

**МИНИСТЕРСТВО НАУКИ И ВЫСШЕГО ОБРАЗОВАНИЯ  
РОССИЙСКОЙ ФЕДЕРАЦИИ**

**ФЕДЕРАЛЬНОЕ ГОСУДАРСТВЕННОЕ  
БЮДЖЕТНОЕ ОБРАЗОВАТЕЛЬНОЕ УЧРЕЖДЕНИЕ  
ВЫСШЕГО ОБРАЗОВАНИЯ  
«НИЖЕГОРОДСКИЙ ГОСУДАРСТВЕННЫЙ  
ТЕХНИЧЕСКИЙ УНИВЕРСИТЕТ им. Р.Е. АЛЕКСЕЕВА»**

# **ИНТЕЛЛЕКТУАЛЬНАЯ ЭЛЕКТРОТЕХНИКА**

**№ 2**

**Нижний Новгород 2026**

УДК 621.3  
ББК 31.2

Интеллектуальная электротехника / НГТУ им. Р.Е. Алексеева. – Нижний Новгород, 2026. № 2 (34). – 145 с.

*Выходит 1 раз в квартал*

*Журнал включен ВАК при Минобрнауки России в перечень рецензируемых научных изданий, в которых должны быть опубликованы основные научные результаты диссертаций на соискание ученой степени кандидата наук, на соискание ученой степени доктора наук по специальностям*

*2.4.2. Электротехнические комплексы и системы (технические науки),*

*2.4.3. Электроэнергетика (технические науки)*

**Главный редактор**

**Алексей Борисович Лоскутов, д-р техн. наук, профессор**

**зам. гл. редактора**

Андрей Борисович Дарьенков д-р техн. наук, доцент

Елена Николаевна Соснина д-р техн. наук, профессор

**отв. секретарь**

Андрей Владимирович Шалухо канд. техн. наук, доцент

**отв. редактор**

Валерия Игоревна Казакова канд. филос. наук, доцент

**выпускающий редактор**

Иван Алексеевич Липужин канд. техн. наук, доцент

**ЧЛЕНЫ РЕДКОЛЛЕГИИ:**

Даурен Садыкович Ахметбаев

д-р техн. наук (Казахстан)

Геннадий Яковлевич Вагин

д-р техн. наук, профессор

Леонид Абрамович Герман

д-р техн. наук, профессор

Валерий Геннадьевич Гольдштейн

д-р техн. наук, профессор

Игорь Васильевич Гуляев

д-р техн. наук, профессор

Павел Владимирович Илюшин

д-р техн. наук

Александр Леонидович Куликов

д-р техн. наук, профессор

Антон Алексеевич Лоскутов

д-р техн. наук, доцент

Виктор Николаевич Мешеряков

д-р техн. наук, профессор

Александр Сергеевич Плехов

канд. техн. наук, доцент

Александр Юрьевич Смирнов

д-р техн. наук, профессор

Олег Станиславович Хватов

д-р техн. наук, профессор

Александр Иванович Чивенков

д-р техн. наук, профессор

**Учредитель и издатель:**

федеральное государственное бюджетное

образовательное учреждение высшего образования

«Нижегородский государственный технический университет им. Р.Е. Алексеева»

(603155, Нижегородская обл., г. Нижний Новгород, ул. Минина, д. 24)

Электронная версия журнала:  
<https://ie.ntnu.ru>

СМИ зарегистрировано Роскомнадзором  
ПИ № ФС77-81688 от 06 августа 2021 г.

ISSN 2658-6754  
УДК 621.3

© Нижегородский государственный технический  
университет им. Р.Е. Алексеева, 2026

**СОДЕРЖАНИЕ**

<b>ЭЛЕКТРОТЕХНИЧЕСКИЕ КОМПЛЕКСЫ И СИСТЕМЫ .....</b>	<b>4</b>
<b>Давыдов В.Ю., Томин Н.В., Искаков А.Б.</b> Сравнительный анализ программных средств моделирования распределительных сетей.....	4
<b>Кокорев А.А., Соснина Е.Н.</b> Метод предиктивной диагностики силовых трансформаторов распределительных сетей с использованием СВИ.....	37
<b>Старостина Я.К., Кукушкин В.А.</b> Синтез адаптивной системы управления гибкой производственной ячейкой на основе гибридной нейросетевой архитектуры с длинной краткосрочной памятью.....	54
<b>Терентьев П.В., Филатов Д.А., Цыганов И.А.</b> Исследование энергопотребления и качества электроэнергии при зарядке отечественного электромобиля от бытовой сети переменного тока.....	63
<b>ЭЛЕКТРОЭНЕРГЕТИКА .....</b>	<b>74</b>
<b>Куликов А.Л., Осокин В.Л., Леваков Д.А.</b> Анализ существующих подходов и предлагаемый подход к моделированию тяговой сети переменного тока. Часть 2.....	74
<b>Евсеев П.Н., Дворцовой А.И., Русина А.Г.</b> Исследование влияния эксплуатационных параметров паросиловых энергоблоков на их аварийность и тарифные параметры (на примере ТЭС Восточной части ЕЭС России).....	100
<b>Ковалев Д.И., Нестеренко А.А., Кругликов Д.А., Граудынь С.В.</b> Расчетное моделирование распределения электрического поля в элементах ячейки комплектного распределительного устройства напряжением 10 кВ с твердой экранированной изоляцией.....	124
<b>ХРОНИКА.....</b>	<b>139</b>
Памяти Геннадия Яковлевича Вагина (10.03.1938 – 26.05.2026).....	139

---

**ЭЛЕКТРОТЕХНИЧЕСКИЕ КОМПЛЕКСЫ И СИСТЕМЫ**

---

УДК 621.311

EDN *BZXZYB***СРАВНИТЕЛЬНЫЙ АНАЛИЗ  
ПРОГРАММНЫХ СРЕДСТВ МОДЕЛИРОВАНИЯ  
РАСПРЕДЕЛИТЕЛЬНЫХ СЕТЕЙ****В.Ю. Давыдов**ORCID: **0009-0006-0477-4363** e-mail: **vladimirdavydov01@mail.ru**

Институт систем энергетики им. Л.А. Мелентьева

Сибирского отделения Российской академии наук

*Иркутск, Россия***Н.В. Томин**ORCID: **0000-0001-5898-9649** e-mail: **tomin.nv@gmail.com**

Институт систем энергетики им. Л.А. Мелентьева

Сибирского отделения Российской академии наук

*Иркутск, Россия***А.Б. Исаков**ORCID: **0000-0001-6954-8179** e-mail: **isk\_alex@mail.ru**

Институт проблем управления им. В.А. Трапезникова

Российской академии наук

*Москва, Россия*

Проведен сравнительный анализ возможностей специализированного программного обеспечения: *RastrWin3*, *PSS@E*, *ETAP*, *EnergyCS*, *PowerFactory*, *MATLAB/SimPowerSystems*, *SimInTech*, ПАК ЦДЭС, ПАК *RTDS*, *ENgee*, *Pandapower* и *SPICE*, а также системы оптимизации гибридной энергетики HOMER. Приводится детальное описание их функциональных возможностей, доступности (включая аспекты лицензирования и открытого кода) и практического применения для решения различных задач. Обосновано, что наиболее эффективным подходом для комплексного моделирования является комбинированное использование пакетов *Pandapower* и *SPICE*. Для экспериментального подтверждения выполнено моделирование коммутационных перенапряжений в кабельных линиях, вызванных работой силовой электроники объектов РГ. Доказано, что предложенная связка инструментов позволяет с высокой точностью моделировать как установившиеся режимы, так и сложные электромагнитные переходные процессы в активных распределительных сетях.

**Ключевые слова:** возобновляемые источники электроэнергии; моделирование; программное обеспечение; проектирование; распределенная генерация; распределительные сети.

**Для цитирования:** Давыдов В.Ю., Томин Н.В., Исаков А.Б. Сравнительный анализ программных средств моделирования распределительных сетей // Интеллектуальная Электротехника. 2026. № 2. С. 4-36. EDN BZXZYB

## COMPARATIVE ANALYSIS OF SOFTWARE TOOLS FOR DISTRIBUTION NETWORK MODELING

**V.Yu. Davydov**

ORCID: **0009-0006-0477-4363** e-mail: **vladimirdavydov01@mail.ru**  
Melentiev Energy Systems Institute Siberian Branch  
of the Russian Academy of Sciences  
*Irkutsk, Russia*

**N.V. Tomin**

ORCID: **0000-0001-5898-9649** e-mail: **tomin.nv@gmail.com**  
Melentiev Energy Systems Institute Siberian Branch  
of the Russian Academy of Sciences  
*Irkutsk, Russia*

**A.B. Isakov**

ORCID: **0000-0001-6954-8179** e-mail: **isk\_alex@mail.ru**  
V.A. Trapeznikov Institute of Control Sciences  
of the Russian Academy of Sciences  
*Moscow, Russia*

**Abstract.** This study conducts a comparative analysis of the capabilities of specialized software: RastrWin3, PSS®E, ETAP, EnergyCS, PowerFactory, MATLAB/SimPowerSystems, SimInTech, TsDES simulator, RTDS simulator, ENgee, Pandapower, and SPICE, as well as the hybrid energy optimization system HOMER. The article provides a detailed description of their functional capabilities, accessibility (including aspects of licensing and open-source code), and practical application for solving various tasks. Based on the conducted analysis, it is concluded that the most effective approach for comprehensive modeling is the combined use of the PandaPower and SPICE packages. To experimentally verify this thesis, a simulation of switching overvoltages in cable lines, caused by the operation of power electronics in distributed generation facilities, was performed. This research confirms that the proposed combination of tools allows for highly accurate modeling of both steady-state conditions and complex electromagnetic transients in active distribution networks.

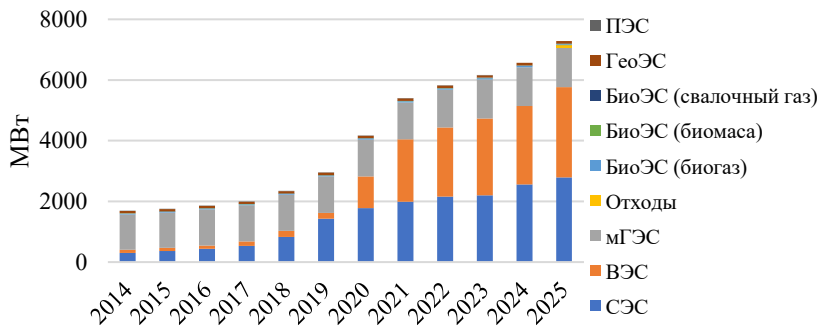
**Keywords:** renewable energy sources; modeling; software engineering; design; distributed generation; distribution networks.

**For citation:** V.Yu. Davydov, N.V. Tomin and A.B. Iskakov, “Comparative analysis of software tools for distribution network modeling”, *Smart Electrical Engineering*, no. 2, pp. 4-36, 2026. EDN BZXZYB

## I. Введение

Современные распределительные электрические сети в мире в целом, и в России в частности, перестают быть пассивными элементами энергосистемы, предназначенными лишь для доставки электроэнергии от магистральных сетей к конечным потребителям. На фоне устойчивого роста электропотребления, прогнозируемого *Энергетической стратегией РФ до 2035 года* [1], и структурных изменений в экономике распределительный сетевой комплекс сталкивается с качественно новыми вызовами. Ключевым является лавинообразное усложнение режимов работы и управления, вызванное несколькими взаимосвязанными факторами.

Прежде всего, речь идет об активном развитии распределенной и возобновляемой генерации (ВИЭ). По оценкам экспертного сообщества, сегодня в РФ 8,5-9 ГВт суммарной установленной мощности объектов распределенной генерации (РГ) расположены в изолированных энергорайонах, а также 14,5-15 ГВт – в централизованной зоне электроснабжения [2]. Соответственно, порядка 23-24 ГВт мощностей установлено на объектах РГ, что составляет около 10 % от суммарной величины генерирующих мощностей в ЕЭС РФ. По состоянию на 2025 г., совокупная мощность объектов ВИЭ в стране достигла 6,62 ГВт [3], динамика совокупной установленной мощности объектов ВИЭ представлена на рис. 1.



**Рис. 1. Динамика совокупной установленной мощности объектов ВИЭ в России**

**Fig. 1. Dynamics of the total installed capacity of renewable energy facilities in Russia**

Планы по достижению доли распределенной генерации в 15 % в производстве электроэнергии на тепловых электростанциях и увеличению

мощности ВИЭ до 20 ГВт к 2035 г. означают массовое появление малых и не всегда предсказуемых источников энергии непосредственно в распределительных сетях. Это приводит к явлениям, ранее нехарактерным для этого уровня электрических сетей: изменению направлений потоков мощности, колебаниям напряжения и проблемам с релейной защитой.

Следующий фактор – процессы цифровизации электроэнергетической отрасли, которые на уровне систем распределения энергии связаны с созданием «цифровых энергорайонов» или т.н. цифровых РЭС [4, 5]. Данная концепция подразумевает оснащение распределительных сетей интеллектуальными устройствами (интеллектуальные реле защиты и автоматики, «умные» выключатели и счетчики), а также развертывание систем сбора и анализа данных в реальном времени (АСКУЭ, SCADA, и т.п.). Это превращает традиционно пассивную сеть в активную, наблюдаемую и управляемую систему. Однако такая трансформация кардинально усложняет задачи моделирования и анализа. Теперь модели должны учитывать не только топологию и параметры линий, но и работу многоуровневых систем автоматики, алгоритмы адаптивного управления режимами, включая возможность самовосстановления после аварий, и обработку больших массивов телеметрии. Таким образом, цифровизация не просто сопровождает, а активно формирует новую архитектуру энергосистемы, где распределенные энергетические ресурсы становятся системообразующим элементом.

Данная ситуация показывает, что распределительные сети становятся сложной динамической системой с двусторонними потоками мощности, большим количеством управляемых элементов и стохастическим характером генерации. В этих условиях традиционные методы и инструменты моделирования, ориентированные на радиальные сети с детерминированными нагрузками, зачастую оказываются непродуктивными. Они не позволяют с достаточной точностью анализировать установившиеся и переходные процессы, оценивать устойчивость и прогнозировать развитие сети. Соответствующую научно-практическую проблему можно сформулировать как выбор и применение программных средств для моделирования распределительных сетей, которые были бы способны учесть современные тенденции их развития. Существует широкий спектр коммерческих и научных ПК, каждый из которых имеет свою идеологию, математический аппарат и область применения. Сравнительный анализ их возможностей применительно к задачам моделирования сетей с высокой долей РГ и элементами цифровизации представляет значительный интерес для проектно-конструкторских институтов, сетевых компаний и разработчиков энергетической политики.

