

УДК 621.315.1

## ВЛИЯНИЕ МЕНЯЮЩИХСЯ ВЕТРОВЫХ НАГРУЗОК НА НАДЕЖНОСТЬ ВОЗДУШНЫХ ЛИНИЙ ЭЛЕКТРОПЕРЕДАЧИ В РАЗЛИЧНЫХ РЕГИОНАХ РОССИИ

© 2022 г. Член-корреспондент РАН В. В. Клименко<sup>1,2,\*</sup>, О. Е. Кондратьева<sup>1,2</sup>,  
О. А. Локтионов<sup>1,2</sup>, Е. В. Федотова<sup>1,2,\*\*</sup>

Поступило 28.01.2022 г.

После доработки 28.01.2022 г.

Принято к публикации 25.03.2022 г.

Выполнен анализ основных причин технологических нарушений в электросетевых комплексах США, ЕС и России, который позволил установить, что из всех видов климатических воздействий ветровые нагрузки играют ключевую роль для аварийности. Наблюдения метеостанций России были использованы для расчета вероятностных характеристик скорости ветра в ряде российских регионов. Для рассмотренных территорий проведен анализ данных региональных электросетевых компаний по технологическим нарушениям. Это позволило предложить модель для вероятности безотказной работы электросетевого хозяйства в зависимости от скорости ветра. Выполненная прогнозная оценка позволила показать, что вероятное в следующие несколько десятилетий изменение ветровых условий способно заметно повлиять на надежность электроснабжения в нескольких областях страны. В частности, повышение частоты аварий, в соответствии с нашими расчетами, может составить до 25% на северо-западе Европейской территории и вплоть до 50% на Дальнем Востоке.

*Ключевые слова:* воздушные линии электропередачи, ветровая нагрузка, технологические нарушения, отключения ЛЭП, вероятностная модель аварийности

DOI: 10.31857/S2686740022030105

Современный глобальный энергопереход предполагает осуществление беспрецедентной по масштабам электрификации мировой энергетики [1], которая невозможна без соответствующего развития электрических сетей. Новые сети, как и большинство действующих, скоро будут работать в условиях более теплого климата, значительно отличающегося от современного. Поэтому чрезвычайно важно установить достоверные связи показателей работы электрических сетей с климатическими параметрами, чтобы иметь возможность принимать опережающие проектные решения.

К электросетевому комплексу как объекту критической инфраструктуры предъявляются повышенные требования надежности как в области энергетической безопасности и качественного электроснабжения, так и с точки зрения кон-

структивных особенностей и стабильного функционирования. Ретроспективный анализ аварийности за последние 10 лет на воздушных линиях электропередачи (как наиболее уязвимых элементах, вследствие широкой пространственной рассредоточенности и высокой степени физического износа) в России (МЭС<sup>3</sup> и РЭС<sup>4</sup> ПАО «Россети») и зарубежных странах (членах ENTSO-E<sup>5</sup> и NERC<sup>6</sup>) показал, что в структуре коренных причин технологических нарушений доля внешних природных воздействий имеет тенденцию к увеличению. Имеющиеся данные показывают (рис. 1), что средняя доля технологических нарушений за период 2011–2020 гг. по причине воздействия климатических факторов составила для США – 33%, для ЕС – 38%, для России – 43%.

Такой тренд является закономерным, во-первых, вследствие снижения конструктивных и экс-

<sup>1</sup>Национальный исследовательский университет «МЭИ», Москва, Россия

<sup>2</sup>Институт энергетических исследований Российской академии наук, Москва, Россия

