

EDN: XTMYHD

УДК 621.311

Analytical Assessment of the Functioning of the Distribution Electric Networks of PJSC Rosseti Volga – Orenburgenergo

Igor V. Naumov^{*a, b} and Marina N. Polkovskaya^b

^a*Irkutsk National Research Technical University*

^b*Irkutsk State Agrarian University*

named after A. A. Ezhevsky

Irkutsk, Russian Federation

Received 16.10.2024, received in revised form 22.11.2024, accepted 03.12.2024

Abstract. The analysis of the transportation of electric energy through the electric networks of the branch of PJSC Rosseti Volga – Orenburgenergo for the period 2018–2023 was carried out. The article presents the structural characteristics of the company, as well as the features of the main elements of the studied electrical networks. An assessment of the balance of electric energy transmission in and out of the company’s networks has been made. Based on the information published in the open press on the level of accidents in the company’s electrical networks, an assessment was made of the number of emergencies that occurred during the study period, as well as the amount of under-discharge of electric energy caused by these interruptions. Based on the data for 2023, the analysis of the main causes of damage to the elements of electrical networks and the classification of failures was carried out, their main characteristics for this period were considered. It has been established that the main group of causes leading to emergency shutdowns are accidental events caused by wind load and atmospheric overvoltages. Based on the use of statistical forecasting methods, trend models and autoregression equations were obtained, preventive values for the number of emergency shutdowns until 2026 were established. The influence of the seasonal component on the number of emergencies during the study period was considered. The research uses general scientific methods, numerical methods of analysis, methods of forecasting theory. MATLAB graphics editor technologies were used to visualize the obtained analysis results. The results obtained may be of interest to the heads of power grid companies, as well as researchers and engineers engaged in research in the field of reliability of power supply.

Keywords: failure, emergency shutdown, under-start value, equipment damage, preventive assessment.

Acknowledgements. The authors express gratitude to the management of the Orenburgenergo company for providing materials for the production of an analytical assessment of the reliability level of electric energy transport via the company’s overhead power lines.

© Siberian Federal University. All rights reserved

This work is licensed under a Creative Commons Attribution-Non Commercial 4.0 International License (CC BY-NC 4.0).

* Corresponding author E-mail address: professorsnaumov@list.ru

Citation: Naumov I. V., Polkovskaya M. N. Analytical assessment of the functioning of the distribution electric networks of PJSC Rosseti Volga – Orenburgenergo. J. Sib. Fed. Univ. Eng. & Technol., 2024, 17(8), 988–1006. EDN: XТМУНD



Аналитическая оценка функционирования распределительных электрических сетей ПАО «Россети Волга» – «Оренбургэнерго»

И. В. Наумов^{а, б}, М. Н. Полковская^б

*^аИркутский национальный
исследовательский технический университет*

*^бИркутский государственный
аграрный университет имени А. А. Ежовского
Российская Федерация, Иркутск*

Аннотация. Произведен анализ транспортировки электрической энергии по электрическим сетям филиала ПАО «Россети Волга» – «Оренбургэнерго» за период 2018–2023 гг. В статье приводится структурная характеристика компании, а также рассматриваются особенности основных элементов исследуемых электрических сетей. Дана оценка баланса по передаче электрической энергии в сети и из сетей компании. На основе опубликованной в открытой печати информации по уровню аварийности в электрических сетях компании оценено количество аварийных ситуаций, возникших за исследуемый период, а также величина недоотпуска электрической энергии, обусловленного этими перерывами. На основе данных за 2023 г. проанализированы основные причины повреждаемости элементов электрических сетей и произведена классификация отказов, рассмотрены их основные характеристики за этот период. Установлено, что основной группой причин, приводящих к аварийным отключениям, являются случайные события, обусловленные ветровой нагрузкой и атмосферными перенапряжениями. На основе использования статистических методов прогнозирования получены трендовые модели и уравнения авторегрессии, установлены превентивные значения количества аварийных отключений до 2026 г. Рассмотрено влияние сезонной составляющей на количество аварийных ситуаций за исследуемый период. При выполнении исследования использованы общенаучные методы, численные методы и методы регрессионного анализа. Для визуализации полученных результатов анализа использовались технологии графического редактора MATLAB. Полученные результаты могут представлять интерес для руководителей электросетевых компаний, а также научных работников и инженеров, занимающихся исследованиями в области надежности электроснабжения.

Ключевые слова: отказ, аварийное отключение, величина недоотпуска, повреждаемость оборудования, превентивная оценка.

Благодарности. Авторы выражают признательность руководству компании «Оренбургэнерго» за предоставление материалов для производства аналитической оценки уровня надежности транспорта электрической энергии по воздушным линиям электропередачи компании.

Цитирование: Наумов И. В. Аналитическая оценка функционирования распределительных электрических сетей ПАО «Россети Волга» – «Оренбургэнерго» / И. В. Наумов, М. Н. Полковская // Журн. Сиб. федер. ун-та. Техника и технологии, 2024, 17(8). С. 988–1006. EDN: XТМУНD

Введение

Известно, что электрическая энергия (ЭЭ), представляя собой определенный вид товарной продукции, имеет отличительные особенности от других видов товара, одной из которых является одномоментность ее производства и потребления. Вместе с этим вся электроэнергетическая структура отдельных звеньев, по которым осуществляется доставка ЭЭ к месту потребления, должна быть достаточно гибкой и уравновешенной с тем, чтобы не допускать отказов в работе отдельных элементов электрических сетей, сводя к минимуму возможные перерывы электроснабжения и сокращая при этом ущерб от недопоставки ЭЭ потребителю. Электропотребление в России увеличивается с каждым годом, что обусловлено все возрастающими темпами развития и совершенствования всех отраслей хозяйственной деятельности государства, включая наращивание его обороноспособности. По опубликованным данным, электропотребление в среднем увеличивается на 1,4 % от года к году, особенно в таких отраслях, как металлургия, машиностроение и военная промышленность. Следует отметить также, что в прошлом году в ОЭС Юга были включены дополнительно энергосистемы ЛНР, ДНР, Херсонской и Запорожской областей. Таким образом, на конец 2023 г. объемы потребления ЭЭ в России превысили 1,121 трлн кВт·ч [1].

Принято считать, что надежность электропередачи является одним из наиболее значимых критериев оценки уровня эффективности электроснабжения. При этом передача ЭЭ посредством воздушных линий является наиболее уязвимым способом ее транспорта, поскольку зависит от многочисленных факторов, связанных с территориальными и климатическими особенностями местности, условиями эксплуатации и степенью старения и износа основных элементов электрических сетей. Вследствие этого осуществление систематического анализа уровня аварийности многочисленных электроэнергетических сетевых компаний на территории России, установление причинности возникновения событий тех или иных отказов, установление взаимосвязи возникновения аварий с сезонными, климатическими и другими особенностями отдельных территорий позволяет создавать надежную базу данных аварийности в структурных подразделениях Единой энергетической системы России, а накопление таких данных, в свою очередь, позволяет осуществлять превентивную оценку возможных нарушений электрообеспечения для отдельных компаний на определенную перспективу. Прогнозирование уровня надежности обеспечения электроэнергией во многом снижает риски перерывов электроснабжения и, соответственно, способствует не только повышению эффективности использования ЭЭ, но также и сохранности элементов электрических сетей и основного электрооборудования. Это становится возможным вследствие проведения соответствующих превентивных мероприятий, разработанных на основе данных прогностического анализа функционирования исследуемых электрических сетей.

