

<https://doi.org/10.21122/1029-7448-2025-68-1-17-34>

УДК 621.311.001.57

Модели текущего технического состояния электрооборудования для расчета надежности систем электроснабжения монопотребителей в рамках риск-ориентированного подхода

Ю. А. Секретарев¹⁾, А. А. Горшунов¹⁾

¹⁾Новосибирский государственный технический университет
(Новосибирск, Российская Федерация)

Реферат. В статье рассматривается результат моделирования значений текущего технического состояния электрооборудования на основе разработанных математических моделей. Реализация моделей представлена программным комплексом. Перед началом процесса моделирования рассматривались 72 схемы электроснабжения потребителей. Наибольший интерес для моделирования представляют 50 схем ответственных потребителей. Моделируемое интегральное значение текущего состояния в зависимости от количества оборудования, за которым осуществляется мониторинг, изменяется. В ходе исследования для каждой из рассмотренной схемы получен ряд значений, имитирующих выборочную совокупность индекса технического состояния, выдвинута гипотеза о нормальном распределении генеральных совокупностей и проведена их проверка с помощью критерия согласия Пирсона. При увеличении числа, учитываемого в процессе мониторинга электрооборудования, происходит уменьшение среднего значения индекса технического состояния. Данный показатель имеет накопительную оценку технического состояния всей рассматриваемой системы электроснабжения. С учетом индекса технического состояния получены значения вероятностей безотказной работы схем электроснабжения рассматриваемых потребителей. Значение вероятности безотказной работы рассматриваемых схем систем электроснабжения в случае учета текущего технического состояния их элементов снижается. Результаты моделирования и расчетов показывают необходимость мониторинга за текущим техническим состоянием электрооборудования и регулярный перерасчет значений показателей надежности для схем электроснабжения с целью принятия наиболее эффективного решения по выводу электрооборудования в плановый ремонт. С целью уменьшения значения вероятности отказа электрооборудования в системах электроснабжения требуется проводить регулярные оценки технического состояния и выполнять плановые технические обслуживания и ремонтные работы. Для получения более точной оценки надежности следует получать дополнительные сведения о состоянии оборудования, например информацию о проведенном техническом обслуживании, выполненных ремонтах и обнаруженных дефектах. Полученные данные могут быть применены для уменьшения вероятности простоя оборудования, увеличения

Адрес для переписки

Секретарев Юрий Анатольевич
Новосибирский государственный
технический университет
просп. К. Маркса, 20,
630073, г. Новосибирск,
Российская Федерация,
Тел.: +7383-346-15-51
sekretarev@corp nstu ru

Address for correspondence

Sekretarev Yuri A.
Novosibirsk State
Technical University
20, K. Marx Ave.,
630073, Novosibirsk,
Russian Federation
Tel.: +7383-346-15-51
sekretarev@corp nstu ru

частоты проведения технического обслуживания и ремонта и, как результат, снижения негативных последствий от недоотпуска электроэнергии.

Ключевые слова: риск-ориентированный подход, система электроснабжения, индекс технического состояния, моделирование мониторинга за техническим состоянием, надежность систем электроснабжения, закон нормального распределения, критерий согласия Пирсона

Для цитирования: Секретарев, Ю. А. Модели текущего технического состояния электрооборудования для расчета надежности систем электроснабжения monopотребителей в рамках риск-ориентированного подхода / Ю. А. Секретарев, А. А. Горшунов // *Энергетика. Изв. высш. учеб. заведений и энерг. объединений СНГ*. 2025. Т. 68, № 1. С. 17–34. <https://doi.org/10.21122/1029-7448-2025-68-1-17-34>

Models of the Current Technical Condition of Electrical Equipment for Calculating the Reliability of Power Supply Systems for Single-Users within the Framework of a Risk-Based Approach

Yu. A. Sekretarev¹⁾, A. A. Gorshunov¹⁾

¹⁾Novosibirsk State Technical University (Novosibirsk, Russian Federation)

Abstract. The article considers the result of simulation the values of the current technical condition of electrical equipment based on the developed mathematical models. The models are implemented through a software package. Before the simulation, 72 power supply circuits were analyzed, and it occurred that 50 supply circuits of responsible consumers are of the greatest interest for simulation. The simulated integral value of the current state varies depending on the amount of pieces of equipment being monitored. In the course of the study, for each of the circuits under consideration, a number of values were obtained that simulate the selective combination of the technical condition index, a hypothesis was also put forward that the distribution of the populations is normal, and the verification of the latter was carried out using the Pearson criterion. With an increase in the number of pieces of electrical equipment taken into account in the monitoring, the average value of the technical condition index decreases. This indicator provides a cumulative assessment of the technical condition of the entire power supply system being examined. Taking into account the technical condition index, the values of the probability of trouble-free operation of the power supply circuits of the relevant consumers in question have been obtained. The probability of trouble-free operation of the circuits of power supply systems under consideration decreases if the current technical condition of their elements is taken into account. The simulation and calculations results indicate the necessity of regularly monitoring the current technical condition of electrical equipment and regularly recalculating the values of reliability indicators for power supply circuits in order to make the most effective decision on putting electrical equipment into scheduled repair. In order to reduce the probability of failure of electrical equipment in power supply systems, regular technical condition assessments as well as scheduled maintenance and repair work are required, while in order to obtain a more accurate reliability assessment, additional information on the condition of the equipment should be involved, such as maintenance and repair data, as well as information about the defects detected. The data obtained in the article can be used to reduce the likelihood of equipment downtime, increase the frequency of maintenance and repair, and, as a result, reduce the negative effects of under-supply of electricity.

Keywords: risk-based methodology, electrical power system, technical condition index, technical condition monitoring simulation, power supply system reliability, normal distribution law, Pearson criterion

For citation: Sekretarev Yu. A., Gorshunov A. A. (2025) Models of the Current Technical Condition of Electrical Equipment for Calculating the Reliability of Power Supply Systems for Single-Users within the Framework of a Risk-Based Approach. *Energetika. Proc. CIS Higher Educ. Inst. and Power Eng. Assoc.* 68 (1), 17–34. <https://doi.org/10.21122/1029-7448-2025-68-1-17-34> (in Russian)

Введение

Управление рисками на предприятиях электроэнергетики включает в себя комплексный подход, охватывающий технические и экономические аспекты. Риск-ориентированный подход (РОП) может быть эффективным решением проблемы управления рисками.

