиях Российской Федерации // Докл. Академии наук. 2019. Т. 486. № 5. С. 543–546.
 10. **Сибгатуллин А.Р., Елистратов В.В.** Оптимизация состава оборудования на основе возобновляемых источников энергии в системах электроснабжения автономных потребителей небольшой мощности // Альтернативная энергетика и экология: Междунар. науч. журн. 2016. № 23–24. С. 51–67.
<https://doi.org/10.15518/isjaee.2016.23-24.051-067>
 11. **Тягунов М.Г.** Оптимизация структуры распределенных энергосистем с установками возобновляемой энергетики // Материалы IV Междунар. конгресса REENCON-XXI. Сколково, 5–6 июня 2018 г. М.: ОИВТ РАН, 2018. С. 193–195.
 12. **Игнатъев Е.В., Дерюгина Г.В., Тягунов М.Г.** Исследование возможности проведения компенсирующего регулирования оффшорными ветроэлектростанциями // Новое в российской электроэнергетике. 2019. № 4. С. 49–58.
 13. **Wohland J., Brayshaw D., Pfenninger S.** Mitigating a century of European renewable variability with transmission and informed siting // Environ. Res. Lett. 2021. V. 16. Is. 6. P. 064026.
<https://doi.org/10.1088/1748-9326/abff89>
 14. **Veselov F., Pankrushina T., Khorshev A.** Comparative economic analysis of technological priorities for low-carbon transformation of electric power industry in Russia and the EU // Energy Policy. 2021. V. 156. P. 112409.
<https://doi.org/10.1016/j.enpol.2021.112409>
 15. **Calculating** the sequence of stationary modes in power distribution networks of Russia for wide-scale integration of renewable energy based installations / P.V. Ilyushin, O.V. Shepvalova, S.P. Filippov, A.A. Nekrasov // Energy Rep. 2021. V. 7. No. 12. P. 308–327.
<https://doi.org/10.1016/j.egyr.2021.07.118>
 16. **The role** of hydro power, storage and transmission in the decarbonization of the Chinese power system / H. Liu, T. Brown, G. Andresen, D. Schlachtberger, M. Greiner // Appl. Energy. 2019. V. 239. P. 1308–1321.
<https://doi.org/10.1016/j.apenergy.2019.02.009>
 17. **Interannual** weather variability and the challenges for Great Britain’s electricity market design / P. Coker, H. Bloomfield, D. Drew, D. Brayshaw // Renewable Energy. 2020. No. 150. P. 509–522.
<https://doi.org/10.1016/j.renene.2019.12.082>
 18. **Duan L., Ruggles T., Caldeira K.** Electricity systems in the limit of free solar photovoltaics and continent-scale transmission // iScience. 2022. V. 25. No. 4. P. 104–108.
<https://doi.org/10.1016/j.isci.2022.104108>
 19. **Opening** the black box of energy modelling: Strategies and lessons learned / S. Pfenninger, L. Hirth, I. Schlecht, E. Schmid, F. Wiese, T. Brown, C. Davis, M. Gidden, H. Heinrichs, C. Heuberger, S. Hilpert, U. Krien, C. Matke, A. Nebel, R. Morrison et al. // Energy Strat. Rev. 2018. V. 19. No. 9. P. 63–71.
<https://doi.org/10.1016/j.esr.2017.12.002>
 20. **Morrison R.** Energy system modeling: Public transparency, scientific reproducibility, and open development // Energy Strat. Rev. 2018. No. 20. P. 49–63.
<https://doi.org/10.1016/j.esr.2017.12.010>
 21. **Brown T., Horsch J., Schlachtberger D.** PyPSA: Python for power system analysis // J. Open Res. Software. 2018. V. 6. Is. 1. Article 4.
<https://doi.org/10.5334/jors.188>
 22. **Quantifying** the increasing sensitivity of power systems to climate variability / H. Bloomfield, D. Brayshaw, L. Shaffrey, P. Coker, H. Thornton // Environ. Res. Lett. 2016. V. 11. No. 12. P. 124025.
<https://doi.org/10.1088/1748-9326/11/12/124025>
 23. **Hilbers A., Brayshaw D., Gandy A.** Importance subsampling: improving power system planning under climate-based uncertainty // Appl. Energy. 2019. V. 251. P. 113114.
<https://doi.org/10.1016/j.apenergy.2019.04.110>
 24. **Geophysical** constraints on the reliability of solar and wind power in the United States / R. Shaner, S.J. Davis, N. Lewis, K. Caldeira // Energy Environ. Sci. 2018. V. 11. No. 4. P. 914–925.
<https://doi.org/resolver.caltech.edu/CaltechAUTHORS:20180509-093355674>
 25. **The influence** of weather regimes on European renewable energy production and demand / K. Van Der Wiel, H. Bloomfield, R. Lee, L. Stoop, R. Blackport, J. Screen, F. Selten // Environ. Res. Lett. 2019. V. 14. Is. 9. P. 094010.
<https://doi.org/10.1088/1748-9326/ab38d3>
 26. **Ruggles T., Caldeira K.** Wind and solar generation may reduce the inter-annual variability of peak residual load in certain electricity systems // Appl. Energy. 2022. V. 305. No. 11. P. 117773.
<https://doi.org/j.apenergy.2021.117773>
 27. **Impacts** of heat decarbonization on system adequacy considering increased meteorological sensitivity / M. Deakin, H. Bloomfield, D. Greenwood, S. Sheehy, S. Walker, P.C. Taylor // Appl. Energy. 2021. V. 298. No. 12. P. 117261.
<https://doi.org/j.apenergy.2021.117261>
 28. **Sunny** windy Sundays / D.J. Drew, P.J. Coker, H.C. Bloomfield, D.J. Brayshaw, J.F. Barlow, A. Richards // Renewable Energy. 2019. V. 138. P. 870–875.
<https://doi.org/j.renene.2019.02.029>
 29. **Космина Е.В., Воропай Н.И.** Анализ причин снижения гибкости электроэнергетических систем и мероприятий по ее повышению // Сб. трудов 92-го Междунар. науч. семинара “Методические вопросы исследования надежности больших систем энергетики”. Вып. 71. Кн. 1. Иркутск: ИСЭМ СО РАН, 2020. С. 407–417.
 30. **Исследование** балансовой надежности и обоснование резервов генерирующей мощности перспек-

