
УДК 621.315.1

ОЦЕНКА РАБОТОСПОСОБНОСТИ И ПРИЧИН АВАРИЙНОСТИ ОБЪЕКТОВ ЭЛЕКТРОСЕТЕВОГО КОМПЛЕКСА СЕВЕРА ЕВРОПЕЙСКОЙ ЧАСТИ РОССИИ

© 2024 г. М. А. Забелин^{1, *}, В. В. Клименко^{1, 2, 3, 4, **}, О. А. Локтионов^{1, 3, ***}

¹Федеральное государственное бюджетное образовательное учреждение высшего образования “Национальный исследовательский университет “МЭИ”, Москва, Россия

²Федеральное государственное автономное образовательное учреждение высшего образования “Национальный исследовательский технологический университет “МИСиС”, Москва, Россия

³Федеральное государственное бюджетное учреждение науки Институт энергетических исследований Российской академии наук, Москва, Россия

⁴Федеральное государственное бюджетное учреждение науки Институт географии РАН, Москва, Россия

*e-mail: ZabelinMA@mpei.ru

**e-mail: nilgpe@mpei.ru

***e-mail: LoktionovOA@mpei.ru

Поступила в редакцию 03.07.2024 г.

После доработки 19.07.2024 г.

Принята к публикации 22.07.2024 г.

Исследуются проблемы влияния климатических факторов на аварийность в распределительных сетях России. Выполнен обзор известных исследований в этой области в России и за рубежом. На основании годовых отчетов филиалов компании представлен краткий анализ влияния основных факторов на аварийность в различных частях обслуживания ПАО “Россети”. На основании ежегодной сводной информации о технологических нарушениях на территории обслуживания ПАО “Россети Северо-Запад” и ПАО “Россети Ленэнерго” и архивов метеонаблюдений Росгидромета проведен анализ климатических причин аварий в электросетевом комплексе России за период 2018–2023 гг., выявлена зависимость между наблюдаемыми скоростями ветра и вероятностью отключения на объектах электросетевого комплекса, представлен анализ ретроспективных данных метеонаблюдений за последние 50 лет. Опираясь на данные межмодельного сравнения CMIP5, выполнен прогноз изменения ветрового режима и аварийности в электрических сетях на рассматриваемой территории в ближайшие десятилетия.

Ключевые слова: воздушные линии электропередач, аварийность, изменения климата, скорости ветра

DOI: 10.31857/S0002331024030012

ВВЕДЕНИЕ

В XXI веке международное сообщество активно ведет разработку мер, направленных на обеспечение устойчивости и развития экономики в условиях изменения климата. Согласно недавним исследованиям [1–6], рассматриваемые климатические изменения являются значимыми и даже угрожающими как для объектов окружающей среды, так и для технологической инфраструктуры. В 2021 г. в рамках Шестого оценочного доклада МГЭИК [2] эксперты и исследователи подтвердили, что наблюдаемая тенденция возникновения неблагоприятных погодных явлений и изменений климата связана с антропогенной деятельностью человека. На фоне изменения климата наблюдается увеличение частоты и интенсивности конвективных явлений, связанных с движением потоков воздушных масс, что подтверждается прогнозами международных экспертных групп в области энергетических исследований СИГРЭ [4–6] и МЭА [3].

Анализ данных об аварийных отключениях, представленных на IEEE [7–11], показал, что наибольшее количество аварий в электросетевом комплексе различных стран мира является результатом влияния климатических факторов. Так, по данным американского федерального агентства *Bonneville Power Administration* (Управление энергетики Бонневилля, далее – ВРА), за 20 лет в период 1999–2018 гг. доля климатических факторов в общей структуре причин технологических нарушений (далее – ТН) составила около 35% [12]. На основании отчетов ENTSO-E установлено, что в странах Балтийской восьмерки в среднем на долю климатических причин приходится 42% всех аварийных отключений в сетях [13]. Следует отметить, что наибольшее влияние этот фактор оказывает на частоту отключений в Финляндии (65% ТН), Швеции (55% ТН) и Норвегии (55% ТН).

Ретроспективный анализ аварий на воздушных линиях в России по данным годовых отчетов ПАО “Россети” показал, что вклад природных воздействий в общую аварийность линий электропередачи в России максимален и варьируется в пределах от 29% до 51% в зависимости от года [14]. Поскольку влияние индивидуальных, особенно климатических факторов, на аварийность в различных филиалах ПАО “Россети” может существенно различаться, значительный интерес представляет анализ технологических нарушений в отдельных регионах страны. Также на основании отчетной документации было установлено, что наименее надежным элементом системы являются воздушные линии электропередач (далее – ВЛ), на долю которых приходится более семидесяти процентов всех повреждений. В условиях климатических изменений для принятия решений на этапе проектирования ВЛ важно иметь данные не только ретроспективного характера, но также располагать прогнозом изменения ключевых климатических характеристик с целью адаптации электросетевого комплекса к меняющимся условиям и обеспечения высокого уровня надежности и живучести системы.

В данной работе представлен обзор исследований, посвященных изучению влияния климатических факторов на аварийность в электроэнергетических сетях и прогнозированию их динамики в условиях климатических изменений, проведен сбор и анализ ретроспективных данных о климатических параметрах и об авариях на объектах электросетевого комплекса севера европейской части России, а также выполнен прогноз изменения климатических характеристик с помощью моделей проекта CMIP5 и прогноз изменения аварийности, связанной с воздействием природных факторов на объекты электросетевого хозяйства.

СУЩЕСТВУЮЩИЕ ИССЛЕДОВАНИЯ ПО ТЕМАТИКЕ РАБОТЫ

Североамериканскими исследователями опубликован ряд работ, посвященных оценке и анализу аварийности на объектах электросетевого комплекса, связанных с воздействием климатических факторов. Эти работы посвящены, прежде всего, статистическому исследованию причин аварий на объектах электроэнергетики, а также построению моделей надежности на основании полученных статистических данных. Обобщенная информация о существующих исследованиях, об их временном, территориальном охвате и о рассматриваемых объектах отключения сведена в табл. 1.

Анализ исследований показал, что подобные исследования в США ведутся, по крайней мере, с 1994 г. и охватывают данные о ТН с 1965 г. Основной целью исследований является предоставление актуальных данных сетевым компаниям о роли различных факторов в общей структуре аварий на объектах электроснабжения с целью регулирования надежности. Зарубежные исследователи выделяют различные группы причин, классифицируют их по продолжительности и наносимому урону [16, 18], выявляют зависимость между климатическими условиями и аварийностью [17]. Помимо проведения корреляционно-регрессионного анализа [15–19] в работах активно исследуются вопросы прогнозирования основных климатических характеристик и моделирования последствий для системы, вызванных этими изменениями [20, 21].

В России такие исследования начались относительно недавно и к настоящему времени охватывают лишь отдельные регионы страны (табл. 2). Анализ приведенных данных показывает, что вопрос влияния климатических параметров на аварийность в электросетевом комплексе рассматривался в основном на территории обслуживания ПАО “Россети”, при этом лишь немногие работы позволяют оценить влияние климатических факторов на разные типы оборудования различных классов напряжения.

Следует отметить, что данные, приведенные в табл. 2, свидетельствуют о недостаточном уровне детализации статистического анализа и слабом охвате прогнозных оценок изменения климатических параметров и последствий для электросетевого хозяйства.

