Студенческий научный электронный журнал
StudArctic Forum

ПЕТРОЗАВОДСКИЙ ГОСУДАРСТВЕННЫЙ УНИВЕРСИТЕТ

Т. 11, № 3. С. 111–120 **Энергетика и электротехника** **2026**

Научная статья
УДК 621.311.1
DOI: 10.24412/2500-140X-2026-3-111-120

КАЛИНИН
Даниил Иванович

специалист, Карельский филиал ПАО «Россети Северо-Запад» (Петрозаводск, Россия),
petrgutest@gmail.com

ИНТЕЛЛЕКТУАЛЬНАЯ ИНТЕГРИРОВАННАЯ СИСТЕМА УПРАВЛЕНИЯ И МОНИТОРИНГА РАСПРЕДЕЛИТЕЛЬНЫХ ЭЛЕКТРИЧЕСКИХ СЕТЕЙ

Научный руководитель:
Петрушин Денис Евгеньевич
Рецензент:
Луговская Любовь Александровна
Статья поступила: 02.09.2026;
Принята к публикации: 28.09.2026;
Размещена в сети: 28.09.2026.

Аннотация. Целью работы является изучение вопроса реализации комплексной интеллектуальной интегрированной системы управления и мониторинга электросетями, как логичное развитие идей систем управления электрооборудованием, в соответствии с Стратегией развития ТЭК РФ в перспективе до 2050 года. Рассмотрены основные технологии, сформулирована модель и предложены критерии оценки эффективности работы системы с функцией адаптации к внешним возмущениям. В работе применены методы сбора, анализа официальных статистических данных и математического моделирования.

Ключевые слова: распределительные электрические сети, интеллектуальная система управления, цифровая трансформация, искусственный интеллект, автоматизация, цифровизация, интеллектуальная сеть, активно-адаптивные сети, цифровой двойник, риск-ориентированный подход

Для цитирования: Калинин Д. И. Интеллектуальная интегрированная система управления и мониторинга распределительных электрических сетей // StudArctic Forum. 2026. Т. 11, № 3. С. 111–120.

В настоящее время развитие электроэнергетики сопровождается одновременным ростом требований к надежности электроснабжения, увеличением объёмов цифровых данных и расширением состава автоматизированных средств управления электрическими сетями. В этих условиях особое значение приобретает создание интегрированных систем, способных не только осуществлять мониторинг текущего состояния сети, но и обеспечивать прогнозирование возможных нарушений, оценку рисков и формирование управляющих воздействий.

Актуальность рассматриваемой проблемы определяется, прежде всего, необходимостью повышения эффективности эксплуатации существующей электросетевой инфраструктуры. Согласно отчётам ведущих компаний, в период с 2022 по 2024 годы наблюдается положительная динамика развития электроэнергетического комплекса: установленная мощность электростанций увеличилась на 618,4 МВт, потребление электроэнергии выросло на 3,1 %, а протяжённость линий электропередачи увеличилась на 33 тыс. км и в совокупности превысила 2,57 млн км[1].

Генеральная схема размещения объектов электроэнергетики до 2036 года предусматривает ввод дополнительных 13,8 тыс. км новых ЛЭП (0,016 % от общей протяжённости ЛЭП РФ) и 14,1 тыс. МВА новой трансформаторной мощности (1,5 % от суммарной трансформаторной мощности РФ)[2]. Однако, несмотря на позитивные тенденции, сохраняется проблема высоких потерь в сетях и степени физического износа электрооборудования, что требует внедрения современных решений для минимизации издержек. Основными вызовами и проблемами электроснабжения РФ на 2026 год являются:

- физический износ инфраструктуры, в среднем износ сетей превышает 50 %;
- нехватка резервных мощностей у предприятий на объектах II категории надежности;
- необходимость оснащения объектов ТЭК средствами противодействия БПЛА;
- низкая энергоэффективность действующего оборудования;
- недостаточная автоматизация, дефицит цифровых систем управления и разобщённость энергосистем[3];
- высокие капитальные затраты на модернизацию.

