

Оценка уровня надежности функционирования филиалов ПАО Россети России

Assessment of the functional reliability of branches of PAO Rosseti

Наумов И.В.^{1,2*}, Подъячих С.В.¹, Полковская М.Н.¹, Шерьязов С.К.³, Бастрон А.В.⁴
Naumov I.V.^{1,2*}, Podyachikh S.V.¹, Polkovskaya M.N.¹, Sheryazov S.K.³, Bastron A.V.⁴

¹Иркутский государственный аграрный университет имени А.А. Ежевского, Иркутская область, поселок Молодежный, Российская Федерация, ²Иркутский национальный исследовательский технический университет, Иркутск, Российская Федерация, ³Южно-Уральский государственный аграрный университет, Троицк, Российская Федерация, ⁴Красноярский государственный аграрный университет, Красноярск, Российская Федерация
¹Irkutsk State Agricultural University named after Ezhevsky, Molodezhny, Irkutsk Region, Russian Federation, ²National Research Irkutsk State Technical University, Irkutsk, Russian Federation, ³South Ural State Agrarian University, Troitsk, Russian Federation, ⁴Krasnoyarsk State Agrarian University, Krasnoyarsk, Russian Federation

*professornaumov@list.ru



Наумов И.В.



Подъячих С.В.



Полковская М.Н.



Шерьязов С.К.



Бастрон А.В.

Резюме. В статье представлен анализ динамики аварийных ситуаций в электрических сетях Единой энергетической системы (ЕЭС) России за 2014-2021 годы. Программные алгоритмы, разработанные авторами, использованы для аппроксимации рядов аварийных отключений. На основе этих алгоритмов произведен расчет и представлена визуализация изучаемых показателей. На основании методов корреляционного и регрессионного анализа рассчитаны параметры уравнений авторегрессии и тренда, используемых для прогнозирования аварийных отключений. В качестве объекта исследования рассмотрены режимы аварийной динамики в крупнейших российских сетевых компаниях напряжением 110 кВ и выше. Проанализированы данные о возникновении аварийных ситуаций в 23 объединениях электрических сетей, входящих в структуру ЕЭС России, за 2014-2021 годы. Определены проценты аварий на крупнейших предприятиях электрических сетей с учетом их протяженности, а также сезонных особенностей территорий, через которые проходят линии электропередачи. Кроме того, проанализированы данные об износе основных элементов сети, а также федеральные инвестиции в развитие исследуемой компании. Согласно исследованию, наиболее надежной оценкой реального состояния аварийных электрических сетей следует считать конкретный показатель, зависящий от протяженности сетей и уровня организации их эксплуатации. Оценка уровня износа исследуемых сетей показала, что наибольший износ соответствует ПАО «Россети Урала» (Екатеринбург, Россия) (более 60%), наименьший – АО «Россети Янтарь» (25%) (Калининград, Россия). При оценке сезонной составляющей как одного из критериев аварийности установлено, что наибольший ущерб приходится на летний период: июнь, июль и август. Выявлено, что уравнения авторегрессии и тренда могут быть использованы для прогнозирования исследуемых показателей в краткосрочной перспективе.

Abstract. The paper presents an analysis of emergency situation dynamics in the electrical networks of the Unified Energy System (UES) of Russia for the period between 2014 and 2021. The software algorithms developed by the authors were used for approximating a series of emergency outages. These algorithms were used to calculate and visualise the examined indicators. Methods of correlation and regression analysis were used to calculate the autoregressive parameters and trend equations used to predict emergency outages. The paper discusses the emergency dynamics modes in the largest Russian grid companies with voltages of 110 kV and above. The authors analyse data on the occurrence of emergency situations in 23 electric grid associations that are part of the UES of Russia for the period between 2014 and 2021. The percentages of accidents at the largest electrical network facilities were determined, taking into account their length, as well as the seasonal characteristics of the territories that the power lines run through. In addition, data on the deterioration of the key network elements, as well as federal investments in the development of the examined company were taken into account. According to the findings, a specific indicator that depends on the length of the networks and the quality of maintenance organization should be regarded as the most reliable assessment of the actual state of faulty electrical networks. An assessment of the deterioration level of the examined networks showed that the greatest deterioration is observed in PAO Rosseti Ural (Yekaterinburg, Russia) (more than 60%), while the lowest deterioration

is observed in JSC Rosseti Yantar (25%) (Kaliningrad, Russia). When assessing the seasonal component as one of the accident criteria, it was established that the greatest damage occurs in the summer period, i.e., in June, July, and August. It was revealed that the autoregression and trend equations can be used to predict the examined indicators in the short term.

Ключевые слова: надежность электроснабжения, прогнозирование надежности электрических сетей, отказ электрооборудования, аварийные отключения оборудования.

Keywords: reliability of power supply, prediction of electrical network reliability, electrical equipment failure, emergency equipment shutdown.

Для цитирования: Наумов И.В., Подъячих С.В., Полковская М.Н., Шерьязов С.К., Бастрон А.В. Оценка уровня надежности функционирования филиалов ПАО Россети России // Надежность. 2024. №2. С. 38-51. <https://doi.org/10.21683/1729-2646-2024-24-2-38-51>

For citation: Naumov I.V., Podyachikh S.V., Polkovskaya M.N., Sheryazov S.K., Bastron A.V. Assessment of the functional reliability of branches of PAO Rosseti. Dependability 2024;2:38 51. <https://doi.org/10.21683/1729-2646-2024-24-2-38-51>

Поступила: 31.10.2023 / **После доработки:** 16.04.2024 / **К печати:** 10.06.2024

Received on: 31.10.2023/ **Revised on:** 16.04.2024 / **For printing:** 10.06.2024

Введение

Электроэнергетические системы любых стран включают большое количество электростанций, линий электропередачи и трансформаторов, которые не могут работать безупречно в течение длительного времени из-за износа оборудования, природных и климатических условий, ошибок персонала и т.д. Бесперебойное электроснабжение потребителей является основной задачей функционирования электросетевого комплекса [6, 8, 19, 34, 36]. В то же время можно выделить ряд проблем, с которыми сталкивается электроснабжающая организация при передаче электроэнергии: потери при электропередаче; нарушение электромагнитной совместимости; особенности инфраструктуры; внешние атмосферно-климатические факторы; прерывание электроснабжения в силу различных причин; вопросы, связанные с законодательно оформленным землепользованием [5]; ветровые нагрузки [3, 9, 20] и т.д. Для оценки рисков сбоев в электросетях используются различные методы [1, 16, 26, 35]. Так, в [1] была предложена 3-ступенчатая модель определения индекса риска, которая учитывает корректирующие затраты на диспетчеризацию электроэнергии, а также затраты на электроэнергию, недоиспользуемую из-за возникновения событий отказов. При этом перечисленные проблемы являются следствием профессиональной работы генерирующих компаний, построивших свою деятельность на олигархических принципах. Во многих публикациях отмечается, что состояние элементов системы электроснабжения однозначно связано с неудовлетворительным качеством и рисками надежности электроснабжения [17]. В то же время, наряду с критериями, характеризующими уровень надежности электроснабжения, всегда учитывается реализация мер по повышению качества электроэнергии. В [24] было проведено комплексное моделирование наиболее популярных устройств FACTS для изучения потока мощностей.

Эти вероятностные характеристики отказов используются для оценки событий отказа, характеризующих уровень надежности. В то же время для расчета необходима многоуровневая информация о вероятностях этих случайных событий. Эта информация включает в себя не только данные о периодических отключениях, но и особенностях влияний климатических зон, через которые передается электроэнергия. Такая информация лежит в основе моделирования изменений показателей надежности элементов электросети с использованием интеллектуальных сетевых платформ [11] и нейронных сетей [12, 25].