ФОРМИРОВАНИЕ БАЗЫ ДАННЫХ ОБ АВАРИЯХ НА ОБЪЕКТАХ ЭЛЕКТРОСЕТЕВОГО КОМПЛЕКСА

В настоящее время сбор и учет данных об аварийных ситуациях на объектах энергетики ведется в соответствии с Приказом Министерства энергетики РФ от 2.03.2010 № 92 “Об утверждении формы отчета об авариях в электроэнергетике и порядка ее заполнения”. Из всех данных форм отчетности в открытом доступе публикуется только сводная информация о технологических нарушениях (журналы ТН) в сокращенном виде на сайте территориальных сетевых организаций. Данные о причинах технологических нарушений на объектах, принадлежавших компании ПАО “Россети”, можно также найти в годовых отчетах компании (далее – сводные отчеты) и ее филиалов (далее – отчеты филиалов) в разделе “Ключевые показатели деятельности”.

Сводные отчеты ПАО “Россети” охватывают промежуток времени с 2009 г. по настоящее время и в значительной степени различаются в зависимости от времени их написания. На основании этих сведений установлены основные причины

Таблица 1. Зарубежные исследования в области влияния климатических параметров на объекты электросетевого комплекса

Ссылка	Охват статистических данных			Прочие особенности исследования
	Территории	Время	Оборудование	
[15]	США и Канада	1965–1985	ВЛ напряжением 230 кВ и выше	Исследование статистических данных о причинах аварийных отключений.
[16]	Вся территория США, (форма ОЕ-4Г)	2003–2017	Все аварии, приведшие к крупным отключениям, без разделения по классам напряжения и видам оборудования	Исследование статистических данных о причинах аварийных отключений. Анализируется среднее число отключенных потребителей, затраты на проведение работ по восстановлению системы и средняя продолжительность отключений, вызванных воздействием разных климатических факторов.
[17]	Штаты Тихоокеанского северо-запада	1999–2018	34,5 кВ и выше	Исследование корреляции аварийности и климатических условий.
[18]	Северная Америка	2015–2019	Цепи постоянного и переменного тока, подстанции и инверторы. Включает длительные отключения оборудования напряжением до 199 кВ и все отключения напряжением от 200 кВ и выше	Исследование продолжительности отключений, вызванных различными причинами, а также классификация их по “поколениям” (отключения, произошедшие с шагом менее 5 минут, относятся к одному поколению).
[19]	Северная Америка	2008–2014	Цепи постоянного и переменного тока, подстанции и инверторы от 200 кВ и выше	Исследование количества отключений, вызванных различными устойчивыми и иницирующими причинами в цепях постоянного, переменного тока и на подстанциях.
[20]	Территория обслуживания одной (без указания) электросетевой организации в США	2012–2017	Без указания	Исследование статистических данных о причинах аварийных отключений. Подготовлена глубокая нейронная сеть, обученная прогнозировать время ремонта и восстановления энергосистемы при различных авариях, обученная на данных об отключениях за первые 5 лет из 6 рассмотренных.
[21]	Великобритания	–	Магистральные ЛЭП	Моделирование отключений оборудования и потребителей в результате воздействия ветровых нагрузок.

Таблица 2. Отечественные исследования в области влияния климатических параметров на объекты электросетевого комплекса

Ссылка	Охват статистических данных			Прочие особенности исследования
	Территории	Время	Оборудование	
[22]	Территория обслуживания ПАО «Россети» Башкирия, Кубань, Забайкалье	2009–2019 2014–2018	ВЛ ВЛ	Исследование статистических данных о причинах аварийных отключений. Исследование корреляции между скоростями ветра и количеством аварийных отключений. Прогноз изменения ветровых нагрузок и аварийности на объектах электросетевого комплекса на период до 2054 года.
[23]	Россия, США, страны Балтийской восьмерки, одна провинция Китая	–		Обзор статистических данных о причинах аварийных отключений. Исследование требований к оценке надежности и к конструктивной прочности объектов ЛЭП с точки зрения воздействия климатических факторов.
[24]	Территория обслуживания ПАО «Россети»	2013–2022	ВЛ 0,4–220 кВ	Исследование данных о причинах технологических нарушений на объектах различных классов напряжений на территориях обслуживания разных филиалов ПАО «Россети».
[25]	–	–	–	Исследование подходов к оценке влияния климатических факторов при проектировании воздушных линий электропередачи.
[26]	Псковская, Смоленская и Брянская области	1970–2018		Исследование климатических изменений на рассматриваемых территориях и возможных последствий для объектов генерации от воздействия климатических факторов.
[27]	Нижегородская, Ивановская, Владимирская, Калужская, Тульская, Рязанская, Кировская области, республики Марий-Эл и Удмуртия	2012–2021	ВЛ 0,4–110 кВ	Исследование статистических данных о причинах аварийных отключений в разрезе разных классов напряжений

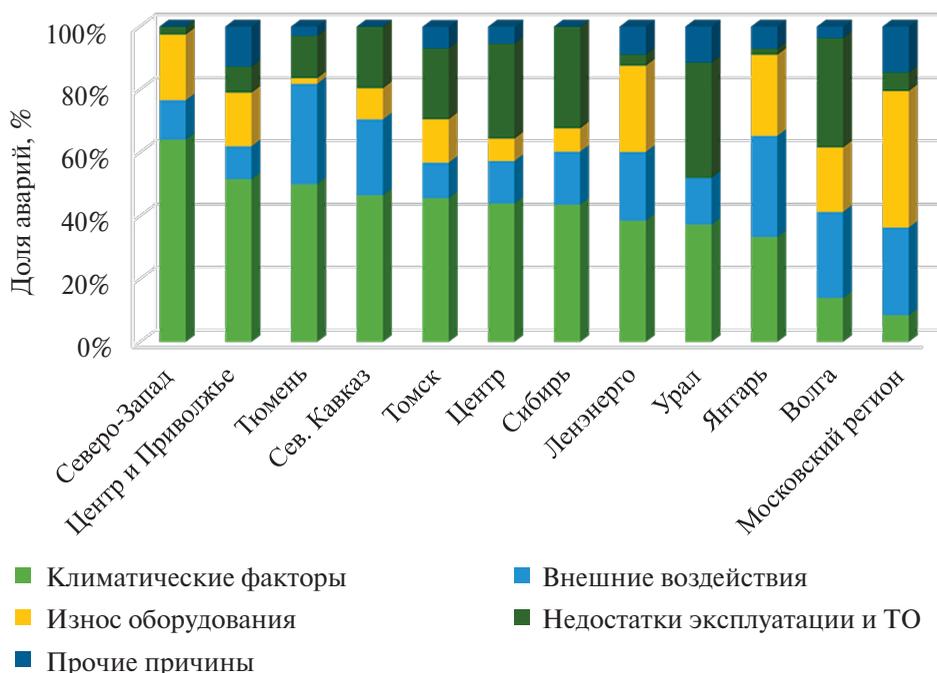


Рис. 1. Вклад основных причин в аварийность на объектах напряжением 6 кВ и выше в различных филиалах ПАО «Россети».

отключений, выделенные компанией в период 2009–2022 гг. Аналогичную отчетность ведут все филиалы компании.

В рамках другого нашего исследования данные были сведены в общую таблицу [30]. В результате анализа сводных отчетов сформированы диаграммы, отражающие вклад основных причин в аварийность на объектах напряжением 6 кВ и выше ПАО «Россети» в различных филиалах. Данные представлены на рис. 1.

Согласно полученным результатам, наибольшее влияние климатические причины оказывают на аварийность на территории обслуживания ПАО «Россети Северо-Запад» (64% от всех ТН), что делает данный регион наиболее интересным с точки зрения детального исследования причин отключений и прогнозирования их динамики в условиях климатических изменений.