Таким образом, увеличение масштабов электросетевой инфраструктуры сопровождается повышением требований к качеству управления ею. При этом существующая архитектура управления во многих случаях характеризуется функциональной разобщённостью отдельных систем мониторинга, диспетчерского управления, учёта, диагностики и технического обслуживания. В результате данные об одном и том же объекте могут формироваться и обрабатываться в различных информационных системах, что ограничивает возможности их комплексного использования для оперативного принятия решений. Следовательно, возникает необходимость перехода от отдельных автоматизированных решений к интегрированной системе управления, объединяющей средства измерения, автоматизации, диагностики, прогнозирования и поддержки принятия решений.

Согласно Перечню технологий, оборудования, материалов и специализированного ПО, востребованного организациями ТЭК РФ, выделены следующие перспективные технологии:

- высокотемпературной сверхпроводимости;
- вакуумной изоляции;
- автоматизированного управления и мониторинга технических процессов и оборудования;
- самодиагностики;
- предиктивной аналитики на основе ИИ и больших данных;
- цифровых двойников и информационного моделирования;
- роботизированные комплексы для проведения осмотров оборудования;
- управления данными и безопасности их обмена;
- системы управления производственными активами на основе алгоритмов ИИ и технологий управления большими данными[4].

По данным International Energy Agency, суммарный потенциал использования ИИ в режиме реального времени, эксплуатации активов, обслуживании и ремонте, проектировании сетей составляет 57,5 %. Процентное распределение имеющегося потенциала в сфере электроснабжения представлено на рисунке 1. Таким образом, анализ перспективных технологий показывает, что техническая база для создания интеллектуальной системы управления уже включает большинство необходимых компонентов. Вместе с тем остаётся задача их интеграции в единую архитектуру, обеспечивающую совместное использование данных и координацию управляющих воздействий.



Рис. 1. Потенциал использования ИИ в сфере электроснабжения [5]

На основе данных о проектах последних лет[6], предусматривающих обязательную интеграцию систем локальной генерации и цифровых средств управления, рассмотрена гипотеза создания единой системы управления и мониторинга распределительными сетями, интегрированной с SCADA с визуализацией состояния сети, автоматической выдачей оптимальных инструкций для переключений[7]. Обобщённая модель указанной системы представлена на рисунке 2.

На аппаратном уровне предусматриваются функции самодиагностики и граничных вычислений, обеспечивающие предварительную обработку данных непосредственно в местах их сбора. Комплексная автоматизация распределительных электрических сетей включает установку автоматизированных выключателей и разъединителей на фидерных линиях, секционирующих пунктах и автоматизированных трансформаторных подстанциях. Данные, поступающие от объектов электросетевого хозяйства, передаются по защищённым каналам связи в единую информационную платформу. На её основе формируется цифровое представление состояния электрической сети, которое используется для мониторинга, анализа и прогнозирования.

Системы автоматизации устранения аварий обеспечивают автоматическое отключение повреждённых участков сети при коротком замыкании или обрыве линии. Это позволяет сократить продолжительность аварийного режима и локализовать повреждение.

Одновременно нейросетевые модели, интегрированные в систему мониторинга, осуществляют анализ параметров электрической сети и выявляют изменения нагрузки, технического состояния оборудования и вероятности возникновения аварийных ситуаций. Результаты анализа используются для формирования рекомендаций по управлению и выбора соответствующих управляющих воздействий.

Дополнительную информацию о состоянии объектов электросетевой инфраструктуры предоставляют беспилотные летательные аппараты. Получаемые с их помощью данные о состоянии линий электропередачи и внешних условиях дополняют сведения, поступающие от стационарных средств мониторинга. В результате формируется более полное представление о текущем состоянии сети.