\*E-mail: nilgpe@mpei.ru

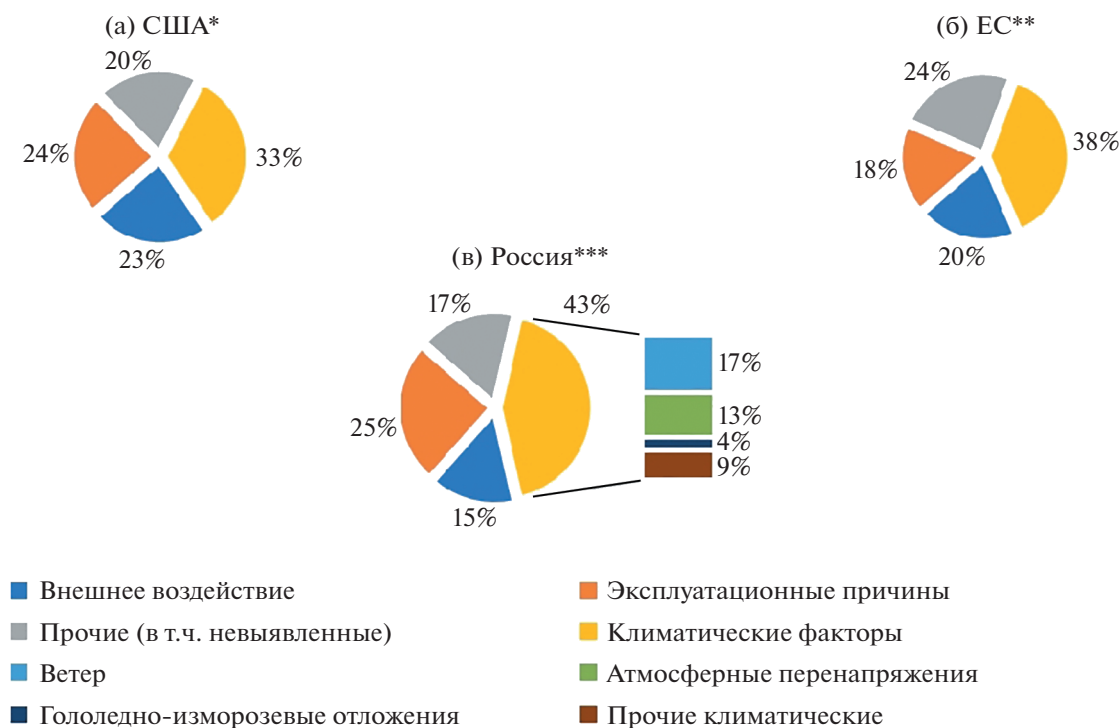
\*\*E-mail: kasilovayv@mpei.ru

<sup>3</sup> Магистральные электрические сети (ПАО «ФСК ЕЭС»).

<sup>4</sup> Распределительные электрические сети (МРСК и другие ДЗО).

<sup>5</sup> European Network of Transmission System Operators for Electricity. Network reliability (major events).

<sup>6</sup> North American Electric Reliability Corporation. Annual reports of National electricity emergency response capabilities.



\* По данным NERC, \*\* По данным ENTSO-E, \*\*\* По данным ПАО “Россети”

Рис. 1. Структура причин технологических нарушений в электросетевых комплексах США, ЕС и России.

платационных причин аварий за счет технологического и цифрового перевооружения электросетей и, во-вторых, вследствие увеличения частоты, интенсивности и продолжительности опасных погодных явлений в результате нарастающих процессов изменения климата. Вопросы оценки климатических рисков для электроэнергетики широко рассматриваются профильными сообществами IEA, CIGRE [2, 3], отдельными исследователями развитых [4–6] и развивающихся стран [7, 8], подтверждая необходимость разработки и реализации мер адаптации к новым условиям из-за нарушений нормального функционирования и выхода за рамки ранее применяемых проектных нормативов.

Необходимо отметить, что ветровая нагрузка является одной из наиболее значимых причин аварий в электросетевом комплексе не только в России, где ее доля достигает 17% от всех причин отключений, но и в других странах, что подтверждается результатами многочисленных исследований [9–11]. Причем, как было обозначено ранее, если для технических и прочих причин аварий наблюдается тенденция к снижению, то в случае с климатическими факторами фиксируется рост как в абсолютных, так и в относительных величинах. Предположение о дальнейшем росте технологических нарушений по причине воздействия ветра также подтверждается результатами исследований, представленных в недавнем 6-м

отчете МГЭИК [12], в соответствии с которым в перспективе будет наблюдаться увеличение интенсивности и частоты экстремальных метеорологических явлений. Высказанные соображения позволяют заключить, что процедура определения нормативных значений нагрузок в перспективе должна осуществляться не только на основе стандартных данных о конструктивных особенностях, но и с учетом предполагаемого дрейфа ключевых климатических параметров.

Рассматриваемая работа направлена на выявление зависимости между ветровыми нагрузками и технологическими нарушениями на воздушных линиях электропередачи (ВЛЭП) на основе статистических данных для нескольких регионов России с различными по ветровому давлению климатическими зонами, а именно: Ямало-Ненецкий автономный округ, Республика Башкортостан, Краснодарский край и Республика Адыгея, Забайкальский край, Республика Тыва.