Территория обслуживания ПАО «Россети Северо-Запад» охватывает ряд областей севера европейской части России, минуя Ленинградскую область, относящуюся к ПАО «Россети Ленэнерго».

В силу близости территориального расположения и климатических особенностей, два этих соседних филиала целесообразно рассматривать в комплексе. Таким образом, изучаемые территории охватывают Ленинградскую, Архангельскую, Вологодскую, Новгородскую, Псковскую и Мурманскую области, а также Республики Карелия и Коми. Данная территория является уникальной для отечественной энергетики в силу ряда климатических и экономических факторов. Дело в том, что среди всех северных территорий страны европейский север отличается более мягким климатом с относительно теплыми зимами и большим числом пасмурных дней. Кроме того,

данные регионы расположены на территориях, где изменения климата происходят быстрее, чем в среднем по стране и по миру. С точки зрения технико-экономических факторов большинство из рассматриваемых регионов являются наиболее густонаселенными среди всех северных регионов страны. Сети рассматриваемых регионов содержат разветвленную систему электроснабжения промышленных объектов и объектов жилищно-коммунального хозяйства (ЖКХ). По данным за 2022 г., изучаемый регион занимает почти 10% площади страны (1.67 млн км²), на которых проживает 8.9% населения РФ (12.9 млн человек) и находится почти 260 тыс. км ЛЭП, 27.9 тыс. подстанций общей мощностью 55 тыс. МВА.

Данные из годовых отчетов ПАО «Россети Ленэнерго» содержат информацию о причинах аварийных отключений за период с 2013 по 2022 гг., причем отчеты, опубликованные до 2018 г. включительно, содержат сведения об отключениях в сетях 6 кВ и выше, а в период 2019–2022 г. предоставляются данные об отключениях только в сетях 110 кВ и выше. Отчеты ПАО «Россети Северо-Запад» содержат информацию о причинах аварийных отключений за период с 2009 г. по настоящее время. Однако отчеты ранее 2015 г. не дают объективной картины для оценки причин отключений в силу того, что данные приведены лишь для трех причин: климатические, внешние воздействия и недостатки эксплуатации, которые по предоставляемым данным занимают менее 50% отключений.

Вариативность предоставляемых данных осложняет анализ, однако следует отметить, что журналы ТН, в которых содержится более полная информация об отключениях, обладают низким разрешением временного охвата и сложнее для анализа. Поэтому в данной работе представлены результаты обработки данных, полученных как на основании годовых отчетов, так и на основании журналов ТН.

В открытом доступе на сайте ПАО «Россети Ленэнерго» представлены журналы ТН начиная с 2020 г. с указанием данных по 27 пунктам по форме Минэнерго. До 2020 года публиковались сводные поквартальные результаты с указанием числа ТН по основным группам причин. Детализация журналов ТН ПАО «Россети Северо-Запад» с 2018 года включает всего 5 пунктов: дата и время возникновения и ликвидации аварии, организационная и техническая причина (без указания кода причины) и содержание мероприятия. В целях получения более полных сведений для анализа был использован парсер по тезаурусу (по ключевым словам и символам) для идентификации типа и напряжения отключенного оборудования, кода причины отключения согласно Приказу Минэнерго от 2.03.2010 № 90, а также для подсчета причин отключений на основании данных из описания организационной и технической причин.

Таблица 3. Разделение причин ТН на группы

Группа причин	Код причин
Климатические причины	3.4.11–3.4.12
Внешние воздействия	3.4.8; 3.4.10
Дефекты проекта, конструкции и пр.	3.4.13
Эксплуатация и износ	3.4.1–3.4.7; 3.4.9
Прочее	3.4.14

В целях общего анализа причин аварийности все ТН были объединены в несколько групп, аналогично тем, на которые разделяют причины ТН в годовых отчетах. В табл. 3 представлены выделенные группы причин отключений и те коды причин из журналов ТН, которые к ним были отнесены.

АНАЛИЗ ПРИЧИН АВАРИЙНОСТИ ОБОРУДОВАНИЯ РАЗЛИЧНЫХ КЛАССОВ НАПРЯЖЕНИЯ ОБЪЕКТОВ ЭЛЕКТРОСЕТЕВОГО КОМПЛЕКСА СЕВЕРА ЕВРОПЕЙСКОЙ ЧАСТИ РОССИИ

На основании годовых отчетов о причинах аварий на объектах электросетевого хозяйства построены диаграммы (рис. 2), отражающие средние значения встречаемости причин аварийных отключений на объектах различных классов напряжения на рассматриваемой территории. Согласно полученным значениям, на территории ПАО “Россети Северо-Запад” доля климатических причин в распределительных сетях напряжением от 6 кВ составляет в среднем 64%, причем в сетях от 110 кВ и выше эта цифра ниже, хотя и занимает практически половину всех отключений. На территории ПАО “Россети Ленэнерго” климатические факторы оказывают меньшее, но все же значительное влияние на аварийность – 39% в сетях 6 кВ и выше и 28% в сетях 110 кВ и выше. Это может объясняться тем фактом, что на территории ПАО “Россети Ленэнерго” меньше воздушных и больше кабельных линий, которые практически не подвержены воздействию климатических факторов.

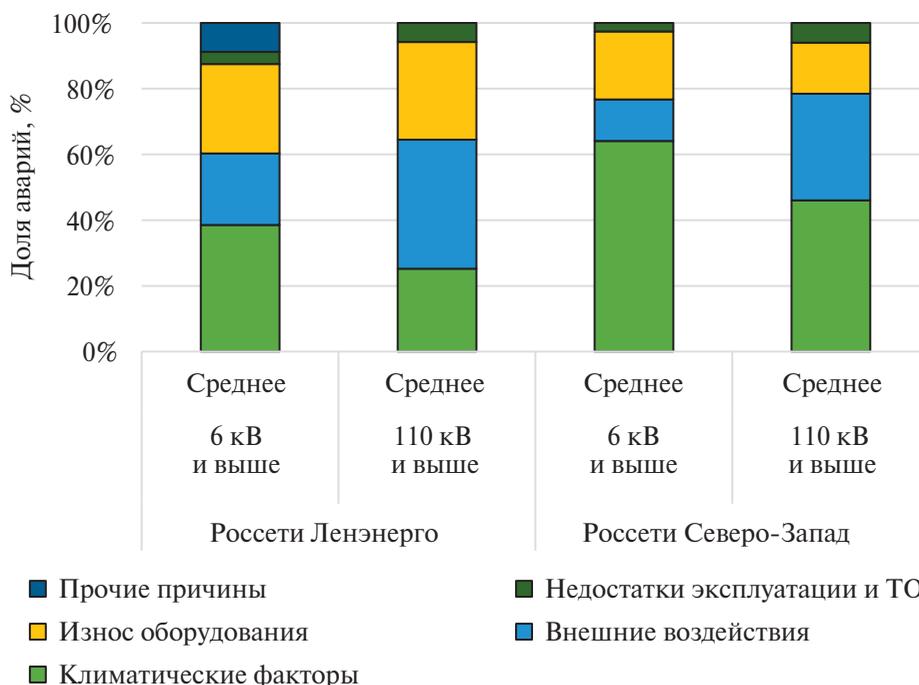


Рис. 2. Средние значения основных причин аварийности по данным из годовых отчетов ПАО “Россети”.