Цель работы – сравнительный анализ современных программных средств для моделирования распределительных электрических сетей, с акцентом на их способность адекватно отражать режимы работы в условиях

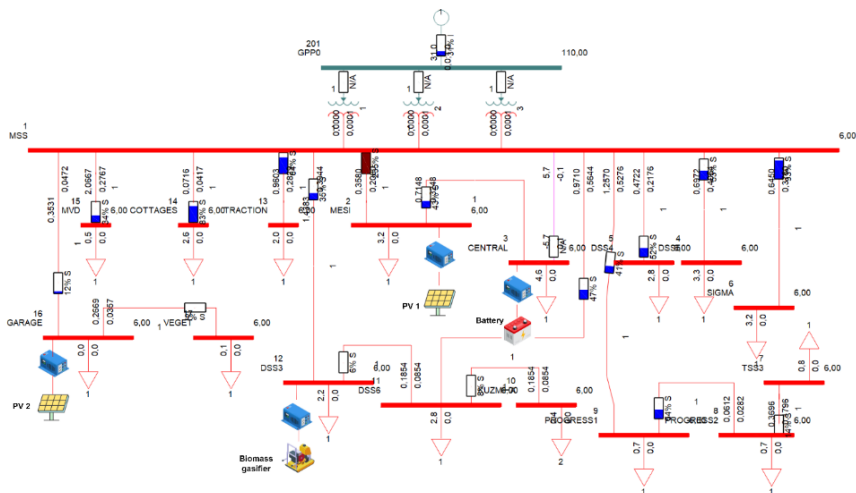
высокой проницаемости РГ и использования технологий активного управления.

## II. Анализ программных средств моделирования распределительных сетей

Для проведения сравнительного анализа программные продукты были сгруппированы по их целевому назначению и доминирующей функциональности. Это позволяет не только систематизировать обзор, но и выявить нишевые преимущества каждого класса решений применительно к задачам моделирования распределительных сетей с распределенной генерацией. В первую группу выделены мощные отраслевые комплексы, традиционно используемые для анализа крупных энергосистем (*RastrWin3*, *PSS@E*, *ETAP*, *EnergyCS*, *PowerFactory*). Во вторую группу входят *MATLAB/SimPowerSystems* и *SimInTech* в качестве универсальной научно-исследовательской среды. В третью группу включены мощные цифровые программно-аппаратные комплексы ЦДЭС (Цифровой Двойник Энергосистемы) и *RTDS* (Real Time Digital Simulator). К четвертой группе относятся *ENgee*, *Pandapower*, *SPICE*, *Homer* – специализированные решения для распределенной энергетики и микросетей.

### Сравнение отраслевых комплексов (*RastrWin3*, *PSS@E*, *ETAP*, *EnergyCS*, *PowerFactory*)

Данные программные комплексы составляют «золотой стандарт» для задач планирования и эксплуатации электроэнергетических систем. Несмотря на схожий базовый функционал, они имеют принципиальные различия в акцентах и применимости к задачам распределительных сетей. Моделирование РГ является ключевым вызовом. *PSS@E* и *RastrWin3* традиционно используют упрощенные модели для ВИЭ, что достаточно для оценки их влияния на режимы ЕЭС, но может быть недостаточно для детального анализа микросетей, где доминирует силовая электроника. *PSS@E* потенциально позволяет моделировать различные конфигурации распределительных сетей с возможностями понятной визуализации расчета режимов (рис. 2). *ETAP*, будучи сильным в проектировании промышленных сетей, предлагает более развитые библиотеки для ВИЭ и накопителей, приближаясь к задачам распределенной энергетики [6-9]. *EnergyCS* позволяет решать вопросы расчета установившихся режимов, расчета токов короткого замыкания, определять технологический расход электроэнергии на ее транспорт при проектировании и реконструкции распределительных сетей [10-12]. *PowerFactory* является мощным программным продуктом для планирования и анализа режимов современных энергосистем, применяемым при планировании распределительных сетей, интеграции ВИЭ, анализе островных энергосистем и *Smart Grid*-проектов [13-15].



**Рис. 2. Пример модели распределительной сети 110-6 кВ с различными источниками ПГ, построенной в PSS@E и визуализацией расчета устранившегося режима**

**Fig. 2. An example of a model of a 110-6 kV distribution network with various sources of RG, built in PSS@E and visualization of the power flow calculations**

Доступность и поддержка в РФ – критически важный фактор. В этом аспекте *RastrWin3* и *EnergyCS* обладают неоспоримым преимуществом как отечественный продукт, с доступными учебными лицензиями и прямой поддержкой для российских вузов и проектных институтов. В России официальным представителем *PowerFactory* (производство *DigSILENT GmbH*) и эксклюзивным дистрибьютором является группа компаний «РТСофт», которая предоставляет однопользовательские, многопользовательские и серверные версии для образовательных организаций и бизнеса. Использование *PSS@E* и *ETAP* после 2022 г. сопряжено с серьезными правовыми и техническими рисками из-за отсутствия официальных поставок и поддержки.

Практическое применение: если *RastrWin3* – это инструмент системного оператора, стандартизированный под российские нормы, то *PSS@E* чаще используется для международных проектов и глубоких исследований динамики, а *ETAP* и *EnergyCS* сильны в сквозном проектировании объектов – от однолинейной схемы до кабельного журнала. *PowerFactory* находит широкое применение у операторов зарубежных национальных энергосистем при моделировании динамики, оценки пропускной способности сечений и анализе надежности. На рис. 3 представлена рабочая область *RastrWin3*, демонстрирующая основные панели управления. На данный момент *MATLAB* имеет статус ведущего программного обеспечения в области

научных и инженерных расчетов, предлагая постоянно развивающуюся и совершенствующуюся среду для моделирования. Особого внимания заслуживает специализированное расширение *SimPowerSystems*, входящее в состав *Simulink* и предназначенное для моделирования электротехнического оборудования и энергосистем высокой мощности.

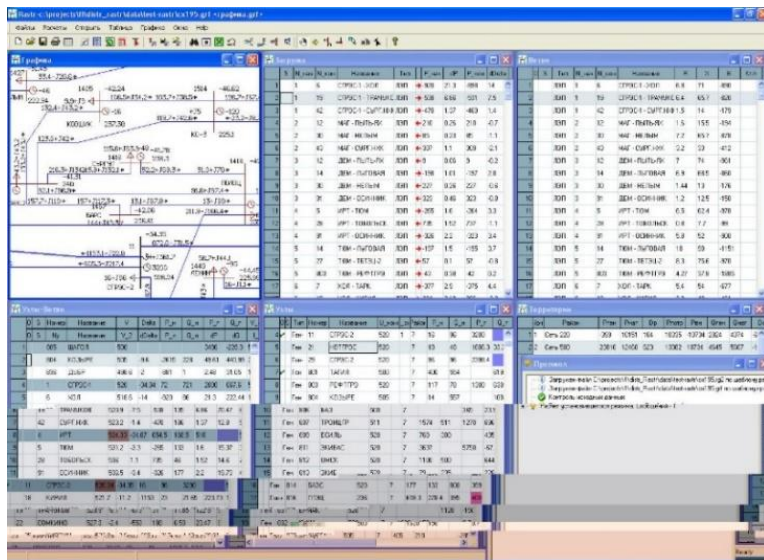


Рис. 3. RastrWin3 – рабочая область программы

Fig. 3. RastrWin3 – program workspace

Пакет *SimPowerSystems* содержит набор блоков, которые позволяют проводить моделирование как целой системы с внедрением ПГ, так и отдельных ее элементов, таких как ветрогенерирующие установки, турбогенераторные установки [16–18]. При моделировании крупных энергосистем в *SimPowerSystems* возникают сложности, так как *SimPowerSystems* не оптимизирован для работы с объединенными энергосистемами, содержащими значительное количество узлов. При превышении этого порога время расчета начинает расти нелинейно, а требования к оперативной памяти становятся критическими. На рис. 4 представлена модель, выполненная в пакете *SimPowerSystems*.

### Универсальные научно-исследовательские среды (MATLAB/ *SimPowerSystems*, *SimInTech*)

Ограничения в промышленном применении связаны с вычислительной эффективностью и верификацией. Моделирование крупных сетей (более 10 000 узлов) становится крайне ресурсоемким. Кроме того, результаты,

полученные на собственных моделях, требуют тщательной валидации против отраслевых стандартов, что ограничивает прямое использование комплекса для проектной документации или диспетчерских расчетов.

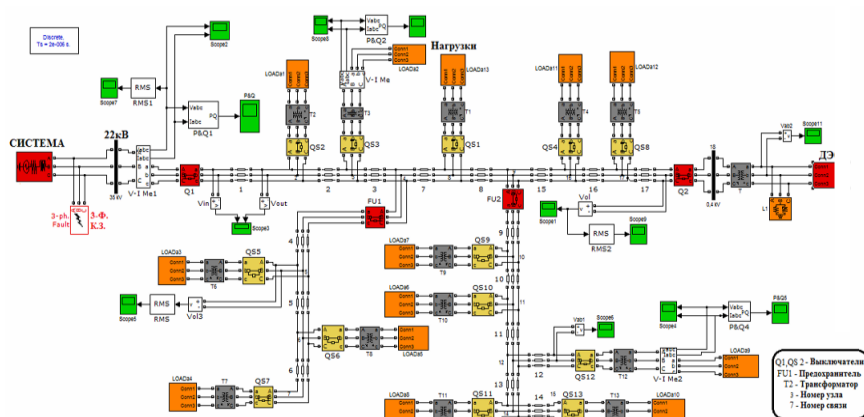


Рис. 4. *MATLAB* – модель распределительной сети района Там Ки провинции Куанг Нам с установкой РГ

Fig. 4. *MATLAB* – model of the distribution network of Tam Ky district, Quang Nam province, with a solar power installation

В связи с санкционными ограничениями официальные поставки продуктов *MathWorks* на территорию Российской Федерации приостановлены. Компания *MathWorks* публично заявила о прекращении продаж и технической поддержки в России, что делает легальное приобретение лицензий невозможным. Это касается как коммерческих организаций, так и учебных заведений. Бессрочные лицензии, приобретенные до 2022 г., продолжают работать, но без технической поддержки и обновлений.

*MATLAB* зачастую применяется в образовательных целях при изучении отдельных электротехнических дисциплин. Компания «Россети» использует *MATLAB* для создания детализированных модели подстанций и линий электропередачи, на которых тестируются уставки защитных устройств перед их внедрением в реальную энергосистему. Компания «РусГидро» использует *MATLAB* для реализации функций АСУ ТП для автономных гибридных энергокомплексов в Якутии, включающих дизельные электростанции, ветроэнергетические установки и системы накопления электроэнергии [19].

*SimInTech (Simulation In Technic)* – среда разработки математических моделей, алгоритмов управления, интерфейсов управления и автоматической генерации кода для контроллеров управления и графических дисплеев.

*SimInTech* предназначен для детального исследования и анализа нестационарных процессов в различных объектах управления.

*SimInTech* является российской разработкой и выступает набирающим распространение аналогом для зарубежных программ, таких как *Simulink* и др. Программа построена на практическом редакторе структурных схем, эффективных численных методах, встроенном языке программирования и большом количестве типовых блоков, которые оформлены в виде библиотек, среди которых есть «Гидроавтоматика», «Механика», «Электромашин», «Электрика» и множество других. На основе библиотек программы возможно полноценное моделирование широкого спектра как отдельного оборудования (синхронные генераторы, ветрогенерирующие установки, инверторы, регуляторы, устройства релейной защиты), так и энергосистем различных классов напряжения в целом. Функционал программы позволяет рассматривать процессы, связанные с интеграцией возобновляемых источников электроэнергии, силовой электроники и других элементов, характерных для сетей с высоким уровнем внедрения распределенной генерации [20-23]. На рис. 5 представлена рабочая область *SimInTech*, демонстрирующая основные панели управления.

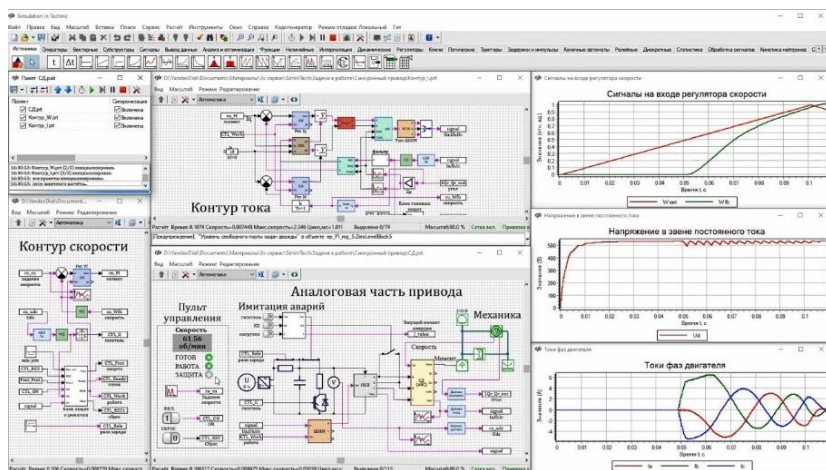


Рис. 5. *SimInTech* – рабочая область программы

Fig. 5. *SimInTech* – program workspace

Среди основных ограничений работы с *SimInTech* можно отметить небольшое количество блоков в модели (до 250 шт.), доступное в демоверсии. При работе с полноценной версией программы главным «ограничителем» становятся аппаратные параметры компьютера, что связано с высокими требованиями к оперативной памяти, количеству ядер процессора, а

также большими затратами по времени на сам процесс моделирования. Технология создания кода для реальных контроллеров имеет свои трудности. Например, если в модели параметр блока меняется динамически (скриптом), то при автоматической генерации кода он станет константой, что может сломать логику работы. Разработчику нужно явно и вручную указывать такие переменные, чтобы код работал корректно.