- тивных схем развития электроэнергетических систем / Д.С. Крупнев, Г.Ф. Ковалев, Д.А. Бояркин, Д.В. Якубовский, Л.М. Лебедева // Энергоснабжение. 2020. № 6 (63). С. 40–44.
31. **Installed** capacity optimization of autonomous photovoltaic systems under energy service contracting / D.N. Karamov, I.M. Minarchenko, A.V. Kolosnitsyn, N.V. Pavlov // *Energy Convers. Manage.* 2021. V. 240. P. 114256. <https://doi.org/10.1016/j.enconman.2021.114256>
 32. **Kudelin A., Kutcherov V.** Wind energy in Russia: The current state and development trends // *Energy Strategy Rev.* 2021. V. 34. P. 100627. <https://doi.org/10.1016/j.esr.2021.100627>
 33. **Neumann F., Brown T.** The near-optimal feasible space of a renewable power system model // *Electr. Power Syst. Res.* 2021 V. 190. P. 106690. <https://doi.org/10.1016/j.epsr.2020.106690>
 34. **Observed** and global climate model based changes in wind power potential over the northern hemisphere during 1979–2016 / Q. Tian, G. Huang, K. Hu, D. Ni-yogi // *Energy.* 2019. V. 167. Is. C. P. 1224–1235. <https://doi.org/10.1016/j.energy.2018.11.027>
 35. **ГОСТ Р 58057-2018.** Единая энергетическая система и изолированно работающие энергосистемы. Планирование развития энергосистем. Общие требования. М.: Стандартинформ, 2018.
 36. **Бык Ф.Л., Илюшин П.В., Мышкина Л.С.** Особенности и перспективы развития распределенной энергетики в России // *Изв. вузов. Электромеханика.* 2021. Т. 64. № 6. С. 78–87.
 37. **Optimal** sizing of residential battery systems with multi-year dynamics and a novel rainflow-based model of storage degradation: An extensive Italian case study / D. Fioriti, L. Pellegrino, G. Lutzemberger, E. Micolano, D. Poli // *Electr. Power Syst. Res.* 2022. V. 203. No. 1–2. P. 107675. <https://doi.org/10.1016/j.epsr.2021.107675>
 38. **Технология** комбинированной генерации энергии тепловыми и ветровыми электростанциями / С.В. Жарков, В.А. Стенников, И.В. Постников, А.В. Пеньковский // *Энергобезопасность и энергосбережение.* 2017. № 3. С. 8–14.
 39. **Some** generalizations of an analysis of 2016–2017 blackouts in the unified power system of Russia / N.I. Voropay, D.N. Efimov, A.B. Osak, M.V. Chulyukova // *Energy Syst. Res.* 2020. V. 3. No. 2. P. 5–12. <https://doi.org/10.38028/esr.2020.02.0001>
 40. **Симонов А.В., Илюшин П.В.** Методика и алгоритм проверки параметров настройки функции LVRT ветроэнергетических установок ветровых электростанций при их интеграции в ЕЭС России // *Релейная защита и автоматизация.* 2022. № 1(46). С. 72–81.
 41. **Evaluation** of northern hemisphere surface wind speed and wind power density in multiple reanalysis datasets / H. Miao, D. Dong, G. Huang, K. Hu, Q. Tian, Y. Gong // *Energy.* 2020. V. 200. No. 7. P. 117382. <https://doi.org/10.1016/j.energy.2020.117382>
 42. **Мохов И.И.** Особенности формирования летней жары 2010 г. на европейской территории России в контексте общих изменений климата и его аномалий // *Изв. РАН. Физика атмосферы и океана.* 2011. Т. 47. № 6. С. 709–716.
 43. **WEB-система** удаленного доступа к ЯОД-архивам ЕГФД (WEB АИСОРИ М) Всероссийского научно-исследовательского института гидрометеорологической информации – Международного центра данных. Режим доступа: meteo.ru.
 44. **The ERA5** Global Reanalysis / H. Hersbach, B. Bell, P. Berrisford, S. Hirahara, A. Horányi, J. Muñoz-Sabater, J. Nicolas, C. Peubey, R. Radu, D. Schepers, A. Simmons, C. Soci, S. Abdalla, X. Abellan, G. Balsamo et al. // *Q. J. Royal Meteorol. Soc.* 2020. No. 146. P. 1999–2049. <https://doi.org/10.1002/qj.3803>
 45. **Воропай Н.И., Подковальников С.В.** От локальных электроэнергетических систем к глобальному энергетическому объединению: концепции, технологии, проблемы // *Материалы 12-й Междунар. конф. “Управление развитием крупномасштабных систем MLSD2019”.* Москва, 1–3 октября 2019 г. / под ред. С.Н. Васильева, А.Д. Цвиркуна. М.: Ин-т проблем управления им. В.А. Трапезникова РАН, 2019.
 46. **Geophysical** constraints on the reliability of solar and wind power worldwide / D. Tong, D. Farnham, L. Duan, Q. Zhang, N. Lewis, K. Caldeira, S. Davis // *Nat. Commun.* 2021. V. 12. No. 1. P. 1–12. <https://doi.org/10.1038/s41467-021-26355-z>
 47. **Hess D.** The value of a dispatchable concentrating solar power transfer from Middle East and North Africa to Europe via point-to-point high voltage direct current lines // *Appl. Energy.* 2018. V. 221. P. 605–645. <https://doi.org/10.1016/j.apenergy.2018.03.159>
 48. **Long-term** changes in offshore wind power density and wind turbine capacity factor in the Iberian Peninsula (1900–2010) / S. Carreno-Madinabeitia, G. Ibarra-Berastegi, J. Saenz, A. Ulazia // *Energy.* 2021. V. 226. P. 120364. <https://doi.org/10.1016/j.energy.2021.120364>
 49. **Towards** global validation of wind power simulations – A multi-country assessment of wind power simulation from MERRA-2 and ERA-5 reanalyses bias-corrected with the global wind atlas / K. Gruber, P. Regner, S. Wehrle, M. Zeyringer, J. Schmidt // *Energy.* 2021. V. 238. P. 121520. <https://doi.org/10.1016/j.energy.2022.121520>
 50. **How** well do atmospheric reanalyses reproduce observed winds in coastal regions of Mexico? / S.R. Thomas, S. Nicolau, O. Martinez-Alvarado, D.J. Drew, H.C. Bloomfield // *Meteorol. Appl.* 2021. V. 28. Is. 5. E2023. <https://doi.org/10.1002/met.2023>
 51. **Evaluation** of the near-surface climate of the recent global atmospheric reanalysis for Qilian Mountains, Qinghai-Tibet Plateau / B. Huai, J. Wang, W. Sun, Y. Wang, W. Zhang // *Atmos. Res.* 2021. V. 250. P. 105401. <https://doi.org/10.1016/j.atmosres.2020.105401>
 52. **Геоинформационная** система “Возобновляемые источники энергии России”: проект. Режим доступа: gisre.ru.
 53. **Bokde N., Feijoo A., Villanueva D.** Wind turbine power curves based on the Weibull cumulative distribution function // *Appl. Sci.* 2018. V. 8. No. 10. P. 1–18. <https://doi.org/10.3390/app8101757>