В основе методов вероятностного анализа электроэнергетических задач лежат достаточно глубоко проработанные и сформированные преобразования систем случайных величин. Любое событие отказа элемента электрической сети, сопровождающееся возникающим недоотпуском ЭЭ, можно считать случайным событием. И тем лицам, которые несут ответственность за качество и надежность доставки ЭЭ к месту электропотребления, хотелось бы знать, с какими вероятностями это событие отказа будет принимать определенные значения. Совокупность этих вероятностей и задает их распределение. В результате расчеты режимов работы технических систем с учетом вероятностной природы их параметров зачастую сводятся к де-

терминированным расчетам, например, в качестве исходных данных рассматриваются средние значения наблюдаемых величин [2]. В соответствии со сказанным оценка уровня функционирования электросетевых объектов России на определенную перспективу представляется весьма важной и актуальной задачей исследований российских электроэнергетических систем. Этим вопросам посвящено достаточное количество публикаций различных авторов [3–8]. Как известно из теории надежности, полное время эксплуатации любого электросетевого объекта складывается из трёх основных периодов: периода приработки, технической эксплуатации и времени наработки объекта до наступления его предельного состояния¹. При этом первому этапу соответствует гиперболическое, второму – практически линейное и третьему – параболическое изменения интенсивности отказов (аварийных отключений) во времени. И на любом из этих трёх этапов возможно использовать различные наработанные ресурсы превентивной оценки наступления того или иного события [9–13].

Предлагаемая вниманию читателя статья является продолжением цикла публикаций по оценке уровня надежности функционирования отдельных электроэнергетических структур ПАО «Россети». *Целью* статьи является аналитическая оценка повреждаемости и прогнозирование аварийности в электрических сетях одного из филиалов ПАО «Россети Волга» – «Оренбургэнерго». Достижение цели осуществляется путем решения следующих задач исследования: *представить структурно-балансовую характеристику филиала; проанализировать повреждаемость электрических сетей компании и причины возникновения этих повреждений; произвести превентивную оценку возможных аварийных отключений на определенную перспективу с учетом сезонной составляющей.*

Структурно-балансовая характеристика компании

Филиал ПАО «Россети Волга» – «Оренбургэнерго» (далее по тексту компания «Оренбургэнерго» – КОЭ) является одной из 17 электросетевых организаций, осуществляющих функции передачи и распределения ЭЭ на территории Оренбургской области. На начало 2024 г. КОЭ осуществляла свою деятельность на территории общей площадью 124 тыс. км², с численностью населения 1,97 млн чел. Состав компании представлен 7 производственными отделениями, объединяющими 35 районных электрических сетей [14], на балансе которых на 01.01.2023 г. находятся 316 трансформаторных подстанций (ТП) напряжением 6–220 кВ общей мощностью 3515 МВА и 45863 км линий электропередачи (ЛЭП) напряжением 0,4–220 кВ. На долю кабельных ЛЭП приходится 5,07 % протяженности всех ЛЭП [15].

Для того чтобы произвести характеристику баланса по передаче электрической энергии по сетям КОЭ, воспользуемся информацией по такому балансу за 2019 г. [16], поскольку только в этом году в открытом доступе приводится такая информация по каждому из филиалов ПАО «Россети Волга». По остальным годам исследуемого интервала (2018–2023 гг.) баланс по передаче ЭЭ приводится в целом по всему ПАО. Поэтому, сопоставив процентное соотношение баланса по передаче ЭЭ по КОЭ в 2019 г. к общему объему передачи ЭЭ по ПАО, определим приближенные значения объемов передачи ЭЭ в каждом году по КОЭ. На рис. 1 приведены диаграммы по передаче ЭЭ по сетям КОЭ за период 2018–2023 гг.

¹ Предельное состояние объекта характеризуется либо невозможностью его дальнейшей эксплуатации, либо когда такая эксплуатация нецелесообразна.

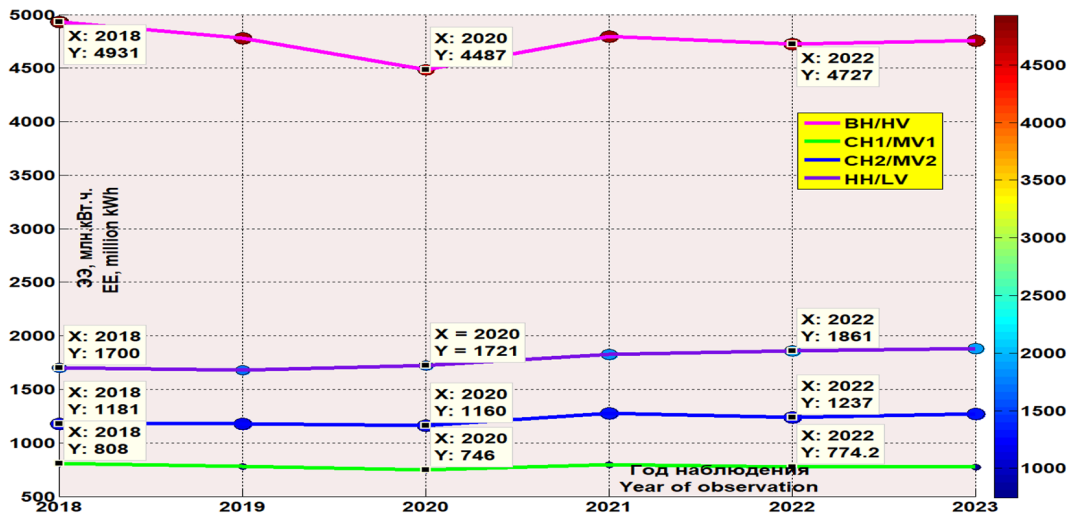


Рис. 1. Динамика передачи электрической энергии из сетей КОЭ потребителям за период 2018–2023 гг.
Fig. 1. Dynamics of electric energy transmission from the KOE networks to consumers for the 2018–2023

Как показывает анализ рис. 1, с 2018 по 2023 гг. по сетям КОЭ потребителям передано 51134,562 млн кВт·ч ЭЭ. При этом на долю сетей ВН приходится 55,69 % (28476,284 млн кВт·ч), на долю сетей СН1–9,15 % (4678,563 млн кВт·ч), сети СН2–14,29 % (7309,112 млн кВт·ч) и на долю сетей НН – 20,87 % (10670,603 млн кВт·ч)². В целом, как видно из рисунка, передача ЭЭ потребителям по всем видам номинального напряжения остается примерно на одном уровне и в среднем составляет ежегодно: по ВН – 4746,047 603 млн кВт·ч, по СН1–779,761 млн кВт·ч, по СН2–1218,185 млн кВт·ч и по НН – 1778,434 млн кВт·ч. При этом рост электропотребления в сетях ОЭ продолжатся. Так, за 2023 г. к электрическим сетям ОЭ было подключено 2227 новых потребителей суммарной мощностью 103,5 МВт [16], а по данным [17], электропотребление по энергосистеме Оренбургской области будет увеличиваться и прогнозируется в 2029 г. на уровне 17889 млн кВт·ч. Среднегодовой темп прироста составит 1,81 %, а наибольший годовой прирост потребления электрической энергии энергосистемы Оренбургской области прогнозируется в 2028 г. и составит 434 млн кВт·ч, или 2,53 % [17].

Анализ аварийных отключений и их последствий

На рис. 2 представлена динамика изменения аварийных отключений и их последствий в сетях КОЭ за 2018–2023 гг.