Операционный контур системы обеспечивает обработку поступающих данных и координацию диспетчерских задач в режиме реального времени. Таким образом, предлагаемая архитектура объединяет физический уровень оборудования, уровень сбора и передачи данных, уровень аналитической обработки и уровень формирования управляющих воздействий.



Рис. 2. Модель интеллектуальной интегрированной системы управления и мониторинга распределительными электрическими сетями. Составлена автором

Практическая реализация отдельных элементов рассматриваемой концепции может быть проиллюстрирована на примере программы инновационного развития ПАО «Россети Ленэнерго», а именно переход и масштабное внедрение цифровых подстанций (ЦПС) класса напряжения 35-110 (220) кВ[8]. В рамках такой архитектуры выделяются следующие направления технологического развития [Ихсанов: 273]:

- устройства РЗА с функцией цифрового обмена данными;
- интеллектуальные комплектные распределительные устройства (ИКРУ PNP) с интегрированными контроллерами присоединений и возможностью интеграции в единую систему управления, максимально приближенные к идеологии Plug-n-Play;
- интегрированные в ЦПС устройства синхронизированных измерений (PMU) с внедрением WAMS/WACS/WAPS технологий;
- интегрированные в ЦПС интеллектуальные приборы учёта с функцией дистанционного управления (ДУ), сбора и выдачи информации о параметрах работы сети;
- системы определения мест повреждения в сети;
- создание модели сети в соответствии с единым стандартом данных CIM (Common Information Model) и ГОСТ Р 58651;
- системы сбора и отображения информации (SCADA);
- системы управления режимами работы сетей (DMS);
- системы управления оперативными работами в сетях (OMS);
- системы цифрового проектирования сетей (DPS, PLM, BIM, CAD);
- системы обучения персонала (HRS);
- систем хранения и обработки данных с применением технологий больших данных (BigData);
- компоненты робототехники и сенсорика;
- комплексные системы защиты информации для значимых объектов критической информационной инфраструктуры (КИИ)[8].

Совокупное применение перечисленных компонентов позволяет перейти от автоматизации отдельных технологических операций к интегрированному управлению объектами электрической сети. При этом важным условием является унификация форматов данных, интерфейсов взаимодействия и требований информационной безопасности. Пример одной из архитектурных схем интегрированной информационной системы управления участком электросети (с учётом возможности масштабирования) приведён на рисунке 3.

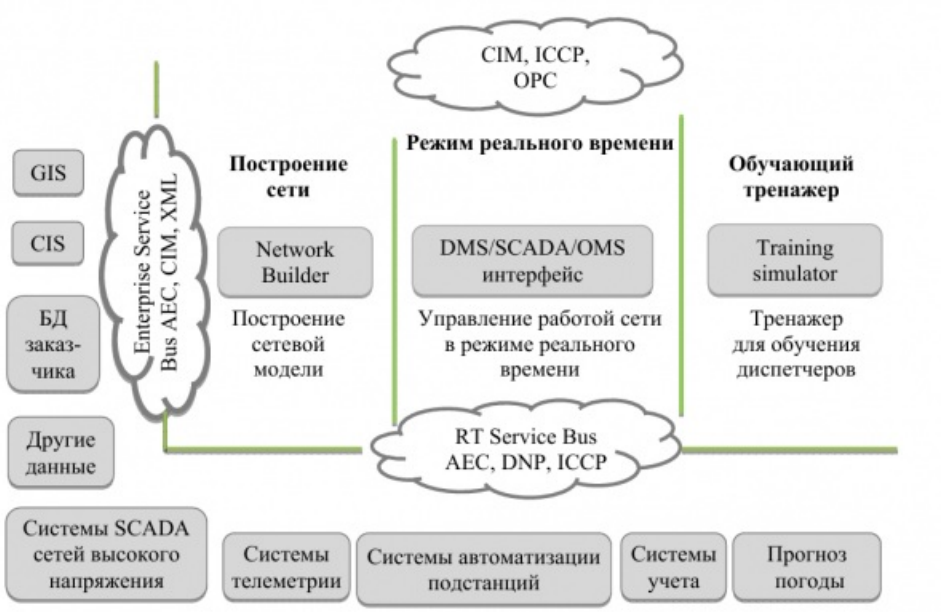


Рис. 3. Обобщённая схема архитектуры ИИСУ [Мозохин: 56]