По состоянию на 1 января 2020 года установленная мощность всех объектов по производству электроэнергии в России составляла 246 342,45 МВт. При этом доля тепловых электростанций – 66,82%, гидроэлектростанций – 20,24%, атомных электростанций – 12,31% и ветроэлектростанций – 0,07% [31]. В то же время, по итогам 2020 года ввод новых мощностей на электростанциях Российской Федерации с учетом электростанций промышленных предприятий составил 2067,77 МВт, в том числе: ввод новых мощностей – 1865,22 МВт; увеличение установленной мощности существующего генерирующего оборудования за счет его модернизации – 202,55 МВт [28]. В соответствии с Приказом Министерства энергетики Российской Федерации, «задачами формирования схемы и программы ЕЭС России являются обеспечение надежного функционирования ЕЭС России в долгосрочной перспективе». В то же время объем потребления электроэнергии в ЕЭС России в целом в 2020 году составил 1 033,718 млрд кВт·ч, что на 2,4% ниже аналогичного показателя 2019 года. В соответствии с [27] спрос на электрическую энергию в 2027 году в России составит 1 159,905 млрд кВт. Это превышает уровень потребления электроэнергии в 2020 году в России на 126,187 млрд кВт·ч. Другими словами, уровень потребления электроэнергии будет увеличиваться из года в год. В связи с этим средства доставки электрической энергии потребителю должны

соответствовать требуемым критериям надежности, чтобы снизить уровень недопоставки и уменьшить соответствующий экономический ущерб [6, 8, 19, 34, 36].

Единая энергетическая система (Федеральная сетевая компания Россети ФСК ЕЭС имеет публичное наименование ПАО «ФСК ЕЭС») (Москва, Россия). Эта организация была создана в соответствии с программой реформирования электроэнергетики Российской Федерации как организация по управлению Единой национальной (Общероссийской) электрической сетью (ЕЭС). В то же время, в соответствии с [29], ПАО «ФСК – Россети» признано национальным достоянием и гарантией государственной энергетической безопасности. На 2021 год протяженность линий электропередачи ПАО «ФСК – Россети», включая воздушные, кабельные и воздушно-кабельные линии электропередачи, составляет 149 тыс. км. Количество подстанций, которыми управляет компания, составляет 889. Мощность силовых трансформаторов – 352 ГВА. Поставка электроэнергии из сети ЕЭС потребителям услуг в 2020 году составила 535,7 млрд кВт·ч [23]. Структурно в состав ПАО «ФСК – Россети» входят 7 филиалов Магистральных электрических сетей (МЭС: Поволжье, Восток, Северо-Запад, Сибирь, Урал, Центр и Юг); 36 филиалов «Предприятия магистральных электрических сетей» и один филиал «Специализированная производственная база «Белая ржавчина» [22].

В большинстве стран для оценки уровня надежности электроснабжения Международный институт инженеров по электротехнике и электронике (IEEE) устанавливает специальные индексы, которые характеризуют взаимосвязь между количеством отказов (продолжительностью) и количеством потребителей, подключенных к шинам энергоцентров: SAIFI – средний индекс частоты прерываний системы; SAIDI – показатель средней продолжительности прерываний передачи электроэнергии; CAIDI – индекс средней продолжительности прерываний потребителей; STAIIDI – индекс общей средней продолжительности прерываний потребителей; CAIFI – средний индекс частоты прерываний работы потребителей; ASAI – средний индекс доступности услуг. Следует отметить, что в Минске в 2019 году SAIFI составил 0,5635; SAIDI – 0,5271. По оценкам экспертов, среднее значение этого показателя для европейских стран колеблется в диапазоне от 0,2 до 4,35. Например, индекс надежности энергосистем в следующих странах имеет средние значения: Австрия – 0,73; Великобритания – 0,53; Германия – 0,51; Норвегия – 1,59; Финляндия – 1,42 [10].

В России аналогом этого показателя является показатель средней продолжительности перерывов в передаче электрической энергии в каждом расчетном периоде регулирования в течение долгосрочного периода регулирования (ПП), определяемый по формуле [32]:

$$П_{\Pi} = \frac{T_{\Pi}}{N_{\Pi}}, \quad (1)$$

где T_{Π} – фактическая общая продолжительность всех перерывов в передаче электрической энергии по отно-

шению к потребителям услуг сетевой организации за расчетный период регулирования, час;

N_{Π} – максимальное количество точек подключения потребителей сетевой организации к электрической сети, шт.

Согласно [31] для сетей ФСК ЕЭС изменение значения этого показателя с 2015 по 2020 год включительно изменяется соответственно, как: 0,03602; 0,03548; 0,03495; 0,03443; 0,03391; 0,0334. В то же время износ основных средств, принадлежащих дочерним компаниям «Россетей», увеличился с 46,4% (показатель на начало 2016 года) до 52% на начало 2020 года [33]. И многочисленные аварийные ситуации, возникающие в результате этого износа, всегда связаны со значительным недостатком электроэнергии у потребителей.

Материалы и методы

Целью исследования является анализ динамики чрезвычайных ситуаций, возникающих в электрических сетях ЕЭС России за период 2014–2021 годы.

Достижение этой цели предполагает решение следующих задач:

- 1) проанализировать уровень повреждения исследуемых электрических сетей на основе конкретного показателя, учитывающего структурные особенности каждой компании;
- 2) установить, насколько сезонная составляющая года влияет на повреждение элементов электрических сетей;
- 3) выполнить математическую и статистическую обработку проанализированной информации о повреждениях с целью получения авторегрессионных уравнений, позволяющих с достаточной вероятностью провести превентивную оценку повреждений в электрических сетях отдельных компаний.

Общая протяженность линий электропередачи на конец 2017 года составила 2 323 990 км, в том числе линии электропередачи 110 кВ и выше – 395 078,3 км (17%) [18]. Уровень надежности электрических сетей напряжением 0,4–35 кВ неоднократно рассматривался во многих публикациях, где исследовались количество случаев сбоев, продолжительность перерывов и экономический ущерб от недопоставки электроэнергии и причины этих сбоев [4, 7, 14–16].

Для аппроксимации рядов аварийных отключений использованы разработанные авторами алгоритмы программирования, с помощью которых в среде Matlab, представлена визуализация исследуемых характеристик. С помощью методов корреляционного и регрессионного анализа рассчитаны параметры уравнений авторегрессии и тренда, применяемых для прогнозирования аварийных отключений.

Корреляционно-регрессионный анализ заключается в построении и анализе экономико-математической модели в форме уравнения регрессии (корреляционной зависимости), которая характеризует зависимость признака от его определяющих факторов.

Корреляционно-регрессионный анализ включает в себя следующие этапы:

- предварительный анализ (здесь формулируются основные направления всего анализа, определяется методология оценки показателя эффективности и перечень наиболее значимых факторов);
- сбор информации и ее первичная обработка;
- построение модели (один из наиболее важных этапов);
- оценка и анализ модели.

Задачи корреляционного анализа заключаются в выявлении наиболее важных факторов, влияющих на эффективную характеристику, измерении близости взаимосвязи между факторами, выявлении неизвестных причин взаимосвязи и оценке факторов, оказывающих максимальное влияние на результат.

Задачи регрессионного анализа заключаются в том, чтобы установить форму зависимости, определить уравнение регрессии и использовать его для оценки числа зависимых неизвестных отказов, предсказать возможные значения отказов с учетом заданных значений коэффициентов.

Результаты и обсуждение

В наших исследованиях мы неоднократно обращались к теме аварийности электрических сетей. В то же время была проведена оценка не только уровня износа отдельных элементов электрических сетей и причин их отказов, но также были предприняты попытки создать прогностические модели оценки повреждения отдельных элементов. Использовались разработанные программные продукты для превентивной оценки повреждений элементов электрических сетей [14–17, 38–39]. Но в подавляющем большинстве случаев в качестве объекта исследования были взяты различные филиальные сети Иркутской электросетевой компании (Иркутск, Россия). Впервые возник интерес к сравнению того, как уровень аварийности в узкотерриториальных электрических сетях может быть соотнесен с аналогичными характеристиками центральной электроэнергетической системы.

Анализ результатов будет проводиться в три этапа. На первом этапе анализа мы исследуем, на какие межрегиональные и региональные сетевые компании приходится наибольшее количество отказов и как это связано со структурой исследуемых сетей. На втором этапе будет рассмотрено, насколько уровень аварийности в электрических сетях связан с сезонностью периода наблюдения, и, наконец, на третьем этапе будет проведена математико-статистическая обработка полученных результатов с целью установления корреляций между критериями оценки чрезвычайных ситуаций.

На основании опубликованных данных [13, 37], согласно составленным программам, были получены диаграммы изменения числа аварийных ситуаций в электрических сетях исследуемых организаций по месяцам, начиная с 2014 года и заканчивая первыми 4 месяцами 2021 года (рис. 1).