В широком смысле РОП представляет собой набор методов, ориентированных на управление рисками в различных областях промышленного производства. Основное внимание уделяется систематическому выявлению, анализу и управлению рисками с целью минимизации негативных последствий и максимизации возможностей. Выделяются следующие ключевые элементы РОП:

- 1) анализ и определение потенциальных угроз, которые могут повлиять на достижение целей или успешное выполнение задач;
- 2) определение вероятности возникновения событий и оценка их воздействия на организацию или процесс;
- 3) разработка планов и мероприятий для помощи в принятии оптимальных решений многокритериальных задач;
- 4) систематическое отслеживание изменений во внутренних процессах и регулярное обновление стратегий управления рисками.

РОП помогает предприятиям более эффективно реагировать на неопределенность, а также лучше использовать возможности, предоставляемые изменчивостью внешней среды. Этот подход может быть применен в различных сферах деятельности, включая управление техническими проектами, стратегическим управлением и другими областями.

РОП в электроэнергетике представляет собой последовательность действий для управления рисками в отрасли. Подход ориентирован на эффективное предотвращение и управление негативными последствиями событий, которые могут возникнуть в области производства, передачи, распределения и потребления электроэнергии. РОП позволяет повысить устойчивость энергосистем к различным угрозам, улучшить качество обслуживания, снизить вероятность аварий и минимизировать негативные экономические и социальные последствия при присутствии технологических, экономических и экологических вызовов.

РОП включает в себя систематическое управление рисками, связанными с возможными отказами и неполадками электрооборудования. Для обеспечения надежного функционирования систем электроснабжения (СЭС) необходимо проводить регулярное техническое обслуживание и ремонты (ТОиР) их элементов. Однако изношенность сетей, при их разветвленности, не способствует надежному обеспечению потребителей электроэнергией [1]. Воздушные линии электропередач (ВЛЭП) относятся к объектам, которые при завершении нормативного срока службы практически не заменяются на новые, обеспечение эффективности их работы достигается путем совершенствования системы ТОиР [2].

Существует несколько подходов к ТОиР технических систем, включая оборудование в электроэнергетической отрасли.

Метод ремонтов по техническому состоянию предполагает проведение ремонтных работ на оборудовании исходя из его фактического технического состояния, а не по заранее составленному графику, следовательно, ремонты проводятся на оборудовании, составные части которого имеют наибольший износ, и общие затраты могут быть снижены.

Планово-предупредительные ремонты (ППР) – вид ТОиР, включающий в себя запланированное и регулярное проведение ремонтных работ электрооборудования с целью предотвращения его отказов, улучшения надежности СЭС и продления срока службы элементов. Существенным недостатком данного метода является вероятность проведения ТОиР на оборудовании, обладающем высоким уровнем технического состояния в момент проведения работ.

Также может быть применен гибридный подход к ремонтам, который включает элементы и стратегии как ППР, так и ремонтов по техническому состоянию. Метод сочетает в себе преимущества обеих стратегий с целью обеспечения баланса между эффективностью, оперативностью и учетом реального технического состояния электрооборудования.

Выбор оптимальной стратегии ТОиР является важным элементом эффективного управления СЭС, который позволяет существенно повысить уровень надежности и снизить риски, связанные с экономическими последствиями отказов электрооборудования.

Теория вопроса

Отказ электрооборудования и его текущее техническое состояние являются независимыми событиями. Как известно, событие, связанное с отказом, характеризуется вероятностью безотказной работы P , а состояние оборудования – показателем его текущего технического состояния J . В данном случае происходит наложение двух вышеуказанных событий

$$P_{ТСИ} = P \times J_{ин.эб}. \quad (1)$$

Элементы СЭС, такие как ЛЭП, трансформаторы, коммутационные аппараты и другие, имеют большое значение в обеспечении надежности схем. Помимо элементов схемы на расчеты надежности оказывает большое влияние и режим работы СЭС. Возможность перераспределения энергии в случае выхода из строя элемента может быть ограничена пропускной способностью системных компонентов, таких как линии и трансформаторы. Также наличие резервирования, то есть наличие запасных или дублирующих элементов, способно повысить надежность СЭС, предоставляя дополнительные возможности передачи энергии в случае выхода из строя основных компонентов. При проведении анализов и расчетов надежности СЭС учитываются данные факторы [3].

Формула Пуассона применяется для расчета вероятности наступления определенного количества событий (например, отказа оборудования) в заданном интервале времени. Запись формулы Пуассона имеет следующий вид:

$$P = \frac{(\omega \times t)^k}{k!} e^{-\omega \times t}, \quad (2)$$

где ω – параметр потока отказов, 1/год; k – количество произошедших событий за интервал времени; t – интервал времени, в течение которого рассматриваются события, год.

Если не происходит никаких аварий (отказов) в СЭС, то k в данном случае равно нулю. Данное число обозначает отсутствие отказов. Обычно промежуток времени, в течение которого рассматриваются события, составляет один год. По этой причине формула становится более простой и вероятность отсутствия отказов принимает следующий вид:

$$P = e^{-\omega \times t}. \quad (3)$$

Данная формула отражает вероятность отсутствия каких-либо отказов в определенном временном промежутке. Необходимо отметить, что применение формулы Пуассона подразумевает, что события происходят независимо друг от друга и среднее количество событий в заданном интервале остается постоянным.

В электроэнергетике широко используется метод блок-схем (или блочных схем) для удобного и эффективного расчета надежности схем [4]. Этот метод позволяет отображать системы, состоящие из сложных схем, эквивалентными блоками (элементами), что упрощает анализ и расчеты надежности. Также это дает возможность инженерам и специалистам по надежности легко создавать блок-схемы сложных СЭС с большим количеством компонентов, что позволяет сделать их более понятными и простыми в понимании. Кроме того, это позволяет проводить анализ в различных режимах работы СЭС [5–7].

На практике элементы СЭС (потребители) могут быть соединены между собой различными способами, образуя сложные схемы электроснабжения. Последовательное соединение является одним из наименее надежных способов соединения элементов. При данном способе соединения выход из строя хотя бы одного элемента приводит к отказу в функционировании всей СЭС. При параллельном соединении элементы взаиморезервируемы: если один из двух элементов выходит из строя, второй берет на себя функции обоих элементов (если нет ограничений по пропускной способности).

Индекс технического состояния (ИТС) представляет собой интегральный показатель для оценки состояния элементов в СЭС. Структурная схема единицы электрооборудования приводится на рис. 1.