Сопроводительная и справочная документация, методическое обеспечение и интерфейс программы выполнены на русском языке, что снимает языковые ограничения для многих российских пользователей. Условия лицензирования зависят от типа организации (компания, учебное заведение) и целей использования (учебные, научные, коммерческие). *SimInTech* широко применяется в образовательных учреждениях при освоении курсов электротехнических дисциплин и теории автоматического управления и регулирования [24]. Программа также распространена в различных подразделениях компании «Росатома». Для вузов и образовательных учреждений могут предоставляться специальные условия, включая бесплатное использование в рамках совместных проектов.

#### **Специализированные решения для распределенной энергетики и микросетей (*ENgee, Pandapower, SPICE, Homer*)**

*Engee* содержит множество готовых математических моделей: генераторов, двигателей, трансформаторов, воздушных и кабельных линий электропередачи, активной и реактивной нагрузки, выключателей, полупроводников и преобразователей, компонентов для создания систем распределенной генерации. Архитектура программы поддерживает создание цифровых двойников гибридных энергообъектов, солнечные парки, ветрогенераторы, дизель-генераторные установки и системы накопления энергии [25]. Важно заметить, что *Engee* бесшовно интегрируется с КИМ РИТМ – российским программно-аппаратным комплексом для моделирования энергетических систем в реальном времени. Оборудование позволяет запускать модели энергосистем и силовой электроники различных размеров и сложности за счет мощных многоядерных процессоров и программируемых логических интегральных схем. Более того специализированные библиотеки *Engee* позволяют детально моделировать элементы силовой электроники так же, как и в *SPICE*. Силовая электроника является одним из основных компонентов, которые применяются при строительстве объектов генерации на основе ВИЭ.

Симулятор *SPICE* (англ. *Simulation Program with Integrated Circuit Emphasis*), в свою очередь, относится к классу электротехнических программ (наряду с *NGSpice, LTSpice* и др.), которые позволяют проводить моделирование силовой электроники с учетом физики полупроводниковых приборов, что дает возможность проектировать системы управления инвер-

торами ВИЭ и преобразователями накопителей, преобразователи постоянного тока, системы компенсации (*STATCOM*, активные фильтры) [26]. Он позволяет детально исследовать физику полупроводниковых приборов (*IGBT*, *MOSFET*, диодов), анализировать электромагнитные помехи, гармонические искажения и тепловые режимы, что недоступно классическим сетевым комплексам, оперирующим усредненными моделями.

Библиотека *Pandapower*, в отличие от многих рассмотренных пакетов и программ, изначально разработана и оптимизирована именно для задач анализа распределительных сетей среднего и низкого напряжения (до 0,4 кВ) [27, 28]. Ее архитектура идеально подходит для моделирования сильно разветвленных, неоднородных сетей с большим количеством узлов, характерных для городского распределения и промышленных предприятий. Библиотека включает обширный каталог стандартных типов кабелей и оборудования для сетей низкого и среднего напряжения, поддерживает расчеты с учетом различных схем заземления нейтрали, что делает ее специализированным и эффективным инструментом для исследований в области цифровизации и развития активных распределительных сетей. *Pandapower* включает возможность расчетов и оптимизации потоков мощности, оценку состояния электрической сети и расчет токов коротких замыканий согласно стандарту *IEC 60909*.

Перспективной представляется связка функций *SPICE* и *Pandapower* для реализации сквозного проектирования гибридных энергокомплексов с высокой долей инверторной генерации. На этапе компонентного проектирования в *SPICE* отрабатываются динамические характеристики преобразовательной техники ВИЭ, анализируются гармонические искажения и электромагнитная совместимость. Полученные параметры переносятся в *Pandapower* для системного анализа влияния распределенной генерации на режимы работы сети, оценки потерь мощности и решения задач оптимального размещения генерации. Методология востребована при создании цифровых двойников микросетей с накопителями энергии и разработке алгоритмов адаптивного управления.

Программный комплекс «*Homer*», разработанный американской Национальной лабораторией ВИЭ, в настоящее время является наиболее известным и применяемым для решения задач автономного энергообеспечения. Программа предназначена для проектирования энергетических систем и сопоставления нескольких вариантов компоновки системы с различным составом оборудования на основе технико-экономического сравнения [29]. *HOMER* объединяет инженерные и экономические расчеты, моделируя работу энергосистемы поминутно либо почасово на протяжении года и оценивая тысячи конфигураций оборудования, чтобы найти решение с минимальной приведенной стоимостью жизненного цикла. На рис. 6 представлена рабочая область программы *HOMER*.

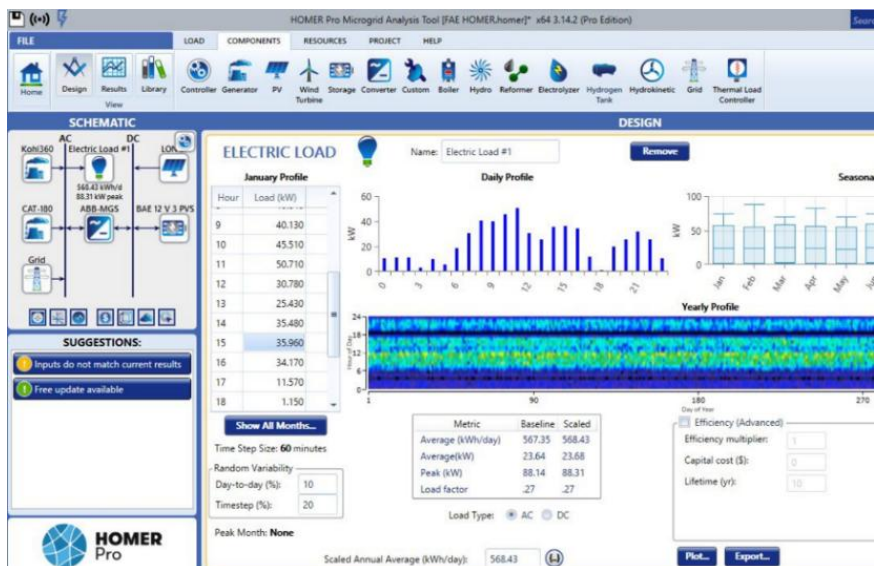


Рис. 6. HOMER – рабочая область программы

Fig. 6. HOMER – program workspace

*Pandapower* и *SPICE* полностью доступны как *open-source* решения. *HOMER* сохраняет облачную подписку через международные платежные системы. *ENgee* работает по российской юрисдикции с локализованной технической поддержкой. Ни одна программа, кроме *HOMER*, не имеет санкционных ограничений на использование. *Pandapower* применялся при оценке влияния гидроаккумулирующих станций на электроэнергетическую систему Монголии [30], моделировании автоматике управления нагрузкой в энергорайонах Амурской области [31]. *Engae* как программный комплекс моделирования может использоваться при создании цифровых двойников сетей и описания их режимов работы [32]. *SPICE* использовался МЭИ для моделирования силовой электроники ветрогенераторов. *HOMER* применялся при анализе использования ВИЭ в Армении [33], а также для выбора оборудования при проектировании изолированных микроэнергетических систем в Бурятии, Приморском и Хабаровском крае [34-36].

### Мощные цифровые программно-аппаратные комплексы ЦДЭС и RTDS

Данные системы предназначены для численного моделирования в реальном времени и выполнения расчетов электрических, электромагнитных

и электромеханических процессов в заданной виртуальной (численной) модели энергосистемы.

ПАК ЦДЭС является разработкой Центра компетенции НТИ на базе НИУ «МЭИ» и представляет собой программно-аппаратную цифровую систему модульной конструкции на базе шкафа типоразмера 19” с возможностью установки вычислительных модулей и в оставшемся свободном пространстве модулей ввода/вывода. Процесс симуляции в жестком реальном времени проходит на основе алгоритма Доммеля с шагом расчета 2-50 мкс, что обеспечивает высокую точность расчетов. Симуляция электромагнитных переходных процессов происходит в диапазоне до 3 кГц и возможна при работе на постоянном токе.

ПАК ЦДЭС состоит из следующего набора компонентов:

- программные модули для симуляции режимов работы энергосистем (нормальных, аварийных, квази-переходных и переходных);
- модулей интеграции физических устройств РЗА, автоматики и управления по цифровым интерфейсам и аналоговым/дискретным каналам;
- виртуальные полнофункциональные модели цифровых терминалов РЗА, автоматики и управления;
- виртуальные SCADA-системы уровня ПС и уровня ЦУС;
- инструменты пользовательской логики по стандарту ГОСТ Р МЭК 61131-3-2016.

Комплекс оснащен большим количеством аналоговых вводов и выводов (32 и 16 соответственно), еще большим количеством цифровых вводов и выводов (64 и 64 соответственно). Система обладает возможностью подключения до 20 вычислительных модулей, различными интерфейсами для связи с персональным компьютером пользователя. ПО разработано отечественными производителями. Лицензирование ПО осуществляется по корпоративной лицензии без ограничения числа рабочих мест в рамках одной организации. ПО обеспечивает среду разработки модели и Управление в ходе симуляции. Все этапы работы с ЦДЭС, от построения схемы модели до выполнения процесса симуляции, а также анализ полученных результатов выполняются в едином пользовательском графическом интерфейсе на управляющем ПК на базе отечественной операционной системы.

Функциональность ПАК ЦДЭС базируется на совокупности специализированных приложений, взаимодействующих посредством единой шины передачи данных. В состав платформы входит широкий перечень прикладного программного обеспечения, предназначенного для всестороннего моделирования энергетических объектов и систем автоматизации. К числу таких приложений относится графический редактор для создания принципиальных электрических схем исследуемых энергосистем, а также симулятор, позволяющий в динамике наблюдать за протеканием расчетных

процессов и осуществлять оперативное управление ходом симуляции. Для целей проектирования систем защиты и автоматики платформа предоставляет редактор цифровой релейной защиты, функционирующий как системный конфигуратор в соответствии со стандартом МЭК 61850, и редактор алгоритмов автоматики, реализованный на базе языков стандарта МЭК 61131. Дополнительно в среде предусмотрены конфигураторы виртуальных устройств релейной защиты и автоматики, а также программируемых логических контроллеров, наряду с инструментарием для настройки протоколов обмена данными с внешними цифровыми системами. Помимо прикладных компонентов, ориентированных непосредственно на задачи моделирования, архитектура платформы включает ряд сервисных приложений, обеспечивающих ее бесперебойное и надежное функционирование. Среди них – модули синхронизации времени по протоколам *PTP* и *NTP*, средства мониторинга состояния аппаратных компонентов и контроля работы программного обеспечения шкафов комплекса. Завершают функциональную структуру платформы приложения для мониторинга производительности самих программных средств ПАК ЦДЭС и система централизованной аутентификации и авторизации пользовательского доступа.

В состав основных областей применения входит исследование переходных процессов, создание киберполигонов, моделирование *MicroGrid*, разработка новых алгоритмов, синтез и апробирование оптимальных алгоритмов, создание цифровых двойников ЭЭС, интеграция генерирующих мощностей на основе ВИЭ и систем накопления электроэнергии и решение множества других задач [37-39]. На рис. 7 представлено окно задания параметров ВЛ электрическим способом, которое демонстрирует процесс работы в приложении «Редактор ЭЭС».

Программно-аппаратные комплексы *RTDS* можно считать первыми в своем роде, которые являются общепризнанным эталоном для выполнения моделирования системы электроснабжения в реальном времени. *RTDS Simulator* является разработкой исследовательского центра Манитоба в Канаде, где впервые в мире в 1989 г. провели моделирование цифровых систем в режиме реального времени. Технически ПАК *RTDS* состоит из специально разработанного базового процессорного модуля параллельных вычислений. Конфигурация и состав симулятора определяется по усмотрению пользователя в зависимости от поставленных задач для моделирования, топологии и размера исследуемой энергосистемы. Его кассетно-модульная конструкция позволяет подключать от 1 до 6 процессорных модулей с *RISC* процессорами, 1 модуль интерфейса рабочей станции, несколько программируемых модулей сетевых интерфейсов, модули ввода и вывода дискретных и аналоговых сигналов для сопряжения с физическими устройствами, модуль синхронизации расчетов по сигналам точного времени и формирования тактовых сигналов для подключенных устройств РЗА.

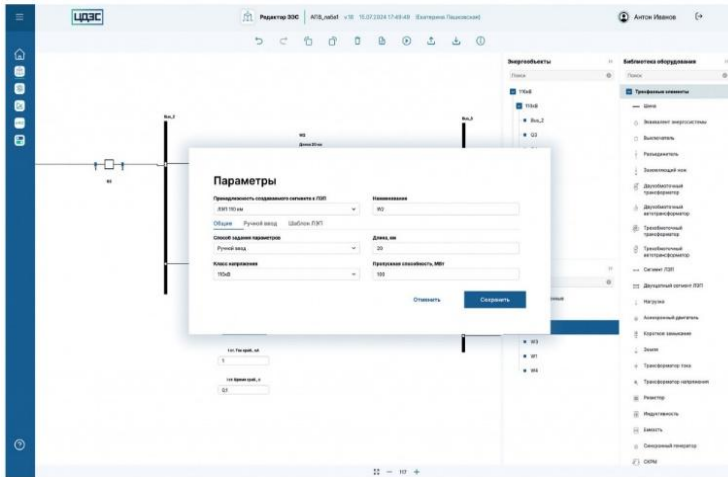


Рис. 7. ЦДЭС – окно задания параметров ВЛ электрическим способом

Fig. 7. CDES – transmission line parameter setting window using the electrical method

Через устройства ввода-вывода к *RTDS* подключается различное внешнее оборудование, такое как измерительные устройства, релейная защита и контроллеры, устройства управления регулируемых электроприводов или управляемых компенсаторов реактивной мощности. На рис. 8 представлена система параллельных вычислений комплекса *RTDS*. Участки схемы и компоненты модели распределяются между процессорными модулями *PB5*. Взаимосвязи (*IRC*) между вычислительными модулями позволяют использовать всю мощность комплекса *RTDS*.