Анализ полученных диаграмм показал следующее. За полные 7 лет и 4 месяца 2021 года в общей сложности 86 584,0 аварийных ситуаций произошло в электрических сетях разной продолжительности и, соответственно, с разными последствиями в зависимости от степени повреждения. Основываясь на анализе диаграмм (рис. 1), отметим 7 компаний, которые имеют самый высокий уровень аварийности за исследуемый период (рис. 2). Для упрощения анализа давайте проведем следующее цифровое обозначение исследуемых компаний (на 01 мая 2021 г.): «1» – ПАО «ФСК ЕЭС», «2» – ПАО «Россети Сибирь», «3» – ПАО «МРСК Центра», «4» – ПАО «Россети Волга», «5» – ОАО «МРСК Урала», «6» – ПАО «Россети Северный Кавказ» и «7» – АО «Россети Янтарь» (компания с наименьшим из рассматриваемых уровнем аварийности). Введем понятие среднегодовой удельной аварийности (Аварии/1 тыс. км):

$$A_{AAR} = \frac{N_{AAR}}{L}, \quad (2)$$

где N_{AAR} – среднегодовое (за исследуемый период) количество аварийных ситуаций;

L – протяженность электрических сетей, 1000 км.

Чтобы более достоверно оценить уровень повреждения исследуемых сетей, необходимо сравнить количественную оценку аварийных ситуаций с соответствующей протяженностью сетей. К сожалению, многочисленные источники обзора информации о протяженности сетей определенного класса напряжения показали, что данные отличаются. Обратим особое внимание на высоковольтные сети 110 кВ и выше, поскольку данные по аварийным ситуациям в анализируемых сетях представлены именно для этого класса напряжения.

Наиболее достоверная информация, на наш взгляд, представлена в материалах исследования [7], где установлено процентное отношение длины линий электропередачи с различными номинальными напряжениями к общей длине линий электропередачи. Исходя из таких соотношений, предполагая, что сети 110 кВ и выше составляют не менее 17% общей протяженности, и используя информацию об общей протяженности сетей ПАО «Россети» [21], получаем протяженность электрических сетей компаний: «1» – 25,99 тыс. км; «2» – 43,33 тыс. км; «3» – 70,86 тыс. км; «4» – 38,32 тыс. км; «5» – 23,22 тыс. км; «6» – 22,69 тыс. км и «7» – 2,5 тыс. км.

Как видно из рис. 2, ПАО «Федеральная сетевая компания – «1» занимает первое место по количеству аварий – 12 176,0 аварийных ситуаций, что составляет 14,06% от общего числа аварий. В состав этой компании входит 8 крупнейших электросетевых организаций. Со средним числом отказов за 7 лет (без учета 4 месяцев 2021 года), равным 1582, и полученной длиной изученных сетей, согласно выражению (1), $A_{AAR} = 60,87$. При этом, согласно утвержденной инвестиционной программе на 2017–2020 годы [28], на развитие сети «1» было выделено 289,1 млрд рублей. Второе место по количеству отказов

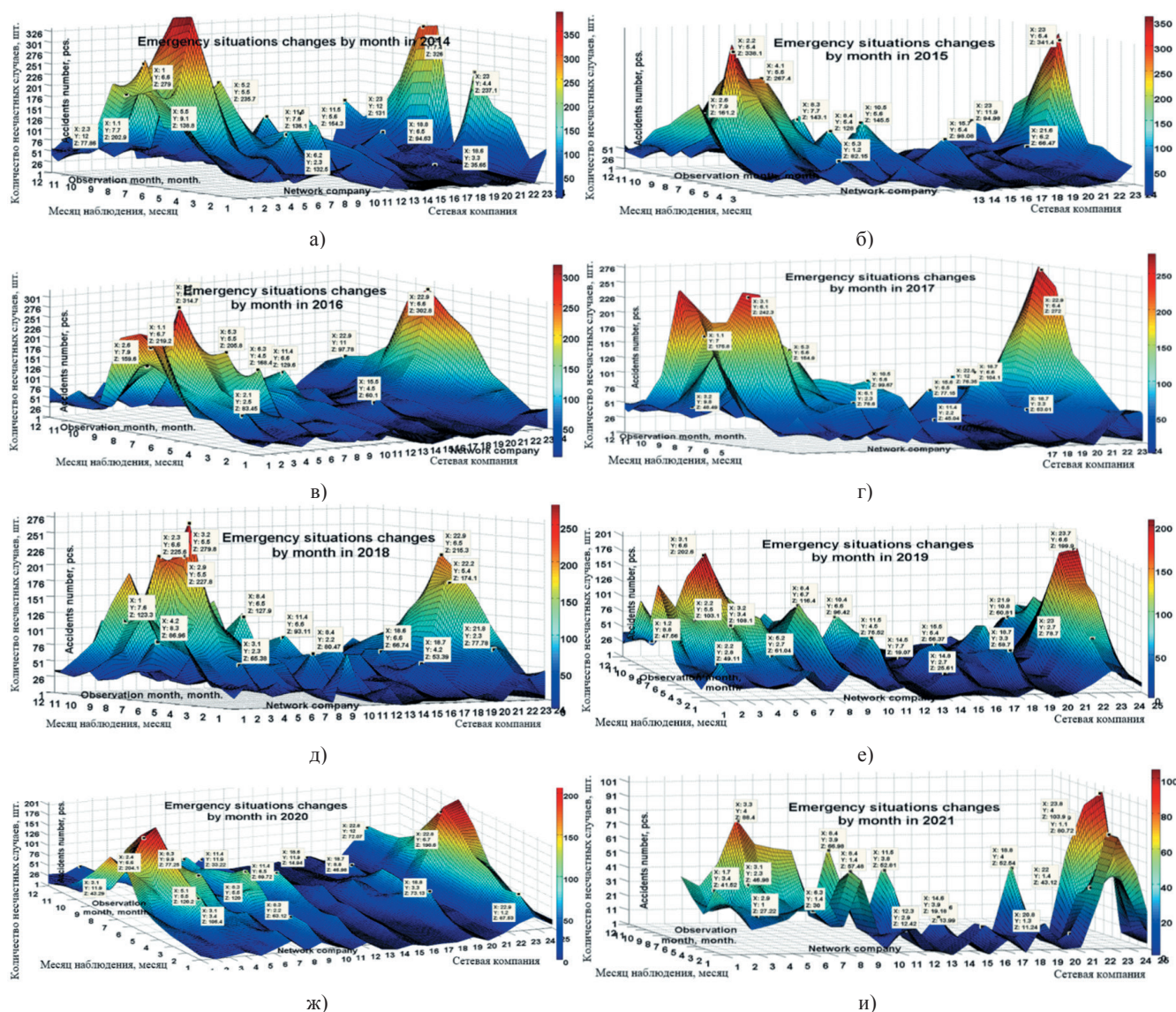


Рис. 1. Изменение аварийных ситуаций по месяцам года:
2014 (а); 2015 (б); 2016 (в); 2017 (г); 2018 (д); 2019 (е); 2020 (ж); 2021 (и)

занимает ПАО «2» – 10 537 аварийных ситуаций. Эта компания обеспечивает электроэнергией территорию площадью более 4 миллионов км² с населением около 10 миллионов человек. При среднегодовом уровне аварийности, равном 1477,0, показатель $A_{AAR} = 34,1$. Инвестиции в поддержку этих сетей составили 22,76 млрд рублей.

На третьем месте по количеству аварий находится ПАО «3», которое обеспечивает электроснабжение на площади 458 тыс. км². Согласно ежегодным отчетам [2] за последние 40–50 лет режимы загрузки этих сетей определялись пропускной способностью потребителей, устраняя при этом системные потоки между электростанциями. На территории, получающей электроэнергию от этой компании, проживает 13,2 миллиона человек (около 9% от общей численности населения России). Для этих сетей со средним ежегодным числом аварий, равным 1146, удельный коэффициент аварийности составил: $A_{AAR} = 16,17$. Как

видно, в этих сетях удельная аварийность значительно меньше, чем в первых двух компаниях. Инвестиции в эти сети составили 58,1 млрд рублей.