#### ОЦЕНКА ВАРИАЦИИ ВЕТРОВЫХ НАГРУЗОК ЗА ПЕРИОД 1981–2020 гг.

Для расчетов были использованы сведения ВНИИГМИ-МЦД по 8-срочным суточным наблюдениям за последние 40 лет (1981–2020 гг.) для максимальных скоростей ветра, осредненных за 10-минутный интервал времени. Распределение среднегодовых значений максимальных ( $V_{\max}$ )

**Таблица 1.** Среднегодовые значения максимальных ( $V_{\max}$ ) скоростей ветра по 8-срочным наблюдениям на исследуемых территориях с указанием района по климатическим картам, м/с (по данным ВНИИГМИ-МЦД)

Территория анализа	Метеостанции	Район по ветр. давлению	$V_{\max}$ , м/с	
			1981–2000	2001–2020
Ямало-Ненецкий автономный округ	Надым, Новый Порт, Ныда, Салехард, Тарко-Сале, Толька, Халесовая, Марресаля, Антипаюта	III–V	7.2	7.4
Республика Башкортостан	Аксаково, Уфа, Дуван, Стерлитамак, Зилаир	III–IV	5.4	5.9
Краснодарский край и Республика Адыгея	Анапа, Сочи, Туапсе, Краснодар, Армавир, Приморско-Ахтарск	III–IV	6.1	6.8
Забайкальский край	Борзя, Могоча, Сретенск, Хилок, Чара, Чита	II–III	2.7	2.9
Республика Тыва	Кызыл, Тоора-Хем, Мугур-Аксы, Эрзин	II	5.1	4.7

**Таблица 2.** Значения максимальных скоростей ветра на исследуемых территориях для 95-го и 99-го перцентилей в выборках распределений за период 2001–2020 гг., м/с

Процентиль	Ямало-Ненецкий автономный округ	Республика Башкортостан	Краснодарский край и Республика Адыгея	Забайкальский край	Республика Тыва
$P_{95\%}(V)$	15	12	14	7	11
$P_{99\%}(V)$	19	16	18	9	14

скоростей ветра по территориям и метеостанций, а также районов по климатическим картам ветрового давления приведено в табл. 1.

Детальные графики плотности распределения максимальных за 10-минутный интервал времени ( $V_{\max}$ ) (за три часа между сроками наблюдений) скоростей ветра в двух периодах 1981–2000 гг. и 2001–2020 гг. для рассматриваемых регионов приведены на рис. 2.

Результаты, представленные на рис. 2, показывают, что вклад крайних перцентилей в распределение максимальных скоростей ветра является заметным. Смещение плотности распределения значений скоростей ветра в область более высоких значений с течением времени зафиксировано практически для всех исследуемых территорий. Кроме этого, согласно табл. 1, также наблюдается увеличение среднегодовых значений максимальных скоростей ветра за период 2001–2020 гг. относительно периода 1981–2000 гг. Однако с точки зрения оценки уязвимости объектов электросетевого комплекса сведений только о характере распределения максимальных или среднегодовых значений скоростей ветра недостаточно. Поэтому в целях проведения более детального анализа ретроспективных ветровых нагрузок и выявления наиболее значимых диапазонов скоростей ветра с точки зрения оценки надежности определены значения максимальной скорости ветра для 95-го и 99-го перцентилей в выборках распределений за период 2001–2020 гг., которые приведены в

табл. 2. Рассматриваемые значения являются высоко значимыми при оценке аварийности ВЛЭП, так как именно скорости ветра, располагающиеся на “хвосте” распределения, представляют наибольшую опасность с точки зрения частоты технологических нарушений и потенциальных негативных последствий.

#### ОЦЕНКА ЗАКОНОМЕРНОСТИ АВАРИЙНОСТИ ВОЗДУШНЫХ ЛИНИЙ ЭЛЕКТРОПЕРЕДАЧИ ПРИ ВОЗДЕЙСТВИИ ВЕТРОВЫХ НАГРУЗОК

В рамках определения связи между ветровой нагрузкой и возникновением аварий на воздушных линиях электропередачи, располагающихся на исследуемых территориях, рассчитаны значения вероятности отключений ВЛЭП с помощью алгоритма ранее разработанной модели [13]. В качестве исходных данных использованы сведения журналов технологических нарушений АО “Россети Тюмень”, ООО “Башкирэнерго”, ПАО “Россети Кубань”, филиалов ПАО “Россети Сибирь” в Республике Тыва и Забайкальском крае за период 2014–2020 гг. и сведения ВНИИГМИ-МЦД о максимальных скоростях ветра, осредненных за 10-минутный интервал времени, в момент аварий за тот же период.