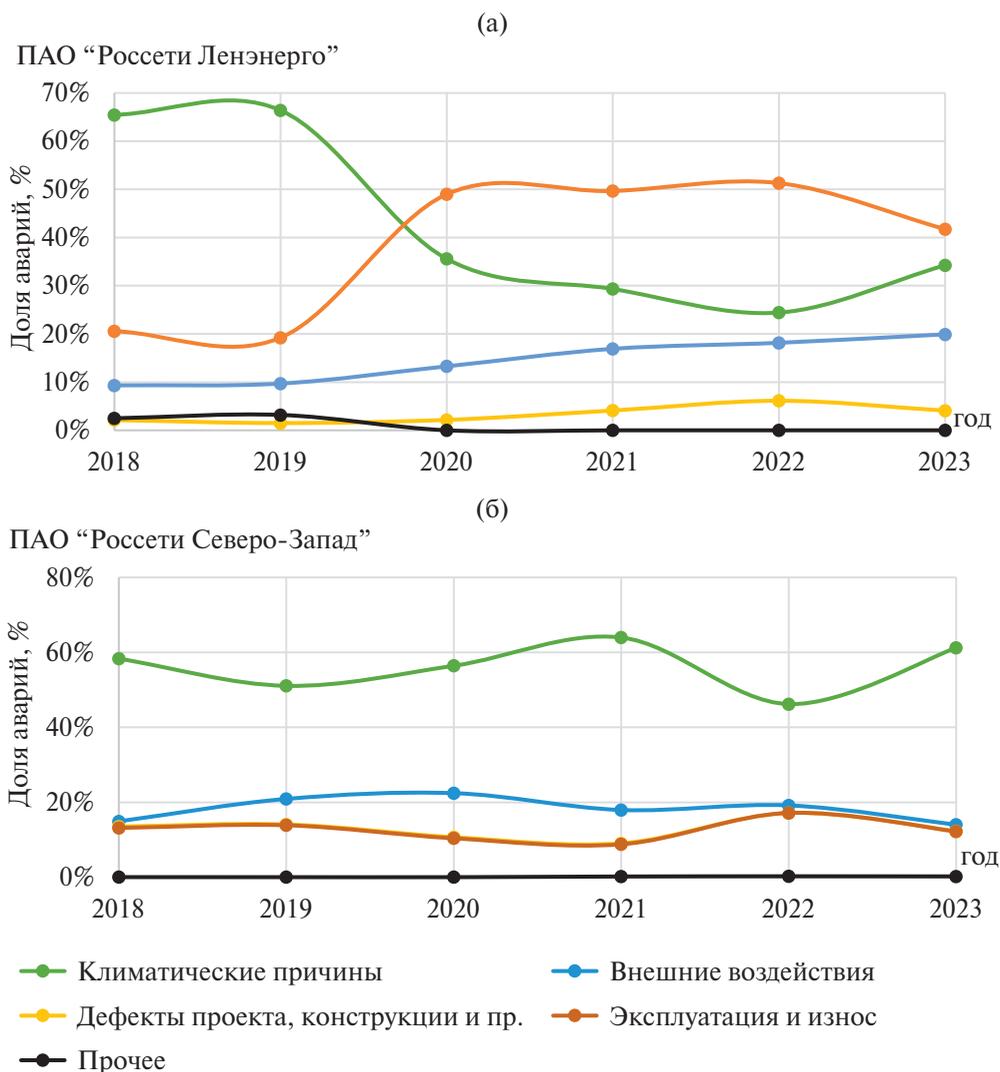


Рис. 3. Динамика причин аварийности в рассматриваемых филиалах ПАО “Россети”.

На рис. 3 представлены диаграммы, отражающие изменение влияния идентифицированных в отчетах причин на аварийность в сетях 6 кВ и выше за весь период охвата данных.

Согласно представленным диаграммам на территории обслуживания ПАО “Россети Ленэнерго” после 2020 г. наблюдается значительный спад аварийности, связанной с воздействием климатических факторов, что может быть объяснено изменением качества предоставляемых данных. На территории ПАО “Россети Северо-Запад” доля отключений, связанных с климатическими факторами, колеблется в пределах 46–64%.

На основании данных о классе напряжения отключенного оборудования оценен вклад различных климатических причин в общую структуру аварийности

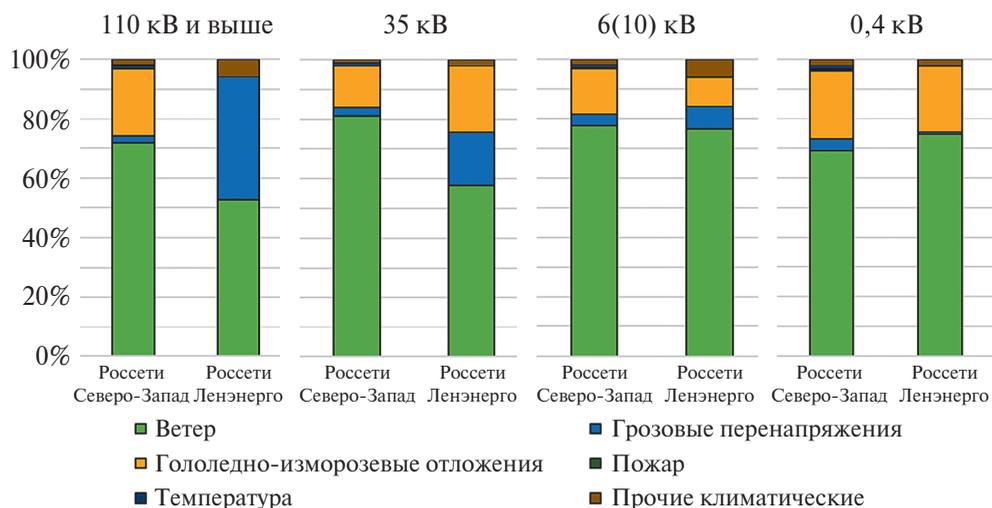


Рис. 4. Нормированная диаграмма влияния различных климатических факторов на аварийность в сетях разного напряжения.

оборудования 0,4 кВ, 6 (10) кВ, 35 кВ, 110 кВ и выше. На рис. 4 представлена нормированная диаграмма относительного влияния климатических факторов на аварийность в рассматриваемых сетях различного класса напряжения за период 2018–2023 гг.

Согласно диаграммам, представленным на рис. 4, наибольшее влияние на аварийность в сетях всех классов напряжений оказывают ветровые нагрузки. На территории ПАО “Россети Северо-Запад” в сетях всех классов напряжения доля ветра составляет от 70 до 80% всех ТН, связанных с климатическими факторами. На территории ПАО “Россети Ленэнерго” в сетях 35 кВ и выше влияние ветровых нагрузок немногим меньше и составляет 50–60% в зависимости от класса напряжения. Данная тенденция обусловлена непосредственно влиянием высоты опор и класса напряжения на частоту ударов молнии в высоковольтные линии электропередач и вклад грозových перенапряжений в аварийность соответственно. Согласно полученным данным, на территории филиала влияние данного фактора по цепям 110 кВ и выше составляет более 40%, по цепям 35 кВ – 17,8%, 6 (10) кВ – 7,6%, 0,4 кВ – 1%. Практически полное отсутствие влияния данного фактора (2,3÷4,6%) на аварийность в сетях ПАО “Россети Северо-Запад” может быть обусловлено тем, что часть регионов находится севернее Ленинградской области, и на их территории грозových перенапряжения встречаются значительно реже. Также в рассматриваемых сетях имеют значимое влияние гололедно-изморозевые отложения, однако несмотря на климатические особенности территории на их долю в сетях всех классов напряжения приходится не более 23%. Причем наиболее значительное влияние фактор оказывает в сетях низкого класса напряжения.