По оси X данного рисунка откладываются месяцы года, сгруппированные по два месяца. Анализ рис. 2 показывает, что из общего количества отказов, равного 52756 за весь период наблюдений, на долю 2018 г. приходится 24,8 % (13063 шт.). При этом количество недопоставленной электроэнергии (ЭЭ) в этом году превысило 37,6 % общего недоотпуска (3527,36 тыс. кВт·ч) и составило 1326,316 тыс. кВт·ч. По остальным годам наблюдения сложилась следующая ситуация. 2019 г.: отказы – 20,5 % (10857 шт.), недоотпуск – 18,1 % (63795 тыс. кВт·ч); 2020: от-

² ВН – высокое напряжение 110 кВ и выше; СН1 – среднее напряжение 35 кВ; СН-2 – среднее напряжение 6–10 кВ; НН – низкое напряжение 0,4 кВ.

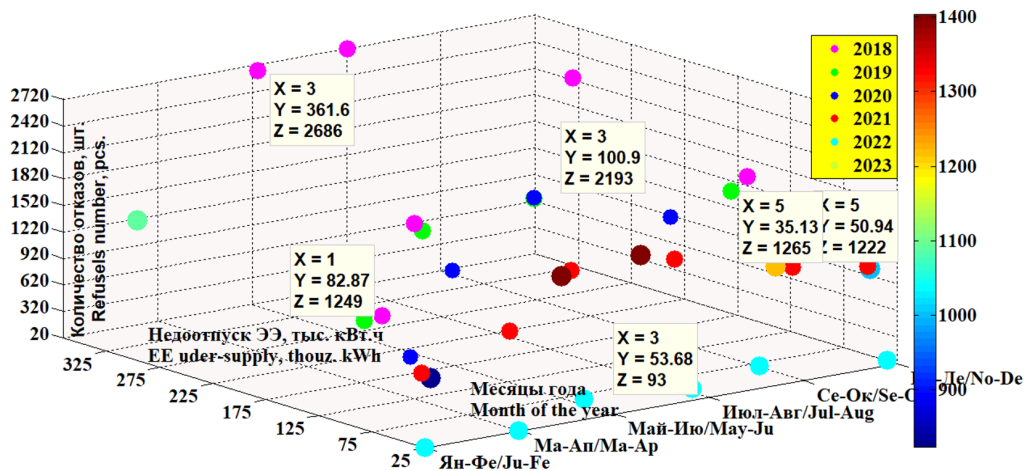


Рис. 2. Динамика изменения аварийных отключений и их последствий в сетях КОЭ за 2018–2023 гг.

Fig. 2. Dynamics of changes in emergency shutdowns and their consequences in the KOE networks for 2018–2023

казы – 18,25 % (9629 шт.), недоотпуск – 10,45 % (368,796 тыс. кВт·ч); 2021 г.: отказы – 13,69 % (7222 шт.), недоотпуск – 7,78 % (274,696 тыс. кВт·ч); 2022 г.: отказы – 11,66 % (6149 шт.), недоотпуск – 7 % (247,46 тыс. кВт·ч) и 2023 г.: отказы – 11,06 % (5836 шт.), недоотпуск – 19,05 % (672,136 тыс. кВт·ч).

Как видно, наибольшее количество аварийных отключений соответствует 2018 г., и в последующие годы количество аварийных отключений сокращается, при этом средний процент сокращения отказов с 2018 по 2023 гг. составил 2,75 %. С величиной недоотпуска ЭЭ ситуация несколько иная. С 2018 по 2022 гг. происходит также существенное снижение недопоставки ЭЭ в результате аварийных отключений. При этом среднегодовой процент снижения недоотпуска за эти годы составил 7,65 %. Но в 2023 г. происходит резкое повышение недоотпуска ЭЭ – на 12,05 %, по сравнению с 2022 г. Так, только в апреле 2023 г. недоотпуск составил 376,354 тыс. кВт·ч (почти 56 % от суммарного недоотпуска за 2023 г.).

Интенсивность происходящих отказов оценивалась на основе классификации, предложенной в [8, 18–20]. В соответствии с этой классификацией все отказы подразделяются на: самовосстанавливающиеся ($N_{АПВ}$), которые ликвидируются посредством срабатывания автоматики повторного включения, при этом недоотпуска ЭЭ не происходит; $N_{<1}$ – отказы, повлекшие недоотпуск ЭЭ менее 1 тыс. кВт·ч; N_{1-10} – отказы, в результате которых недоотпуск ЭЭ составил от 1 до 10 тыс. 1 тыс. кВт·ч и $N_{>10}$ – отказы, вследствие которых возник недоотпуск ЭЭ от 1 до более 10 тыс. кВт·ч.

На рис. 3 представлена динамика изменения интенсивности отказов за 2018–2023 гг. Анализ этого рисунка показывает, что наибольшее количество отказов приходится на те отключения, которые привели к недоотпуску ЭЭ менее 1 тыс. кВт·ч. За весь период (с 2018 по 2023 гг.) на долю этих отказов пришлось 45564 аварийных отключений (рис. 3а). Причем наибольшее количество таких отказов соответствует также 2018 г. (27,7 % – 12620 шт.). И далее, вплоть до 2022 г. включительно, эти отказы также снижаются: 2019 г. – 23,1 % (10531 отк.); 2020 г. – 21,13 % (9629 отк.); 2021 г. – 15,25 % (6948 отк.) и 2022 г. – 0,92 % (419 отк.). Но в 2023 г. проис-

ходит резкое, взрывное увеличение таких отказов по сравнению с 2022 г., они увеличиваются с 419 шт. до 5417. При этом следует отметить, что общая динамика с 2018 по 2023 гг. все же соответствует снижению отказов. То есть 2022 г. как бы «выпадает» из общей равномерной динамики снижения таких отказов резким провалом их уменьшения.

На втором месте по количеству находятся отказы, не повлекшие недоотпуска ЭЭ, в результате срабатывания автоматики повторного включения (рис. 3б). Эти отказы также име-