54. **Wohland J., Folini D., Pickering B.** Wind speed stilling and its recovery due to internal climate variability // *Earth Syst. Dyn.* 2021. V. 12. P. 1239–1251. <https://doi.org/10.5194/esd-2021-29>
55. **Клименко В.В., Федотова Е.В.** Долговременные перспективы развития ветроэнергетики России в условиях ожидаемых изменений климата // *Теплоэнергетика.* 2020. № 6. С. 6–20. <https://doi.org/10.1134/S0040363620060053>
56. **Staffell I., Pfenninger S.** Using bias-corrected reanalysis to simulate current and future wind power output // *Energy.* 2016. V. 114. P. 1224–1239. <https://doi.org/10.1016/j.energy.2016.08.068>
57. **Илюшин П.В.** Разработка технических требований к генерирующим установкам распределенных источников энергии в условиях трансформации электроэнергетических систем // Сб. трудов 92-го Международ. науч. семинара “Методические вопросы исследования надежности больших систем энергетики”. Вып. 71. Кн. 1. Иркутск: ИСЭМ СО РАН, 2020. С. 29–38.
58. **Фаворский О.Н., Батенин В.М., Филиппов С.П.** Развитие энергетики: выбор стратегических решений и их реализация // *Вестник РАН.* 2020. Т. 90. № 5. С. 415–424.
59. **Изменение** ветрового режима на территории России и аварийность воздушных линий электропередач / В. В. Клименко, О. Е. Кондратьева, А. Г. Терешин, Е.В. Федотова, О.А. Локтионов, Е.М. Воронкова // *Докл. РАН. Физика, технические науки.* 2021. Т. 497, № 1. С. 57–64. <https://doi.org/10.31857/S2686740021020048>
60. **СТО 59012820.27.010.001-2018.** Резервы активной мощности Единой энергетической системы России. Определение объемов резервов активной мощности при краткосрочном планировании. М.: АО “Системный оператор Единой энергетической системы”, 2018.