Четвертое место по количеству аварий принадлежит ПАО «4» – 7781 авария при общей протяженности сетей 38,32 тыс. км. Для этих сетей показатель $A_{AAR} = 29$. Пятое место по количеству аварий занимает ОАО «5» – 7121 шт., с $A_{AAR} = 43,81$. Шестое место занимают сети «6» – 6790 отказов, с $A_{AAR} = 42,75$. Инвестиции в развитие трех последних сетевых компаний составили соответственно: 23,98; 26,98 и 5,4 млрд рублей. Аварийность АО «7» и (дополнительного) ПАО «ТРК» (региональная компания Томска) составила, соответственно, 0,66%, а общее количество чрезвычайных ситуаций – 0,57% (рис. 2). Для сравнения, удельный коэффициент аварийности для АО «7» составляет $A_{AAR} = 32,06$.

Таким образом, с учетом показателя A_{AAR} иерархия аварийных ситуаций несколько меняется. Как видно из

анализа, инвестиции в значительной степени несопоставимы с отмеченным относительным уровнем аварийности исследуемых сетевых структур. Конечно, это связано с территориальными и климатическими особенностями регионов, через которые прокладываются маршруты электрических сетей. Кроме того, первостепенное значение имеет уровень износа основных элементов сетей. Например, согласно [21], уровень износа основного электросетевого оборудования (линий электропередачи и ПС) по ПАО «Россети» на 01 января 2020 года в целом составил 53,1%. Рассмотрим ситуацию с уровнем износа основных элементов исследуемых электрических сетей и сравним полученные данные с удельным уровнем аварийности и соответствующими инвестициями в развитие этих электрических сетей.

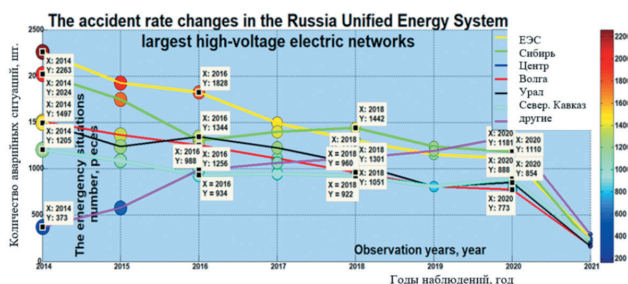


Рис. 2. Диаграммы изменения аварийности в крупнейших сетевых компаниях России

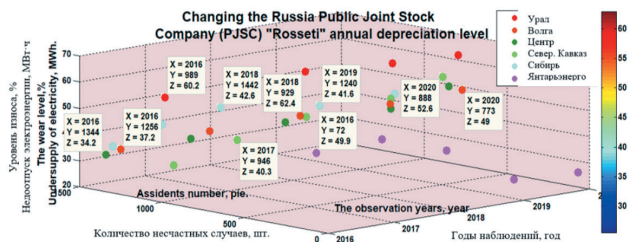


Рис. 3. Диаграммы изменения амортизации по Российскому ПАО «Россети»

Анализ графиков (рис. 2 и 3) показывает, что устойчивый рост износа наблюдается в трех компаниях: компании «6» (с 35,1% в 2016 году до 52,6% – в 2020 году), компании «4» (с 37,2 до 49%) и компании «3» – (с 34,2 до 49,3%). В то же время, принимая во внимание среднегодовой удельный уровень аварийности этих трех компаний (A_{AAR}), компания «6» должна считаться наиболее аварийной ($A_{AAR} = 42,75$). Две компании: «5» и «2» имеют нестабильный рост износа. В МРСК «5» износ увеличивается с 60,2% (2016 год) до 62,9 (2019 год), а к 2020 году он незначительно снизится до 61,2%. В компании «2» увеличение износа происходит с 37,8% (2016) до 42,6% (2018), затем, в 2019 году, наблюдается небольшое снижение (до 41,6%), а затем, в 2020 году, оно снова увеличивается до 42,6%.

Любопытная перемена происходит с ПАО «7». Как видно из рис. 3, износ этих сетей, начиная с 2017 года, явно снижается с 51% (2017 год) до 25,6% в 2020 году. В то же время количество аварийных ситуаций несрав-

нимо меньше, по сравнению с другими компаниями, хотя уровень аварийности неравномерно распределен по годам: в 2014 году их число составило 126, в 2015 году произошло снижение на 37,3%, а в 2016 году снижение к 2015 году составило 8,9%. В 2017 году еще одно снижение на 1,4%, в 2018 году количество аварийных ситуаций увеличилось на 7,8%, в 2019 году снова снижение на 16,9% (к 2017 году), а в 2020 году количество аварийных ситуаций увеличилось на 11,2%. Из вышеизложенного следует, что несмотря на небольшое количество аварий, по сравнению с другими компаниями, а также значительные инвестиции в развитие электрических сетей (на 10,4% больше, чем в сетях Северного Кавказа), это АО по удельной аварийности находится на 5-м месте.

Основываясь на этом выводе, сравним, как взаимосвязаны удельная аварийность, уровень износа и федеральные инвестиции в развитие исследуемых электрических сетей для 7 исследуемых компаний (рис. 4).

Анализ рис. 4 показывает, что в зависимости от среднего удельного уровня аварийности (A_{AAR}) (в порядке убывания) исследуемые компании расположены следующим образом. 1 место – компания «1», 2 – компания «5», 3 – компания «6», 4 – компания «2», 5 – компания «7», 6 – компания «4» и 7 место – компания «3». В то же время наибольший износ соответствует сетям компании «5» (61,74%), хотя инвестиции в развитие этих сетей составляют 9,33% от уровня инвестиций в сети компании «1», которые имеют меньший (на 9,54%) износ. Наименьший объем инвестиций (5,4 млрд рублей) был направлен в компанию «6», которая в то же время занимает 3-е место по удельной аварийности ($A_{AAR} = 42,75$) и такое же место по износу основных элементов сетей (44,52%).

Аналогичным образом, меньший объем инвестиций (6,03 млрд рублей) также был направлен на развитие сетей компании «7» (по сравнению с другими компаниями) несмотря на то, что как уровень аварийности, так и уровень износа этой компании находятся на довольно высоком уровне (соответственно: $A_{AAR} = 32,06$, износ – 39,22%). Компания «3», хотя и занимает второе место (после компании «1») по объему инвестиций (58,1 млрд рублей), но в то же время имеет самый низкий удельный уровень аварийности (16,17) при значительном (41,64%) износе. Этот факт свидетельствует о квалифицированном управлении эксплуатацией сетей, а также о рациональном использовании денежных вложений. Компании Сибири «2» и Поволжья «4» имеют примерно одинаковый уровень износа (41,1 и 44,12%), удельный уровень аварийности (34,1 и 29) и инвестиций (22,76 и 23,98 млрд рублей). Таким образом, как показывает анализ, политика управления инвестициями в развитие и совершенствование структуры отдельных сетевых компаний далека от совершенства и в значительной степени не учитывает особенности отдельных компаний.

Рассмотрим, какое влияние оказывает сезонная составляющая на уровень аварийности. Результаты анализа диаграмм на рис. 4 показывают, что наиболее «аварийными» месяцами года являются 7 месяцев:

с марта по сентябрь включительно. И этот вывод соответствует практически всем исследованным компаниям. Для большей наглядности представим диаграммы изменений количества несчастных случаев в наиболее «разрушительные» месяцы в течение исследуемого периода для компании «3» (рис. 5) и компании «1» (рис. 6).