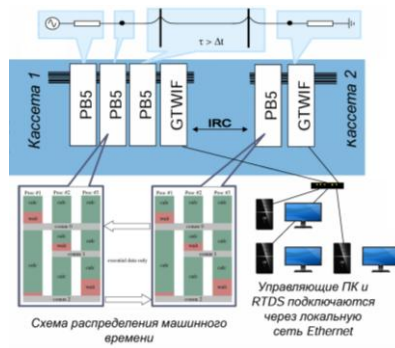


Рис. 8. *RTDS* – принцип параллельных вычислений

Fig. 8. *RTDS* – principle of parallel computing

ПАК *RTDS* получил широкое распространение благодаря различным возможностям применения как в производственной, так и в образовательной сферах. Цифровой симулятор реального времени моделирует электрические и электромеханические процессы, формирует соответствующие электрические сигналы, позволяет проводить исследования в сферах силовой электроники (проектирование энергосистем, исследование влияний различных воздействий на энергосистему), интеллектуальных сетей (исследование и интеграция ВИЭ, исследование *MicroGrid* и распределенной генерации), систем переменного тока, судовых энергосистем и программно-аппаратного моделирования с использованием силового оборудования *PHIL*. Комплексы *RTDS* нашли применение в России на предприятиях НТЦ ФСК ЕЭС, АО «Всероссийский научно-исследовательский институт релестроения», научно-производственной организации «ЭКРА» и др. Разработчики *RTDS* осуществляют активную техническую поддержку, обратную связь с клиентами и постоянный контроль и обновление программного обеспечения [40-42].

Такие программно-аппаратные комплексы, как ЦДЭС, *RTDS* и др., представляют собой специализированные инструменты, доступность которых для большинства исследователей следует рассматривать в двух ключевых аспектах: во-первых, как доступ к приобретению и развертыванию самой системы, а во-вторых, как доступность для эффективной работы с ней специалистами узкого профиля. В первом приближении доступ к таким комплексам, как правило, ограничен в силу их высокой стоимости и ориентации на профессиональный сегмент рынка – крупные энергокомпании, научно-исследовательские институты и университеты. Это коммерческие продукты, требующие заключения дорогостоящих лицензионных соглашений и зачастую прохождения специализированного обучения для инженерного персонала. Что касается платформы ЦДЭС, разработанной в России, то ее доступность для пользователя может регулироваться иными нормами с учетом требований к импортозамещению в критической инфраструктуре, что делает ее более предпочтительной или даже обязательной для различных государственных и окологосударственных структур. Однако оба класса систем объединяет то, что они не являются программным обеспечением широкого потребления и распространяются по модели «бизнес для бизнеса».

Второй аспект доступности – это возможность эффективного применения комплекса большинством исследователей, не являющимися профессиональными программистами и инженерами-энергетиками. Современные цифровые модели энергосистем, подобные тем, что реализованы в ПАК ЦДЭС, требуют не только глубоких знаний в электроэнергетике, но и понимания принципов вычислительной математики, параллельных вычислений и языков программирования для настройки алгоритмов релейной защиты и

автоматики (согласно стандартам МЭК 61131 и МЭК 61850). Таким образом, доступность инструмента напрямую зависит от уровня подготовки пользователя: чем выше детализация модели и сложнее решаемая задача, тем более высокие требования предъявляются к его квалификации.

В итоге доступность таких ПАК обеспечивается сочетанием высокой стоимости входа и необходимости постоянного повышения квалификации пользователей.

**Таблица 1.**  
**Сравнение программ для моделирования энергосистем**

**Table 1.**  
**Comparison of power system simulation software**

Программа	Функциональные возможности	Практическое применение	Допущения и ограничения	Доступность
<i>MATLAB/SimPower Systems</i>	Моделирование электрооборудования, анализ переходных процессов, расчет установившихся режимов	Научные исследования, проектирование систем защиты, образование	Ограничение до 5-10 тыс. узлов, упрощенное моделирование ЛЭП	Санкционные ограничения, работа только с ранее приобретенными лицензиями
<i>RastrWin3</i>	Расчет установившихся и динамических режимов, анализ КЗ, оптимизация режимов	Диспетчерское управление (СО ЕЭС), проектные работы, образование	Упрощенные модели силовой электроники, ограниченная скриптовая автоматизация	Ознакомительные, студенческие и коммерческие лицензии
<i>PSS®E</i>	Комплексный анализ энергосистем, оптимизация потоков мощности, динамическое моделирование	Стратегическое планирование, оперативно-диспетчерская деятельность	Упрощенные модели преобразователей, высокие требования к ресурсам	Официальные поставки прекращены, стоимость 20 000-100 000 \$
<i>ETAP</i>	Сквозное моделирование систем, проектирование кабельных сетей, мониторинг в реальном времени	Проектирование промышленных систем, верификация схем электро-снабжения	Ограничения при моделировании наносекундных процессов	Ограниченная поддержка, стоимость 15 000-100 000 \$
<i>ENgee</i>	Моделирование электромагнитных и электромеханических переходных процессов, разработка алгоритмов РЗА, проведение полунатурных испытаний	Разработка и проверка систем РЗА, создание ЦД, полунатурные испытания, разработка алгоритмов управления ВИЭ	Ориентация на задачи управления и защиты, менее приспособлен для расчета перспективных режимов ЕЭС	Облачная SaaS-платформа с исследовательскими тарифами, российская разработка

*Продолжение табл. 1.*

**Сравнение программ для моделирования энергосистем**

*Table 1 continued.*  
**Comparison of power system simulation software**

<b>Программа</b>	<b>Функциональные возможности</b>	<b>Практическое применение</b>	<b>Допущения и ограничения</b>	<b>Доступность</b>
<i><b>Pandapower</b></i>	Расчет установившихся режимов, анализ КЗ по IEC 60909, оптимизация потоков мощности	Прототипирование алгоритмов управления, анализ сценариев развития сетей	Отсутствие динамического моделирования, упрощенные модели электроники	Бесплатная открытая платформа с полной свободой модификации
<i><b>SPICE</b></i>	Моделирование электронных схем на компонентном уровне, анализ переходных процессов	Проектирование силовой электроники, исследование полупроводниковых приборов	Ограниченность сетевыми расчетами, требуется интеграция с другими инструментами	Бесплатные версии ( <i>LTspice</i> , <i>NGspice</i> ) с открытыми алгоритмами
<i><b>HOMER</b></i>	Технико-экономическое моделирование гибридных систем, оптимизация конфигурации	Планирование автономных энергосистем, сравнение технологий ВИЭ	Упрощенные сетевые модели, ориентация на экономические показатели	Условно-бесплатная версия, подписка от 1000 \$/год
<i><b>EnergyCS</b></i>	Расчет установившихся режимов, анализ КЗ, оптимизация потерь, моделирование переходных процессов	Проектирование систем электроснабжения, анализ режимов распределительных сетей	Ограниченная библиотека силовой электроники, фокус на сети напряжением 0,4-110 кВ	Российское ПО, свободное распространение базовой версии, коммерческие лицензии на расширенный функционал
<i><b>Power Factory</b></i>	Интегрированное моделирование электромеханических и электромагнитных процессов, анализ устойчивости, оптимизация	Расчеты режимов, проектирование защиты, моделирование ВИЭ и накопителей	Сложность освоения, чувствительность к параметрам модели	Санкционные ограничения, работа с ранее приобретенными лицензиями, высокая стоимость

Окончание табл. 1.

Сравнение программ для моделирования энергосистем

Table 1 (end).

Comparison of power system simulation software

Программа	Функциональные возможности	Практическое применение	Допущения и ограничения	Доступность
<i>SimInTech</i>	Моделирование динамических систем и электроприводов, разработка алгоритмов управления, кодогенерация для ПЛК, теплогидравлические расчеты	Разработка АСУ ТП, моделирование энергоустановок (в т.ч. атомных), создание тренажеров для АЭС, судостроение	Ограничения демоверсии по количеству блоков, методологические сложности при встраивании нейросетей	Полная версия (коммерческая) без ограничений на размер модели, демоверсия с лимитами, российская разработка
ПАК ЦДЭС	Моделирование энергосистем в реальном времени, интеграция с МЭК 61850, поддержка МЭК 61131, конфигураторы виртуальных устройств РЗА и ПЛК	Полунатурное моделирование, испытание устройств РЗА, цифровые двойники подстанций, исследование режимов	Требует специализированного аппаратного обеспечения, высокая стоимость развертывания	Доступен для организаций, занимающихся проектированием и исследованиями в энергетике, российская разработка
ПАК RTDS	Моделирование электромагнитных переходных процессов в реальном времени, аппаратно-замкнутый цикл ( <i>HIL</i> )	Испытания систем защиты и управления (РЗА, ПЛК) в реальном времени, валидация оборудования	Высокая стоимость оборудования и лицензий, требует специально обученного персонала	Коммерческие лицензии, высокая стоимость, закрытая архитектура

Проведенный анализ (табл. 1) показывает, что наибольшим потенциалом для моделирования распределительных сетей с распределенной генерацией обладает совместное использование *Pandapower* и *SPICE*. Данная связка позволяет одновременно учитывать различные типы распределенной генерации: инверторные источники (солнечные фотоэлектрические преобразователи, ветрогенераторы, БЭС) моделируются в *SPICE* с физикой полупроводниковых процессов, тогда как дизельные генераторы и синхронные машины анализируются в *Pandapower* с учетом их электромеханических характеристик. Это особенно критично для микросетей, где необходимо моделировать взаимодействие разнотипных источников.

При работе в изолированном режиме ключевое значение имеют процессы переключения между источниками, пусковые токи двигателей и динамика изменения нагрузки. *SPICE* обеспечивает моделирование наносекундных процессов переключения силовой электроники, а *Pandapower* анализирует электромеханические переходные процессы при изменении конфигурации микросети. Это позволяет оценивать устойчивость системы при потере отдельных источников генерации.

Таким образом, можно утверждать, что комбинированное использование *Pandapower* и *SPICE* формирует гибридную вычислительную среду, наиболее адекватно отражающую физику сложных переходных процессов в современных распределительных сетях. С целью экспериментальной проверки этого тезиса и демонстрации практической ценности подхода было выполнено моделирование одного из наиболее сложных для прогнозирования явлений – коммутационных перенапряжений в кабельных линиях, вызванных работой силовой электроники объектов распределенной генерации. Методика и результаты эксперимента представлены ниже.

### **III. Экспериментальный пример совместного использования пакетов *Pandapower* и *SPICE* для моделирования коммутационных перенапряжений**

Коммутационные перенапряжения представляют собой одну из наиболее распространенных проблем в современных распределительных сетях, особенно с ростом доли РГ. Эти кратковременные всплески напряжения, возникающие при коммутационных операциях (включение/отключение нагрузок, генераторов, КЗ), могут достигать значений в несколько киловольт и представлять серьезную угрозу для чувствительного электронного оборудования, систем автоматики и релейной защиты. Особую актуальность эта проблема приобретает в сетях с высокой проникающей способностью ВИЭ, где частые коммутации солнечных и ветроэнергетических установок создают дополнительные источники переходных процессов.

В качестве базовой модели была взята низковольтная распределительная сеть *CIGRE LV* рис. 9, состоящая из внешнего источника питания, набора нагрузок и кабельных линий с типовыми параметрами. Результаты расчета установившегося режима с использованием пакета *Pandapower* приведены на рис. 10.

Для анализа был выбран участок этой схемы, включающий:

- силовой кабель: одножильная линия типа *UG2* длиной 0,2 км, с активным сопротивлением 0,0529 Ом, индуктивностью 52,39 мГн и шунтирующей емкостью 40 нФ. Взята произвольно самая длинная линия, протяженностью 200 м.;
- контрольный кабель: линия аналогичного типа и длины, расположенная параллельно силовой, с идентичными собственными параметрами.

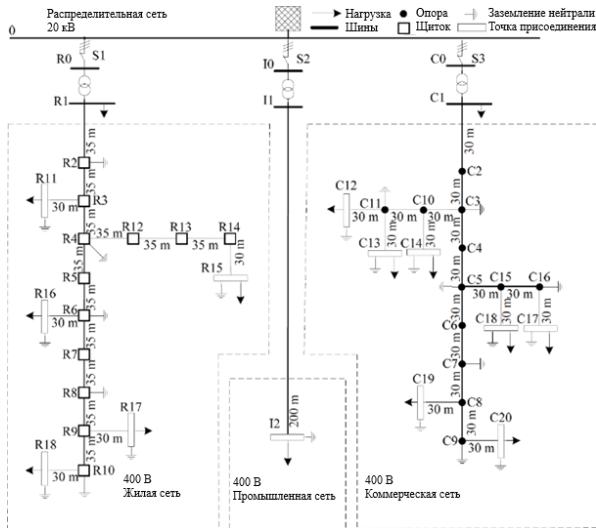


Рис. 9. Схема низковольтной распределительной сети CIGRE LV 20-0,4 кВ

Fig. 9. CIGRE LV 20-0.4 kV low-voltage distribution network diagram

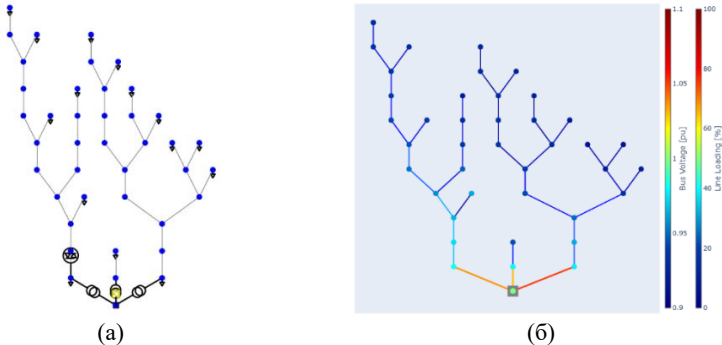


Рис. 10. Визуализация по рассмотренной схеме распределительной сети средствами пакета pandapower:

- (a) построенный граф сети с основным энергооборудованием;  
 (б) визуализация расчета устранившегося режима

Fig. 10. Visualization of the considered distribution network diagram using the pandapower package:

- (a) constructed network graph with the main power equipment;  
 (b) visualization of the steady-state power flow calculation

Между кабелями задана взаимная емкость  $C_m = 4$  нФ и коэффициент взаимной индуктивной связи  $K = 0,2$ , соответствующие близкой прокладке в общем лотке.