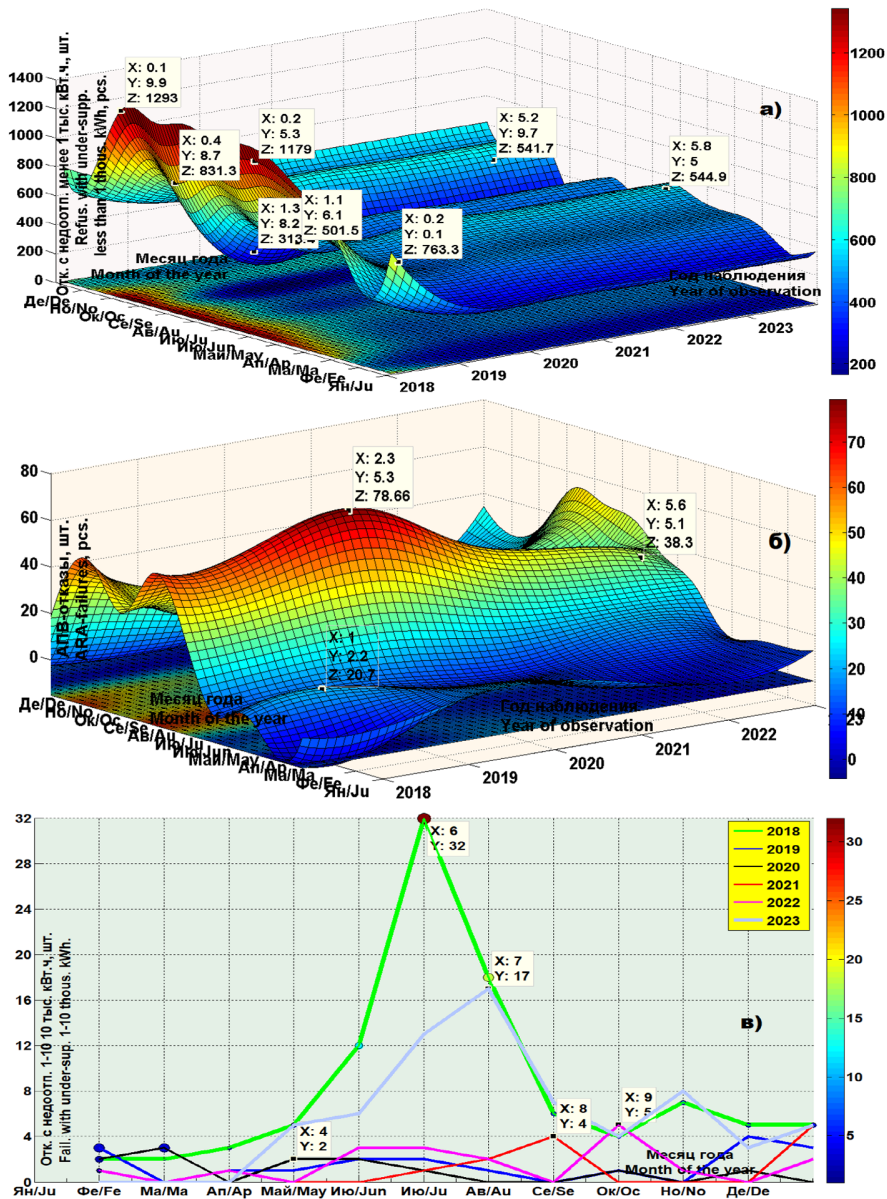


Рис. 3. Динамика изменения отказов по их интенсивности: а) с недоотпуском ЭЭ менее 1 тыс. кВт·ч; б) самовосстанавливающиеся отказы; с недоотпуском от 1 до 10 тыс. кВт·ч

Fig. 3. Dynamics of changes in failures according to their intensity: а) with under-supply of EE less than 1 thousand kWh; б) self-healing failures; с) self-healing failures; with under-supply from 1 to 10 thousand kWh

ют практически равномерную тенденцию снижения с 2018 по 2022 гг. Суммарное количество таких отказов за исследуемый период составило 1787 шт. Из них на долю 2018 г. приходится 19,03 % (340 отк.); 2019 г.– 17,12 % (306 отк.); 2020 г.– 17,35 % (310 отк. – небольшое увеличение к 2019 г.); 2021 г.– 14,55 % (260 отк.); 2022 г.– 12,42 % (222 отк.). Но в 2023 г. вновь происходит резкое увеличение таких отказов – на 57,2 % больше, чем в 2022 г., и на 2,65 % больше, чем в 2018 г. В целом отказы этого типа в 2023 г. составили 19,5 % к суммарному количеству таких отказов (349 шт.).

Отказы, повлекшие перерыв электроснабжения с недоотпуском от 1 до 10 тыс. кВт·ч, составили всего 0,22 % всего количества аварийных отключений (115 отк.), но вместе с этим суммарная величина недопоставленной ЭЭ в результате этих отказов составила 463,959 тыс. кВт·ч (13,15 % всей недопоставленной ЭЭ). При этом на долю 2018 г. пришлось 4,79 % (103 отк.– 169,03 тыс. кВт·ч); 2019: 18 отк., недоотпуск – 33,87 тыс. кВт·ч (0,96 %); 2020: 12 отк., недоотпуск – 18,735 тыс. кВт·ч (0,53 %); 2021: 13 отк., недоотпуск – 32,344 тыс. кВт·ч (0,925); 2022: 18 отк., недоотпуск – 45,1 тыс. кВт·ч (1,28 %) и 2023 г.: 68 отк., недоотпуск – 164,88 тыс. кВт·ч (4,67 %). Как видно, интенсивность таких отказов, снижаясь с 2018 до 2021 гг., вновь возрастает в 2022 и особенно в 2023 гг.

На рис. 3 отсутствует диаграмма отказов, повлекших недоотпуск ЭЭ более 10 тыс. кВт·ч, поскольку таких отказов очень мало. Всего за весь период наблюдений зафиксировано 9 таких отказов, причем в 2018 г.– 2 отк. (недоотпуск ЭЭ составил 25,91 тыс. кВт·ч – 0,73 % всего недоотпуска); 2019 г.– 2 отк. (24,83 тыс. кВт·ч – 0,704 %); 2020 г. – таких отказов не наблюдалось; 2021 г.– 1 отк. (14,71 тыс. кВт·ч – 0,42 %); 2022 г.– 2 отк. (22,2 тыс. кВт·ч – 0,63 %) и в 2023 г.– 2 отк. (340,95 тыс. кВт·ч – 9,67 %). Как видно, 2023 г. характеризуется значительным увеличением всех видов отказов и особенно большой величиной недоотпуска ЭЭ.

Рассмотрим основные причины, которые привели к описанным отказам и соответствующим последствиям.

Причины возникновения отказов в сетях КОЭ

Анализ причин отказов в сетях КОЭ произведен за 2023 г. При этом все возникшие отказы соответствуют следующим группам причин: **1** – несоблюдение технического обслуживания: несвоевременное выявление и устранение дефектов; неудовлетворительное техническое состояние оборудования (старение изоляции, потеря механической прочности провода, изменение свойств материалов и т.д.). В результате этого возникают механические разрушения, деформация, перекося, нарушение механического соединения. **2** – наброс посторонних предметов на ВЛ, проезд крупногабаритной техники и проч., то есть то, что вызвано внешним механическим воздействием. В результате это приводит к электродуговым повреждениям, нарушению контакта, разрыву цепи. **3** – отказы в сетях потребителя, то есть те аварийные отключения, которые происходят в организациях и у физических лиц, участвующих в процессе электропотребления. **4** – воздействие на электроустановки животных и птиц. **5** – длительное воздействие ветровой нагрузки, атмосферные перенапряжения, механическое воздействие атмосферных явлений, последствием которых в основном является нарушение электрической изоляции. **6** – недостатки конструкции, невыявленные причины.

На рис. 4 представлена динамика отказов в 2023 г. по указанным пяти причинам.

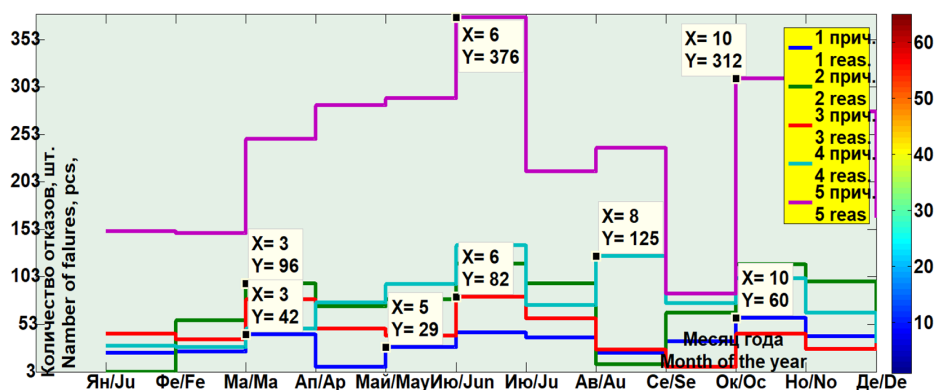


Рис. 4. Изменение отказов по причинам в сетях КОЭ в 2023 г

Fig. 4. Change of the failures to reasons in OEC networks in 2023

Анализ рис. 4 показал, что *первое* место по повреждаемости принадлежит 5-й группе причин: такие отказы составили 50,94 % (2791 отк.) всех отказов в 2023 г. (5479 отк.). Причем наибольшее количество аварийных отключений приходится на октябрь месяц – 11,18 % (312 отк.) всех отказов по этой причине. Минимальное количество – в сентябре: 3,05 % (85 отк.). На *втором* месте отказы, обусловленные 4-й группой причин – 16,17 % (886 отк.). Их максимальное количество приходится на июнь – 15,35 % (136 отк.) всех отказов по этой группе причин, минимальное – 3,27 % (29 отк.) соответствует февралю месяцу. *Третье* место занимают отказы 2-й группы – 15,51 % (850 отк.). Максимальное количество – 13,76 % (117 отк.) соответствует июню, минимальное – 0,35 % (3 отк.) – январю. На *четвертом* месте отказы 3-й группы – 9,91 % (543 отк.) от всего количества отказов в этом году, причем максимальное количество приходится на июнь – 15,1 % (82 отк.), минимальное соответствует сентябрю – 1,47 % (8 отк.). *Пятое* место соответствует 1-й группе причин – 7,46 % (409 отк.), максимальное количество которых произошло в октябре – 14,67 % (60 отк.), а минимальное в апреле – 1,96 % (8 отк.).