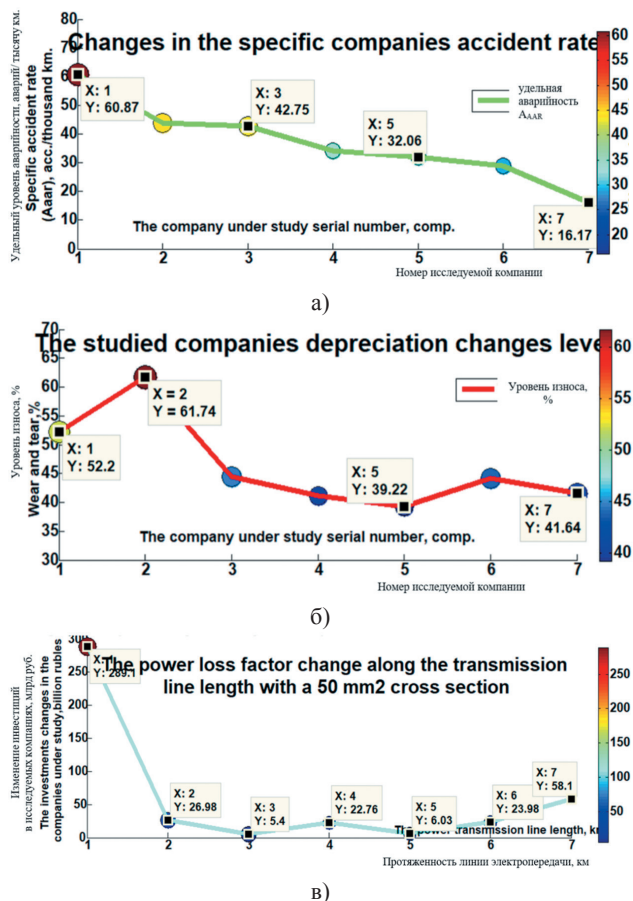


Рис. 4. Изменения среднего уровня аварийности (а), износа (б) и инвестиций (в) в исследуемых компаниях

Произведенный анализ (рис. 5 и 6) показал следующее. На долю этих семи месяцев (март, апрель, май, июнь, июль, август и сентябрь) в компании «3» прихо-

дится 81,23% всех аварийных ситуаций в 2014 году, в 2015 году – 74,6%; в 2016 году – 81,77%; в 2017 году – 78,81%; в 2018 году – 87,35%; в 2019 году – 81,09; в 2020 году – 80,68%. Для компании «1» соответственно: в 2014 году – 74,3%; в 2015 году – 79,61%; в 2016-78,06%; в 2017 году – 78,6%; в 2018 году – 76,17; в 2019 году – 80,75; в 2020 году – 78,83%.

Аналогичный анализ был проведен и для других компаний. Ситуация в компании «2» выглядит следующим образом: в 2014 году на эти месяцы приходится 84% всех чрезвычайных ситуаций; в 2015 году – 79,81%; в 2016 году – 87,48%; в 2017 году – 81,09%. В 2018 году – 78,16%; в 2019 году – 77,34% и в 2020 году – 86,28%.

В компании «5»: 2014 – 73,38%; 2015 – 81,81%; 2016 – 83,92%; 2017 – 82,3%; 2018 – 80,41%; 2019 – 78,92% а в 2020 году – 8,81%. Для компании «6»: 2014 – 73,78%; 2015 – 70,07%; 2016 – 68,74%; 2017 – 63,74%; 2018 – 68,33%; 2019 – 68,82%; 2020 – 67,12%. В компании «4»: 2014 – 80,23%; 2015 – 75,88%; 2016 – 78,58%; 2017 – 80,29%; 2018 – 81,56%; 2019 – 84,2%, а в 2020 году – 79,43%. Наибольшее количество аварийных ситуаций за каждые 12 месяцев наблюдения для компании «3» приходится на общее количество несчастных случаев в июне – 16,21% за все годы наблюдения; для «1» в июле – 16,83%; для «2» в июле – 18,32%; в «5» также в июле – 17,79%; в сетях компаний «6» – август (11,73%) и для компании «4» наибольшее количество аварий ежегодно происходит в августе – 16,84%.

В заключение, на третьем этапе произведена математико-статистическая обработка результатов аварий 6 крупнейших электросетевых компаний. Этот этап анализа необходим для превентивной оценки возможности аварийных ситуаций в исследуемых электрических сетях на определенную перспективу. Произведем оценку наличия тенденции в рейтинге аварийных отключений исследуемых компаний. Для нахождения уравнений регрессии использовалась программа «Статистика 10» [30]. Результирующие тенденции представлены в табл. 1.

Согласно тенденциям, количество отказов оборудования в электрических сетях ежегодно снижается, что подтверждается результатами анализа рис. 1 и 2.

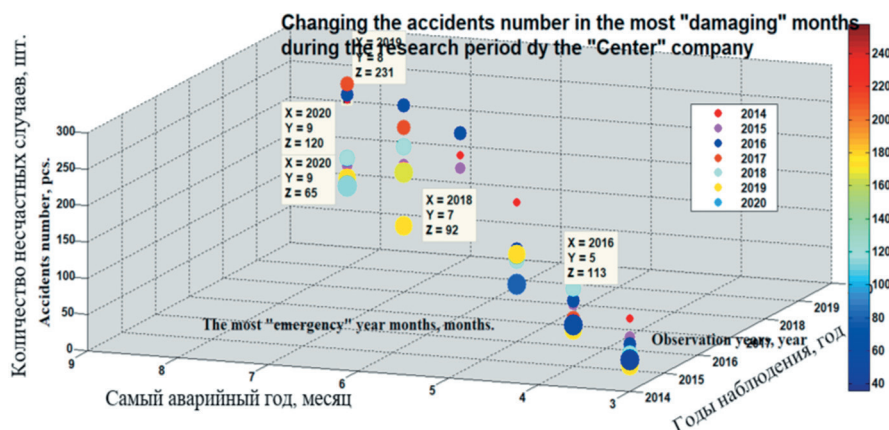


Рис. 5. Изменение количества аварийных ситуаций в сетях ПАО «МРСК Центра» за наиболее «повреждаемые» месяцы в 2014-2020 годах

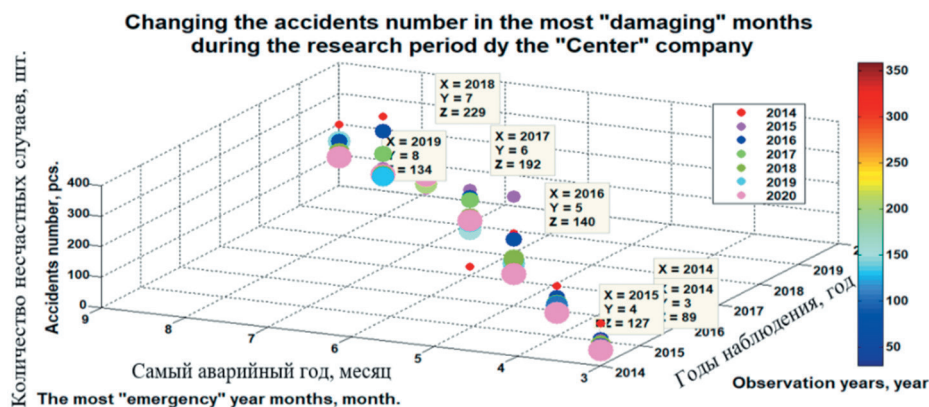


Рис. 6. Изменение количества аварийных ситуаций в ПАО «ФСК ЕЭС» за наиболее «повреждаемые» месяцы 2014-2020 гг.

Табл. 1. Уравнения трендов для годовых значений аварийности в структурных подразделениях электрических сетей «ЕЭС России» за 2014-2021 годы

Компания	Уравнение тренда	Коэффициент детерминации (R^2)
ПАО «МРСК Центра» («3»)	$y_t = -110,14t + 1586,6$	0,88
ОАО «МРСК Урала» («5»)	$y_t = -99,86t + 1416,7$	0,88
ПАО «Россети Волга» («4»)	$y_t = -128,79t + 1626,7$	0,99
ПАО «Россети Северный Кавказ» («6»)	$y_t = -45,75t + 1169,9$	0,74
ПАО «Россети Сибирь» («2»)	$y_t = -118,61t + 1955,3$	0,73
ПАО «ФСК ЕЭС» («1»)	$y_t = -142,21t + 2064,6$	0,91

В этой связи следует отметить, что увеличение федеральных инвестиций и их рациональное использование электросетевыми компаниями, безусловно, способствует снижению аварийности сетей. В то же время рациональное распределение этих средств должно быть обосновано компетентными аналитическими службами, которые должны отвечать за качество превентивных оценок ущерба электросетевым структурам различных компаний.

В то же время обращает на себя внимание тот факт, что при значениях исследуемых параметров для разных структурных подразделений за 12 месяцев (табл. 2) было получено разное количество трендов. Таким образом, для рядов аварийных отключений компании «1» тренды выделены для 10 месяцев, в то время как для компании «2» только для четырех, а для сетей компании «6» – для трех.