Функциональные узлы оборудования создаются путем сборки конструктивных элементов и деталей, которые способны выполнять свои

функции только совместно. Эти элементы являются неотъемлемой составляющей электрооборудования. В связи с этим факторы, влияющие на работу функциональных узлов, являются важными. Поэтому для начала расчетов требуется произвести оценку для каждого отдельного элемента или детали оборудования.

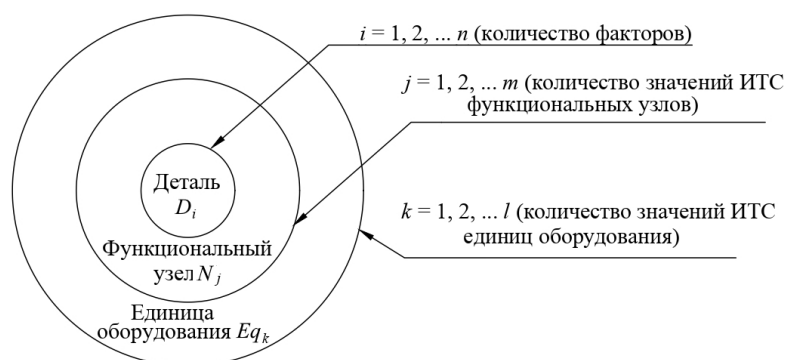


Рис. 1. Структурная схема единицы оборудования

Fig. 1. Block diagram of a piece of equipment

Опираясь на методику, вычисляется ИТС функциональных узлов, используя полученные оценки. Эти вычисления предоставляют возможность получить полную оценку всего рассматриваемого электрооборудования [8–10]. Любой элемент, входящий в состав СЭС, считается единицей оборудования. Расчет ИТС для электрооборудования осуществляется в соответствии с определенным алгоритмом [11].

Каждому фактору (детали) D_i в составе функционального узла N_j соответствуют два весовых коэффициента – весовой коэффициент состояния O_i и весовой коэффициент значимости V_i .

Весовой коэффициент состояния является оценкой фактического технического состояния детали D_i рассматриваемого функционального узла N_j . Данный показатель определяется экспертами на основе данных мониторинга и диагностики оборудования и показывает степень развития дефектов в определенный момент времени.

Весовой коэффициент значимости является числовым значением, показывающим значимость рассматриваемой детали D_i относительно других деталей данного функционального узла N_j во время эксплуатации. Данный показатель определяется экспертами на основе их знаний о конструктивных, функциональных особенностях оборудования и опыта его эксплуатации.

Расчет ИТС функционального узла N_j осуществляется по формуле

$$J_{j.f.n} = 100 \cdot \frac{\sum (V_i \times O_i)}{10} \% , \quad (4)$$

где V_i – весовой коэффициент значимости детали D_i ; O_i – весовой коэффициент (оценка) состояния детали D_i в баллах от 1 до 10.

Применяя рассчитанные значения ИТС $J_{j,f,n}$ каждого функционального узла N_j и заранее определенные значения весовых коэффициентов значимости V_j функциональных узлов, может быть рассчитано значение ИТС $J_{un.eq}$ каждой единицы электрооборудования Eq_k .

Весовой коэффициент значимости функционального узла – это числовое значение, отражающее важность рассматриваемого узла по сравнению с другими узлами, связанными с рассматриваемым оборудованием. Аппарат экспертных оценок дает возможность получать информацию даже при отсутствии статистической информации. Опыт в эксплуатации и знание особенностей конструкции единиц электрооборудования (трансформаторов, выключателей и др.) позволяют определить функциональные узлы оборудования и их весовые оценки.

Расчет ИТС единицы электрооборудования Eq_k следует производить по формуле

$$J_{k.un.eq} = \sum (V_j \times J_{j.f.n}), \quad (5)$$

где V_j – весовой коэффициент значимости для j -го функционального узла; $J_{j.f.n}$ – индекс технического состояния j -го функционального узла.

В ходе эксплуатации техническое состояние электрооборудования постоянно меняется. В результате этого ИТС способен принимать различные значения в пределах от 0 до 100 %. Эта шкала отражает уровень состояния СЭС, где 0 означает самое низкое значение оценки, а 100 – самое высокое.

На основе методики оценки ИТС электрооборудования была разработана математическая модель

$$J_{k.un.eq} = \sum_1^j V_j \times J_{j.f.n} = \sum_1^j \left(V_j \times \sum_1^i (O_i \times V_i) \right), \quad (6)$$

где V_j – весовой коэффициент значимости функционального узла N_j ; $J_{j.f.n}$ – индекс технического состояния функционального узла N_j ; O_i – весовой коэффициент (оценка) состояния детали D_i ; V_i – весовой коэффициент значимости детали D_i ; i – количество деталей в функциональном узле N_j ; j – то же функциональных узлов в составе единицы оборудования Eq_k .

Ход исследования

Исследование проводилось для СЭС монопотребителей. Монопотребитель – это совокупность СЭС и потребителя электроэнергии, где режим электроснабжения определяется особенностями производства. Примерами монопотребителей являются объекты нефтегазовой отрасли, где основным процессом является добыча нефти или газа. Более 90 % потребляемой электроэнергии направляется на производство продукции. Нарушения в электроснабжении приводят к полной остановке производства. Недостаток электроэнергии напрямую влияет на работу монопотребителя. Произ-

водительность добывающих установок является определяющим фактором для объема производства продукции и потребления электроэнергии.

Для оценки надежности используются различные методы и модели, такие как диагностика и прогнозирование надежности. Также важным фактором является выбор надежных компонентов и правильное проектирование СЭС. Надежность является одним из ключевых показателей качества СЭС и влияет на вероятность безотказной работы P всей схемы. При учете фактического технического состояния электрооборудования, которое отличается от идеального, вероятность безотказной работы всей схемы уменьшается [12]. Событие, связанное с вероятностью безотказной работы всей схемы, и событие, относящееся к текущему техническому состоянию отдельных элементов электрооборудования, считаются независимыми [13]. В соответствии с одним из методов оценки технического состояния основного технологического оборудования и линий электропередачи электростанций и электрических сетей, утвержденных Министерством энергетики Российской Федерации, необходимо произвести оценку каждого функционального узла с использованием известных весовых коэффициентов [11]. В результате проведенной экспертизы специалисты ПАО «Газпромнефть» получили весовые коэффициенты для функциональных узлов воздушных линий и трансформаторов. Табл. 1 и 2 содержат данные, которые являются весовыми коэффициентами значимости функционального узла N .