Шестая группа причин на данном графике (рис. 4) не рассматривалась, поскольку за весь 2023 г. произошло всего 8 отказов данной группы причин, причем их максимальное количество – 37,5 % (3 отк.) пришлось на июнь, 2 отказа произошло в сентябре (25 %) и по одному отказу в мае, июле и декабре (по 12,5 %).

Таким образом, наиболее пристальное внимание руководства компании должно акцентироваться на усилении мест крепления узлов электроустановок (в основном это крепление проводов ЛЭП к изоляторам), регулировании стрел провеса (в анкерных пролётах), а также усилении контроля за работой средств защиты от перенапряжений (замена вентильных разрядников на ОПН, увеличение мест подключения ОПН в узлах электроустановок и на ЛЭП).

Превентивная оценка аварийных ситуаций в электрических сетях КОЭ

Как уже было сказано выше, построение прогнозных моделей развития показателей является важной задачей при исследовании этих величин в различных отраслях хозяйственной деятельности. При этом выбор математических моделей прогноза из системы

стандартных моделей во многом зависит от фактора случайности показателя или от его коэффициента автокорреляции. В том случае, когда внутрирядная связь исследуемого показателя является слабой или слабозначимой (коэффициент автокорреляции ниже 0,7), для вероятностной оценки возможно применение законов распределения вероятностей. В случае сильной значимой внутрирядной связи строится авторегрессионная модель развития показателя. В качественных исходных данных для превентивной оценки аварийности в электрических сетях КОЭ принято количество событий отказов по месяцам 2018–2023 гг. Для прогнозирования тенденции развития ситуации по отказам в исследуемых сетях по годовым данным о количестве аварийных отключений в сетях КОЭ построены тренды (рис. 5). При этом из совокупности линейных и нелинейных уравнений, используемых для построения регрессионной зависимости, наиболее точным оказался логарифмический тренд [22], согласно которому к 2026 г. количество аварийных отключений снизится и составит около 4000 в год.

Поскольку сезонные изменения климатических условий оказывают достаточно существенное влияние на количество и характер возникающих отказов, наибольший интерес представляют собой модели, полученные для значений аварийных отключений по месяцам года. В табл. 1 приведены трендовые уравнения, представляющие собой линейные и нелинейные (степенные, экспоненциальные, логарифмические, полиномиальные) зависимости для различных месяцев исследуемого периода (2018–2023 гг.). Следует отметить, что уравнение, полученное по данным декабря, согласно критерию Фишера [23] оказалось незначимым. Значимость коэффициентов уравнений оценена с помощью критерия Стьюдента [24]. При этом число аварий в электрических сетях, согласно полученным зависимостям, ежегодно снижается, что может быть связано со своевременным проведением профилактических мероприятий. Исключение составляет ноябрь, в котором в последние 2 года наблюдается увеличение отказов оборудования.

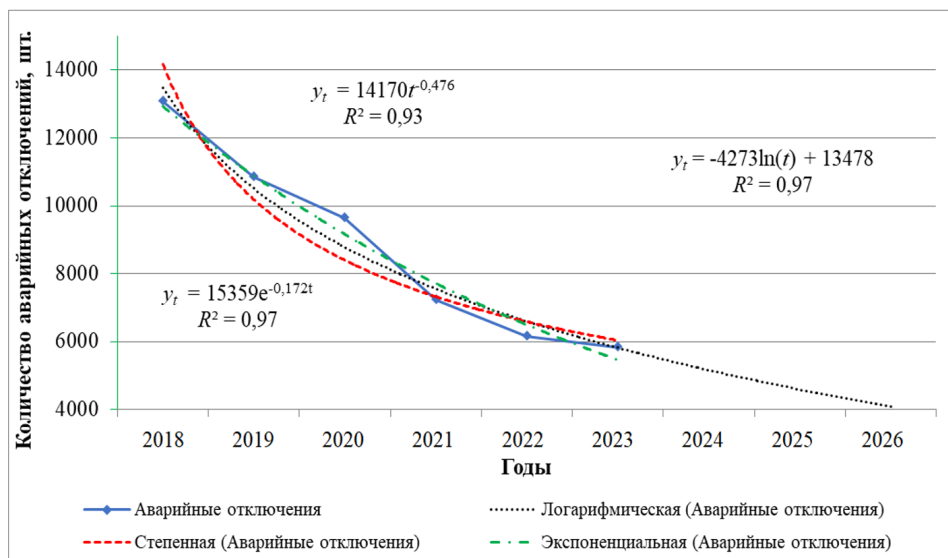


Рис. 5. Тренды годовых значений аварийных отключений в сетях КОЭ за 2018–2023 гг.

Fig. 5. Trends in annual values of emergency shutdowns in COE networks for 2018–2023

Таблица 1. Тренды аварийных отключений по месяцам в сетях КОЭ за 2018–2023 гг.

Table 1. Trends of emergency shutdowns by month in OEC networks for 2018–2023.

Месяц	Уравнение тренда	Коэффициент детерминации (R^2)
Январь	$y_t = 938,5t - 0,53$	0,93
Февраль	$y_t = 594,0 e^{-0,10 t}$	0,95
Март	$y_t = 971,9t - 0,47$	0,83
Апрель	$y_t = 1537,1 e^{-0,20 t}$	0,87
Май	$y_t = 1699,7 e^{-0,20 t}$	0,92
Июнь	$y_t = -448,6 \ln(t) + 1412,5$	0,94
Июль	$y_t = 1676,3 e^{-0,20 t}$	0,99
Август	$y_t = 1728,5 e^{-0,20 t}$	0,99
Сентябрь	$y_t = -204,3t + 1547,0$	0,99
Октябрь	$y_t = 1207,1t - 0,45$	0,88
Ноябрь	$y_t = 30,8t^2 - 277,5t + 1100,5$	0,74

Заметим, что кроме трендовых моделей при прогнозировании различных показателей часто используют авторегрессионные зависимости [20, 24]. Анализ коэффициентов автокорреляции (R_1) рядов аварийных отключений в сетях КОЭ по месяцам свидетельствует о наличии сильной значимой внутрирядной связи ($R_1 > 0,7$) за исключением декабря. Высокий коэффициент авторегрессии свидетельствует о возможности использования для прогнозирования авторегрессионных моделей, согласно которым последующее значение ряда зависит от предыдущего.

В табл. 2 приведены значимые нелинейные (экспоненциальные, степенные, логарифмические) авторегрессионные уравнения для 10 месяцев. При этом следует отметить, что по данным за ноябрь и декабрь значимые зависимости отсутствуют.