Значения вероятности возникновения технологических нарушений  $p(V)$  оценены как отношение числа фактических аварий ( $N_{\text{аварий}}$ ) к чис-

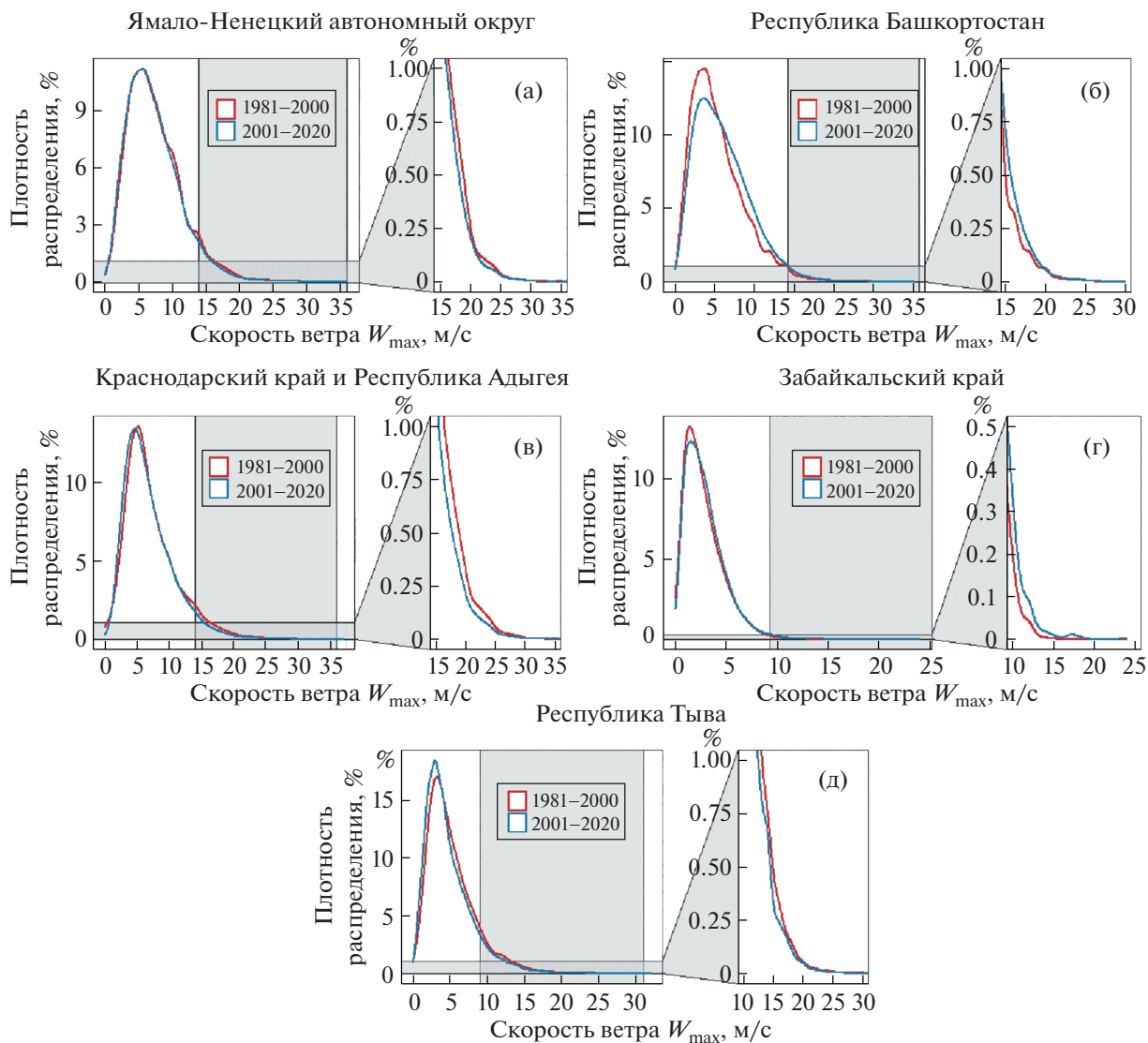


Рис. 2. Распределение максимальных ( $V_{max}$ ) (за три часа между сроками наблюдений) скоростей ветра по грациям в 1981–2000 гг. и 2001–2020 гг. для исследуемых территорий.