В целях изучения степени влияния климатических причин на аварийность в сетях рассчитана средняя продолжительность отключений, вызванных различными климатическими факторами по формуле (1):

$$t_{cp} = \frac{\sum_{i=1}^n t_{восст i} - t_{авар. i}}{n}, \quad (1)$$

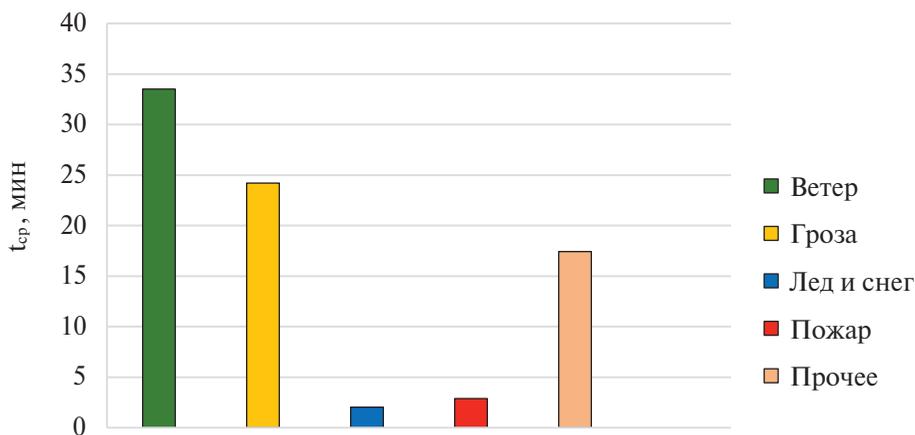


Рис. 5. Средняя продолжительность ($t_{ср}$) отключений, вызванных различными климатическими факторами, мин.

где n – число отключений, вызванных рассматриваемым фактором; $t_{авар.i}$ – время, в которое произошла авария; $t_{авар.i}$ – время, в которое был восстановлен режим работы объекта.

По полученным значениям построена диаграмма (рис. 5).

На основании полученных значений можно утверждать, что ветровые нагрузки приводят к наиболее продолжительным отключениям среди всех климатических факторов.

Подробная диаграмма представлена на рис. 6 с разделением по типам оборудования и классам напряжения.

Согласно представленным на рис. 6 значениям, наиболее длительные отключения свойственны сетям меньшего класса напряжения.

Поскольку влияние ветровых нагрузок наиболее значительно, в целях прогнозирования аварийности на объектах электросетевого комплекса построены модельные оценки, отражающие зависимость скоростей ветра в момент аварии и вероятность аварии для каждого региона на рассматриваемых территориях. Для получения такой зависимости каждой аварии была поставлена в соответствие наибольшая средняя скорость ветра из зафиксированных на территории данного региона в момент аварии. При этом вероятность отключения была рассчитана как отношение числа аварий, вызванных воздействием ветра ($N_{авар.i}$) при данной скорости ветра к общему числу аварий, связанных с воздействием ветра ($\sum N_{авар.i}$):

$$P_{v_i} = \frac{N_{авар.i}}{\sum N_{авар.i}}$$

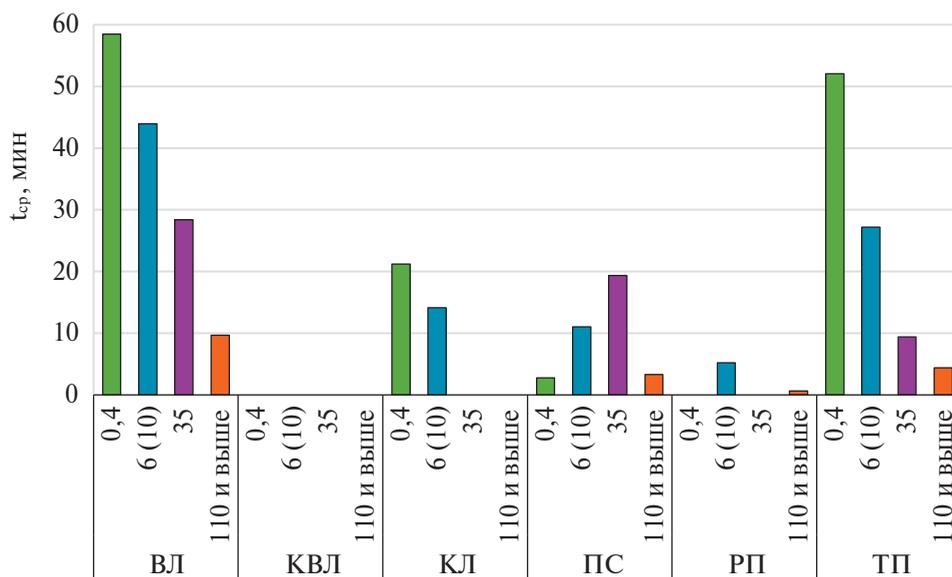


Рис. 6. Средняя продолжительность отключений оборудования разного класса напряжения в рассматриваемых сетях, мин. ВЛ – воздушная линия; КВЛ – кабельно-воздушная линия; КЛ – кабельная линия; ПС – подстанция; РП – распределительная подстанция; ТП – трансформаторная подстанция.

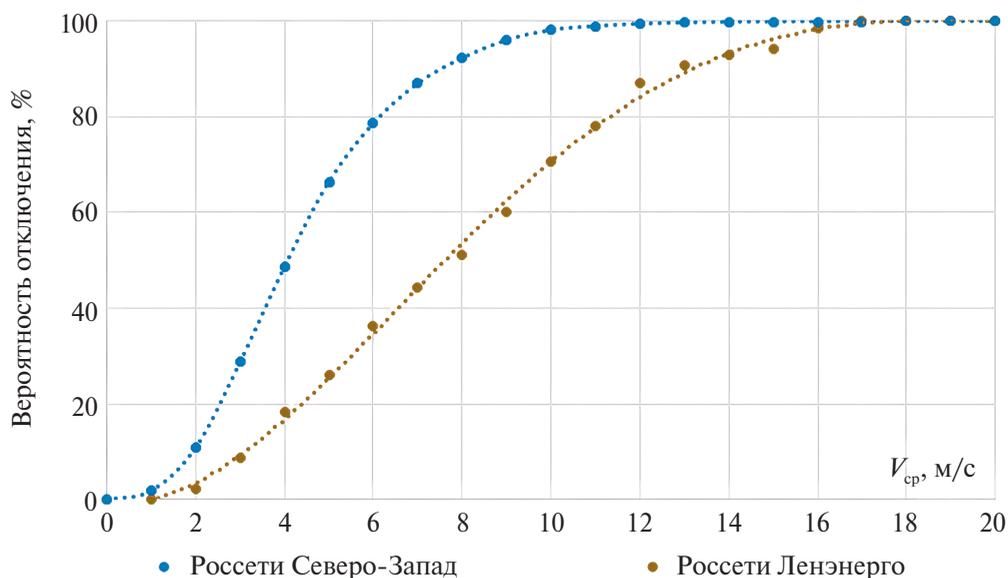


Рис. 7. Графики распределения вероятности аварийности объектов электросетевого комплекса от величины средних скоростей ветра.

По полученным таким образом значениям построены графики распределения вероятности аварии на объектах электросетевого комплекса в зависимости от экспозиции средних скоростей ветра, представленные на рис. 7.

Согласно полученным зависимостям, можно утверждать, что на территории ПАО “Россети Ленэнерго” отключения, связанные с воздействием ветровых нагрузок при скорости ветра выше 16 м/с, произойдут с вероятностью почти 100%, а на территории ПАО “Россети Северо-Запад” при скорости 10 м/с и более.