Таблица 1

Весовые коэффициенты функциональных узлов воздушной линии
Weight coefficients of the functional units of a overhead line

Единица оборудования	№ узла	Функциональный узел	Весовой коэффициент
Воздушная линия	1	Крепление	0,10
	2	Стойка	0,03
	3	Траверса	0,07
	4	Заземляющее устройство	0,03
	5	Разрядники	0,10
	6	Трасса ВЛ	0,20
	7	Провод, кабельная вставка	0,47

Таблица 2

Весовые коэффициенты функциональных узлов трансформатора
Weight coefficients of the functional units of a transformer

Единица оборудования	№ узла	Функциональный узел	Весовой коэффициент
Трансформатор	1	Изоляционная система	0,32
	2	Магнитная система	0,18
	3	Обмотки	0,18
	4	Высоковольтный ввод	0,13
	5	Устройство РПН	0,10
	6	Система охлаждения	0,09

Расчеты надежности разветвленных схем СЭС являются сложной задачей, требующей значительных усилий. Для упрощения и ускорения этого процесса предложено внедрить автоматизированное решение, использующее возможности компьютерных систем (ЭВМ) [14, 15]. В рамках разработки программного алгоритма для автоматизированного расчета проведен процесс нормирования весовых коэффициентов. Эта процедура необходима для согласования значений весовых коэффициентов на различных функциональных узлах. Необходимо выполнить этот шаг, чтобы установить соответствие между размерностями значений $J_{un,eq}$ и P .

Табл. 3 содержит результаты нормирования весовых коэффициентов.

Таблица 3

Весовые нормированные коэффициенты функциональных узлов электрооборудования

Weight normalized coefficients of the functional units of electrical equipment

Единица оборудования	№ узла	Функциональный узел	Весовой коэффициент
Трансформатор	1	Изоляционная система	0,160
	2	Магнитная система	0,090
	3	Обмотки	0,090
	4	Высоковольтный ввод	0,065
	5	Устройство РПН	0,050
	6	Система охлаждения	0,045
Воздушная линия	7	Крепление опоры	0,050
	8	Приставка, стойка	0,015
	9	Траверса	0,035
	10	Заземляющее устройство	0,015
	11	Коммутационные аппараты, разрядники	0,050
	12	Трасса ВЛ	0,100
	13	Провод, кабельная вставка	0,235

Данная таблица содержит весовые коэффициенты для одноцепных воздушных линий (ВЛ). В большинстве рассматриваемых схем преобладают двухцепные ВЛ. Для учета этого факта в модели и корректного представления значений весовых коэффициентов 12-го и 13-го функциональных узлов необходимо увеличить значения этих коэффициентов в два раза.

В соответствии с методикой оценки ИТС [11] требуется представлять оценки в числовом формате для отражения текущего технического состояния функционального узла, или степень развития дефекта в данном узле по сравнению с другими, входящими в рассматриваемую единицу электрооборудования. Весовой коэффициент отражает важность функционального

узла в общем комплекте оборудования и показывает его влияние на общую эксплуатацию оборудования [16–18].

На текущий момент не существует точных математических моделей, которые могли бы в достаточной степени оценить влияние неисправностей и дефектов на возможные отказы с конкретными последствиями, как, например, замена элементов оборудования или восстановительный ремонт. В связи с этим необходимо применять аппарат экспертных оценок. Ответы экспертов помогают обнаруживать ценную информацию о причинах технических неполадок и позволяют предпринять меры для их предотвращения в будущем. Экспертные оценки играют важную роль в процессе определения и устранения неполадок, что делает их неотъемлемой частью предложенной модели.

Как уже отмечалось, отсутствие статистической информации о возникновении и скорости роста дефектов в функциональных узлах электрооборудования позволяет предположить, что эти события происходят случайным образом [19]. С целью оценки влияния ИТС на надежность схемы СЭС была разработана и реализована математическая модель, основанная на методе Монте-Карло, или методе статистических испытаний. Эта модель позволяет получить статистическую информацию о процессе. Оценка состояния функциональных узлов рассматривается как случайная величина, которая вычисляется с помощью весовых показателей. Эти показатели нормированы и изменяются от 0 до 1. Именно поэтому был выбран генератор псевдослучайных чисел, который имеет равномерное распределение:

$$J_{k.un.eq} = \sum_l^j \left[\left(\frac{\sum^n RANDOM}{n} \right) \times V_j \right], \quad (7)$$

где *RANDOM* – генератор псевдослучайных чисел, генерирующий в пределах от 0 до 1; *n* – количество испытаний.

Данная модель используется для создания числовых значений, отражающих техническое состояние каждой отдельной единицы электрооборудования ($J_{k.un.eq}$). Каждая единица электрооборудования, которая рассматривается как компонент СЭС, включает в себя функциональные узлы. Для каждого из этих функциональных узлов производится оценка, учитывающая различные варианты питания потребителей в соответствии с моделями (5) и (7).

В процессе исследования изучены 72 различные схемы электроснабжения объектов на нефтяных месторождениях Сибири. Среди них были обнаружены двух- и одноцепные линии, при этом двухцепные линии оказались самыми распространенными (51 схема). После проведения анализа всех представленных схем выбрано несколько типовых вариантов, которые представлены на рис. 2.

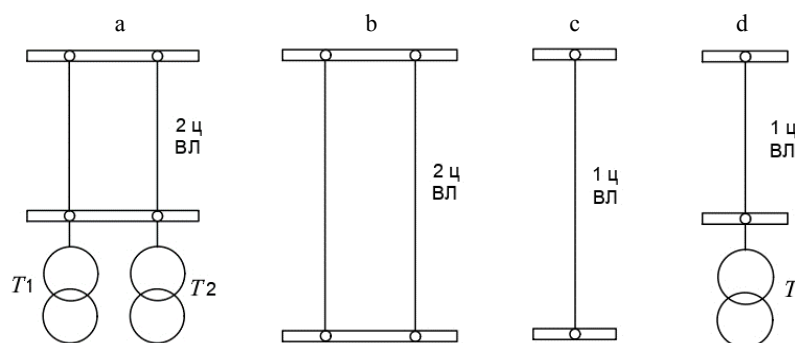


Рис. 2. а – схема двухцепной линии с трансформаторами; б – то же без трансформаторов; в – одноцепная линия без трансформатора; г – то же с трансформатором

Fig. 2. а – an electrical circuit featuring a double-circuit transmission line with transformers; б – a double-circuit transmission line without transformers; в – a single-circuit transmission line without a transformer; г – a single-circuit transmission line a transformer

Результаты исследования

Математическая модель основана на генерации псевдослучайных чисел в определенном диапазоне. Необходимо определить закон распределения и разброс случайной величины, которые зависят от характеристик и количества рассматриваемого электрооборудования. В настоящее время нет статистической информации о текущем техническом состоянии функциональных узлов и деталей электрооборудования. Для создания имитационной выборки проводится моделирование с использованием модели (7). Для получения репрезентативной выборки необходимо провести не менее 200 итераций. Первый этап моделирования был выполнен для случая двухцепной воздушной линии с трансформаторами (рис. 2а).