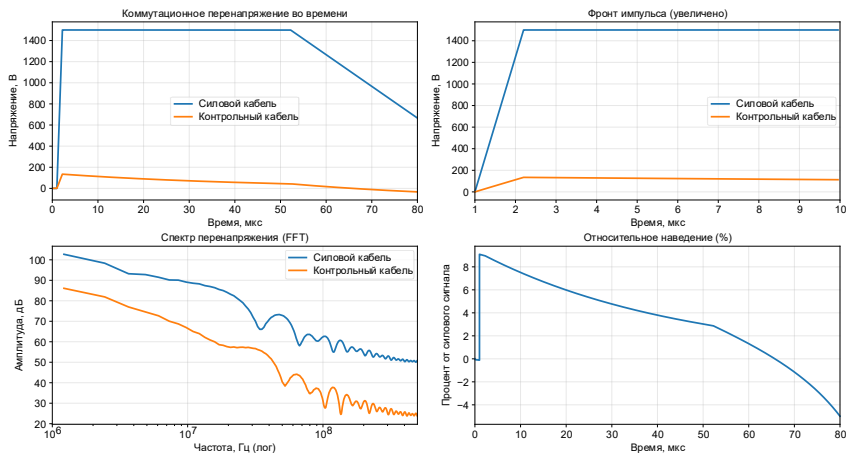
В исходном установившемся режиме нагрузка питается от внешней сети через выбранный силовой кабель. Сценарий коммутации реализован путем отключения силового кабеля от источника (в пакете *Pandapower* – через изменение состояния в сервисной модели), что имитирует работу коммутационного аппарата (контактор/выключатель) в силовой цепи. В модели *PySpice* (реализация библиотеки *SPICE* в *Python*) [43] этот процесс представлен как воздействие на середину силового кабеля импульсным источником напряжения стандарта *IEC 61000-4-5*. Обе линии описаны последовательными элементами *R-L* и параллельной шунтирующей емкостью *C* на землю. Между ними введены: индуктивная связь (элемент  $K(L_1, L_2)$ ) и распределенная взаимная емкость  $C_m$ , соединяющая середины кабелей. Контрольная линия нагружена эквивалентным сопротивлением 1 кОм (имитация входа аппарата или цепи управления).

Моделирование проведено в режиме анализа переходных процессов с временным шагом 0,1 мкс и общей длительностью 80 мкс. Регистрировались напряжения на середине силового кабеля (*mid\_p*) и на середине контрольного (*mid\_c*) для анализа формы импульса и наведенного сигнала. Таким образом, полученный сигнал на силовом кабеле имитирует реальное коммутационное перенапряжение в момент размыкания силовой цепи, а регистрируемое напряжение на контрольном кабеле отражает уровень паразитного наведения через взаимную индуктивность и емкость при совместной прокладке.

На графиках рис. 11 показаны результаты численного моделирования процессов коммутационного перенапряжения в двух параллельно проложенных кабельных линиях – силовой и контрольной – с учетом их взаимной электромагнитной связи (взаимная индуктивность и емкость).

Моделирование показывает резкий фронт с достижением амплитуды порядка 1,45 кВ на силовой линии, за которым следует экспоненциальный спад до уровней  $\sim 700$  В к концу интервала наблюдения (80 мкс). На контрольном кабеле регистрируется наведенное перенапряжение до  $\sim 120$  В, вызванное электромагнитной связью с силовой линией.

Спектральный анализ формы перенапряжения выявляет значительные высокочастотные компоненты в диапазоне от 1 МГц до нескольких сотен МГц, что соответствует характерным спектрам коммутационных импульсов. Амплитуды на контрольной линии на всем диапазоне частот ниже, чем на силовой, что подтверждает ослабление сигнала при индуктивно-емкостной передаче.



**Рис. 11. Результаты численного моделирования процессов коммутационного перенапряжения, реализованное в пакете SPICE**

**Fig. 11. Results of numerical modeling of switching overvoltage processes implemented in the SPICE package**

Таким образом, проведенное моделирование на базе использования открытых программных пакетов *PandaPower* и *SPICE* показывает, что при коммутации в силовой цепи возможно формирование кратковременных высоковольтных импульсов с существенными ВЧ-составляющими, которые через взаимную индуктивность и емкость могут наводить значительные паразитные напряжения в близко проложенных контрольных кабелях. Максимальный уровень относительного наведения в данном сценарии составил примерно 8-9 % от амплитуды силового импульса, что потенциально опасно для цепей РЗиА, особенно при отсутствии экранирования или гальванической развязки.

#### IV. Заключение

Современные распределительные сети РФ превращаются в активные управляемые системы, требующие новых подходов к моделированию, особенно в условиях роста доли РГ (достигающей уже порядка 10 % мощностей ЕЭС России) и глубокой цифровизацией. Проведенный сравнительный анализ программных средств для моделирования распределительных сетей показал, что в условиях их качественной трансформации – перехода от пассивной инфраструктуры к активным киберфизическим системам с высокой долей РГ – сформировалась новая экосистема инструментов, каждый из которых занимает свою стратегическую нишу.

Ключевой вывод заключается в том, что универсального решения,

адекватно покрывающего весь спектр современных задач (от технико-экономического обоснования и проектирования компонентов до анализа сетевых режимов и разработки систем управления), не существует. Отраслевые программные комплексы (*RastrWin3*, *PSS@E*, *ETAP*, *EnergyCS*, *PowerFactory*) сохраняют значение для решения узкоспециализированных, верифицированных задач в области планирования и эксплуатации электроэнергетических систем, однако их классические алгоритмы зачастую не учитывают специфику работы инверторных источников и сложного взаимодействия в распределительных сетях.

*MATLAB/SimPowerSystems*, несмотря на мощный функционал для моделирования электрооборудования, сталкивается с критическими ограничениями в РФ – прекращение официальной поддержки и сложности с масштабированием для больших энергосистем. Это существенно сужает его практическое применение в современных условиях. *SimInTech* является российской разработкой и обладает схожим с *MATLAB/SimPowerSystems* функционалом, что представляет значительный интерес для исследователей. Специализированные платформы демонстрируют целевой подход. *ENgee* предлагает комплексное моделирование гибридных энергообъектов с готовыми библиотеками компонентов. *HOMER* занимает нишу в технико-экономическом обосновании проектов.

Такие программно-аппаратные комплексы, как ЦДЭС, *RTDS* и другие, являются мощными специализированными инструментами, позволяющими решать широкий спектр задач по анализу и моделированию энергосистем. Однако их доступность для большинства исследователей остается ограниченной ввиду высокой стоимости и высоких требований по квалификации в процессе освоения работы с данными комплексами.

Для исследовательских и опытно-конструкторских работ, особенно в контексте импортозамещения, наиболее перспективными являются два направления. Связка открытых платформ *PandaPower* + *SPICE* демонстрирует наибольший потенциал для комплексного моделирования, сочетая анализ электромеханических переходных процессов и физику полупроводниковых приборов. Она позволяет проводить сквозное моделирование – от наносекундных переходных процессов в силовой электронике до электромеханической динамики в сети, что критически важно для проектирования гибридных систем и анализа электромагнитной совместимости. Для российских исследователей критически важна доступность инструментов: открытые платформы (*PandaPower*, *SPICE*) остаются оптимальным выбором в условиях ограниченной доступности коммерческого ПО. Специализированные отечественные разработки (на примере *ENgee*), предлагающие интегрированные среды для задач, где зависимость от зарубежного ПО стала критической: разработка алгоритмов РЗА, полунатурного моделирования и создание цифровых двойников активных сетевых элементов.

Таким образом, стратегия моделирования современных распределительных сетей должна быть комбинированной. Она предполагает использование отраслевых комплексов для базовых и нормативных расчетов, открытых инструментов (*Pandapower, SPICE*) для фундаментальных исследований и прототипирования, а также развитие отечественных сред типа *ENgee* для прикладных задач управления и защиты. Перспективным направлением является развитие методологий интеграционного моделирования, позволяющих корректно объединять результаты, полученные в разных программах в средах, для комплексной оценки развития цифровых энергорайонов и активных распределительных сетей.

*Работа выполнена в рамках проектов государственного задания «Централизованно-распределенные многосубъектные киберфизические электроэнергетические системы: Теоретические основы, математические модели и методы формирования, развития, функционирования и управления» (FWEU-2026-0012).*

*The work was carried out within the framework of the state task «Centrally distributed multi-subject cyber-physical electric power systems: Theoretical foundations, mathematical models and methods of formation, development, operation and management» (FWEU-2026-0012).*

© Давыдов В.Ю., 2026

© Томин Н.В., 2026

© Исакаов А.Б., 2026

*Поступила в редакцию 12.01.2026*

*Принята к публикации 04.03.2026*

*Received 12.01.2026*

*Accepted 04.03.2026*

### Библиографический список

- [1] Распоряжение Правительства РФ от 09.06.2020 г. N 1523-р «Энергетическая стратегия Российской Федерации на период до 2035 года» // Официальный интернет-портал правовой информации. [Электронный ресурс]. URL: <https://www.garant.ru/products/ipo/prime/doc/74148810/> (дата обращения 01.01.2026).
- [2] Илюшин П.В. Перспективные направления развития распределительных сетей при интеграции локальных интеллектуальных энергосистем // Электроэнергия. Передача и распределение. 2021. № 4 (67). С. 70-80.
- [3] Губанов М., Киушкина В., Широков А. О создании фонда развития локальных энергосистем // Энергетическая политика. 2023. № 9 (188). С. 70-83. DOI: 10.46920/2409-5516\_2023\_9188\_70
- [4] Вяткин В., Антипченко А. От автоматизации распределительной сети к полноценному цифровому РЭС // Электроэнергия. Передача и распределение. 2018. № S1 (8). С. 10-13.

- [5] Моисеев М. Переход распределительных сетей 6-20 кВ к цифровым активно-адаптивным сетям с распределенной системой автоматизации // Электроэнергия. Передача и распределение. 2018. № S1 (8). С. 14-21.
- [6] Тавлинцев А.С., Семененко С.И., Стаймова Е.Д., Шелюг С.Н. Электрические системы и сети. Екатеринбург: Изд-во Урал. ун-та, 2023. – 117 с.
- [7] Tran V.-T., Tran T.-N. Simulating the reliability of electrical distribution system using ETAP software // IJARIE. 2021. № 7 (5). P. 1334-1340.
- [8] Корнев В.А., Шмойлов А.В. О возможностях системы ETAP для электрических расчетов и моделирования // XX Всерос. науч.-тех. конф. «Энергетика: эффективность, надежность, безопасность», Декабрь 2-4, 2014, Томск, Россия: ТПУ, 2014. С. 83-87.
- [9] PSS®E High-performance transmission planning and operations software for the power industry, Siemens AG, Energy Management Division Freyeselebenstrasse, 2017. – 15 p. [Электронный ресурс]. URL: [siemenspti-software-psse-brochure-2017.pdf](https://www.siemens.com/press/2017/01/01/pss-e-brochure-2017.pdf) (дата обращения 01.01.2026).
- [10] Ильичев Н.Б. Расчет и проектирование ВЛ, ОРУ и ВОЛС в среде EnergyCS Line // CADmaster. 2007. № 3. С. 12-16.
- [11] Ильичев Н., Дологов В., Мастраков Н. Опыт применения программного комплекса EnergyCS при проектировании электроэнергетических объектов в ОАО «Ивэлектроналадка» // CADmaster. 2007. № 5. С. 56-58.
- [12] Карпенко А.П., Кузьмина И.А. Математическая модель распределительной городской сети электроснабжения с учетом ее перспективного развития // Наука и образование: научное издание МГТУ им. Н.Э. Баумана. 2014. № 5. С. 162-180. DOI: 10.7463/0514.0709781
- [13] Губин П.Ю., Малахов А.А., Рындина К.В. Оптимальное размещение средств компенсации реактивной мощности с помощью метода дифференциальной эволюции // Вестник ЮУрГУ. Серия «Энергетика». 2021. № 21 (2). С. 62-71. DOI: 10.14529/power210207
- [14] Карпенко А.П., Синяговская О.А. Глобальная оптимизация методом биогеографии // Наука и образование: научное издание МГТУ им. Н.Э. Баумана. 2013. № 10. С. 373-398. DOI: 10.7463/1013.0605836
- [15] PowerFactory – комплексная система расчета и планирования электрических режимов. [Электронный ресурс]. URL: <https://asutp.ru/market/2018/07/10/powerfactory-kompleksnaja-sistema-rascheta-i-planirovaniya-jelektricheskikh-rezhimov> (дата обращения 01.01.2026).
- [16] Костюченко Л.П. Имитационное моделирование систем электроснабжения в программе MATLAB. Красноярск: Красноярский ГАУ, 2012. – 215 с.
- [17] Булатов Ю.Н., Крюков А.В., Нгуен В.Х. Моделирование режимов работы систем электроснабжения с установками распределенной генерации и мощной асинхронной нагрузкой // Научный вестник Новосибирского государственного технического университета. 2018. № 4 (73). С. 101-114. DOI: 10.17212/1814-1196-2018-4-101-114
- [18] Булатов Ю.Н., Крюков А.В., Суслов К.В. Изолированная система электроснабжения с энергетическими роутерами и возобновляемыми источниками энергии // Вестник ИжГТУ имени М.Т. Калашникова. 2021. № 24 (2). С. 124-134. DOI: 10.22213/2413-1172-2021-2-124-134