Для обеспечения адаптивности системы управления необходимо учитывать не только текущие параметры режима, но и техническое состояние оборудования, вероятность его отказа и возможный ущерб от нарушения работы. В качестве одного из показателей технического состояния предлагается использовать соответствующий индекс (ИТС) (J), представляющий собой интегральную характеристику состояния элементов системы электроснабжения [Секретарев: 5]. Он определяется на основе диагностики изменения технических параметров системы. Благодаря нему впоследствии определяются предельный срок службы, вероятности отказа и безотказной работы электрооборудования, перерасчёт которых рекомендуется осуществлять при каждом существенном изменении значений ИТС, включая расчёты до и после проведения каждого воздействия (ремонта) [Назарычев: 1]:

$$J = 100 \cdot \left(\frac{\sum (\omega_i \times q_i)}{10} \right) \%,$$

где ω_i – весовой коэффициент значимости элемента;

q_i – весовой коэффициент (оценка) состояния элемента в баллах от 1 до 10 [Секретарев: 22].

Состояние энергосистемы представляется следующей функцией:

$S = S(F, X, u)$,

где F – случайный вектор отказов элементов сети $F = (F_1, F_2, \ldots, F_N)$, составляющие вектора F_i будут принимать значения 1 и 0 при отказе и исправности элемента соответственно;

X – текущее состояние сети, $X = \{a_i, b_i, \ldots\}$, характеризующееся перетоками активной и реактивной мощности, напряжениями в узлах сети, токовой загрузкой элементов и углами векторов напряжений, а также температурным режимом, возрастом оборудования, индексами технического состояния и т. д. Для определения наиболее значимых параметров, характеризующих риск нарушения надёжности сети, может применяться машинное обучение [Калинин: 129-134];

u – управляющие воздействия.

Величину риска выхода из строя отдельного элемента электросети (Ri) определяется выражением:

$R_i = p_i C_i (G / e_i)$,

где p_i – вероятность отказа электрооборудования;

C_i – последствие отказа электрооборудования (ущерб) ;

G – граф электросети ($G = V, E$), состоящий из узлов V и ветвей E , с ребром e_i – отдельным её элементом (линией, силовым трансформатором, секцией шин).

Таким образом, критичность объекта определяется его положением в электросети.

Наиболее ответственной задачей в данном вопросе станет определение значений весовых коэффициентов функциональных узлов электрооборудования [Байдюк: 79-83]; [Секретарев: 25]. В дальнейшем аналогичный подход может применяться к узлам энергосистемы в целом. В качестве основы для такой оценки может использоваться расчётная схема Единой электроэнергетической системы России, представленная на рисунке 4.