Математическое ожидание случайной дискретной величины составило $M(X) = 0,732$. Формулируется гипотеза H_0 о том, что моделируемая случайная величина X подчиняется нормальному закону распределения, а также гипотеза H_1 , предполагающая отклонение величины X от предполагаемого распределения.

Для достижения согласованности между теоретическим и статистическим распределением выполняется выравнивание с помощью теоретической кривой. Требуется вычислить среднее значение и стандартное отклонение выборки, а также выполнить переход от интервального ряда к дискретному. Далее на гистограмму накладывается теоретическая кривая, результат представлен на рис. 3.

Проверка согласия между теоретическими и статистическими частотами осуществляется с помощью критерия χ^2 Пирсона. Чтобы избежать значительных и необоснованных расхождений, требуется внести изменения в значения частот в соответствующих интервалах. Для этого необходимо объединить соседние интервалы с частотами менее 5.

В каждом из случаев проведенного исследования подтверждается гипотеза H_0 (распределение случайной моделируемой величины, отражающей текущее техническое состояние электрооборудования, соответствует нор-

мальному закону распределения). Результаты моделирования находят подтверждение в применении центральной предельной теоремы для независимых слагаемых с равномерным законом распределения [20].

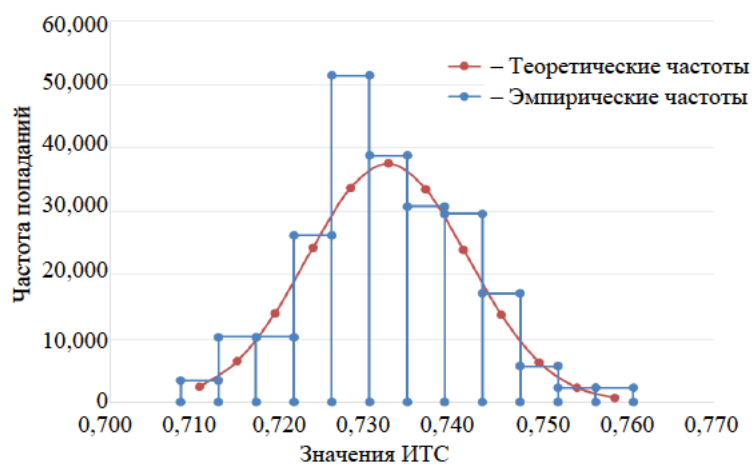


Рис. 3. Гистограммы теоретических и эмпирических частот для рис. 2а

Fig. 3. Histograms of theoretical and empirical frequencies for fig. 2a

В рассматриваемой модели генерируемые оценки функциональных узлов электрооборудования (X_i) представляют собой независимые случайные величины. Каждая из этих величин подчиняется равномерному закону распределения. Совмещенная гистограмма представлена на рис. 4. Значение ИТС обладает накопительным характером. В процессе моделирования значений мониторинга текущего технического состояния электрооборудования математическое ожидание общего показателя ИТС уменьшается при увеличении числа учтенного оборудования. Аналогично проверяются другие гипотезы о нормальном распределении для других вариантов схем. Результаты сводятся в табл. 4.

Таблица 4

Результаты проверки гипотез по критерию Пирсона

Results of hypothesis testing using the Pearson criterion

Вариант схемы	Рассматриваемые значения			
	Математическое ожидание генерируемой величины $M(X)$	Число степеней свободы k	Наблюдаемое значение критерия Пирсона χ^2	Критическое значение критерия Пирсона χ^2
Двухцепная воздушная линия	0,92015994	7	8,420	14,1
Одноцепная воздушная линия	0,55086108	7	1,963	
Одноцепная воздушная линия и трансформатор	0,550665215	7	5,702	

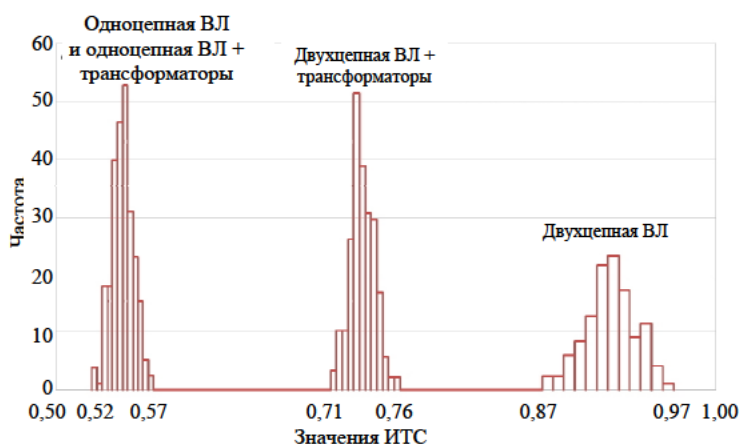


Рис. 4. Общая гистограмма частот

Fig. 4. General frequency histogram

Для оценки надежности всей схемы СЭС необходимо выполнять преобразование всей блок-схемы, чтобы создать эквивалентный элемент. Этот процесс осуществляется поэтапно, сначала преобразовываются параллельные элементы, а затем последовательные. Необходимо последовательно переходить от одного этапа к другому, чтобы достичь желаемого результата.

Изображение двухцепной ВЛ на блок-схеме разделено на три блока. Два из них показывают возможные отказы отдельных цепей в линии, а третий блок описывает одновременный отказ и первой, и второй цепей. Из-за географических ограничений нельзя построить двухцепную линию на всем ее протяжении. Участок ВЛ, представленный одноцепными линиями, изображен двумя блоками, представляющими каждую цепь. На рис. 5а представлена схема электроснабжения потребителя, а на рис. 5б – составленная блок-схема.

Расчеты надежности схемы и фактической надежности, учитывающие результаты моделирования технического состояния электрооборудования для определенного потребителя, представлены на рис. 6 и 7. С учетом предоставленных модельных данных общая надежность всей схемы снижается, что влечет за собой увеличение частоты возникновения отказов.