МОДЕЛИРОВАНИЕ ИЗМЕНЕНИЯ ВЕТРОВОГО РЕЖИМА НА РАССМАТРИВАЕМЫХ ТЕРРИТОРИЯХ

Ретроспективный анализ климатических данных на основании архивов метеонаблюдений, предоставляемых на сервере ВНИИГМИ–МЦД по 64 метеостанциям, начиная с 1967 года [31], представлен на рис. 8 и 9. На первом из них отражена динамика изменения максимальных скоростей ветра и охвата скоростей в рамках 95% доверительного интервала за последние 50 лет с 1974 по 2023 гг.

История наблюдений показывает, что средние скорости ветра остаются практически неизменными, с неявной тенденцией к медленному снижению.

На рис. 9 представлена встречаемость различных скоростей ветра на рассматриваемой территории за весь период наблюдений. По полученным данным 50% всех зафиксированных скоростей ветра находятся в пределах от 1 до 4 м/с.

При этом наибольшей средней за три часа в последние 50 лет стала скорость в 45 м/с, зафиксированная в 2006 году на полярной метеостанции Малые Кармакулы на острове Южный в архипелаге Новая Земля (Архангельская область, Россия) на побережье Залива Моллера.

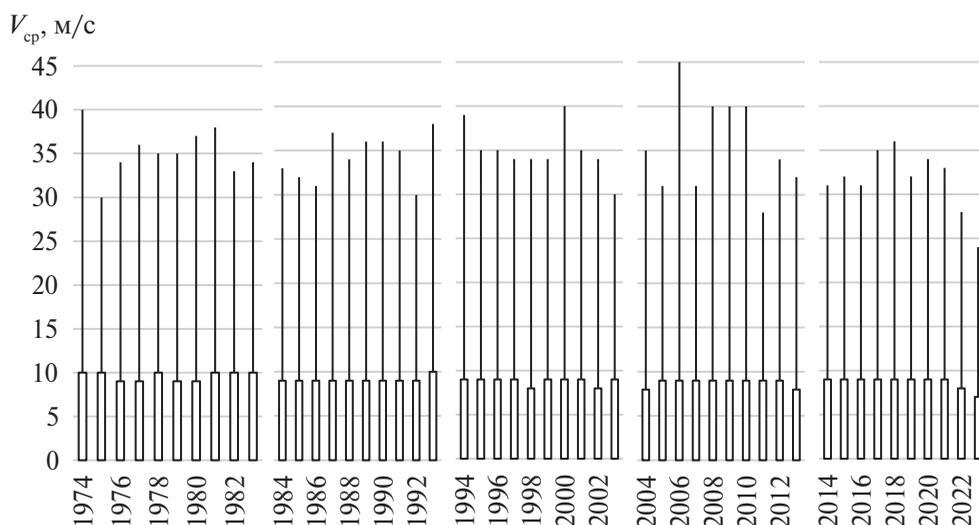


Рис. 8. Динамика изменения охвата скоростей ветра в рамках 95% интервала и диапазон значений за 50-летний период с 1974 по 2023 гг.

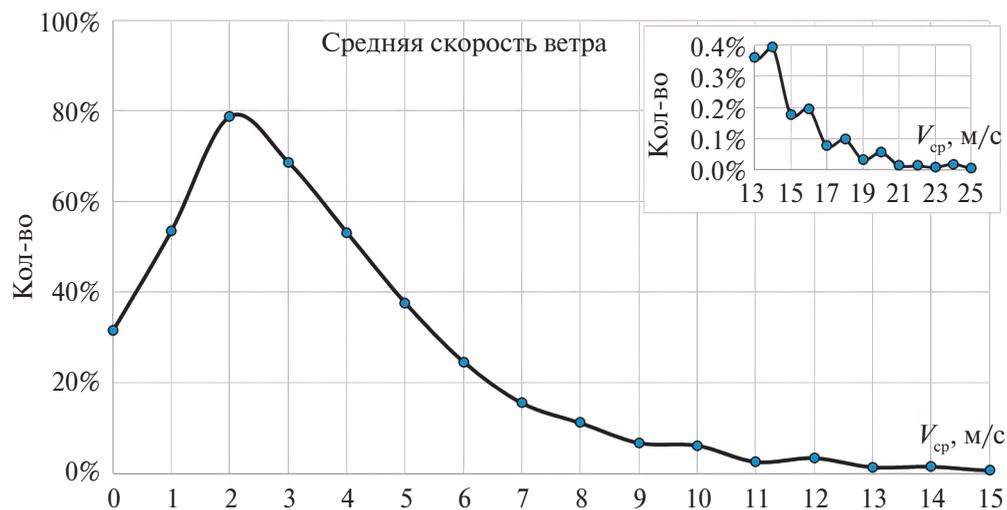


Рис. 9. Повторяемость скоростей ветра на рассматриваемой территории, %.

В качестве оценок ожидаемых изменений ветрового режима исследуемого региона были использованы результаты расчетов [32] изменения полей скорости ветра на территории России в течение текущего столетия, полученные с помощью ансамблевого подхода с использованием результатов моделей общей циркуляции атмосферы, участвующих в международном проекте CMIP5 (Coupled Multimodel Intercomparison Project Phase 5 – пятая фаза международного проекта межмодельного сопоставления сопряженных моделей) [33]. Достоверность полученных выводов обеспечена проведением процедуры валидации, включавшей в себя сопоставление разных вариантов мультимодельного ансамбля с данными реанализа ERA5 [34].

Использовался авторский климатический сценарий [35], учитывающий мероприятия, предусмотренные Парижским соглашением по охране климата, выполненный на основе историко-экстраполяционного подхода к изучению развития цивилизации, и показавший за прошедшие десятилетия наилучшее согласие с реально наблюдавшимися изменениями в мировой энергетике и глобальной климатической системе [36]. Расчет для авторского сценария, занимающего промежуточное положение между сценариями RCP2.6 и RCP4.5 (рис. 10), был выполнен с использованием результатов расчетов по этим стандартным сценариям в допущении линейной зависимости рассматриваемого климатического эффекта от глобальной температуры – основного климатического параметра, обуславливающего направленные изменения в климатической системе. Корректность этого приближения определяется относительно небольшим изменением глобальной температуры, которое не приводит к драматическому изменению процессов в климатической системе, по крайней мере, для рассматриваемых в данном исследовании реалистичных сценариев. Для расчетов были приняты среднесрочный и долгосрочный временные горизонты: 2045–2054 и 2085–2094 гг. соответственно (рис. 10). Статистическая значимость полученных оценок изменения скорости ветра для каждой серии расчетов (сочетания ансамбля и сценария) проверялась тестом Уэлча, учитывающим, в отличие от критерия Стьюдента, возможные различия дисперсий сопоставляемых выборок. Регионы,