- [19] Бердников Р.Н., Ачитаев А.А., Марков М.О. Повышение запаса динамической устойчивости генераторов АГЭЖ путем использования инвертора (Опыт ПАО «РУСГИДРО») // Энергоэксперт. 2025. № 2 (94). С. 40-45.
- [20] Platonova E.V., Toropov A.S., Kolovsky A.V., Shcherbachevich V.Yu. Modeling non-linear loads for low-voltage electric grids // Journal of Physics: Conference Series. 2024. № 2697 (1). P. 012075. DOI: 10.1088/1742-6596/2697/1/012075
- [21] Buchatskiy P.Y., Onishchenko S.V., Teploukhov S.V., Kuzmin K.A. Modeling of wind generator in the power supply system of an individual consumer using SimInTech // 2024 8th International Conference on Information, Control, and Communication Technologies (ICCT), October 1-5, 2024, Vladikavkaz, Russia: IEEE, 2024. P. 1-5. DOI: 10.1109/ICCT62929.2024.10874937
- [22] Kotin D., Ivanov I., Shtukkert S. Modified Permanent Magnet Synchronous Generators for Using in Energy Supply System for Autonomous Consumer // Energies. 2021. № 14 (21). P. 7196. DOI: 10.3390/en14217196
- [23] Вайтеленок Л.В. Имитационное моделирование релейной защиты в среде SimInTech // XI Межд. науч.-тех. конф. «Энергетика, информатика, инновации-2021», Октябрь 28-29, 2021, Смоленск, Россия: Универсум, 2021. С. 83-88.
- [24] Лиходеев С.И. Основы моделирования систем автоматического регулирования и электротехнических систем в среде SimInTech. Владимир: Издательство ВлГУ, 2023. – 135 с. [Электронный ресурс]. URL: <https://dspace.www1.vlsu.ru/handle/123456789/10792> (дата обращения 01.01.2026).
- [25] Engge. Российская платформа математических вычислений и динамического моделирования. [Электронный ресурс]. URL: <https://start.engge.com> (дата обращения 01.01.2026).
- [26] Антонов А.А., Быковский С.В., Кустарев П.В., Кормилицын К.А., Пинкевич В.Ю. Функциональная Схемотехника. Практикум. С.-Пб.: Университет ИТМО, 2019. – 97 с.
- [27] Ильичев В.Ю., Жукова Ю.М. Исследование режимов работы электрических сетей с использованием программной библиотеки PandaPower // Технические науки. 2024. № 1. С. 18-22.
- [28] Thurner L., Scheidler A., Schäfer F., Menke J-H., Dollichon J., Meier F., Meinecke S., Braun M. Pandapower—An open-source python tool for convenient modeling, analysis, and optimization of electric power systems // IEEE Transactions on Power Systems. 2018. № 33 (6). P. 6510-6521. DOI: 10.1109/TPWRS.2018.2829021
- [29] Хайретдинов И.Р., Денисов К.С., Велькин В.И. Исследование эффективности зарубежных и отечественных прикладных программ для расчета комплексных энергетических систем на основе ВИЭ // Окружающая среда и энергосбережение. 2021. № 1 (9). С. 60-66. DOI: 10.5281/zenodo.4662973
- [30] Сидиков Ш.Н., Русина А.Г., Осгонбаатар Т., Арестова А.Ю., Буренцагаан Б. Оценка влияния гидроакмулирующей электростанции на нормальный режим работы электроэнергетической системы Монголии // Ipolytech Journal. 2024. № 28 (4). С. 583-596. DOI: 10.21285/1814-3520-2024-4-583-596
- [31] Чулюкова М.В., Томин Н.В. Метод автоматического управления нагрузкой активных потребителей для послеаварийного восстановления электроснабжения

- // Методические вопросы исследования надежности больших систем энергетики. 2025. № 76. С. 411-423.
- [32] Тимофеев Д.М., Еремеев Д.Г. Автоматизация испытаний устройств РЗА с помощью отечественных ПАК моделирования переходных процессов в режиме РВ // Релейщик. 2023. № 2 (46). С. 32-37.
- [33] Костик Н.Р., Тарасов С.А., Айвазян Г.Е. Исследование возобновляемого потенциала Республики Армения при реализации гибридной автономной системы энергоснабжения с использованием фотоэлектрических преобразователей солнечного света // Известия вузов России. Радиоэлектроника. 2023. № 26 (4). С. 106-122. DOI: 10.32603/1993-8985-2023-26-4-106-122
- [34] Нефедов А.С., Яковкина Т.Н. Многокритериальный выбор мощности электростанций на основе возобновляемых источников энергии и местных видов топлива в составе локальной энергосистемы // Вестник Иркутского государственного технического университета. 2020. № 24 (6). С. 1255-1270. DOI: 10.21285/1814-3520-2020-6-1255-1270
- [35] Погодаева И.Н., Шакиров В.А. Выбор компонентов гибридного энергокомплекса для удаленных районов с использованием методов многокритериальной оценки // Информационные и математические технологии в науке и управлении. 2024. № 2 (34). С. 99-111. DOI: 10.25729/ESI.2024.34.2.010
- [36] Томин Н.В., Шакиров В.А., Курбацкий В.Г., Попова Е.В., Сидоров Д.Н., Козлов А.Н., Корев Д.А. Энергетические сообщества с возобновляемыми источниками энергии: эффективное планирование и управление в условиях многокритериальности. Часть 1 // Электроэнергия. Передача и распределение. 2023. № 3 (78). С. 18-27.
- [37] Лебедев А.А., Волошин А.А., Волошин Е.А., Гэн Ш. Применение методов искусственного интеллекта для синтеза алгоритмов РЗА в ПАК ЦДЭС // Электрические станции. 2026. № 2 (1135). С. 46-54. DOI: 10.71841/ES.elst.2026.1135.02.06
- [38] Волошин А.А., Волошин Е.А., Лебедев А.А. Результаты разработки российского программно-аппаратного комплекса реального времени «цифровой двойник энергосистемы» // Энергоэксперт. 2023. № 2 (86). С. 48-52.
- [39] Иванов А.А., Волошин А.А., Лебедев А.А., Волошин Е.А., Шамис М.А. Моделирование и исследование режимов работы энергосистем в ПАК ЦДЭС // Журнал «ИСУП». 2024. № 4 (112). С. 41-45.
- [40] Мшар Д.И. Цифровые программно-аппаратные комплексы RTDS // 73-я науч.-тех. конф. студентов и аспирантов «Актуальные проблемы энергетики», Апрель 25-28, 2017, Минск, Беларусь: БНТУ, 2017. С. 79-82.
- [41] Рабушко П.С. RTDS – цифровые моделирующие комплексы реального времени // 73-я науч.-тех. конф. студентов и аспирантов «Актуальные проблемы энергетики», Апрель 25-28, 2017, Минск, Беларусь: БНТУ, 2017. С. 85-87.
- [42] Программно-аппаратный комплекс симулятор RTDS. Техническое описание, ЗАО «ЭнЛАБ», 2015. – 42 с. [Электронный ресурс]. URL: <https://ennlab.ru/wp-content/uploads/2018/05/Tekhnicheskoye-opisaniye-kompleksa-RTDS-versiya-2015-09-28.pdf> (дата обращения 01.01.2026).

- [43] Gutiérrez V.S., Di Natale G., Vatajelu E.-I. Python Framework for Modular and Parametric SPICE Netlists Generation // *Electronics*. 2023. № 12 (18). DOI: 10.3390/electronics12183970

### References

- [1] Order of the Government of the Russian Federation dated Jun. 9, 2020 no. 1523-r “Energeticheskaya strategiya Rossijskoj Federacii na period do 2035 goda [Energy Strategy of the Russian Federation through 2035]”, *Official Internet portal of legal information*. [Online]. Available at: <https://www.garant.ru/products/ipo/prime/doc/74148810/> [Accessed: Jan. 01, 2026] (in Russian).
- [2] P.V. Ilyushin, “Perspektivnye napravleniya razvitiya raspredelitel'nykh setei pri integratsii lokal'nykh intellektual'nykh energeticheskikh system [Promising Directions for the Development of Distribution Networks with the Integration of Local Intelligent Energy Systems]”, *Elektroenergiya. Peredacha i Raspredelenie [Electric Power. Transmission and Distribution]*, vol. 4, no. 67, pp. 70-80, 2021 (in Russian).
- [3] M. Gubanov, V. Kiushkina and A. Shirokov, “On the creation of a fund for the development of local energy system”, *Energy policy*, vol. 9, no. 188, pp. 70-83, 2023. DOI: 10.46920/2409-5516\_2023\_9188\_70
- [4] V. Vyatkin and A. Antipchenko, “Ot avtomatizatsii raspredelitel'noi seti k polnotsennomu tsifrovomu RES [From distribution network automation to a full-fledged digital RES]”, *Elektroenergiya. Peredacha i Raspredelenie [Electric Power. Transmission and Distribution]*, vol. S1, no. 8, pp. 10-13, 2018 (in Russian).
- [5] M. Moiseev, “Perekhod raspredelitel'nykh setei 6-20 kV k tsifrovym aktivno-adaptivnym setiam s raspredelennoi sistemoi avtomatizatsii [Transition of 6–20 kV distribution networks to digital active-adaptive networks with a distributed automation system]”, *Elektroenergiya. Peredacha i Raspredelenie [Electric Power. Transmission and Distribution]*, vol. S1, no. 8, pp. 14-21, 2018 (in Russian).
- [6] A.S. Tavlincev, S.I. Semenenko, E.D. Staimova and S.N. Shelug, *Elektricheskie sistemy i seti [Electrical systems and networks]*. Ekaterinburg: Ural University Press, 2023 (in Russian).
- [7] V.-T. Tran and T.-N. Tran, “Simulating the reliability of electrical distribution system using ETAP software”, *IJARIIIE*, vol. 7, no. 5, pp. 1334-1340, 2021.
- [8] V.A. Kornev and A.V. Shmoilov, “O vozmozhnostiakh sistemy ETAP dlia elektricheskikh raschetov i modelirovaniia [On the capabilities of the ETAP system for electrical calculations and modeling]”, in *proc. XX All-Russian scientific and technical conf. Energetika: effektivnost', nadezhnost', bezopasnost' [Power Engineering: efficiency, reliability, safety]*, Dec. 2-4, 2014, Tomsk, Russia, pp. 83-87 (in Russian).
- [9] *PSS®E High-performance transmission Planning and operations Software for the power industry*, Siemens AG, Energy Management Division Freyeslebenstrasse, 2017. [Online]. Available at: [siemenspti-software-psse-brochure-2017.pdf](#) [Accessed: Jan. 01, 2026].
- [10] N.B. Ilyichev, “Raschet i proektirovanie VL, ORU i VOLS v srede EnergyCS Line [Calculation and design of overhead lines, open switchgears and fiber-optic communication lines in the EnergyCS Line environment]”, *CADmaster*, no. 3, pp. 12-16, 2007 (in Russian).

- [11] N. Ilyichev, V. Dolotov and N. Mastrakov, “Opyt primeneniia programmnoho kompleksa EnergyCS pri proektirovanii elektroenergeticheskikh obiektov v OAO “Ivelektroanaladka” [Experience in applying the EnergyCS software package for designing electric power facilities at JSC “Ivelektroanaladka”]”, *CADmaster*, no. 5, pp. 56-58, 2007 (in Russian).
- [12] A.P. Karpenko and I.A. Kuzmina, “Matematicheskaiia model raspreditelnoi gorodskoi seti elektrosnabzheniia s uchedom ee perspektivnogo razvitiia [Mathematical model of an urban distribution power supply network considering its prospective development]”, *Nauka i obrazovanie: nauchnoe izdanie MGTU im. N.E. Baumana [Science and education: scientific publication of Bauman Moscow State Technical University]*, no. 5, pp. 162-180, 2014 (in Russian).
- [13] P.Yu. Gubin, A.A. Malakhov and K.V. Ryndina, “Metaheuristic differential evolution for optimal placement of reactive power compensation devices”, *Bulletin of the South Ural State University. Ser. Power Engineering*, vol. 21, no. 2, pp. 62-71, 2021. DOI: 10.14529/power210207
- [14] A.P. Karpenko and O.A. Sinyagovskaya, “Global optimization with the use of a biogeography-based method”, *Nauka i obrazovanie: nauchnoe izdanie MGTU im. N.E. Baumana [Science and education: scientific publication of Bauman Moscow State Technical University]*, no. 10, pp. 373-398, 2013 (in Russian). DOI: 10.7463/1013.0605836
- [15] PowerFactory – kompleksnaia sistema rascheta i planirovaniia elektricheskikh rezhimov [PowerFactory – comprehensive system for calculation and planning of electrical operating conditions]. [Online]. Available at: <https://asutp.ru/market/2018/07/10/powerfactory-kompleksnaja-sistema-rascheta-i-planirovaniia-jel-ektricheskikh-rezhimov> [Accessed: Jan. 01, 2026] (in Russian).
- [16] L.P. Kostyuchenko, *Imitatsionnoe modelirovanie sistem elektrosnabzheniia v programme MATLAB [Simulation modeling of power supply systems in the MATLAB program: a textbook]*. Krasnoyarsk: Krasnoyarsk SAU [Krasnoyarsk State Agrarian University], 2012 (in Russian).
- [17] Yu.N. Bulatov, A.V. Kryukov and V.H. Nguyen, “Modeling of power supply system operating modes with distributed generation plants and a powerful asynchronous load”, *Science bulletin of the Novosibirsk state technical university*, vol. 4, no. 73, pp. 101-114, 2018. DOI: 10.17212/1814-1196-2018-4-101-114
- [18] Yu.N. Bulatov, A.V. Kryukov and K.V. Suslov, “Isolated power supply system with energy routers and renewable energy sources”, *Vestnik IzHGTU imeni M.T. Kalashnikova*, vol. 24, no. 2, pp. 124-134, 2021. DOI: 10.22213/2413-1172-2021-2-124-134
- [19] R.N. Berodnikov; A.A. Achitaev and M.O. Markov, “Povyshenie zapasa dinamicheskoi ustojchivosti generatorov AGEK putem ispol'zovaniya invertora (Opyt PAO «RUSGIDRO») [Increasing the dynamic stability margin of AGEK generators by using an inverter (Experience of PJSC RUSHYDRO)]”, *Energoekspert [Energexpert]*, vol. 2, no. 94, pp. 40-45, 2025 (in Russian).
- [20] E.V. Platonova, A.S. Toropov, A.V. Kolovsky and V.Yu. Shcherbachevich, “Modeling non-linear loads for low-voltage electric grids”, *Journal of Physics: Conference Series*, vol. 2697, no. 1, pp. 012075, 2024. DOI: 10.1088/1742-6596/2697/1/012075