Решение по эксплуатации напрямую зависит от технического состояния оборудования. Актуальная информация о неисправностях электрооборудования необходима для достоверной оценки надежности электроснабжения потребителей. Анализ 50 других схем, рассмотренных в расчетах, показал, что учет дефектов, возникающих на электрооборудовании в процессе эксплуатации, приводит к увеличению вероятности отказа системы электроснабжения. Эти результаты также указывают на снижение вероятности безотказной работы.

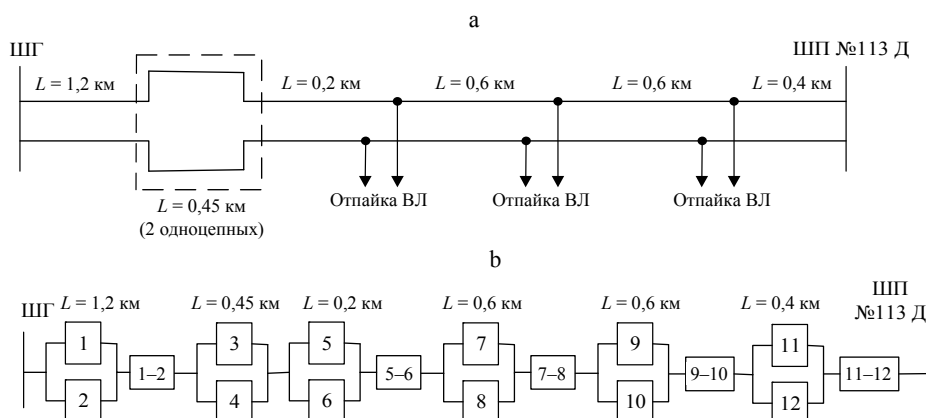


Рис. 5. Составление блок-схемы потребителя: а – схема электроснабжения, которая используется у данного потребителя; б – блок-схема

Fig. 5. Preparation of a block diagram of a consumer: a – the power supply scheme that is used by this consumer power supply arrangement; b – the block diagram

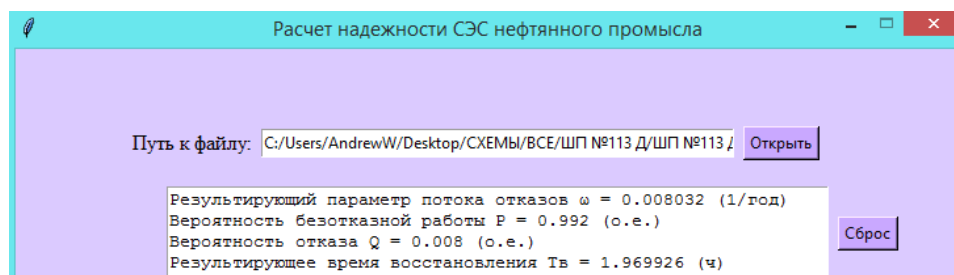


Рис. 6. Вид расчета надежности в программе для ЭВМ

Fig. 6. Type of reliability calculation in a computer program

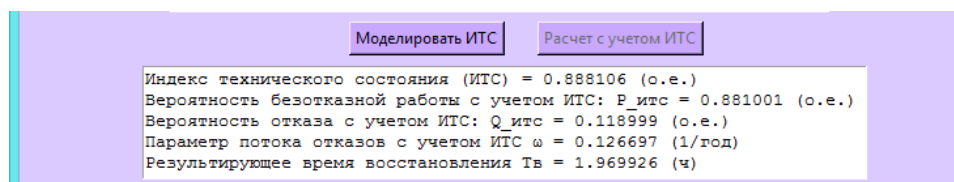


Рис. 7. Вычисление фактической надежности в программе для ЭВМ

Fig. 7. Calculation of actual reliability in a computer program

Важным моментом перед принятием решения о необходимости проведения ремонтно-восстановительных мероприятий на единицах оборудования СЭС является выбор критерия управления – это процесс, при котором определяется основной фокус или цель управления. Этот выбор может быть основан на различных факторах, таких как обеспечение безопасности, повышение эффективности, сокращение времени простоя и другие соответствующие аспекты, в зависимости от конкретных условий и требований. Необходимо также учесть потребности и разработать стратегию

управления предприятия. Для монопотребителей данным критерием может выступать минимизация ущерба от недоотпуска электроэнергии

$$Y_{\text{сум}} \rightarrow \min.$$

Риск отказов оборудования в электрических сетях промышленных предприятий, как правило, связан с нарушениями электроснабжения потребителей. Для монопотребителей риск может быть выражен технологической потерей нефти (газа) вследствие недоотпуска электроэнергии.

ВЫВОДЫ

1. Для получения комплексной информации о техническом состоянии оборудования в составе системы электроснабжения создана и реализована математическая модель, состоящая из двух взаимосвязанных частей. Одна составляющая позволяет оценить и рассчитать текущее техническое состояние узлов и деталей электрооборудования СЭС, вторая – производить расчеты схемной надежности.

2. Разработанные математические модели позволяют получить необходимую информацию о текущем техническом состоянии электрооборудования, статистическая информация на сегодняшний день отсутствует или является неполной. С использованием модели получены значения индекса технического состояния для различных вариантов схем СЭС.

3. Математические модели выполнены в виде программного комплекса для моделирования значений ИТС и автоматизированного расчета надежности схем СЭС.

4. Рассматривались 72 схемы СЭС потребителей, расположенных на месторождениях нефти в Сибири. Наибольший интерес для исследования представляют схемы, питающие ответственных потребителей по четырем типовым схемам. Схемы СЭС с двухцепными воздушными линиями показали наивысшие значения ИТС, колеблющиеся в пределах от 0,87 до 0,97. Схемы, включающие двухцепные линии и трансформаторы, характеризуются ИТС от 0,71 до 0,76, в то время как схемы с одноцепными воздушными линиями имеют наименьшие значения ИТС (в пределах от 0,52 до 0,57).

5. Применение критерия согласия Пирсона позволило подтвердить предположение о том, что случайная моделируемая величина ИТС при различных схемах питания соответствует нормальному закону распределения. Это может быть объяснено влиянием центральной предельной теоремы. По теореме при моделировании ИТС единиц электрооборудования наблюдается проявление нормального закона распределения случайной величины при заданном законе равномерного распределения.