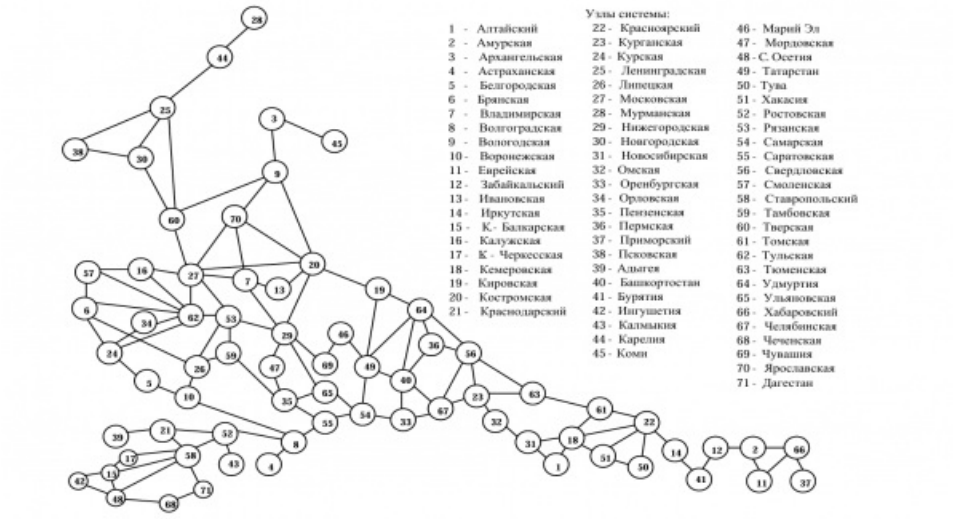


Рис. 4. Расчётная схема Единой электроэнергетической системы России [Труфанов: 969]

Индекс критичности для отдельного элемента электросети K_i можно определить по формуле:

$$K_i = \frac{C(G/e_i) - C(G)}{C(G)} .$$

Указанный индекс отражает относительный прирост ущерба для отдельного элемента сети.

Риск выхода из строя конкретного оборудования:

$$R_i = P_i(F) \cdot C_i .$$

Риск нарушения параметров режима и надёжности сети:

$$R_{Net} = f(G, X, F) .$$

Риск крупной системной аварии или инцидента:

$$R_{Sys} = (1-\lambda) E\left[C(S)\right] + \lambda CVaR_\alpha(C),$$

г д е $E\left[C(S)\right]$ – средний ожидаемый ущерб от всех возможных состояний энергосистемы с учётом их вероятностей;

VaR_α – критерий распределения ущерба (Value at Risk), α – вероятность;

$CVaR_\alpha(C)$ – средний ущерб среди наиболее тяжёлых (экстремальных $(1-\alpha)$) сценариев;

λ – коэффициент неприятия риска.

Таким образом, риск-ориентированная модель обеспечивает переход от оценки отдельных технических параметров к комплексной оценке последствий возможных отказов на уровне оборудования, участка сети и энергосистемы.

Для оценки эффективности функционирования предлагаемой системы целесообразно использовать совокупность технических и эксплуатационных показателей, которыми могут

выступать: точность прогнозирования нагрузки и отказов, время реакции системы, SAIDI (средняя длительность отключения потребителя), SAIFI (средняя частота отключений), EENS (недоотпуск электроэнергии), количество системных аварий, время восстановления.

Проведение предварительной оценки рисков (по показателям безотказности и долговечности каждого элемента системы) позволит осуществлять формирование программ технического обслуживания и ремонта, а также технического перевооружения и реконструкции [Назарычев: 2].

В настоящее время доля наблюдаемости распределительных сетей РФ составляет примерно 32 %. По прогнозам аналитиков инвестиции в необходимое оборудование, программное обеспечение и связь для одного региона потребует нескольких десятков миллиардов рублей, а срок окупаемости составит 5–10 лет за счёт снижения потерь и операционных затрат[9].

Рассматриваемая система предполагает поэтапное развитие цифровой инфраструктуры. В качестве ориентировочных этапов рассматриваются завершение масштабного внедрения интеллектуального учёта к 2030 году, дальнейшее масштабирование цифровых сетей и подстанций к 2035 году и автоматизация отдельных регионов к 2050 году [Малимон: 8].