- [21] P.Y. Buchatskiy, S.V. Onishchenko, S.V. Teploukhov and K.A. Kuzmin, “Modeling of Wind Generator in the Power Supply System of an Individual Consumer Using SimInTech”, in proc. *2024 8th International Conference on Information, Control, and Communication Technologies (ICCT)*, Oct. 1-5, 2024, Vladikavkaz, Russia, pp. 1-5. DOI: 10.1109/ICCT62929.2024.10874937
- [22] D. Kotin, I. Ivanov and S. Shtukkert, “Modified Permanent Magnet Synchronous Generators for Using in Energy Supply System for Autonomous Consumer”, *Energies*, vol. 14, no. 21, pp. 7196, Nov. 2021. DOI: 10.3390/en14217196
- [23] L.V. Vaiteleonok, “Imitacionnoe modelirovanie relejnoj zashchity v srede SimInTech [Simulation modeling of relay protection in the SimInTech environment]”, in proc. *XI Int. sci.-tech. Conf. Energetika, informatika, innovacii-2021 [Energy, informatics, innovations-2021]*, Oct. 28-29, 2021, Smolensk, Russia, pp. 83-88 (in Russian).
- [24] S.I. Likhodeev. *Osnovy modelirovaniya sistem avtomaticheskogo regulirovaniya i elektrotekhnicheskikh sistem v srede SimInTech [Fundamentals of modeling automatic control systems and electrical systems in the SimInTech environment]*, Vladimir: VISU Publishing House, 2023. [E-book] Available at: Safari e-book, <https://dspace.www1.vlsu.ru/handle/123456789/10792> (in Russian).
- [25] Engee. Rossiiskaia platforma matematicheskikh vychislenii i dinamicheskogo modelirovaniia [Russian platform for mathematical computing and dynamic modeling]. [Online]. Available at: <https://start.engee.com> [Accessed: Jan. 01, 2026] (in Russian).
- [26] A.A. Antonov, S.V. Bykovskiy, P.V. Kustarev, K.A. Kormilitsyn, and V.Yu. Pinkevich, *Funktsional'naiia Skhemotekhnika. Praktikum [Functional Circuit Design. A Practical Guide]*. St. Petersburg: ITMO University, 2019 (in Russian).
- [27] V.Yu. Ilyichev and Yu.M. Zhukova, “Investigation of operation modes of electric networks using PandaPower software library”, *Technical sciences*, no. 1, pp. 18-22, 2021.
- [28] L. Thurner, A. Scheidler, F. Schäfer, J-H. Menke, J. Dollichon, F. Meier, S. Meinecke and M. Braun, “Pandapower—An Open-Source Python Tool for Convenient Modeling, Analysis, and Optimization of Electric Power Systems”, *IEEE Transactions on Power Systems*, vol. 33, no. 6, pp. 6510-6521, Nov. 2018. DOI: 10.1109/TPWRS.2018.2829021
- [29] I.R. Khayretdinov, K.S. Denisov and V.I. Vel'kin, “Research on the efficiency of foreign and domestic applications for calculating energy systems based on renewable sources”, *Journal of environmental earth and energy study*, vol. 1, no. 9, pp. 60-66, 2021. DOI: 10.5281/zenodo.4662973
- [30] Sh.N. Sidikov, A.G. Rusina, T. Osgonbaatar, A.Yu. Arestova and B. Burentsagaan, “Assessing the impact of a pumped-storage power station on the normal operation of the Mongolian power system”, *Ipolytech Journal*, vol. 28, no. 4, pp. 583-596, 2024. DOI: 10.21285/1814-3520-2024-4-583-596
- [31] M.V. Chulyukova and N.V. Tomin, “Metod avtomaticheskogo upravleniya nagruzkoj aktivnykh potrebitel'ey dlya posleavariynogo vosstanovleniya elektrosnabzheniya [A method for automatic load management of active consumers for post-emergency power supply restoration]”, *Metodicheskie voprosy issledovaniya nadezhnosti bol'shikh sistem energetiki [Methodological issues of studying the reliability of large energy systems]*, vol. 76, pp. 411-423, 2025 (in Russian).

- [32] D.M. Timofeev and D.G. Ereemeev, “Avtomatizatsiya ispytaniy ustroystv RZA s pomoshch'yu otechestvennykh PAK modelirovaniya perekhodnykh protsessov v rezhime RV [Automation of Protection Relay and Automation Device Testing Using Domestic Transient Process Simulation Software Packages in Real-Time Mode]”, *Relyshchik [Relayman]*, vol. 2, no. 46, pp. 32-37, 2023 (in Russian).
- [33] N.R. Kostik, S.A. Tarasov and G.E. Aivazyan, “Study of Renewable Potential of the Republic of Armenia for Implementation of Hybrid Autonomous Power Supply System Using Solar Photovoltaic Modules”, *Journal of the Russian Universities. Radioelectronics* vol. 26, no. 4, pp. 106-122, 2023. DOI: 10.32603/1993-8985-2023-26-4-106-122
- [34] A.S. Nefedov and T.N. Yakovkina, “Multi-criterial choice of capacity of power plants based on renewable energy sources and local fuels within local energy system”, *Proceedings of Irkutsk state technical university*, vol. 24, no. 6, pp. 1255-1270, 2020. DOI: 10.21285/1814-3520-2020-6-1255-1270
- [35] I.N. Pogodaeva and V.A. Shakirov, “Selection of components of a hybrid energy complex for remote areas using multi-criteria assessment methods”, *Information and mathematical technologies in science and management*, vol. 2, no. 34, pp. 99-111, 2024. DOI: 10.25729/ESI.2024.34.2.010
- [36] N.V. Tomin, V.A. Shakirov, V.G. Kurbatsky, E.V. Popova, D.N. Sidorov, A.N. Kozlov, D.A. Korev, “Renewable energy communities: effective design and management under multicriteria conditions. Part 1”, *Electric power. Transmission and distribution*, vol. 3, no. 78, pp. 18-27, 2023.
- [37] A.A. Lebedev, A.A. Voloshin and E.A. Voloshin, “Application of artificial intelligence methods for the synthesis of RPA algorithms in the hardware and software complex “digital twin of a power system””, *Elektricheskie stancii [Electric power stations]*, vol. 2, no. 1135, pp. 46-54, 2026 (in Russian). DOI: 10.71841/ES.elst.2026.1135.02.06
- [38] A.A. Voloshin, E.A. Voloshin and A.A. Lebedev, “Rezultaty razrabotki rossiiskogo programmno-apparatnogo kompleksa realnogo vremeni “tsifrovoi dvoynik energosistemy” [Results of the development of the Russian real-time software and hardware complex “digital twin of the power system”]”, *Energoekspert [Energoexpert]*, vol. 2, no. 86, pp. 48-52, 2023 (in Russian).
- [39] A.A. Ivanov, A.A. Voloshin, A.A. Lebedev, E.A. Voloshin and M.A. Shamis, “Modelirovanie i issledovanie rezhimov raboty energosistem v PAK TsDES [Modeling and investigation of power system operating conditions in the PAK TsDES software and hardware system]”, *ZHurnal “ISUP” [Journal “ISUP”]*, vol. 47, no. 112, pp. 41-45, 2024 (in Russian).
- [40] D.I. Mshar, “Tsifrovyye programmno-apparatnye komplekсы RTDS [Digital software and hardware complexes RTDS]”, in proc. *73rd scientific and technical conf. Aktual'nye problemy energetiki [Actual problems of electric power industry]*, Apr. 25-28, 2017, Minsk, Belarus, pp. 79-82 (in Russian).
- [41] P.S. Rabushko, “RTDS – tsifrovyye modeliruiushchie komplekсы realnogo vremeni [RTDS – digital real-time simulating complexes]”, in proc. *73rd scientific and technical conf. Aktual'nye problemy energetiki [Actual problems of electric power industry]*, Apr. 25-28, 2017, Minsk, Belarus, pp. 85-87 (in Russian).

- [42] *Programmno-apparatnyi kompleks simulator RTDS. Tekhnicheskoe opisanie [RTDS software and hardware simulator complex. Technical description]*, EnLAB JSC, 2015. [Online]. Available at: <https://ennlab.ru/wp-content/uploads/2018/05/Tekhnicheskoye-opisaniye-kompleksa-RTDS-versiya-2015-09-28.pdf> [Accessed: Jan. 1, 2015] (in Russian).
- [43] V.S. Gutiérrez, G. Di Natale and E.-I. Vatajelu, “Python Framework for Modular and Parametric SPICE Netlists Generation”, *Electronics*, vol. 12, no. 18, 2023. DOI: 10.3390/electronics12183970

### ИНФОРМАЦИЯ ОБ АВТОРАХ INFORMATION ABOUT THE AUTHORS

**Давыдов Владимир Юрьевич**, аспирант Института систем энергетики им Л.А. Мелентьева СО РАН, г. Иркутск, Российская Федерация.

**Vladimir Yu. Davydov**, postgraduate student of the Melentiev Energy Systems Institute of SB RAS, Irkutsk, Russian Federation.

**Томин Никита Викторович**, кандидат технических наук, заведующий лабораторией, старший научный сотрудник Института систем энергетики им Л.А. Мелентьева СО РАН, г. Иркутск, Российская Федерация.

**Nikita V. Tomin**, Cand. Sci. (Eng.), head of lab, senior researcher of the Melentiev Energy Systems Institute of SB RAS, Irkutsk, Russian Federation.

**Искаков Алексей Борисович**, кандидат физико-математических наук, старший научный сотрудник, заведующий лабораторией Института проблем управления им. В.А. Трапезникова Российской академии наук, г. Москва, Российская Федерация.

**Alexey B. Iskakov**, candidate of physical and mathematical sciences, senior researcher, head of the lab of the V. A. Trapeznikov Institute of Control Sciences of the Russian Academy of Sciences, Moscow, Russian Federation.

УДК 621.314

EDN EMNJOZ

## МЕТОД ПРЕДИКТИВНОЙ ДИАГНОСТИКИ СИЛОВЫХ ТРАНСФОРМАТОРОВ РАСПРЕДЕЛИТЕЛЬНЫХ СЕТЕЙ С ИСПОЛЬЗОВАНИЕМ СВИ

**А.А. Кокорев**

ORCID: 0009-0008-1801-2372 e-mail: kokandrey@gmail.com

Нижегородский государственный технический университет им. Р.Е. Алексеева  
*Нижегород, Россия*

**Е.Н. Соснина**

ORCID: 0000-0001-6207-9103 e-mail: sosnyna@yandex.ru

Нижегородский государственный технический университет им. Р.Е. Алексеева  
*Нижегород, Россия*

Проведен анализ публикационной активности в сфере диагностики силовых трансформаторов (СТ), показавший недостаточный интерес к классам напряжения 6-20 кВ, что объясняется сравнительно невысокой их стоимостью. Рассмотрены основные направления исследований в области диагностики СТ, в качестве перспективного обозначен анализ изменения электрических параметров Т. Показано влияние внутренних дефектов СТ на эксплуатационные параметры и обоснованы причины их недопустимого отклонения от предельных значений. С целью выявления внутренних повреждений на ранней стадии развития разработана методика определения параметров схемы замещения СТ. Разработан алгоритм работы системы диагностики СТ с применением синхронизированных векторных измерений (СВИ) и предложен критерий вывода СТ в ремонт. Приведен вариант реализации с применением устройств СВИ.

**Ключевые слова:** предиктивная диагностика; синхронизированные векторные измерения; силовой трансформатор; схема замещения; эксплуатационные параметры.

**Для цитирования:** Кокорев А.А., Соснина Е.Н. Метод предиктивной диагностики силовых трансформаторов распределительных сетей с использованием СВИ // Интеллектуальная Электротехника. 2026. № 2. С. 37-53. EDN EMNJOZ

## A METHOD FOR PREDICTIVE DIAGNOSTICS OF POWER TRANSFORMERS IN DISTRIBUTION NETWORKS USING PMU

**A.A. Kokorev**

ORCID: **0009-0008-1801-2372** e-mail: **kokandrey@gmail.com**  
Nizhny Novgorod State Technical University n.a. R.E. Alekseev  
*Nizhny Novgorod, Russia*

**E.N. Sosnina**

ORCID: **0000-0001-6207-9103** e-mail: **sosnyna@yandex.ru**  
Nizhny Novgorod State Technical University n.a. R.E. Alekseev  
*Nizhny Novgorod, Russia*

The article analyzes the publication activity of research in the field of power transformers diagnostics, which showed insufficient interest in the 6-20 kV power transformers, which is explained by their relatively low cost, and examines the main research directions in the field of power transformers diagnostics. A promising direction is the analysis of changes in the electrical parameters of power transformers. The influence of internal power transformers defects on the operational parameters is shown and the reasons for their unacceptable deviation from the limit values are substantiated. In order to identify power transformers internal damage at an early stage of development, a method for determining the parameters of the power transformers equivalent circuit has been developed. An algorithm for the power transformers diagnostic using synchronized vector measurements (PMU) has been developed and a criterion for power transformers repair has been proposed. An implementation option using PMU is given.

**Keywords:** predictive diagnostics; phasor measurement unit; power transformer; equivalent circuit; operational parameters.

**For citation:** A.A. Kokorev and E.N. Sosnina, "A method for predictive diagnostics of power transformers in distribution networks using PMU", *Smart Electrical Engineering*, no. 2, pp. 37-53, 2026. EDN EMNJOZ

**I. Введение**

Силовые трансформаторы (СТ) 6 (10, 20)/0,4 кВ – наиболее массовые элементы распределительных электрических сетей среднего напряжения, являются источниками энергии низковольтных потребителей: цехов промышленных предприятий, жилого сектора, объектов коммунальной инфраструктуры и др. Значительная часть парка СТ 6-10/0,4 кВ введена в эксплуатацию в 1980-2000 гг. и характеризуется высоким физическим износом, приближаясь к предельному ресурсу. В отличие от трансформаторов класса 110 кВ и выше, оборудование СТ 6-20 кВ, как правило, оснащено минимальным набором защит и встроенных средств диагностики [1]. Традиционная система контроля их технического состояния основана на планово-предупредительных ремонтах (ППР) и периодических испытаниях (отбор масла, замер сопротивления изоляции, оценка характеристик частичных

разрядов при выводе из работы и др.) [2]. Такой подход имеет ряд существенных недостатков: низкая оперативность; невозможность раннего обнаружения развивающихся дефектов, необходимость отключения СТ для проведения большинства испытаний.

Эти недостатки удавалось частично компенсировать относительно стабильными и предсказуемыми режимами работы сетей 6-20 кВ, которые работали с однонаправленным потоком мощности – от питающего центра к потребителю. Однако в последние годы ситуация начала меняться. Активное развитие распределенной генерации (РГ), включая солнечные и ветровые электростанции, газопоршневые установки, а также промышленные когенерационные источники, приводит к трансформации сетей 6-20 кВ в активно-адаптивные системы с двунаправленными потоками энергии. СТ 6-20 кВ, проектировавшиеся для работы в режиме понижения напряжения, теперь испытывают реверсивные нагрузки, повышенную волатильность графика электропотребления, а также воздействие высших гармоник, генерируемых инверторными преобразователями РГ [3].