Табл. 2. Уравнения трендов по месяцам для исследуемых структурных подразделений электрических сетей ЕЭС России за 2014-2021 годы

Месяц	Уравнение тренда	Коэффициент детерминации R^2
ПАО «МРСК Центра» (3-я компания)		
Февраль	$y_t = 52,404t^{-0,225}$	0,61
Март	$y_t = 102,86t^{-0,488}$	0,90
Апрель	$y_t = 141,28t^{-0,443}$	0,64
Май	$y_t = 179,52t^{-0,327}$	0,75

Месяц	Уравнение тренда	Коэффициент детерминации R^2
Июнь	$y_t = 240,41t^{-0,229}$	0,51
Ноябрь	$y_t = 93,43t^{-0,544}$	0,58
ПАО «ФСК ЕЭС» (1-я компания)		
Январь	$y_t = 88,23t^{-0,454}$	0,80
Февраль	$y_t = 61,11t^{-0,215}$	0,66
Март	$y_t = 137,60t^{-0,448}$	0,95
Апрель	$y_t = 147,55t^{-0,25}$	0,52
Май	$y_t = 253,12t^{-0,361}$	0,75
Июнь	$y_t = 346,83t^{-0,233}$	0,71
Август	$y_t = 325,79t^{-0,458}$	0,72
Сентябрь	$y_t = 204,03t^{-0,384}$	0,97
Ноябрь	$y_t = 111,00t^{-0,381}$	0,75
Декабрь	$y_t = 131,46t^{-0,418}$	0,92
ПАО «Россети Северный Кавказ» (6-я компания)		
Март	$y_t = 116,32t^{-0,375}$	0,50
Апрель	$y_t = 127,28t^{-0,472}$	0,76
Август	$y_t = 156,73t^{-0,265}$	0,75
ОАО «МРСК Урала» (5-я компания)		
Январь	$y_t = 66,44t^{-0,607}$	0,83
Май	$y_t = 172,35t^{-0,371}$	0,68
Июнь	$y_t = 308,24t^{-0,596}$	0,64

Месяц	Уравнение тренда	Коэффициент детерминации R^2
Август	$y_t = 208,52 t^{-0,33}$	0,63
Сентябрь	$y_t = 104,09 t^{-0,202}$	0,58
Ноябрь	$y_t = 63,37 t^{-0,449}$	0,89
Декабрь	$y_t = 67,49 t^{-0,462}$	0,82
ПАО «Россети Волга» (4-я компания)		
Май	$y_t = 166,27 t^{-0,32}$	0,82
Июнь	$y_t = 265,59 t^{-0,435}$	0,81
Июль	$y_t = 178,91 t^{-0,203}$	0,52
Август	$y_t = 326,73 t^{-0,504}$	0,88
Сентябрь	$y_t = 214,35 t^{-0,362}$	0,62
Октябрь	$y_t = 78,71 t^{-0,547}$	0,65
Ноябрь	$y_t = 55,67 t^{-0,326}$	0,51
Декабрь	$y_t = 125,99 t^{-0,627}$	0,81
ПАО «Россети Сибирь» (2-я компания)		
Май	$y_t = 249,15 t^{-0,334}$	0,63
Июнь	$y_t = 368,00 t^{-0,346}$	0,68
Июль	$y_t = 385,59 t^{-0,31}$	0,86
Август	$y_t = 268,90 t^{-0,267}$	0,67

Следует отметить, что тенденция к снижению характерна для всех месяцев, при этом тренды имеют степенную форму, поскольку использование линейной зависимости подразумевает снижение рассматриваемого показателя до 0 и отрицательных значений, что недопустимо. Полученные зависимости могут быть использованы для прогнозирования в краткосрочной перспективе.

Для оценки надежности системы профилактического электроснабжения часто используются следующие законы распределения вероятностей: нормальный, гамма, Вейбулла, экспоненциальный и т.д. [30]. В этом случае необходимо, чтобы число исследуемого показателя было случайной величиной. Для выявления взаимосвязи между выборочными значениями или для опровержения этой гипотезы используется коэффициент автокорреляции, рассчитываемый по формуле:

$$R_\tau = \frac{\sum_{i=1}^{n-\tau} (x_i - \bar{x}_i) \cdot (x_{i+\tau} - \bar{x}_{i+\tau})}{\sigma_i \sigma_{i+\tau} (n - \tau - 1)}, \quad (3)$$

где n – размер выборки;

τ – порядок сдвига, изменяющийся от 0 до m ;

x_i – значения ряда от x_1 до $x_{n-\tau}$;

$\bar{x}_i$ и σ_i – среднее значение и стандарт для части выборки от 1 до $n-\tau$;

$x_{i+\tau}$ – значения ряда от $x_{1+\tau}$ до x_n ;

$\bar{x}_{i+\tau}$ и $\sigma_{i+\tau}$ – среднее значение и стандарт для части выборки от $1+\tau$ до n .

Расчет коэффициентов автокорреляции рядов аварийных отключений за весь период в рассматриваемых

структурных подразделениях показал, что в большинстве случаев внутрирядная взаимосвязь является сильной и значимой ($R_1 > 0,7$). В связи с этим построение вероятностных законов невозможно. В то же время для прогнозирования значений исследуемого показателя на краткосрочную перспективу могут быть использованы авторегрессионные зависимости, согласно которым последующее значение ряда зависит от предыдущего. Другими словами, если рассматриваемое значение параметра увеличилось в предыдущем периоде (месяце, году), оно увеличится в следующем, если между значениями существует прямая зависимость. В случае, когда зависимость обратная (коэффициент автокорреляции имеет отрицательное значение), будущее значение будет уменьшаться. Наибольший интерес для прогнозирования представляют уравнения, полученные по месяцам (табл. 3), а не за весь период.

Табл. 3. Модели авторегрессии по месяцам, построенные для структурных подразделений электрических сетей ЕЭС России на 2014-2021 годы

Месяц	Уравнение авторегрессии	R^2
ПАО «МРСК Центра» («3»)		
Январь	$y_t = 0,72 y_{t-1} + 7,39$	0,73
Май	$y_t = 0,53 y_{t-1} + 42,21$	0,54
Июнь	$y_t = 0,71 y_{t-1} + 29,90$	0,74
Август	$y_t = 0,87 y_{t-1} - 3,21$	0,95
Сентябрь	$y_t = 1,46 y_{t-1} - 89,99$	0,9
Октябрь	$y_t = 0,95 y_{t-1} - 3,57$	0,76
Декабрь	$y_t = 0,78 y_{t-1} + 3,84$	0,8
ПАО «МРСК Центра» («3»)		
Март	$y_t = 0,51 y_{t-1} + 21,26$	0,67
ОАО «МРСК Урала» («5»)		
Январь	$y_t = 0,13 y_{t-1} + 22,30$	0,53
Ноябрь	$y_t = 0,57 y_{t-1} + 11,55$	0,64
Декабрь	$y_t = 0,26 y_{t-1} + 23,22$	0,68
ПАО «ФСК ЕЭС» («1»)		
Март	$y_t = 0,40 y_{t-1} + 38,19$	0,62
Сентябрь	$y_t = 0,63 y_{t-1} + 33,25$	0,87
Октябрь	$y_t = -0,68 y_{t-1} + 124,47$	0,64
Декабрь	$y_t = 0,57 y_{t-1} + 24,21$	0,77

Согласно полученным результатам, значимых авторегрессионных зависимостей по месяцам для ПАО «Россети Северный Кавказ» и ПАО «Россети Сибирь» не выявлено, в то время как для суммарных значений по годам для этих структурных подразделений были получены качественные уравнения авторегрессии (табл. 4).

Полученные зависимости позволяют спрогнозировать общее количество аварийных отключений на следующий год.