лу зафиксированных случаев максимальных скоростей ветра на метеостанциях соответствующих территорий в момент аварии на ВЛЭП ( $N_{V_{max}}$ ) по формуле:

$$p(V) = \frac{N_{аварий}}{N_{V_{max}}} \quad (1)$$

Аппроксимация ретроспективных значений вероятностей возникновения технологических нарушений осуществлена с помощью кумулятивной функции распределения Вейбулла по формуле

$$Q(V_{max}) = F(V_{max} | k, \lambda) = \int_0^{V_{max}} k \cdot \lambda^{-k} \cdot V^{k-1} \cdot e^{-\left(\frac{V}{\lambda}\right)^k} dV = 1 - e^{-\left(\frac{V_{max}}{\lambda}\right)^k}, \quad (2)$$

где  $\lambda$  – коэффициент масштаба кривой вероятности технологического нарушения;  $k$  – коэффициент формы кривой вероятности технологического нарушения.

Рассматриваемая модель отражает закономерность, характеризующую увеличение вероятности возникновения технологического нарушения на ВЛЭП при воздействии различных максимальных скоростей ветра, осредненных за 10-минутный интервал времени. Основные значения коэффициентов масштаба  $\lambda$  и формы  $k$  для обозначенной закономерности по каждой из рассматриваемых территорий приведены в табл. 3.

Обратная задача, а именно анализ надежности воздушных линий электропередачи при воздействии на них ветровых нагрузок различной экспозиции, может быть выполнен с помощью стан-

**Таблица 3.** Значения коэффициентов масштаба  $\lambda$  и формы  $k$  для функции зависимости возникновения технологического нарушения на ВЛЭП от максимальной скорости ветра для исследуемых территорий

Территория (энергосистема)	Коэффициент масштаба $\lambda$ , м/с	Коэффициент формы $k$
Ямало-Ненецкий автономный округ (АО “Россети Тюмень”)	5.8	24.4
Республика Башкортостан (ООО “Башкирэнерго”)	4.8	18.4
Краснодарский край и Республика Адыгея (ПАО “Россети Кубань”)	6.4	20.2
Забайкальский край (филиал ПАО “Россети Сибирь” в Забайкальском крае)	3.6	13.8
Республика Тыва (филиал ПАО “Россети Сибирь” в Республике Тыва)	5.8	13.6

**Таблица 4.** Значения вероятности безотказной работы  $R(V_{\max})$  для максимальных скоростей ветра, соответствующих 95-му и 99-му процентилем распределения, и среднее значение  $R$  между сроками наблюдений на рассмотренных территориях (%)

Процентиль	Ямало-Ненецкий автономный округ	Республика Башкортостан	Краснодарский край и Республика Адыгея	Забайкальский край	Республика Тыва
$R(V_{95\%})$	94	88	91	92	75
$R(V_{99\%})$	79	60	62	81	31
$R_{\text{ср}}$	99	98	97	99	96

Примечание. Расчет выполнен на основе данных для 2001–2020 гг.

дартной модели оценки вероятности безотказной работы  $R(V_{\max})$ , характеризующей вероятность, что авария на ВЛЭП не возникнет при данном значении скорости ветра:

$$R(V_{\max}) = 1 - Q(V_{\max}) = e^{-\left(\frac{V_{\max}}{\lambda}\right)^k}. \quad (3)$$

Графики модельных оценок вероятности безотказной работы  $R(V_{\max})$  при различных значениях скорости ветра для каждого рассмотренного региона приведены на рис. 3. На графике также отмечены точки, соответствующие значениям максимальных скоростей ветра на исследуемых территориях для 95-го и 99-го процентилей в выборках распределений за период 2001–2020 гг. (из табл. 2). Для данных, которые охватывают практически весь диапазон изменения скорости ветра для каждой из территорий, оценены ретроспективные вероятности безотказной работы ВЛЭП. Результаты этих расчетов сведены в табл. 4.