На практике отдельные функции предлагаемой архитектуры уже реализуются в современных системах управления электрическими сетями. В частности, используются решения ADMS (Advanced Distribution Management System), объединяющие SCADA, функции управления отключениями, прогнозирование состояния сети и другие инструменты управления распределительной сетью [Кокоев: 3], а также пилотный проект State Grid Zhejiang Electric Power, в рамках которого объединены платформа телеметрии SCADA, данные PMU, цифровые модели оборудования и алгоритмы искусственного интеллекта. Среди отечественных решений могут выступать ОИК СК-11, ПК КОТМИ-14 и отдельные системы SCADA: ОИК «Систел» или SCADA-R.

При этом интеграция существующих решений не предполагает обязательного отказа от сложившейся многоуровневой структуры управления. Наиболее реалистичным представляется сохранение системного контура за СО ЕЭС, операционного контура EMS на магистральном уровне и ADMS на уровне распределительных организаций при обеспечении их информационной совместимости, но с едиными стандартами данных (моделями производителей и марок оборудования, типами объектов и классами напряжения), моделями (моделями энергообъектов и оборудования), интерфейсами и правилами безопасности, для анализа отдельных элементов сети, обработки данных и унифицирования управляющих воздействий[10]. Следовательно, основным направлением развития предлагаемой системы является не замена существующих информационных комплексов, а их интеграция на основе единых принципов представления, обмена и обработки данных.

* * * * *

В ходе исследования рассмотрены основные технологии, реализованные проекты, имеющиеся в РФ технические решения, сформулирована риск-ориентированная модель и предложены критерии оценки эффективности работы для создания интеллектуальной интегрированной энергетической системы с функцией адаптации к внешним возмущениям. Развитие отдельных систем управления энергообъектами в единую платформу с унифицированным способом сбора, передачи, представления и обработки данных позволит наблюдать и реагировать в режиме реального времени на изменение параметров электросети, степени загруженности и физического состояния оборудования, что в результате повысит энергоэффективность и степень рационального использования технологических ресурсов промышленных предприятий.

Примечания

[1] Отчёт о функционировании энергосистемы России в 2024 году (на основе оперативных данных). Москва: ОАО «СО ЕЭС», 2025. С. 2-4; Энергия сильной страны: Годовой отчет ПАО «Россети» за 2024 год. Москва: ПАО «Россети», 2025. С. 10-11.

[2] Генеральная схема размещения объектов электроэнергетики до 2042 года: утв. Распоряжением Правительства РФ от 30 декабря 2025 года № 4153-р. С. 17 // Официальный интернет-портал правовой информации: инф. сайт. URL: http://publication.pravo.gov.ru/document/0001202501090002?index=18 (дата обращения: 15.10.2025).

[3] *Трубников Е*. Энергоснабжение промышленных объектов: настоящее и будущее // Рынок электротехники. 2025. № 2(78). URL: https://marketelectro.ru/energosnabzhenie-promyshlennyh-obektov-nastoyashchee-i-budushchee (дата обращения: 15.10.2025).

[4] Энергетическая стратегия Российской Федерации на период до 2050 года: утв. Распоряжением Правительства РФ от 12 апреля 2025 года № 908-р. С. 93-101 //Официальный интернет-портал правовой информации: инф. сайт. URL: http://publication.pravo.gov.ru/document/0001202504140013?index=89 (дата обращения: 15.10.2025).

[5] *Birol F*., ed. Energy and AI // International Energy Agency: site. URL: https://www.iea.org/reports/energy-and-ai (дата обращения: 15.10.2025).

[6] *Трубников Е*. Указ. соч.

[7] *Чернов М*. Техническое обслуживание электротехнического оборудования: стратегии и решения // Рынок электротехники. 2025. № 2(78). URL: https://marketelectro.ru/tekhnicheskoe-obsluzhivanie-elektrotekhnicheskogo-oborudovaniya-strategii-i-resheniya (дата обращения: 15.10.2025).

[8] Программа инновационного развития ПАО «Россети Ленэнерго» на период 2020–2024 гг. с перспективой до 2030 г. Санкт-Петербург: ПАО «Россети Ленэнерго», 2020. С. 108-109.