6. При применении разработанных моделей результат расчета вероятности безотказной работы СЭС одного из рассмотренных потребителей снизился на 11,2 %. Наибольшее снижение надежности достигло 15,7 %. При учете моделируемых значений ИТС результирующая надежность схем

СЭС снижается. Изменение технического состояния влияет на вероятность возникновения отказов при оценке надежности. Для обеспечения эффективной эксплуатации СЭС необходимо контролировать состояние каждого элемента в течение всего срока эксплуатации. Использование средств мониторинга в режиме реального времени позволяет получить более точную оценку надежности и принять оптимальное решение о ремонте электрооборудования.

ЛИТЕРАТУРА

1. Формирование стратегии повышения эффективности работы распределительных электрических сетей на предпроектной стадии / А. В. Жураховский [и др.] // Энергетика. Изв. высш. учеб. заведений и энерг. объединений СНГ. 2019. Т. 62, № 2. С. 155–167. <https://doi.org/10.21122/1029-7448-2019-62-2-155-167>.
2. Автоматизированный анализ срока службы воздушных линий электропередачи электроэнергетических систем / Э. М. Фархадзаде [и др.] // Энергетика. Изв. высш. учеб. заведений и энерг. объединений СНГ. 2021. Т. 64, № 5. С. 435–445. <https://doi.org/10.21122/1029-7448-2021-64-5-435-445>.
3. Розанов, М. Н. Надежность электроэнергетических систем / М. Н. Розанов. М.: Энергоатомиздат, 1984. 200 с.
4. Гук, Ю. Б. Анализ надежности электроэнергетических установок / Ю. Б. Гук. Л.: Энергоатомиздат, 1988. 224 с.
5. Секретарев, Ю. А. Выбор и принятия решений по управлению ремонтами энергооборудования в системах электроснабжения с монопотребителем / Ю. А. Секретарев, В. М. Левин // Вестник Северо-Кавказского федерального университета. 2021. № 2 (83). С. 17–25. <https://doi.org/10.37493/2307-907X.2021.2.2>.
6. Секретарев, Ю. А. Оценка влияния на надежность системы электроснабжения различного рода дефектов ее основных элементов / Ю. А. Секретарев, В. М. Левин // Вестник Казанского государственного энергетического университета. 2019. № 4 (44). С. 55–63.
7. Секретарев, Ю. А. Моделирование технического состояния оборудования систем электроснабжения монопотребителей с учетом схемной надежности / Ю. А. Секретарев, А. А. Горшунов, Д. А. Меняйкин // Вести высших учебных заведений Черноземья. 2022. Т. 18, № 3 (69). С. 3–14.
8. Asset Management of energy company based on risk-oriented strategy / L. D. Gitelman [et al.] // Energy Production and Management in the 21st Century IV: The Quest for Sustainable Energy. 2020. Vol. 246. P. 125–135. <http://doi.org/10.2495/EPM200121>.
9. Ndawula, M. B. Reliability Enhancement in Power Networks under Uncertainty from Distributed Energy Resources / M. B. Ndawula, S. Z. Djokic, I. Hernando-Gil // Energies. 2019. Vol. 12, No 3. P. 531. <https://doi.org/10.3390/en12030531>.
10. Байдюк, М. А. Оценка технического состояния и надежности электрических машин / М. А. Байдюк, Г. В. Комарова // Изв. СПбГЭТУ ЛЭТИ. 2019. № 3. С. 78–84.
11. Об утверждении Методики оценки технического состояния основного технологического оборудования и линий электропередачи электрических станций и электрических сетей: приказ М-ва энергетики РФ от 26 июля 2017 г. № 676. URL: <https://www.garant.ru/products/ipo/prime/doc/71679722/>.
12. Bounjimi, M. E. Smart Asset Management in Power Industry: A Review of the Key Technologies / M. E. Bounjimi, G. Abdul-Nour // International Journal of Engineering Research & Technology. 2021. Vol. 10, No 10. P. 388–393. URL: <https://www.ijert.org/smart-asset-management-in-power-industry-a-review-of-the-key-technologies>.
13. Гмурман, В. Е. Теория вероятностей и математическая статистика: учеб. пособие для вузов / В. Е. Гмурман. М.: Высш. шк., 2003. 479 с.

14. Свидетельство о государственной регистрации программы для ЭВМ № RU 2022618655. Расчет надежности системы электроснабжения нефтяного промысла в рамках риск-ориентированного подхода: № 2022618356: заявлено 13.05.2022: опублик. 13.05.2022 / Ю. А. Секретарев, А. А. Горшунов. URL: <https://elibrary.ru/item.asp?id=48493547>.
 15. Секретарев, Ю. А. Моделирование технического состояния электрооборудования систем электроснабжения объектов нефтедобывающих предприятий с различными схемами питания / Ю. А. Секретарев, А. А. Горшунов // Известия Транссиба. 2023. № 3 (55). С. 120–130.
 16. Risk-Based Maintenance Allocation and Scheduling for Bulk Electric Power Transmission System Equipment / Y. Jiang [et al.] // Proceedings of the Fifteenth International Conference on Systems Engineering (ISENG 2002). Las Vegas, August 6–8, 2002. <https://home.engineering.iastate.edu/~jdm/WebConfPapers/jdm2.pdf>.
 17. Методология управления ремонтами оборудования в электрических сетях нефтепромыслов / В. М. Левин [и др.] // Научный вестник Новосибирского государственного технического университета. 2020. № 2–3 (79). С. 139–155.
 18. Hashemi-Dezaki, H. Reliability Optimization of Electrical Distribution Systems Using Internal Loops to Minimize Energy Not-Supplied (ENS) / H. Hashemi-Dezaki, H. Askarian-Abyaneh, H. Haeri-Khiavi // Journal of Applied Research and Technology. 2015. Vol. 13, No 3. P. 416–424. <https://doi.org/10.1016/j.jart.2015.07.008>.
 19. Napoleone, L. The Implications of Condition Monitoring on Asset-Related Decision-Making in the Italian Power Distribution Sector / L. Napoleone, I. Roda, M. Macchi // IFAC Papers-OnLine. 2016. Vol. 49, iss. 28. P. 108–113. <https://doi.org/10.1016/j.ifacol.2016.11.019>.
 20. Вентцель, Е. С. Теория вероятностей / Е. С. Вентцель. М.: Высш. шк., 2001. 575 с.
- Поступила 20.02.2024 Подписана в печать 09.09.2024 Опубликована онлайн 31.01.2025