Поскольку в течение некоторых месяцев в определенных структурных подразделениях отсутствуют зависимости от времени и предыдущих значений, в дальнейшем необходимо оценить влияние климатиче-

Табл. 4. Уравнения авторегрессии для суммарных годовых значений аварийности в структурных подразделениях электрических сетей ЕЭС России за 2014-2021 годы

Месяц	Уравнение авторегрессии	R ²
ПАО «МРСК Центра» («3»)	$y_t = 0,72 y_{t-1} + 221,51$	0,62
ОАО «МРСК Урала» («5»)	$y_t = 0,68 y_{t-1} + 238,36$	0,83
ПАО «Россети Волга» («4»)	$y_t = 0,91 y_{t-1} - 20,23$	0,97
ПАО «Россети Северный Кавказ» («6»)	$y_t = 0,51 y_{t-1} + 440,42$	0,74
ПАО «Россети Сибирь» («2»)	$y_t = 0,47 y_{t-1} + 667,17$	0,52
ПАО «ФСК ЕЭС» («1»)	$y_t = 0,77 y_{t-1} + 215,11$	0,66

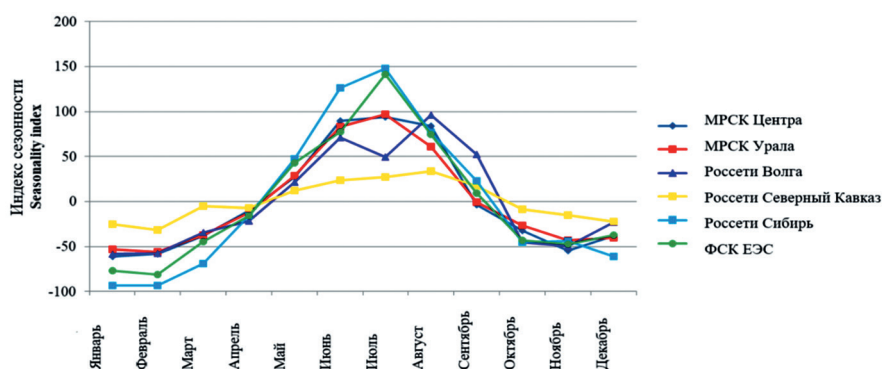


Рис. 7. Сезонная составляющая аварийных отключений структурных подразделений ЕЭС России на 2014-2021 годы

ских условий (температуры и осадков) на исследуемый показатель.

Описанные выше модели отражают только зависимость отказов в электрических сетях от времени и предыдущих значений, поэтому сезонная составляющая оценивается на следующем этапе.

Расчет компонентов временного ряда проводился с помощью программы, описанной в [37], основанной на методе наименьших квадратов.

Согласно полученным результатам, наибольшее количество аварийных отключений приходится на весенне-летние 5 месяцев (рис. 7), что может быть связано с увеличением нагрузки на сети из-за повышения температуры.

В то же время наибольший разброс показателей сезонности был выявлен по данным ПАО «Россети Сибирь» («2») и ПАО «ФСК ЕЭС» («1»). Другими словами, количество повреждений, происходящих в летний период для этих подразделений, значительно превышает значения этого показателя в другие месяцы, как было сказано ранее.

Таким образом, полученные уравнения позволяют провести превентивную оценку повреждений в исследуемых электрических сетях ЕЭС России, что в достаточной степени коррелирует с уравнениями, полученными авторами при оценке повреждений электрических сетей «Иркутской электросетевой компании».

Выводы

На основании анализа, проведенного по обработке статистической информации по аварийным режимам в высоковольтных электрических сетях ЕЭС России, в качестве выводов можно отметить следующее.

- Наиболее надежной оценкой реального состояния аварийности электрических сетей следует считать конкретный показатель, зависящий от протяженности сетей и уровня организации их эксплуатации.

- При оценке аварийности по конкретному показателю было установлено, что для семи компаний ЕЭС России была получена следующая последовательность (в порядке убывания): ФСК ЕЭС ($A_{AAR} = 60,87$); МРСК Урала ($A_{AAR} = 43,81$); Россети Северный Кавказ ($A_{AAR} = 42,75$); Россети Сибирь ($A_{AAR} = 34,1$); АО «Янтарьэнерго» ($A_{AAR} = 32,06$); Россети Волга ($A_{AAR} = 29$); МРСК Центра ($A_{AAR} = 16,17$).

- Оценка уровня износа исследуемых сетей показала, что наибольший износ электрических сетей соответствует компании «МРСК Урала» (свыше 60%), наименьший – АО «Россети Янтарь» (25%).

- При оценке сезонной составляющей установлено, что наибольший ущерб приходится на летний период: июнь, июль, август.

- Статистическая оценка аварийных ситуаций позволила получить высококачественные уравнения трендов и авторегрессии, позволяющие прогнозировать общее количество аварийных отключений на следующий год.

- Анализ деятельности крупнейших электросетевых компаний России позволил акцентировать внимание на ключевых вопросах безопасности функционирования исследуемых электрических сетей.

Направление дальнейших исследований

Мы продолжим наши исследования в направлении оценки ущерба электрическим сетям различных

электросетевых компаний. При этом предполагается использовать не только авторегрессионную модель оценки прогнозирования возникающих отказов, но также и различные иные ресурсы, использующие нейронные сети, включая библиотеки Simulink MATLAB.

Библиографический список

1. Abdin I, Li Y-F, Zio E. Risk assessment of power transmission network failures in a uniform pricing electricity market environment // *Energy*. 2017. Vol. 138. Pp. 1042-1055. DOI: 10.1016/j.energy.2017.07.115
2. Campbell RJ (2012) Weather-related power outages and electric system resiliency. Available via DIALOG [Электронный ресурс] URL: <https://sgp.fas.org/crs/misc/R42696.pdf> (дата обращения 06.08.2023).
3. Deng Ch-J. Challenges and prospects of power transmission line. Intelligent monitoring technology // *American Research Journal of Computer Science and Information Technology*. 2019. Vol. 4. Part 2. Pp. 1-11.
4. Doukas H, Psarras J. Electric power transmission: An overview of associated burdens // *International Journal of Energy Research*. 2011. Vol. 35. Part 11. Pp. 979-988. DOI: 10.1002/er.1745
5. Dovgalyuk O., Omelianenko H., Pirotti A., Bondarenko R., Syromyatnikova T. Reliability Increase of the Distribution Electric Networks Operation in the Implementation of the Energy Market in Ukraine // 2019 IEEE 6th International Conference on Energy Smart Systems (ESS), Kyiv, Ukraine. 2019. Pp. 70-75. DOI: 10.1109/ESS.2019.8764243
6. Electric Power Council of the Commonwealth of Independent States (nd) Independent States Commonwealth Electric Power Industry 2007-2017 (annual collection) [Электронный ресурс] URL: <http://energo-cis.ru/rumain675> (дата обращения 06.08.2023).
7. Jamsek S., Bakic K. Slovenian Approach in Reliability Centered Maintenance of Transmission System Provider // 2005/2006 IEEE/PES Transmission and Distribution Conference and Exhibition, Dallas, TX, USA. 2006. Pp. 799-802. DOI: 10.1109/TDC.2006.1668598
8. Kazim M, Khawaja A, Zabit U, et al. Fault Detection and Localization for Overhead 11-kV Distribution Lines With Magnetic Measurements // *IEEE Transactions on Instrumentation and Measurement*. 2020. Vol. 69. Part 5. Pp. 2028-2038. DOI: 10.1109/TIM.2019.2920184
9. Kirillov V. The electric grid infrastructure wear in Russia // *Scales and prospects. Energy: Economics, Technology, Ecology*. 2018. Vol. 5. Pp. 53-57.
10. Leite J.B., Mantovani J. R. S., Dokic T., et al. Failure probability metric by machine learning for online risk assessment in distribution networks // 2017 IEEE PES Innovative Smart Grid Technologies Conference – Latin America (ISGT Latin America), Quito, Ecuador. 2017. Pp. 1-6. DOI: 10.1109/ISGT-LA.2017.8126683
11. Lu R, Hong SH, Zhang X, Ho S. A Dynamic pricing demand response algorithm for smart grid: Reinforcement learning approach // *Applied Energy*, Elsevier. 2018. Vol. 220(C). Pp. 220-230. DOI: 10.1016/j.apenergy.2018.03.072
12. Министерство энергетики Российской Федерации. Информация об авариях в электросетях и генерации. Аварии в электрических сетях напряжением 110 кВ и выше. [Электронный ресурс] URL: http://szap.gosnadzor.ru/activity/energonadzor/nesc_sluch/Анализ%20причин%20аварий%20за%202021.pdf (дата обращения 06.08.2023).
13. Министерство энергетики Российской Федерации (официальный сайт). Вводы И Выводы Оборудования [Электронный ресурс] URL: <https://minenergo.gov.ru/node/537> (дата обращения 06.08.2023).
14. Министерство энергетики Российской Федерации (официальный сайт). Основные характеристики российской электроэнергетики [Электронный ресурс] URL: <https://minenergo.gov.ru/node/532> (дата обращения 06.08.2023).
15. Наумов И.В., Карамов Д.Н. К вопросу о повреждаемости воздушных линий электропередачи в системах электроснабжения // *Надежность и безопасность энергетики*. 2021. Том 14. № 2. С. 92-99. DOI: 10.24223/1999-5555-2021-14-2-92-99
16. Наумов И.В., Карпова Е.В. Анализ причин ущерба распределительным электрическим сетям напряжением 10 кВ (на примере Иркутских южных электрических сетей) // *Надежность и энергетическая безопасность*. 2018. Том 11. № 4. С. 299-304. DOI: 10.24223/1999-5555-2018-11-4-299-304
17. Naumov I.V., Karpova E.V., Karamov D.N. Reliability level research in distribution electrical networks of Irkutsk // *E3S Web of Conferences*. 2019. T. 114. ID: 03005. DOI: 10.1051/e3sconf/201911403005
18. Наумов И.В., Ланин А.В., Ерин В.Н. Математическая модель прогнозирования уровня надежности электроснабжения в электрических сетях 10 кВ // *Вестник Алтайского государственного аграрного университета*. 2011. № 8(82). С. 88-91.
19. Наумов И.В., Полковская М.Н. Анализ работы единых энергетических электрических сетей Иркутской области в 2019 году // *Вестник Алтайского государственного аграрного университета*. 2021. № 5(199). С. 118-126.
20. Наумов И.В., Васильев Н.В., Ланин В.Н. и др. Прогнозирование повреждаемости элементов сельских распределительных сетей 10 кВ (на примере Восточных электрических сетей города Иркутска) // *Известия Санкт-Петербургского государственного аграрного университета*. 2011. № 25. С. 161-166.
21. Невская А. Средний показатель износа электросетевой инфраструктуры «Россети» может превысить 60% к 2025 году // *Энергетика и промышленность России – информационный портал энергетика*. [Электронный ресурс] URL: <https://www.eprussia.ru/news/base/2021/2875181.htm> (дата обращения 06.08.2023).
22. Olusuyi K., Oluwol A.S., Adefarati T. et al. A fault analysis of 11 kV distribution system (a case study of ado Ekiti electrical power distributional district) // *Applied*