Как видно из данных, представленных на рис. 3 и в табл. 4, для максимальных скоростей ветра, соответствующих 95-му процентилю распределения с учетом отличающихся территориальных особенностей ветровых нагрузок, значения вероятностей безотказной работы варьируются между 88 и 94% (исключение составляет лишь Республика Тыва с 75%), что можно назвать весьма высокой оценкой надежности. Для 99-го процентиля, как и следовало ожидать, значения вероятно-

сти безотказной работы существенно снижаются до 60–81%, а для Республики Тыва и вовсе достигают катастрофически низкого значения в 31%. Таким образом, даже при незначительном увеличении частоты встречаемости экстремальных скоростей ветра в рамках отдельных регионов, вероятность безотказной работы будет резко уменьшаться в соответствии с графиками рис. 3. Полученные значения чувствительности для вероятности безотказной работы в зависимости от скорости ветра лежат между двумя предельными случаями, рассмотренными в [9], находясь несколько ближе к верхней границе. Приращение максимальной скорости ветра обеспеченности более 95 и более 99% на 1 м/с для каждого региона снижает вероятность безотказной работы на 5 и 10%.

Средние значения безотказной работы  $R_{\text{ср}}$  между сроками наблюдений зависят не только от вида самих функций вероятности безотказной работы  $R(V_{\max})$ , но и от плотности распределения максимальных скоростей ветра на рассматриваемых территориях. Для большинства из проанализированных региональных энергосистем средняя вероятность отказа между сроками наблюдений, которая определяется как  $(1 - R_{\text{ср}})$ , лежит между 1 и 5%.

В условиях продолжающегося изменения климата и нестационарности, вносимой этим процессом в климатические условия, полученные

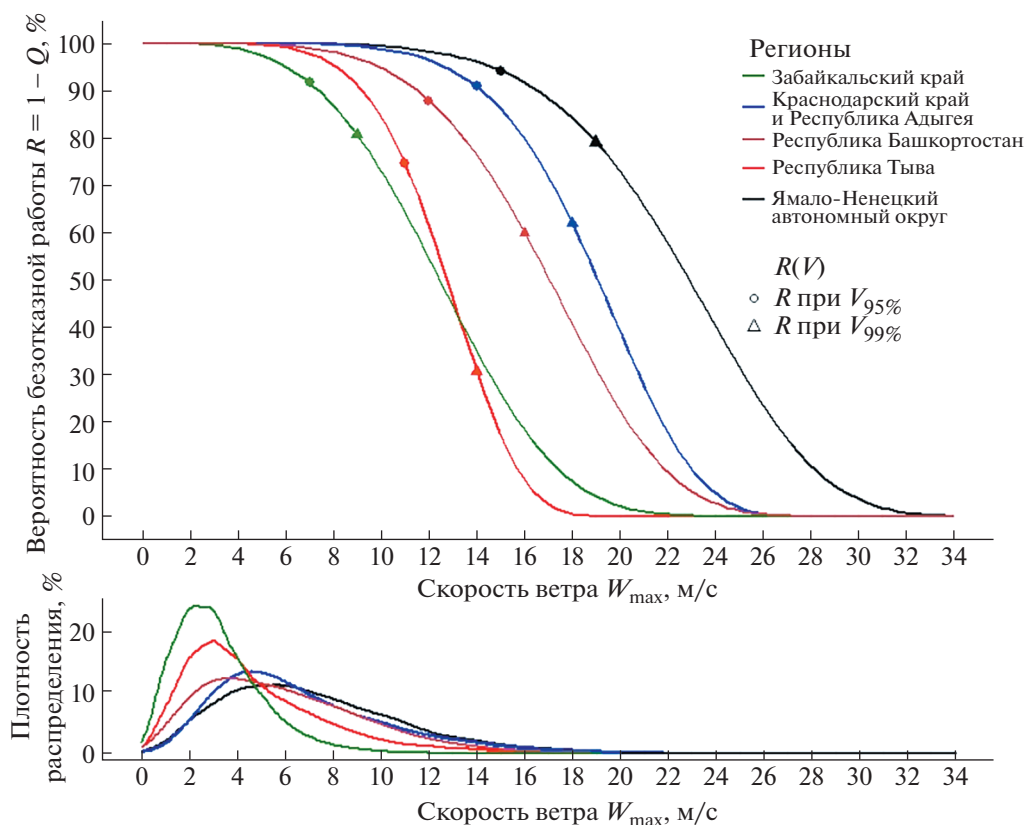


Рис. 3. График функций вероятности безотказной работы  $R(V_{\max})$  для ВЛЭП исследуемого региона в зависимости от максимальных скоростей ветра за период 2014–2020 гг.