REFERENCES

1. Zhurakhivskiy A. V., Bakhor Z. M., Yatseiko A. Ya., Hapanovych V. H. (2019) Formation of a Strategy for Increasing the Efficiency of Operation of Distribution Electrical Grids at the Stage of Pre-Design Works. *Energetika. Izvestiya Vysshikh Uchebnykh Zavedenii i Energeticheskikh Ob'edinenii SNG = Energetika. Proceedings of CIS Higher Education Institutions and Power Engineering Associations*, 62 (2), 155–167. <https://doi.org/10.21122/1029-7448-2019-62-2-155-167> (in Russian).
2. Farhadzadeh E. M., Muradaliyev A. Z., Abdullayeva S. A., Nazarov A. A. (2021) Automated Analysis of Service Life of Air-Lines of the Electricity Transmission of Electric Power Systems. *Energetika. Izvestiya Vysshikh Uchebnykh Zavedenii i Energeticheskikh Ob'edinenii SNG = Energetika. Proceedings of CIS Higher Education Institutions and Power Engineering Associations*, 64 (5), 435–445. <https://doi.org/10.21122/1029-7448-2021-64-5-435-445> (in Russian).
3. Rozanov M. N. (1984) *Reliability of Electric Power Systems*. Moscow, Energoatomizdat Publ. 200 (in Russian).
4. Guk Yu. B. (1988) *Reliability Analysis of Electric Power Equipment*. Leningrad, Energoatomizdat Publ. 224 (in Russian).
5. Sekretarev Yu., Levin V. (2021) Selection and Decision-Making on Managing Repairs of Power Equipment in Power Supply Systems with Monoconsumer. *Newsletter of North-Caucasus Federal University*, (2), 17–25. <https://doi.org/10.37493/2307-907X.2021.2.2> (in Russian).
6. Sekretarev Yu. A., Levin V. M. (2019) Evaluation of the Effect on the Reliability of the Electrical Supply System of a Different Kind of Defects of its Basic Elements. *Kazan State Power Engineering University Bulletin*, (4), 55–63 (in Russian).
7. Sekretarev Yu. A., Gorshunov A. A., Menyakin D. A. (2022) Modeling of the Technical Condition of an Equipment of Power Supply Systems of Mono Consumers Taking into Account Circuit Reliability. *News of Higher Educational Institutions of the Chernozem Region*, 18 (3), 3–14 (in Russian).

8. Gitelman L. D., Kozhevnikov M. V., Chebotareva G. S., Kaimanova O. A. Asset Management of Energy Company Based on Risk-Oriented Strategy. *WIT Transactions on Ecology and Environment*. Vol. 246. P. 125–135. <http://dx.doi.org/10.2495/EPM200121>.
9. Ndawula MB, Djokic SZ, Hernando-Gil I. Reliability Enhancement in Power Networks under Uncertainty from Distributed Energy Resources. *Energies*. 2019; 12 (3) : 531. <https://doi.org/10.3390/en12030531>.
10. Baidiuk M. A., Komarova G. V. Evaluating Technical Condition and Reliability of Electrical Machines, *Izvestiya SPbGETU "LETI" [St. Petersburg Electrotechnical University "LETI" News]*. 2019. No 3. C. 78–84. https://izv.etu.ru/assets/files/izvestiya-3_2019_p078-084.pdf (in Russian).
11. On Approval of the Methodology for Assessing the Technical Condition of the Main Technological Equipment and Power Transmission Lines of Electric Stations and Electric Networks. Order of the Ministry of Energy of the Russian Federation dated July 26, 2017. No 676. Access mode: <https://www.garant.ru/products/ipo/prime/doc/71679722> (in Russian).
12. Bounjimi M.E., Abdul-Nour G. (2021) Smart Asset Management in Power Industry: A Review of The Key Technologies, *International Journal of Engineering Research & Technology (IJERT)* Vol. 10, No 10. P. 388–393. <https://www.ijert.org/smart-asset-management-in-power-industry-a-review-of-the-key-technologies>.
13. Gmurman V. E. Probability Theory and Mathematical Statistics: Study Guide for Universities. Moscow: Vysshaya shkola [Higher School], 2003. 479 p. (in Russian).
14. Sekretarev Y. A., Gorshunov A. A. Certificate No RU 2022618655. Calculation of Reliability of the Oil Field Power Supply System within the Framework of a Risk-Oriented Approach, Registered 13.05.2022 (in Russian).
15. Sekretarev Y. A., Gorshunov A. A. (2023) Modeling of the Technical Condition of Electrical Equipment of Power Supply Systems of Oil Production Facilities with Various Power Schemes. *Izvestiya Transsiba*. Vol. 3 (55). P. 120–130. [http://izvestia-transsiba.ru/images/journal_pdf/2023-3\(55\).pdf](http://izvestia-transsiba.ru/images/journal_pdf/2023-3(55).pdf) (in Russian).
16. Jiang Y., Ni. M., McCalley J. D., Van Vorhis T. (2002) Risk-based Maintenance Allocation and Scheduling for Bulk Electric Power Transmission System Equipment. *Proceedings of the Fifteenth International Conference on Systems Engineering (ISENG 2002)*. Las Vegas, August 6–8. <https://home.engineering.iastate.edu/~jdm/WebConfPapers/jdm2.pdf>.
17. Levin V. M., Guzhov N. P., Chernenko N. A., Yahya A. A. Methodology for Managing Equipment Repairs in Oilfield Electrical Networks. *Nauchnyi Vestnik Novosibirskogo Gosudarstvennogo Tekhnicheskogo Universiteta = Science Bulletin of the Novosibirsk State Technical University*, 2020, No 2–3 (79), 139–155. DOI: 10.17212/1814-1196-2020-2-3-139-155 (in Russian).
18. Hashemi-Dezaki H., Askarian-Abyaneh H., Haeri-Khiavi H. Reliability Optimization of Electrical Distribution Systems Using Internal Loops to Minimize Energy Not-Supplied (ENS) // *Journal of Applied Research and Technology*. 2015. 13 (3). P. 416–424. <https://doi.org/10.1016/j.jart.2015.07.008>.
19. Napoleone L., Roda I., Macchi M. (2020) The Implications of Condition Monitoring on Asset-Related Decision-Making in the Italian Power Distribution Sector. *Energy Production and Management in the 21st Century IV: The Quest for Sustainable Energy*, 246, 125–135. <http://doi.org/10.2495/EPM200121>.
20. Ventsel E. S. (2001) *Probability Theory*. Moscow, Vysshaya Shkola Publ. 575 (in Russian).

Received: 20 February 2024 Accepted: 09 September 2024 Published online: 31 January 2025