Energy. 2014. Vol. 3(2). Pp. 27-36. DOI: 10.11648/j.epes.20140302.13

23. ПАО «ФСК ЕЭС» Целевые показатели надежности и качества услуг по передаче электрической энергии на 2015-2020 годы [Электронный ресурс]. URL: https://www.fsk-ees.ru/consumers/uslugi_po_peredache_elektroenergii/ (дата обращения 06.08.2023).

24. Reed D.A. Electric utility distribution analysis for extreme winds // *Journal of Wind Engineering and Industrial Aerodynamics*. 2008. Vol. 96. Pp. 123-140. DOI: 10.1016/j.jweia.2007.04.002

25. Репетюк С.В., Шеваль Ю.В. Экспертно-аналитическая записка по теме: «Электросетевой комплекс Российской Федерации: анализ состояния и организационная структура». Институт экономики естественных монополий РАНХиГС [Электронный ресурс]. URL: <https://www.eprussia.ru/upload/iblock/17f/17f7ecbb1df3670f406e3e0f19ea0da8.pdf> (дата обращения: 06.08.2023).

26. Россети. Филиалы ОАО «ФСК ЕЭС» [Электронный ресурс]. URL: <https://www.fsk-ees.ru/about/affiliates> (дата обращения: 06.08.2023).

27. Россети. Годовой отчет 2020 [Электронный ресурс]. URL: http://www.rustocks.com/put.phtml/MRKH_2020_RUS.pdf (дата обращения: 04.07.2023).

28. Российская федерация. Постановление «О реформировании электроэнергетики Российской Федерации», № 526, 11 июля 2001 г., Москва.

29. Российская федерация. Приказ Министерства энергетики РФ от 29 ноября 2016 г. № 1256 «Об утверждении Методических указаний по расчету уровня надежности и качества поставляемых товаров и оказываемых услуг для организации по управлению единой национальной (общероссийской) электрической сетью и территориальных сетевых организаций» (с изменениями и дополнениями).

30. Sahoo A.K., Dash S.S., Thyagarajan T. Power flow study including facts devices // *Journal of Applied Sciences*. 2010. Vol. 10. Part 15. Pp.1563–1571. DOI:10.3923/JAS.2010.1563.1571

31. Shilin A.N., Shilin A.A., Dementiev S.S. Smart electromechanical systems in electric power engineering: Concept, technical realization, prospects // *Studies in Systems, Decision and Control*. 2019. Vol. 174. Pp. 251-262. DOI: 10.1007/978-3-319-99759-9_20

32. StatSoft. The program Statistics-10 [Электронный ресурс]. URL: <http://statsoft.ru/products/new-features/STATISTICA10.php> (дата обращения: 04.07.2023).

33. Sultan V, Hilton B. A spatial analytics framework to investigate electric power-failure events and their causes // *ISPRS International Journal of Geo-Information*. 2020. Vol. 9. Part 1. P. 54. DOI: 10.3390/ijgi9010054

34. Vasilevsky D. PJSC “ROSSETI” in numbers [Электронный ресурс]. URL: <https://pro-rza.ru/pao-rosseti-v-tsifrah> (дата обращения: 06.08.2023).

35. Wang G, Wang Q, Qiao Z et al. Optimal planning of multi-micro grids based-on networks reliability // *Energy Reports*. 2020. Vol. 6. Pp.1233–1249.

36. Россети – Википедия. Свободная энциклопедия. [Электронный ресурс]. URL: <https://ru.wikipedia.org/w/index.php?search=%D0%A0%D0%BE%D1%81%D1%81%D0%B5%D1%82%D0%B8&title=%D0%A1%D0%BB%D1%83%D0%B6%D0%B5%D0%B1%D0%BD%D0%B0%D1%8F%3A%D0%9F%D0%BE%D0%B8%D1%81%D0%BA&ns0=1> (дата обращения: 06.08.2023).

37. Xie K, Zhang H, Singh C. Reliability forecasting models for electrical distribution systems considering component failures and planned outages international // *Journal of Electrical Power & Energy Systems*. 2016. Vol. 79. Pp. 228-234. DOI: 10.1016/j.ijepes.2016.01.020

38. Zheng X, Menezes F, Nepal R. In between the state and the market: An empirical assessment of the early achievements of China 2015 electricity reform // *Energy Economics*. 2020. Vol. 93(C). DOI: 10.1016/j.eneco.2020.105003

39. Zorkaltsev V.I., Mokry I.V. Date Selection of the Beginning of the Economic Year on the Minimization Criteria of the Seasonal Oscillations Amplitude // *The Bulletin of Irkutsk State University. Series Mathematics*. 2017. Vol. 22. Pp. 50-62. DOI: 10.26516/1997-7670.2017.22.50

References

1. Abdin I., Li Y.-F., Zio E. Risk assessment of power transmission network failures in a uniform pricing electricity market environment. *Energy* 2017;138:1042-1055. DOI: 10.1016/j.energy.2017.07.115.

2. Campbell R.J. Weather-related power outages and electric system resiliency. (accessed 06.08.2023). Available at: <https://sgp.fas.org/crs/misc/R42696.pdf>.

3. Deng Ch.-J. Challenges and prospects of power transmission line. Intelligent monitoring technology. *American Research Journal of Computer Science and Information Technology* 2019;4(2):1-11.

4. Doukas H., Psarras J. Electricpower transmission: An overview of associated burdens. *International Journal of Energy Research* 2011;35(11):979-988. DOI: 10.1002/er.1745.

5. Dovgalyuk O., Omelianenko H., Pirotti A., Bondarenko R., Syromyatnikova T. Reliability Increase of the Distribution Electric Networks Operation in the Implementation of the Energy Market in Ukraine. In: proceedings of the 2019 IEEE 6th International Conference on Energy Smart Systems (ESS). Kyiv (Ukraine); 2019. Pp. 70-75. DOI: 10.1109/ESS.2019.8764243.

6. Electric Power Council of the Commonwealth of Independent States. Independent States Commonwealth Electric Power Industry 2007-2017. (accessed 06.08.2023). Available at: <http://energo-cis.ru/rumain675>.

7. Jamsek S., Bakic K. Slovenian Approach in Reliability Centered Maintenance of Transmission System Provider. In: proceedings of the 2005/2006 IEEE/PES Transmission and Distribution Conference and Exhibition. Dallas (Texas, USA); 2006. Pp. 799-802. DOI: 10.1109/TDC.2006.1668598.