Поскольку количество аварийных отключений имеет значительные колебания в различные месяцы, помимо трендовых и авторегрессионных моделей для прогнозирования данного параметра можно использовать тренд-сезонные модели. Для выделения составляющих временных рядов использована модель «Кассандра» [25], в основе которой лежит метод наименьших квадратов. При этом из исходного ряда x_t выделяются три составляющие: тренд y_t , сезонные колебания s_t и остаточный член ε_t :

$$x_t = y_t + s_t + \varepsilon_t, t = 1, \dots, T. \quad (1)$$

Здесь y_t – полинома от времени с заданным параметром степени n .

$$y_t = \sum_{i=0}^n a_i t^i. \quad (2)$$

Сезонная составляющая s_t определяется как взвешенная сумма строго периодических, с периодом равным году, функций с весами t^i :

$$s_t = \sum_{i=0}^m s_i(t) t^i, \quad (3)$$

где m – заданный параметр степени полинома в описании сезонных колебаний ($m \leq n$). Функции $s_i(t)$, $i > 0$ заданы разложением в ряд Фурье и характеризуют изменение формы и амплитуды сезонных колебаний от времени.

Таблица 2. Авторегрессионные модели аварийных отключений в электрических сетях Оренбургэнерго за 2018–2023 гг.

Table 2. Autoregressive models of emergency shutdowns in OEC electrical networks for 2018–2023

Месяц	Авторегрессионное уравнение	R2
Январь	$y_t = 202,1 e^{0,0014 y_{y-1}}$	0,95
Февраль	$y_t = 130,6 e^{0,0025 y_{y-1}}$	0,86
Март	$y_t = 282,0 e^{0,0010 y_{y-1}}$	0,60
Апрель	$y_t = 237,4 e^{0,0012 y_{y-1}}$	0,80
Май	$y_t = 270,7 e^{0,0011 y_{y-1}}$	0,82
Июнь	$y_t = 3,35 y_{t-1}^{0,80}$	0,77
Июль	$y_t = 806,1 \ln(y_{t-1}) - 4720,9$	0,96
Август	$y_t = 276,5 e^{0,0010 y_{y-1}}$	0,99
Сентябрь	$y_t = 962,4 \ln(y_{t-1}) - 5817,1$	0,96
Октябрь	$y_t = 243,5 7 \ln(y_{t-1}) - 955,5$	0,69

$$s_i(t) = \sum_{j=1}^{K/2} \alpha_{ij} \cos \frac{2\pi jt}{K} + \sum_{j=1}^{K/2-1} \beta_{ij} \sin \frac{2\pi jt}{K}, \quad (4)$$

где K – количество наблюдений ряда x_t в году. Параметры α_i , α_{ij} , β_{ij} оцениваются с помощью метода наименьших квадратов:

$$\sum_{t=1}^T b_t \varepsilon_t^2 \rightarrow \min, \quad (5)$$

где b_t – при условиях (1)-(4) – заданные положительные числа, которые характеризуют соотношения информативности исходных данных отдельных периодов времени.

При построении тренд-сезонной модели для ряда аварийных отключений в электрических сетях КОЭ задавались следующие значения параметров: $n = 2$, $m = 1$, $K = 12$, $T = 72$.

На рис. 6 приведены графики динамики аварийных отключений в сетях КОЭ за 2018–2023 гг. и сумма тренда и сезонных колебаний, выделенных в тренд-сезонной модели. Согласно рисунку в рассматриваемом периоде имеет место значительное снижение аварийных отключений. Данный факт может свидетельствовать о профессиональной квалификации и заинтересованности руководства компаний, разрабатывающих планы противоаварийных мероприятий и инвестирующих значительные средства в реализацию этих мероприятий, а также квалификационной подготовленности оперативного персонала компании, реализующего эти мероприятия в сетях компании.



Рис. 6. Динамика аварийных отключений в сетях КОЭ за 2018–2023 гг. и сумма тренда с сезонных колебаний, выделенных в тренд-сезонной модели

Fig. 6. Dynamics of emergency outages in OEC networks for 2018–2023 and the sum of the trend from seasonal fluctuations highlighted in the trend-seasonal model

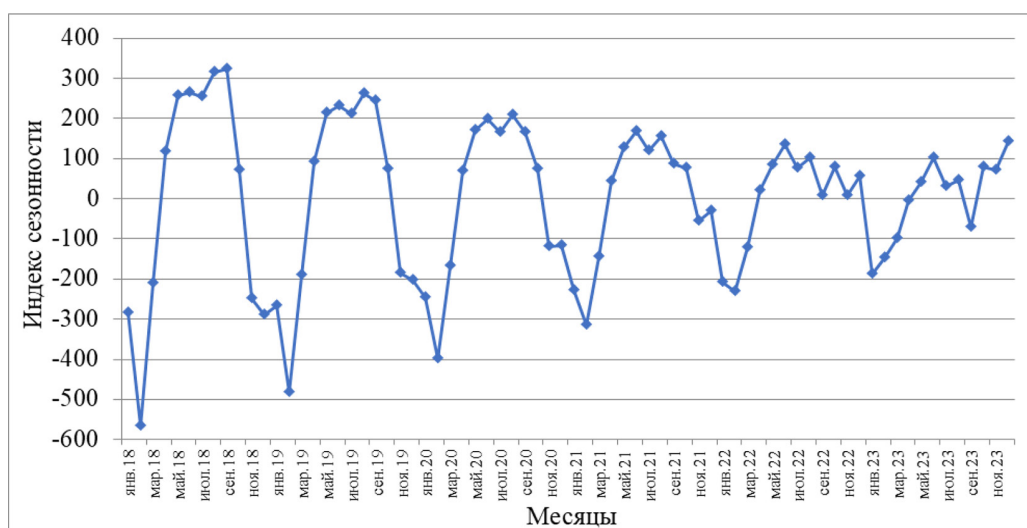


Рис. 7. Сезонные отклонения аварийных отключений в сетях КОЭ за 2018–2023 гг.

Fig. 7. Seasonal deviations of emergency shutdowns in the OEC networks for 2018–2023

При этом на графиках отчетливо видно, что общее снижение аварийных отключений сопровождается увеличением отказов оборудования в отдельные месяцы года. Кроме того, увеличение характеризуется явно выраженными периодически повторяющимися сезонными колебаниями.

Сезонные отклонения отказов в сетях КОЭ представлены на рис. 7. Как видно, амплитуда сезонных колебаний по месяцам, показанная на этом рисунке, свидетельствует о неравномерности этих колебаний. Количество отказов оборудования начинает возрастать с марта и увеличивается до сентября. С октября исследуемый показатель начинает снижаться, затем не-

Таблица 3. Отклонение значений ретроспективного прогноза аварийных отключений в электрических сетях КОЭ на 2023 г. от фактических данных

Table 3. Deviation of the values of the retrospective forecast of emergency outages in OEC electrical networks for 2023 from the actual data

Месяц	Отклонение значения ретроспективного прогноза от фактического, %		
	трендовая модель	тренд-сезонная модель	авторегрессионная модель
Январь	1,60 %	22,11 %	9,08 %
Февраль	2,19 %	0,31 %	3,97 %
Март	6,96 %	20,74 %	1,07 %
Апрель	3,35 %	8,09 %	11,62 %
Май	3,41 %	10,48 %	6,16 %
Июнь	3,17 %	10,78 %	3,16 %
Июль	7,20 %	5,40 %	0,03 %
Август	0,12 %	13,38 %	2,33 %
Сентябрь	16,38 %	16,41 %	11,72 %
Октябрь	13,21 %	25,56 %	3,36 %
Ноябрь	2,10 %	20,28 %	-
Декабрь	-	22,95 %	-

значительное увеличение аварийных отключений имеет место в январе, а самое низкое число аварий – в феврале.