[9] *Клиничев И*. Технология Smart Grid: суть и внедрение в России в 2025 году // Рынок электротехники. 2025. № 2(78). URL: https://marketelectro.ru/tekhnologiya-smart-grid-sut-i-vnedrenie-v-rossii-v-2025-godu (дата обращения: 15.10.2025).

[10] Энергетическая стратегия Российской Федерации на период до 2050 года.

Список литературы

Байдюк М.А. Оценка технического состояния и надежности электрических машин / М.А. Байдюк, Г.В. Комарова // Известия СПбГЭТУ ЛЭТИ. 2019. № 3. С. 78-84.

Ихсанов И.И. Оптимизация работы распределительных электрических сетей с использованием интеллектуальных систем управления / И.И. Ихсанов, Е.Ю. Федоров // Поколение будущего: Взгляд молодых учёных-2024: Сборник научных статей 13-й Международной молодёжной научной конференции. В 4-х томах, Курск, 12–13 ноября 2024 года. Курск: ЗАО "Университетская книга", 2024. С. 271-274.

Калинин Д.И. Прогнозирование параметров режима работы электросети с помощью методов машинного обучения / Д.И. Калинин, А.И. Цимерман, В.С. Попов // Электроэнергетика: проблемы, решения, форсайт: Сборник статей I региональной научно-практической конференции под эгидой молодёжной секции РНК СИГРЭ, Великий Новгород, 27 ноября 2025 года. Великий Новгород: Новгородский государственный университет им. Ярослава Мудрого, 2026. С. 129-135.

Кокоев А.А. Реализация элементов концепций Smart Grid и Smart Metering в распределительных сетях среднего напряжения / А.А. Кокоев, С.А. Марзоев, Д.В. Сидоров // Современные научно-технические и социально-гуманитарные исследования: актуальные вопросы, достижения и инновации: Сборник докладов II Всероссийской научно-практической конференции, Владикавказ, 12–14 мая 2020 года. Часть II. Владикавказ: Северо-Кавказский горно-металлургический институт (государственный технологический университет), 2021. С. 132-134.

Малимон А.П. Прогноз развития энергетики в свете цифровизации, внедрения интеллектуальных систем и растущей роли искусственного интеллекта / А.П. Малимон, Е.С. Трофименко // Молодежный глобальный прогноз развития энергетики: Сборник статей. Кемерово: Кузбасский государственный технический университет им. Т.Ф. Горбачёва, 2024. С. 10.1-10.3.

Мозохин А.Е. Энергетика нового уклада (EnergyNet): применение цифровых технологий и систем

адаптивного управления в распределительном электросетевом комплексе / А.Е. Мозохин, В.Г. Дроздов, Б.А. Староверов. Кострома: Костромской государственный университет, 2019. 79 с.

Назарычев А.Н. Риск-ориентированное управление эксплуатацией электрооборудования с учетом его технического состояния / А.Н. Назарычев, А.А. Пугачев, Д.А. Андреев // Электроэнергия. Передача и распределение, 2020. № 6(63). С. 134-135.

Секретарев Ю.А. Модели текущего технического состояния электрооборудования для расчета надежности систем электроснабжения монопотребителей в рамках риск-ориентированного подхода / Ю.А. Секретарев, А.А. Горшунов // Энергетика. Известия высших учебных заведений и энергетических объединений СНГ. 2025. Т. 68, № 1. С. 17-34. DOI 10.21122/1029-7448-2025-68-1-17-34

Труфанов В.В. Оценка существующего энергетического потенциала регионов России / В.В. Труфанов, П.С. Драчев // Вестник Иркутского государственного технического университета. 2019. Т. 23, № 5(148). С. 967-977. DOI 10.21285/1814-3520-2019-5-967-977

Energy and electrical engineering

Daniil I. KALININ — specialist, Karelian branch of Rosseti North-West PJSC (Petrozavodsk, Russia), *petrgutest@gmail.com*

INTELLIGENT INTEGRATED MANAGEMENT AND MONITORING SYSTEM FOR DISTRIBUTION ELECTRICAL NETWORKS

Scientific adviser:
Denis E. Petrushin
Reviewer:
Liubov Lugovskaya
Paper submitted on: 09/02/2026;
Accepted on: 09/28/2026;
Published online on: 09/28/2026.