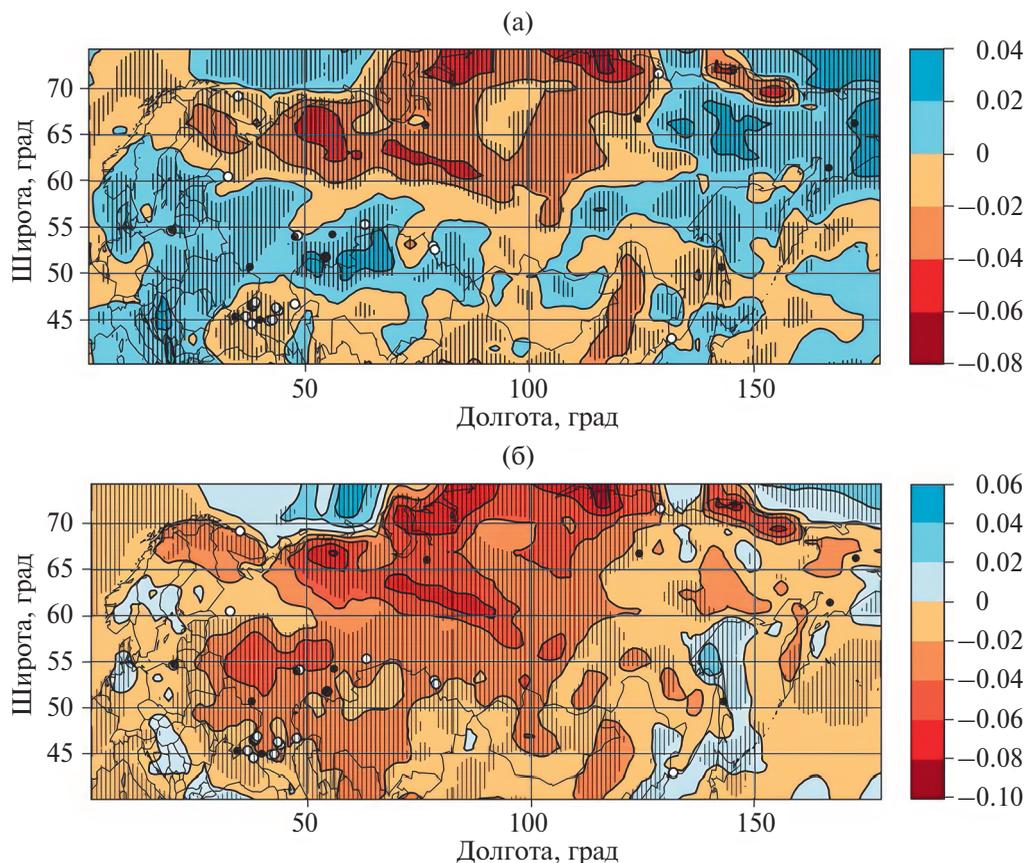


Рис. 10. Относительное изменение приповерхностной скорости ветра в 2045–2054 гг. (а) и в 2085–2094 гг. (б) по сравнению с 2007–2016 гг. для климатического сценария МЭИ [32].

где с доверительной вероятностью более 90% средняя скорость ветра будет отличаться от значения, соответствующего базовому периоду, отмечены штриховкой.

Как видно из представленных на рис. 10 результатов расчетов, северо-западная часть России относится к регионам, где ожидаемые климатические изменения будут сопровождаться разнонаправленными изменениями средней скорости ветра. Только в южной части (Ленинградская и Новгородская области, южная часть Карелии, а в середине столетия – и в Вологодской области) модельные расчеты показывают ее увеличение, а в остальных регионах присутствия ПАО «Россети Северо-Запад» вплоть до конца столетия ожидается снижение средней скорости.

Таким образом, если в зоне ПАО «Россети Ленэнерго» к середине столетия следует ожидать повышения скоростей ветра примерно на 5% по сравнению с современными значениями, то на территории ПАО «Россети Северо-Запад» их значения снизятся на 5%, а на севере региона – до 10%.

На основании анализа вероятностей отключений и прогнозных значений скорости ветра, представленных на рис. 7 и 10, следует ожидать, что к середине XXI века аварийность на объектах электросетевого комплекса возрастет только на территории

ПАО “Россети Ленэнерго” на 6.9% по сравнению с существующими значениями. В то же время на территории ПАО “Россети Северо-Запад” аварийность снизится на 1.5%, а на севере региона снижение составит до 3%.

ЗАКЛЮЧЕНИЕ

1. До 70% отключений в рассматриваемых сетях могут быть связаны с воздействием климатических факторов, причем большинство (50–80%) из них связаны с влиянием ветровых нагрузок.

2. Наибольшее количество технологических нарушений, связанных с климатическими факторами, приходится на оборудование более низкого класса напряжения. В комплексе с тем фактом, что наибольшая средняя продолжительность отключений свойственна оборудованию таких же классов напряжений, следует ожидать, что ущерб наносимый сетевым компаниям и потребителям электроэнергии наиболее ощутим именно от воздействия данной группы факторов.

3. Наиболее тяжелые последствия, несмотря на относительно спокойный ветровой режим, для энергосистемы наносят именно ветровые нагрузки, приводящие к большому числу технологических нарушений со средним временем восстановления более 33 минут.

4. Прогнозные оценки на основании моделей СМIP 5 и анализа ретроспективных данных показали, что к середине и концу столетия скорости ветра на рассматриваемых территориях изменятся разнонаправленно, причем в северных частях ожидается наиболее заметное снижение скоростей ветра, а в южных – повышение. Данная тенденция окажет незначительное положительное влияние на аварийность в сетях ПАО “Россети Северо-Запад” (снижение до 3% в северных регионах) и отрицательное влияние на аварийность в сетях ПАО “Россети Ленэнерго” (повышение на 6.9%).

Работа выполнена при поддержке Российского научного фонда в НИУ “МЭИ” в части энергетических исследований (проект № 20-19-00721-П) и в ИНЭИ РАН в части климатических исследований (проект № 21-79-30013).

СПИСОК ЛИТЕРАТУРЫ

1. *Клименко В.В., Кондратьева О.Е., Терешин А.Г.* и др. Изменение ветрового режима на территории России и аварийность воздушных линий электропередач // Доклады Российской академии наук. Физика, технические науки, 2021. Т. 497, № 1. С. 57–64.
2. *Climate Change 2021. The Physical Science Basis. Contribution of Working Group I to the Sixth Assessment Report of the Intergovernmental Panel on Climate Change // Report of the Intergovernmental Panel on Climate Change.*
3. *IEA “Power systems in transition - Challenges and opportunities ahead for electricity security”, 2020. P. 70.*
4. *Overhead Line Design Guidelines for Mitigation of Severe Wind Storm Damage. CIGRE, 2012. No. 485.*
5. *Guidelines for the Management of Risk Associated with Severe Climatic Events and Climate Change on OHL CIGRE, 2014. No. 598.*
6. *Design of Overhead Lines in a Changing Climate // CIGRE, 2022. No. B2-10974.*