Для выбора моделей, наиболее точно прогнозирующих количество аварийных отключений, часто используют ретроспективный прогноз, то есть прогноз на прошедший период. В табл. 3 приведены отклонения фактических данных исследуемого показателя от значений ретроспективного прогноза.

Согласно приведенным в табл. 3 результатам, наименьшее отклонение фактических значений аварийных отключений в январе, апреле, мае, августе, ноябре имеют значения ретроспективного прогноза по трендовой модели, в феврале – по тренд-сезонной, в марте, июне, июле, сентябре, октябре – по авторегрессионной. Значительное отклонение значений прогноза по тренд-сезонной модели от фактических значений в декабре свидетельствует о невозможности получения прогнозов с использованием данной модели.

Таким образом, на основании произведенных исследований можно сформулировать следующие выводы.

1. Уровень аварийности в электрических сетях КОЭ начиная с 2018 г. существенно снижается, что свидетельствует о существенной заинтересованности руководства компании в безаварийной электропередаче потребителям. Вместе с этим необходимо отметить рост аварийности в 2023 г., что, безусловно, связано с атмосферно-климатическими особенностями этого года.

2. Наибольшая величина недоотпуска ЭЭ приходится на те аварийные отключения, которые привели к недоотпуску ЭЭ менее 1 тыс. кВт·ч. За весь период (с 2018 по 2023 гг.) на долю этих отказов пришлось 45564 аварийных отключений. При этом отказы, повлекшие перерыв электроснабжения с недоотпуском от 1 до 10 тыс. кВт·ч и более 10 тыс. кВт·ч, составили всего

0,22 и 0,017 % всех аварийных отключений соответственно. Вместе с этим величина недоотпуска ЭЭ, приходящаяся на эти отказы, превысила 13,15 и 12,15 % всего количества недопоставленной ЭЭ соответственно.

3. Основной группой причин, по которым происходит подавляющее количество аварийных отключений, является длительное воздействие ветровой нагрузки и атмосферные перенапряжения, вызывающие механическое воздействие на элементы электроустановок, последствием которых в основном является нарушение электрической изоляции.

4. Аналитическая оценка трендовой модели изменения событий отказов в исследуемых электрических сетях показала, что тенденция годовых значений аварийных отключений позволяет определить прогнозное значение возможных отказов на период до 2026 г., которое составит ориентировочно до 4000 шт.

5. Получены качественные авторегрессионные, трендовые и тренд-сезонные модели для прогнозирования аварийных отключений по месяцам. При этом для выбора модели, наиболее точно описывающей исходный ряд исследуемого показателя, использован ретроспективный прогноз на 2023 г. Наихудший результат показала тренд-сезонная модель, несмотря на то что ошибка прогноза является удовлетворительной по данным за 2018–2022 гг. Произведенный анализ свидетельствует об увеличении в 2023 г. влияния случайных факторов, что на самом деле соответствует действительности, так как основная группа причин, приводящая к наибольшему количеству отказов, и относится к таким факторам.

Список литературы / References

[1] *Российская энергетика замкнулась на себя*. [Электронный ресурс]. Режим доступа: <https://www.kommersant.ru/doc/6464135> (дата обращения: 26.10.2024). [*The Russian energy industry has closed itself off*]. [Electronic resource]. Access mode: <https://www.kommersant.ru/doc/6464135> (accessed 26.10.2024). (in Rus.).

[2] *Глава 3. Вероятностные распределения и их свойства*. [Электронный ресурс]. Режим доступа: <https://hr-portal.ru/statistika/gl3/gl3.php> (дата обращения: 26.10.2024). [*Chapter 3. Probability distributions and their properties*]. [Electronic resource]. Access mode: <https://www.kommersant.ru/doc/6464135> (accessed 26.10.2024). (in Rus.).

[3] *Жиляков С.А. Ранняя диагностика и прогнозирование надежности промышленного оборудования на основе «цифрового двойника»*. С.А. Жиляков, Е.М. Карасев, С.Б. Левочкин, Т.А. Плешивцева. «Neftegaz.RU» (Цифровизация) 2021; 5. [Электронный ресурс]. Режим доступа: <https://magazine.neftegaz.ru/articles/tsifrovizatsiya/682121-rannyaya-diagnostika-i-prognozirovanie-nadezhnosti-promyshlennogo-oborudovaniya-na-osnove-tsifrovogo/> (дата обращения: 02.12.2023). [*Zhilyakov S.A. Early diagnostics and forecasting of reliability of industrial equipment based on a “digital double”*]. S.A. Zhilyakov, E.M. Karasev, S.B. Levochkin, T.A. Pleshivtseva. “Neftegaz.RU” (Digitalization) 2021; 5. [Electronic resource]. Access mode: <https://magazine.neftegaz.ru/articles/tsifrovizatsiya/682121-rannyaya-diagnostika-i-prognozirovanie-nadezhnosti-promyshlennogo-oborudovaniya-na-osnove-tsifrovogo/> (accessed 26.10.2024). (in Rus.).

[4] *Анализ методов диагностики и прогнозирования состояния ответственных энергетических установок*. [Электронный ресурс]. Режим доступа: <https://chemtech.ru/analiz-metodov-diagnostiki-i-prognozirovaniya-sostojaniya-otvetstvennyh-jenergeticheskikh-ustanovok/> (дата обраще-

ния: 27.10.2024)/ [Analysis of methods for diagnosing and predicting the condition of critical power plants. [Electronic resource]. Access mode: <https://chemtech.ru/analiz-metodov-diagnostiki-i-prognozirovaniya-sostojaniya-otvetstvennyh-jenergeticheskikh-ustanovok/> (accessed 27.10.2024). (in Rus.)].

[5] Наумов И. В., Ерин В. Н. Прогнозирование функциональных состояний систем электро-снабжения. Монография, 2009; Иркутск, ИрГСХА. 147. [Naumov I. V., Erin V. N. Forecasting the functional states of power supply systems. Monograph, 2009; Irkutsk, IrGSHA. 147 (in Rus.)].

[6] Наумов И. В., Полковская М. Н. Причины повреждаемости и их прогностическая оценка в электрических сетях (на примере ПАО «Россети Ленэнерго»). *Грозненский естественнонаучный бюллетень* 2022; (29)3, 104–114. [Naumov I. V., Polkovskaya M. N. The causes of damage and their prognostic assessment in electric networks (on the example of PJSC Rosseti Lenenergo). *Grozny Natural Science Bulletin* 2022; (29)3, 104–114 (in Rus.)].

[7] Наумов И. В. Прогностическая оценка функционального состояния электрических сетей (на примере филиала ПАО «Россети Волга» – «Самарские распределительные сети». *Журнал Сибирского федерального университета. Техника и технологии*, 2024. 17(1). 92–106. [Naumov I. V. Prognostic assessment of the functional state of electric networks (on the example of the branch of PJSC “Rosseti Volga” – “Samara Distribution Networks”. *Journal of the Siberian Federal University. Engineering and Technology*, 2024. 17(1). 92–106 (in Rus.)].

[8] Наумов И. В. Перспективная оценка надежности функционирования электрических сетей на примере филиала ПАО «Россети Волга» – «Саратовские распределительные сети». *Журнал Сибирского федерального университета. Техника и технологии*, 2024. 17(3). 360–377. [Naumov I. V. Perspective assessment of the reliability of the functioning of electric networks on the example of the branch of PJSC “Rosseti Volga” – “Saratov Distribution Networks”. *Journal of the Siberian Federal University. Engineering and Technology*, 2024. 17(3). 360–377 (in Rus.)].