Abstract. The aim of the article is to explore the issue of implementing a comprehensive intelligent integrated system for managing and monitoring power grids as a logical continuation of the ideas behind electrical equipment management systems in accordance with the Strategy for the Development of the Fuel and Energy Complex of the Russian Federation until 2050. The author examines main technologies and proposes a model and criteria for assessing the effectiveness of the system's operation with the function of adapting to external disturbances. The methodology of the study included collection and analysis of official statistical data and mathematical modeling.

Keywords: distribution electrical networks, intelligent control system, digital transformation, artificial intelligence, automation, digitalization, intelligent grid, actively adaptive grids, digital twin, risk-based approach

For citation: Kalinin, D. I. Intelligent Integrated Management and Monitoring System for Distribution Electrical Networks. StudArctic Forum. 2026, 11 (3): 111–120.

References

Baidiuk M.A., Komarova G.V. Evaluating technical condition and reliability of electrical machines. *LETI Transactions on Electrical Engineering & Computer Science*, 2019, No. 3, pp. 78-84. (In Russ.)

Ikhsanov, I.I., Fyodorov E.Yu. Optimization of the operation of distribution electrical networks using intelligent control systems. *Generation of the future: Young scientists' perspective, 2024* : *Proceedings of the 13th international conference of young scientists.* In 4 vols. Kursk, Universitetskaya kniga, 2024, pp. 271–274. (In Russ.)

Kalinin D.I., Tsimerman A.I., et al. Forecasting the operation mode parameters of power grid using machine learning methods. *Power industry: problems, solutions, foresight: Proceedings of the I Regional Scientific and Practical Conference under the Aegis of CIGRE Youth Section.* Velikiy Novgorod, Novgorod State University, 2026, pp. 129-135. (In Russ.)

Kokoev D.V., Marzoev D.V., et al. Implementation of smart grid and smart metering concept elements in

medium voltage distribution networks. *Modern scientific, technological, social and humanities research: current issues, achievements, and innovations: Proceedings of the II all-Russian scientific and practical conference*. Part II. Vladikavkaz, North Caucasian Institute of Mining and Metallurgy (State Technological University), 2021, pp. 132-134. (In Russ.)

Malimon A.P., Trofimenko E.S. Forecast for the development of energy sector in the context of digitalization, the introduction of smart systems, and the growing role of artificial intelligence. *Youth global forecast for the development of energy sector: Collection of articles*. Kemerovo, Kuzbass State Technical University, 2024, pp. 10.1-10.3. (In Russ.)

Mozokhin A.E., Drozdov V.G., et al. *Energy of a new paradigm (EnergyNet): the use of digital technologies and adaptive control systems in the distribution power grid complex*. Kostroma, Kostroma State University, 2019, 79 p. (In Russ.)

Nazarychev A.N., Pugachev A.A., Andreev D.A. Risk-oriented control of electrical equipment operation with respect to its technical condition. *Electric Power. Transmission and Distribution* , 2020, No. 6(63), pp. 134-135. (In Russ.)

Sekretarev Yu.A., Gorshunov A.A. 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. Proceedings of CIS Higher Education Institutions and Power Engineering Associations*, 2025, Vol. 68, No. 1, pp. 17-34. (In Russ.)

Trufanov V.V., Drachev P.S. Assessment of current energy potential of regions of Russia. *Proceedings of Irkutsk State Technical University*, 2019, Vol. 23, No. 5(148), pp. 967-977. (In Russ.)