7. *Lee S. and Ham Y.* Probabilistic framework for assessing the vulnerability of power distribution infrastructures under extreme wind conditions // *Sustainable Cities and Society*, 2021. V. 65. P. 1–11.
8. *Allen-Dumas M. R., Lee S. and Chinthavali S.* Analysis of Correlation between Cold Weather Meteorological Variables and Electricity Outages // *IEEE International Conference on Big Data (Big Data)*, 2022. P. 3398–3401.
9. *Loktionov O.A., Fedotova E.T., Kondrateva O.E., Dolchinkov N.T. and Kuznetsov N.S.* Actual and design wind loads for overhead transmission lines in the Central European part of Russia” // *Proceedings of the 6th Int. Conf. on Clean En. And Tech., IOP Conf. S.: Earth and EnT. Sc*, 2023. P. 1281(1).
10. *Pineda S., Morales J.M., Ding Y. and Østergaard J.* Impact of equipment failures and wind correlation on generation expansion planning // *Electric Power Systems Research*, 2014. V. 116. P. 451–458.
11. *Rocchetta R., Zio E. and Patelli E.* A power-flow emulator approach for resilience assessment of repairable power grids subject to weather-induced failures and data deficiency” // *Applied Energy*, 2018. V. 210. P. 339–350.
12. *Fant C., Boehlert B., Strzepke K., Larsen P., White A., Gulati S., Li Y. and Martinich J.* Climate change impacts and costs to U.S. electricity transmission and distribution infrastructure // *Energy*. V. 195, 2020, P. 1–10.
13. European Network of Transmission System Operators for Electricity. URL: <https://www.entsoe.eu/publications/system-operations-reports>
14. *Кузнецов Н.С., Забелин М.А., Локтионов О.А.* Сравнительная оценка структуры климатических причин аварий в электросетевом комплексе России // *Технологии будущего: сборник трудов VII международной научно-технической конференции студентов и аспирантов*, 2023. С. 461–467.
15. *Adler R.B., Daniel S.L., Heising C.R., Lauby M.G., Ludorf R.P. and White T.S.* An IEEE survey of US and Canadian overhead transmission outages at 230 kV and above // in *IEEE Transactions on Power Delivery*. 1994. V. 9. No. 1. P. 21–39.
16. *Shield S.A., Quiring S.M., Pino J.V., Buckstaff K.* Major impacts of weather events on the electrical power delivery system in the United States // *Energy*, 2021.
17. *Ren H., Hou Z.J., Ke X., Huang Q. and Makatov Y.* Analysis of Weather and Climate Extremes Impact on Power System Outage // *IEEE Power & Energy Society General Meeting (PESGM)*, 2021. P. 1–5.
18. *Ekisheva S., Rieder R., Norris J., Lauby M. and Dobson I.* Impact of Extreme Weather on North American Transmission System Outages, 2021 *IEEE Power & Energy Society General Meeting (PESGM)*, 2021. P. 1–5.
19. *Schaller J. and Ekisheva S.* Leading causes of outages for transmission elements of the North American bulk power system, 2016 *IEEE Power and Energy Society General Meeting (PESGM)*, 2016. P. 1–5.
20. *Arif A. and Wang Z.* Distribution Network Outage Data Analysis and Repair Time Prediction Using Deep Learning, 2018 *IEEE International Conference on Probabilistic Methods Applied to Power Systems (PMAPS)*, 2018. P. 1–6.
21. *Panteli M., Pickering C., Wilkinson S., Dawson R. and Mancarella P.* Power System Resilience to Extreme Weather: Fragility Modeling, Probabilistic Impact Assessment, and Adaptation Measures // *IEEE Transactions on Power Systems*, 2017. V. 32. No. 5. P. 3747–3757.

22. Клименко В.В., Кондратьева О.Е., Терешин А.Г. и др. Изменение ветрового режима на территории России и аварийность воздушных линий электропередач // Доклады Российской академии наук. Физика, технические науки, 2021. Т. 497. № 1. С. 57–64.
23. Локтионов О.А., Забелин М.А., Белова Е.А. Comparative analysis of evaluation approaches for the climatic factors influence on power grid facilities reliability // 5th International Youth Conference on Radio Electronics, Electrical and Power Engineering (REEPE), 2023. P. 1–5.
24. Локтионов О.А., Забелин М.А., Кузнецов Н.С., Максимов Д.О. Estimation of Accident Rates in Russian Power Grid System Under Climate Factors // 6th International Youth Conference on Radio Electronics, Electrical and Power Engineering (REEPE), 2024. P. 1–5.
25. Локтионов О.А., Кузнецов Н.С., Забелин М.А., Максимов Д.О. Assessment Approaches of Climate Factors Influence for Design of Overhead Transmission Lines // 6th International Youth Conference on Radio Electronics, Electrical and Power Engineering (REEPE), 2024. P. 1–5.
26. Акентьева Е.М., Клюева М.В., Фасолько Д.В. Влияние наблюдаемых изменений климата на энергетическую отрасль (на примере Псковской, Смоленской и Брянской областей) // Труды Главной геофизической обсерватории им. А.И. Воейкова, 2019. № 595. С. 7–21.
27. Локтионов О.А., Забелин М.А. Особенности аварийности линий электропередачи от воздействия ветровых нагрузок на примере ПАО “Россети Центра и Приволжья” // ENVIRONMENTIS 2022: Международная конференция и школа молодых ученых по измерениям, моделированию и информационным системам для изучения окружающей среды, Томск, 12–17 сентября 2022 года. Томск: Томский центр научно-технической информации, 2022. С. 354–357.
28. Распоряжение Правительства РФ от 09.06.2020 № 1523-р “Об Энергетической стратегии РФ на период до 2035 г.”.
29. Указ Президента РФ от 01.12.2016 № 642 “О Стратегии научно-технологического развития Российской Федерации”.
30. Забелин М.А., Локтионов О.А., Кузнецов Н.С. Сравнительная оценка структуры климатических причин аварий в электросетевом комплексе России // Технологии будущего: сборник трудов VII международной научно-технической конференции студентов и аспирантов, Москва, 22–26 июня 2023 года, 2023. С. 461–467.
31. ВНИИГМИ-МЦД. Специализированные массивы для климатических исследований [Электронный ресурс] // <http://aisori-m.meteo.ru>
32. Клименко В.В., Федотова Е.В. Долговременные перспективы развития ветроэнергетики России в условиях ожидаемых изменений климата // Теплоэнергетика, 2020. № 6. С. 6–20.
33. Taylor K.E., Stouffer R.J., Meehl G.A. An Overview of CMIP5 and the experiment design // Bull. Amer. Meteor. Soc, 2012. V. 93. P. 485–498.
34. ERA5: Fifth generation of ECMWF atmospheric reanalyses of the global climate. Copernicus Climate Change Service Climate Data Store. <https://cds.climate.copernicus.eu/cdsapp#!/home>
35. Клименко В.В., Клименко А.В., Микушина О.В., Терешин А.Г. Избежать потепления на 2°C – миссия невыполнима // Теплоэнергетика, 2016. № 9. С. 3–8.
36. Клименко В.В., Клименко А.В., Терешин А.Г. Опыт построения дальних прогнозов воздействия мировой энергетики на атмосферу Земли // Известия РАН. Физика атмосферы и океана, 2015. Т. 51, № 2. С. 158–168.

**Assessment of the Operability and Causes
of Accidents of Electric grid Facilities
in the North of the European Part of Russia**

M. A. Zabelin^{1, *}, V. V. Klimenko^{1, 2, 3, 4, **}, O. A. Loktionov^{1, 3, *}**

¹*National Research University “Moscow Power Engineering Institute”, Moscow, Russia*

²*National Technological University “MISIS”, Moscow, Russia*

³*Institute of Energy Research of the Russian Academy of Sciences, Moscow, Russia*

⁴*Institute of Geography of the Russian Academy of Sciences, Moscow, Russia*

*e-mail: ZabelinMA@mpei.ru

**e-mail: nilgpe@mpei.ru

***e-mail: LoktionovOA@mpei.ru

In this paper, the problems of the influence of climatic factors on the accident rate in the distribution networks of Russia are investigated. The review of existing research on this topic in Russia and abroad is carried out. Based on the annual reports of the company’s branches, a brief analysis of the impact of the key factors on accidents in various parts of the service of PJSC ROSSETI is presented. Based on the annual summary information on technological failures in the service area of PJSC Rosseti North-West and PJSC Rosseti Lenenergo and the archives of meteorological observations of Roshydromet, an analysis of the climatic causes of accidents in the Russian electric grid complex for the period 2018–2023 was carried out, the dependence between the observed wind speeds and the probability of disconnection at the facilities of the electric grid complex was revealed, an analysis of data of weather observations over the last 50 years is presented. Based on the simulation data of CMIP5 models, a forecast of changes in wind conditions and accidents in electrical networks in the study area was made.

Keywords: overhead power lines, accidents, climate change, wind speeds