Study of the Influence of Climate Variability on the Operation of Wind Generation on the Territory of Russia

E. V. Fedotova^{a, b, *}, V. V. Klimenko^{a, b}, and Yu. A. Kozlova^{a, b}

^a National Research University Moscow Energy Institute, Moscow, 111250 Russia

^b Institute for Energy Research, Russian Academy of Sciences, Moscow, 117186 Russia

*e-mail: evkasilova@gmail.com

Abstract—The work is devoted to studying the features of the wind-speed dynamics in the regions of Russia in which wind-energy facilities are concentrated. For calculations, the latest generation reanalysis data set ERA5 for the period 1950–2021 was used. An analysis of the synchronism of wind-speed changes on the cross-continental scales of Northern Eurasia has been carried out. It is shown that the characteristic size of the area of synchronous change in wind speed is hundreds of kilometers, while one can find locations with an inconsistent change in wind speed in those territories of Russia where the input wind generation is mainly concentrated. An empirical study of the performance of a wind power plant (WPP) has been carried out on various time scales: from hourly to multidecade. It is shown that the characteristic variability of the average annual installed capacity utilization factor (ICUF) of wind turbines is 10–20%. In this case, the extreme values of the ICUF in the entire considered period turn out to be two to three times higher. Averaging over the territory levels this value down to 10% in the case of typical values and up to 25–35% for extreme ones. A coefficient is proposed to estimate the daily unevenness of wind turbine power generation and the additional power reserve that will be required during the selected day in order to level the influence of wind turbine power fluctuations. It is shown that the wind turbine is characterized during the day by high values of the coefficient of nonuniformity, which, taking into account the specifics of power systems in a certain area, means an increase in the need for an adjustment reserve. Averaging over the entire territory of each of the considered regions makes it possible to slightly increase the “guaranteed” generation of wind turbines and reduce its daily nonuniformity. At the same time, the choice of locations with minimal cross-correlations of the wind speed turns out to be almost as effective for reducing the daily nonuniformity as averaging over a large area. Tasks are identified, the solution of which will make it possible to simplify the integration of wind generation into the power systems of Russia by minimizing risks for the reliability of power supply and optimizing the use of available opportunities to increase its flexibility.

Keywords: wind energy, climate change and variability, wind speed, climate scenarios, reliability of power supply, installed capacity utilization factor