оценки аварийности могут меняться по мере развития потепления. При этом динамика экстремальных значений параметров плохо поддается моделированию, особенно для параметров, характеризующихся высокой природной изменчивостью, таких как скорость ветра. На сегодня известно, что для средней скорости ветра над континентами из-за потепления климата, как правило, следует ожидать некоторого снижения. Прогнозные оценки, выполненные для настоящей работы на основе данных глобальных климатических моделей последнего поколения CMIP6 [14], подтверждают наличие такой тенденции и для территории России.

При этом для отдельных регионов динамика будет противоположной из-за особенностей локальных условий. К таким регионам в первую очередь относится южный сектор российского побережья Тихого океана. Кроме того, в оценках на основе CMIP6 по сравнению с оценками, выполненными на основе предыдущей фазы модельного проекта CMIP5, повысилась статистическая достоверность для увеличения средней скорости в локальной области на северо-западе Европейской территории. По-видимому, это объясняется усилением циклонических процессов над Балтийским

морем, которые более корректно воспроизводятся моделями CMIP6.

Величина вероятных изменений средней скорости ветра для обеих областей с возрастанием скорости ветра невелика и лежит в пределах 0.25 м/с на горизонте ближайших десятилетий. На основе верхних значений мультимодельного ансамбля, соответствующих доверительной вероятности 90%, был выполнен консервативный расчет для изменения экстремальных значений скорости ветра и связанного с этим процессом изменения вероятности аварий электросетевого хозяйства (табл. 5) при реалистическом климатическом сценарии SSP2 4.5.

Представленные прогнозные оценки свидетельствуют, что, несмотря на казалось бы умеренное возрастание скорости ветра, ее влияние на динамику аварийности может оказаться заметным. Из-за высокой чувствительности вероятности аварий к изменению экстремальных значений скорости ветра увеличение средней скорости ветра в северо-западной области России на 0.07–0.2 м/с, а в дальневосточной области на 0.15–0.25 м/с способно привести к уменьшению средней вероятности безотказной работы электросетевого хозяйства рассмотренных территорий до 0.4–1 и

**Таблица 5.** Результаты ансамблевых оценок для изменения среднегодовой скорости ветра [м/с] и связанного с этим процессом снижения вероятности безотказной работы электросетевого хозяйства

	$R_{cp}, \%$	$(1 - R_{cp}), \%$	2035–2044 гг.			2065–2074 гг.		
			$\Delta V_{cp}, \text{ м/с}$	$\Delta V_{max}, \text{ м/с}$	$\Delta R_{cp}, \%$	$\Delta V_{cp}, \text{ м/с}$	$\Delta V_{max}, \text{ м/с}$	$\Delta R_{cp}, \%$
Северо-западная область	96	4	0.07	0.18*	0.4	0.2	0.52*	1
Дальневосточная область	94	6	0.15	0.29*	1	0.25	0.48*	3

Примечание. В качестве базового периода выбран интервал 2016–2025 гг.

\*Оценено пропорционально по данным 2001–2020 гг.:  $\Delta V_{max} = \frac{\Delta V_{cp}}{V_{cp}} \cdot V_{max}$  при номинальных технических характеристиках аварийности, определенных осреднением по всем рассмотренным регионам.

1–3 п.п. соответственно. Несмотря на невысокие абсолютные значения, эти оценки означают существенное повышение частоты аварий, которое в соответствии с нашими расчетами может составить до 25% на северо-западе и вплоть до 50% на Дальнем Востоке.

#### БЛАГОДАРНОСТИ

Авторы считают своим долгом поблагодарить команду Copernicus Climate Data Store и рабочие группы эксперимента CMIP6 за предоставление доступа к данным климатического моделирования.

#### ИСТОЧНИКИ ФИНАНСИРОВАНИЯ

Работа выполнена при финансовой поддержке Российского научного фонда (проект № 21-79-30013) в части проведения климатических расчетов и анализа работы энергосистем, а также Российского фонда фундаментальных исследований (проект № 20-08-00320) в части разработки подхода к характеристике экстремальных величин.