[9] Котов А. С. Обзор методов прогнозирования генерации энергии. А. С. Котов, Т. М. Сивеев, А. Г. Груздов, Е. Е. Пашковская. *Столыпинский вестник*. 2022, 9. 4937–4951. [Kotov A. S. Review of methods for forecasting energy generation. A. S. Kotov, T. M. Siveev, A. G. Gruzdov, E. E. Pashkovskaya. *Stolypin Bulletin*. 2022, 9. 4937–4951 (in Rus.)].

[10] Агеев В. А. Обзор традиционных и нейросетевых методов прогнозирования электрической нагрузки. В. А. Агеев, Д. В. Казаков, Д. С. Репьев. *Ogarev-online*. 2023, 5. [Электронный ресурс]. Режим доступа: <https://journal.mrsu.ru/arts/obzor-tradicionnyh-i-nejrosetevyx-metodov-prognozirovaniya-elektricheskoy-nagruzki> (дата обращения: 02.12.2023). [Ageev V. A. Review of traditional and neural network methods for predicting electrical load. V. A. Ageev, D. V. Kazakov, D. S. Repyev. *Ogarev-online*. 2023, 5. [Electronic resource]. Access mode: <https://journal.mrsu.ru/arts/obzor-tradicionnyh-i-nejrosetevyx-metodov-prognozirovaniya-elektricheskoy-nagruzki> (accessed 27.10.2024). (in Rus.)].

[11] Прогнозирование потребления электрической энергии с использованием нейронных сетей. [Электронный ресурс] – Режим доступа: <https://cyberleninka.ru/article/n/prognozirovanie-potrebleniya-elektricheskoy> (дата обращения: 28.10.2024). [Forecasting electrical energy consumption using neural networks. [Electronic resource]. Access mode: <https://cyberleninka.ru/article/n/prognozirovanie-potrebleniya-elektricheskoy> (accessed 28.10.2024). (in Rus.)].

[12] Методы прогнозирования электропотребления // *Евразийский Союз Ученых – публикация научных статей в ежемесячном научном журнале. Технические науки*. [Электронный ресурс].

дежность и безопасность энергетики, 2024, 17(2). 88–97. [Naumov I. V. Causes of accidents in electrical distribution networks (using the example of the branch of PJSC “Rosseti Volga” – “Saratov Distribution Networks”). *Reliability and safety of energy*, 2024, 17(2). 88–97 (in Rus.)].

[20] Наумов И. В. Прогностическая оценка функционального состояния электрических сетей (на примере филиала ПАО «Россети Волги» – «Самарские распределительные сети». *Журнал Сибирского федерального университета. Техника и технологии*, 2024, 17(1). 92–106. [Naumov I. V. Prognostic assessment of the functional state of electric networks (using the example of the branch of PJSC “Rosseti Volga” – “Samara Distribution Networks”). *Journal of the Siberian Federal University. Engineering and Technology*, 2024, 17(1). 92–106 (in Rus.)].

[21] Приказ Минэнерго России от 02.03.2010 N 90 (ред. от 27.07.2017): «Об утверждении формы акта о расследовании причин аварий в электроэнергетике и порядка ее заполнения» (вместе с «Порядком заполнения формы акта о расследовании причин аварий в электроэнергетике») (Зарегистрировано в Минюсте России 22.04.2010 N 16973. [Электронный ресурс]. – Режим доступа: <https://docs.cntd.ru/document/902204848> (дата обращения: 09.11.2024). [Order of the Ministry of Energy of the Russian Federation dated 02.03.2010 No. 90 (as amended on 27.07.2017): “On approval of the form of the act on investigation of the causes of accidents in the electric power industry and the procedure for filling it out” (together with the “Procedure for filling out the form of the act on investigation of the causes of accidents in the electric power industry”) (Registered with the Ministry of Justice of the Russian Federation on 22.04.2010 No. 16973. [Electronic resource]. – Access mode: <https://docs.cntd.ru/document/902204848> (date of access: 19.11.2024) (in Rus.)].

[22] Аникин А. С., Говжеев Г. Д. Применение регрессионного анализа для исследования временных рядов. [Электронный ресурс]. Режим доступа: <https://www.apni.ru/article/3737-primenenie-regressionnogo-analiza-dlya-issled> (дата обращения: 12.11.2024). [Anikin A. S., Gordeev G. D. Application of regression analysis for time series research. [Electronic resource]. [Access mode: <https://www.apni.ru/article/3737-primenenie-regressionnogo-analiza-dlya-issled> (date of application: 12.11.2024) (in Rus.)].

[23] Темная О. В., Агафонов Д. В. Модель зависимости удельной электроёмкости ВРП от цены электроэнергии и других влияющих факторов. *Вестн. Моск. ун-та., сер. 6. Экономика*, 2024, 59(2). 130–152. [Электронный ресурс]. Режим доступа: [file:///C:/Users/HONOR/Downloads/990-3852-1-PB%20\(1\).pdf](file:///C:/Users/HONOR/Downloads/990-3852-1-PB%20(1).pdf) (дата обращения: 12.11.2024). [Temnaya O. V., Agafonov D. V. A model of the dependence of the specific electrical capacity of GRP on the price of electricity and other influencing factors. *Bulletin of the Moscow University, ser. 6. Economics*, 2024, 59(2). 130–152. [Electronic resource]. Access mode: [file:///C:/Users/HONOR/Downloads/990-3852-1-PB%20\(1\).pdf](file:///C:/Users/HONOR/Downloads/990-3852-1-PB%20(1).pdf) (accessed: 12.11.2024) (in Rus.)].

[24] Малинин В. Н. *Статистические методы анализа гидрометеорологической информации: учебник*. В 2 томах: Том 2. Анализ временных рядов и случайных полей. Издание 2, испр. и доп. СПб.: РГГМУ, 2020. 196. [Электронный ресурс]. Режим доступа: http://elib.rshu.ru/files_books/pdf/rid_447c476b5af042b1b52a3595b669ecc1.pdf (дата обращения: 12.11.2024). [Malinin V. N. *Statistical methods of analysis of hydrometeorological information: textbook*. In 2 volumes: Volume 2. Analysis of time series and random fields. Edition 2, ispr. and add. St. Petersburg: RGGMU, 2020. 196 [Electronic resource]. Access mode: http://elib.rshu.ru/files_books/pdf/rid_447c476b5af042b1b52a3595b669ecc1.pdf (date of application: 12.11.2024) (in Rus.)].

[24] Тарасова С. В., Балуйев В. В. Обзор применения авторегрессии в разных сферах деятельности и исследование возможности применения авторегрессии в бортовом комплексе управления. *Молодой ученый*. 2022. 10(405). 8–10. [Электронный ресурс]. Режим доступа: <https://moluch.ru/archive/405/89395/> (дата обращения: 12.11.2024). [Tarasova S. V., Baluyev V. V. An overview of the use of autoregression in various fields of activity and a study of the possibility of using autoregression in an on-board control system. *A young scientist*. 2022. 10(405). 8–10. [Electronic resource]. Access mode: <https://moluch.ru/archive/405/89395/> (date of request: 12.11.2024) (in Rus.)].

[25] Зоркальцев В. И. Обоснование выбора регрессионной модели для анализа и прогнозирования процессов топливоснабжения с сезонной составляющей. *Известия Академии наук СССР. Энергетика и транспорт*. 1978. 3. 135–143. [Zorkaltsev V. I. Substantiation of the choice of a regression model for the analysis and forecasting of fuel supply processes with a seasonal component. *Proceedings of the USSR Academy of Sciences. Energy and transport*. 1978. 3. 135–143 (in Rus.)].