#### СПИСОК ЛИТЕРАТУРЫ

- IEA (2021) World Energy Outlook 2021. Paris.
- IEA (2020) Power Systems in Transition. Challenges and opportunities ahead for electricity security. Paris.
- CIGRE (2014) WG B2.54 Technical brochure №598. Guidelines for the management of risks associated with severe climate conditions and climate change in relation to air lines.
- Carden L.C., Harrison G.P. Adapting overhead lines to climate change: Are dynamic ratings the answer? // Energy Policy. 2013. V. 63. P. 197–206. <https://doi.org/10.1016/j.enpol.2013.08.052>
- Brockway A.M., Dunn L.N. Weathering adaptation: Grid infrastructure planning in a changing climate // Climate Risk Management. 2020. V. 30. 100256. <https://doi.org/10.1016/j.crm.2020.100256>
- Ward D.M. The effect of weather on grid systems and the reliability of electricity supply // Climatic Change. 2013. V. 121. P. 103–113. <https://doi.org/10.1007/s10584-013-0916-z>
- Han B., Ming Z., Zhao Y., Wen T., Xie M. Comprehensive risk assessment of transmission lines affected by multi-meteorological disasters based on fuzzy analytic hierarchy process // International Journal of Electrical Power and Energy Systems. 2021. V. 133 (1). 107190. <https://doi.org/10.1016/j.ijepes.2021.107190>
- Kondrateva O., Myasnikova E., Loktionov O. Analysis of the climatic factors influence on the overhead transmission lines reliability // Environmental and Climate Technologies. 2020. V. 24. № 3. P. 201–214. <https://doi.org/10.2478/rtuct-2020-0097>
- Клименко В.В., Кондратьева О.Е., Терешин А.Г., Федотова Е.В., Локтионов О.А., Воронкова Е.М. Изменение ветрового режима на территории России и аварийность воздушных линий электропередачи // Доклады РАН. Физика, технические науки. 2021. Т. 497. № 1. С. 57–64. <https://doi.org/10.31857/S2686740021020048>
- Lee S., Ham Y. Probabilistic framework for assessing the vulnerability of power distribution infrastructures under extreme wind conditions // Sustainable Cities and Society. 2021. V. 65. 102587. <https://doi.org/10.1016/j.scs.2020.102587>
- Costa I.C., Venturini L.F., Rosa M.A. Wind severity scale model applies to overhead line reliability simulation // Electric Power Systems Research. 2019. V. 171. P. 240–250. <https://doi.org/10.1016/j.epsr.2019.02.007>
- IPCC, 2021: Climate Change 2021: The Physical Science Basis. Contribution of Working Group I to the Sixth Assessment Report of the Intergovernmental Panel on Climate Change.
- Loktionov O.A., Kondrateva O.E., Fedotova E.V., Makeev A.I., Myasnikova E.M. Analysis of dangerous wind loads influence on 110–220 kV power grid reliability in Yamalo-Nenets autonomous district of Russian Federation // 2020 International Youth Conference on Radio Electronics, Electrical and Power Engineering (REEPE). 2020. P. 1–6. <https://doi.org/10.1109/REEPE49198.2020.9059204>
- Eyring V., Bony S., Meehl G.A., Senior C.A., Stevens B., Stouffer R.J., Taylor K.E. Overview of the Coupled Model Intercomparison Project Phase 6 (CMIP6) experimental design and organization // Geosci. Model Dev. 2016. V. 9. P. 1937–1958. <https://doi.org/10.5194/gmd-9-1937-2016>

## IMPACT OF CHANGING WIND LOADS ON THE RELIABILITY OF POWER TRANSMISSION LINES IN DIFFERENT REGIONS OF RUSSIA

Corresponding Member of the RAS V. V. Klimenko<sup>a,b</sup>, O. E. Kondratieva<sup>a,b</sup>,  
O. A. Loktionov<sup>a,b</sup>, and E. V. Fedotova<sup>a,b</sup>

<sup>a</sup>National Research University "Moscow Power Engineering Institute", Moscow, Russia

<sup>b</sup>The Energy Research Institute of the Russian Academy of Science, Moscow, Russia

Analysis of the main causes of technological failures in the US, EU and Russian power grids was performed. It has been shown that wind loads are of key importance for grid failures across all the climatic impacts. Observations of Russian meteorological stations were used to calculate probabilistic characteristics of wind speed across different Russian regions. Regional power grid operators' data on technological failures were used to propose a probabilistic model considering power grid reliability as a wind speed function. Climate projections were employed to estimate likely changes of wind conditions across Russia in the next decades. It has been shown that the climate change can have a significant impact on power supply reliability in some regions of the country. In particular, the frequency of power grid failures could increase by up to 25% in northwestern part of European Russia and up to 50% in the Russian Far East.

*Keywords:* transmission lines, wind load, operational disturbances, outages, probabilistic model of failures