В этих условиях традиционная система ППР и периодического контроля не просто неэффективна, но и потенциально опасна: она не учитывает ускоренного старения изоляции, вызванного новыми эксплуатационными факторами. Внедрение дорогостоящих систем непрерывного мониторинга анализа растворенных газов и регистрации частичных разрядов для каждого СТ 6-20 кВ экономически неоправданно из-за большого количества единиц оборудования и его относительно невысокой стоимости. Необходима разработка такого подхода к мониторингу технического состояния СТ 6-20 кВ, который, с одной стороны, учитывал бы новые риски, связанные с интеграцией РГ (двунаправленные потоки, гармоники, стохастическая РГ), а с другой – оставался экономически приемлемым для массового применения в распределительных сетях [3, 4] потребителей.

Проведен анализ 110 отечественных и зарубежных научных изданий за 2015-2025 гг., посвященных диагностике и мониторингу СТ, показавший, что основными направлениями исследований являются (рис. 1): анализ методов диагностики СТ 6-20 кВ [5], СТ 35-220 кВ [6-8]; анализ изменения физических и химических свойств изоляционного масла (анализ растворенных газов, влагосодержание, температура вспышки паров масла и др.) [9-11]; контроль температуры обмоток и масла, телевизионный контроль трансформатора [12-14]; акустический и вибрационный мониторинг; анализ деформации обмоток по низковольтным импульсам [15]; применение нейронных сетей, цифровых двойников и машинного обучения для поиска внутренних повреждений [16-17]; контроль механических параметров с помощью частотного анализа частичных разрядов [18-19]; системы для диагностирования межвитковых замыканий с помощью устройств синхронизи-

рованных векторных измерений (УСВИ) [20, 21]; совершенствование аналитических методов для диагностики [22, 23]; анализ изменения электрических параметров трансформатора: эксплуатационных параметров СТ, параметров изоляции и т.д.

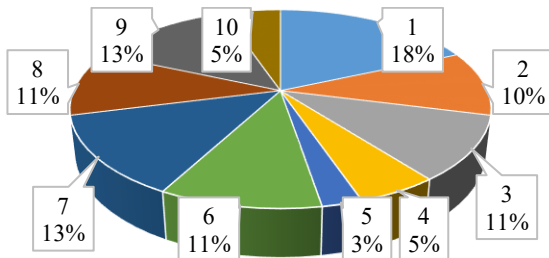


Рис. 1. Направления исследований в области диагностики СТ

Fig. 1. Research directions in the field of PT diagnostics

На рис. 1 представлены: 1 – анализ методов; 2 – анализ изменения физических и химических свойств изоляционного масла; 3 – тепловой мониторинг; 4 – акустический и вибрационный мониторинг; 5 – анализ деформации обмоток по низковольтным импульсам; 6 – применение нейронных сетей, цифровых двойников и машинного обучения; 7 – контроль механических параметров с помощью частотного анализа частичных разрядов; 8 – системы для диагностирования межвитковых замыканий с помощью УСВИ; 9 – совершенствование аналитических методов; 10 – анализ изменения электрических параметров.

Проведенный анализ публикаций показал, что только ~30 % посвящены СТ 6-20 кВ, ограничиваясь при этом общими рекомендациями к организации и совершенствованию систем диагностики. Учитывая значительную долю СТ 6-20 кВ в сетевом хозяйстве, повышение требований к надежности и экономические ограничения на внедрение сложных систем, необходимы разработка и внедрение новых методик диагностики и мониторинга таких СТ. Цель исследований – разработка методики, учитывающей изменение свойств материалов активной части СТ при ее нагреве. Методика позволит разработать алгоритм мониторинга СТ с более «четкими» критериями оценки его технического состояния.

## II. Влияние внутренних повреждений на эксплуатационные параметры силовых трансформаторов

В табл. 1 представлены предельные отклонения основных эксплуатационных параметров СТ [24]: ток и потери мощности холостого хода (XX), напряжение и потери мощности короткого замыкания (КЗ).

Таблица 1.

Предельные отклонения измеряемых параметров СТ от нормированных

Table 1.

Permissible deviations of the measured PT parameters from the normalized ones

Наименование параметра	Предельное отклонение, %
Коэффициент трансформации	$\pm 0,5$
Напряжение КЗ	$\pm 10$
Потери КЗ	10
Потери XX	15
Суммарные потери	10
Ток XX	30

Высокие предельные значения отклонения параметров обусловлены погрешностью измерительных приборов, низким качеством электрической энергии и ее стабильности, влиянием внешних факторов (температура активной части СТ и др.) на момент утверждения нормативного документа [25]. В процессе эксплуатации СТ происходят непрерывные необратимые процессы старения изоляции, связанные с увлажнением, нагревом, динамическими нагрузками и перенапряжением. Образуются сосредоточенные и распределенные дефекты. В табл. 2 представлены основные виды дефектов СТ 6-20 кВ и их влияние на эксплуатационные параметры.

Таблица 2.

Влияние дефектов СТ на его параметры

Table 2.

Influence of transformer defects on its parameters

Дефект	Изменение параметра
Межвитковое замыкание	Уменьшение потерь и напряжения КЗ
Деформация обмоток после КЗ	Увеличение напряжения КЗ
Замкнутый контур в магнитопроводе	Увеличение потерь и тока XX
Изменение свойств ферромагнитного материала	Изменение потерь и тока XX

Развитие информационных технологий, повышение производительности и снижение стоимости микропроцессорной техники и силовой электроники позволяют разрабатывать новые методы диагностики СТ.

### III. Разработка структурной и функциональной схем системы мониторинга

Перспективным направлением диагностики СТ является контроль электрических параметров с применением УСВИ [26], что обусловлено:

- влиянием любых видов дефектов в СТ на его эксплуатационные параметры;
- высоким классом точности первичных преобразователей измеряемых величин (измерительных трансформаторов тока и напряжения);

- высокой точностью аналогово-цифровых преобразований измеряемых величин;
- возможностью получения и обработки сигналов в реальном времени;
- получением измерительной информации в одни и те же моменты времени;
- получением новых, производных, параметров из измеренных величин;
- разработкой многопараметрических систем диагностики;
- использованием цифровых двойников;
- применением нейросетевых технологий для анализа.

На рис. 2 представлена структурная схема системы диагностики СТ. Во время работы на объект диагностирования  $DO$  (*diagnostic object*) оказывается эксплуатационное воздействие  $OI$  (*operational impact*). Также на объект диагностирования  $DO$  устанавливаются датчики  $S$  (*sensors*), информация с которых передается в блоки средства технического диагностирования  $TDT$  (*technical diagnostic tools*): блок расчета диагностического параметра  $DPCB$  (*diagnostic parameter calculation block*) и задающее устройство  $SD$  (*setting device*).

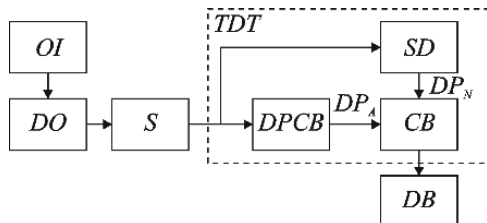


Рис. 2. Структурная схема системы диагностики СТ

Fig. 2. Block diagram of the power transformer diagnostic system

В [27] отмечалось влияние внешних факторов на характеристики объекта диагностирования, в частности на СТ, в нормальном (неповрежденном состоянии). Поэтому информация с датчиков  $S$  необходимо направлять и в задающее устройство  $SD$  с целью получения более адекватных результатов диагностирования. Информация с блоков  $DPCB$  и  $SD$  передается в блок сравнения  $CB$  (*comparison block*), сопоставляющий по заданному критерию диагностические параметры фактического  $DPA$  (*diagnostic parameters of the actual state*) и нормального  $DPN$  (*diagnostic parameters of the normal state*). В результате сравнения формируется решение и передается в блок постановки диагноза  $DB$  (*diagnosis block*), информирующий обслуживающий персонал о результатах диагностирования.

На рис. 3 представлена функциональная схема системы диагностики СТ при применении «облачных» (сетевых) технологий.

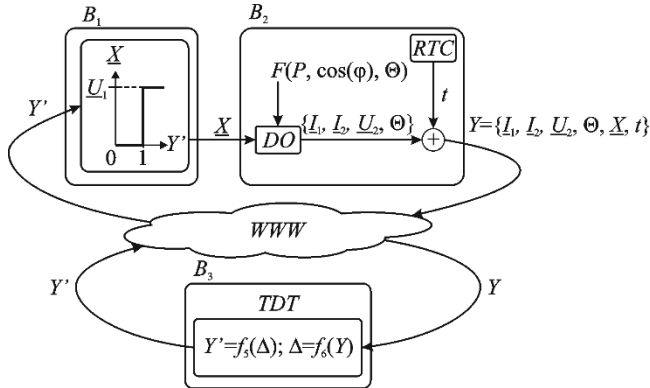


Рис. 3. Функциональная схема системы диагностики СТ

Fig. 3. Functional diagram of the power transformer diagnostic system

На объект диагностирования  $DO$  – СТ, установленный в блоке  $B2$  (например, в трансформаторной подстанции (ТП)), оказывает влияние внешняя среда  $F$ : подключенная нагрузка мощностью  $P$  и с коэффициентом мощности  $\cos\varphi$ , температура окружающей среды  $\Theta$  и т.д. и напряжение питания  $U_1$ , оказывающее возмущающее воздействие  $X$ .

С помощью программно-аппаратных устройств (датчиков  $S$ ) проводится определение координат состояния  $\{I_1, I_2, U_2, \Theta\}$ , характеризующих состояние объекта управления. Координаты состояния являются зависимыми функциями от возмущающего воздействия  $X$ , которым является напряжение питания СТ  $U_1$ , и влияния внешней среды  $F$ :

$$I_1 = f_1(\underline{X}, F);$$

$$I_2 = f_2(\underline{X}, F);$$

$$U_2 = f_3(\underline{X}, F).$$

Координаты состояния являются непрерывно изменяющимися величинами, поэтому для обработки координат состояния и получения достоверной информации о состоянии объекта необходимо координатам состояния присвоить метки времени  $t$ . Метки времени могут быть получены от часов реального времени  $RTC$  (*Real-Time Clock*). Таким образом формируется вектор состояния:

$$\mathbf{Y} = \{I_1, I_2, U_2, \Theta, \underline{X}, t\}.$$

Вектор состояния  $\mathbf{Y}$  передается в «облако» ( $WWW$ ), где осуществляется его накопление и систематизация.

#### IV. Реализация системы диагностики с применением УСВИ и «облачных» технологий

Ключевым элементом схемы диагностирования СТ является блок *TDT*, в который закладывается основной алгоритм работы системы диагностики. На рис. 4 представлен алгоритм диагностирования СТ по параметрам схемы замещения.

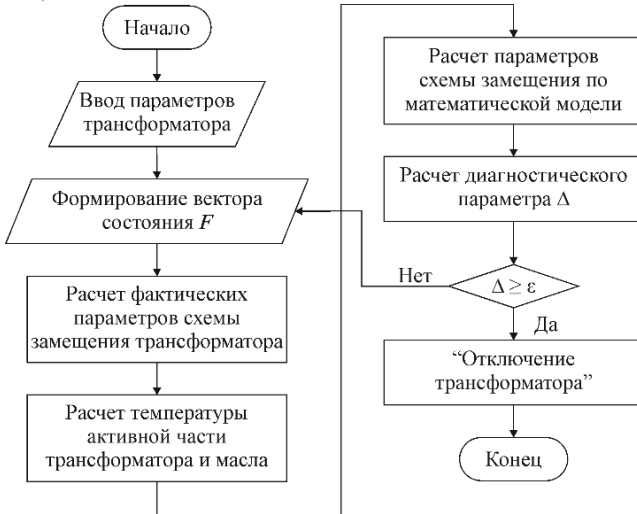


Рис. 4. Алгоритм диагностирования СТ

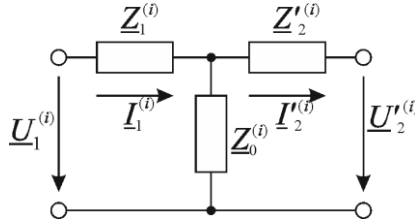
Fig. 4. Power transformer diagnostic algorithm

Параметры схемы замещения определяются решением системы уравнений, составленных по второму закону Кирхгофа Т-образной схемы замещения (рис. 5) для двух последовательных моментов времени (текущего  $n$  и предыдущего  $k$ ), отличающихся режимом работы СТ [28]:

$$\begin{cases} \underline{U}_{1,n}^{(i)} = \underline{U}_{2,n}^{(i)} + \underline{I}_{1,n}^{(i)} \underline{Z}_1 + \underline{I}_{2,n}^{(i)} \underline{Z}_2 \\ \underline{U}_{1,k}^{(i)} = \underline{U}_{2,k}^{(i)} + \underline{I}_{1,k}^{(i)} \underline{Z}_1 + \underline{I}_{2,k}^{(i)} \underline{Z}_2, \\ \underline{Z}_0^{(i)} = \frac{\underline{U}_{1,n}^{(i)} - \underline{I}_{1,n}^{(i)} \underline{Z}_1}{\underline{I}_{1,n}^{(i)} - \underline{I}_{2,n}^{(i)}} \end{cases}$$

где  $\underline{U}_{1,n}^{(i)}$ ,  $\underline{U}_{1,k}^{(i)}$ ,  $\underline{I}_{1,n}^{(i)}$ ,  $\underline{I}_{1,k}^{(i)}$  – напряжения и токи первичной (обмотки высшего напряжения (ВН)) обмотки СТ  $i$ -й последовательности для моментов времени  $n$  и  $k$ ;  $\underline{U}_{2,n}^{(i)}$ ,  $\underline{U}_{2,k}^{(i)}$ ,  $\underline{I}_{2,n}^{(i)}$ ,  $\underline{I}_{2,k}^{(i)}$  – приведенные напряжения и токи вторичной (обмотки низшего напряжения (НН)) обмотки к напряжению обмотки

ВН СТ  $i$ -й последовательности для моментов времени  $n$  и  $k$ ;  $\underline{Z}_1^{(i)}$  – комплексной сопротивление обмотки ВН  $i$ -й последовательности;  $\underline{Z}_2^{(i)}$  – приведенное комплексной сопротивление обмотки НН  $i$ -й последовательности;  $\underline{Z}_0^{(i)}$  – комплексное сопротивление ветви намагничивания  $i$ -й последовательности Т-образной схемы замещения СТ,  $i = 1$  – прямая;  $i = 2$  – обратная;  $i = 0$  – нулевая последовательности.



**Рис. 5. Т-образная схема замещения СТ прямой ( $i = 1$ ) и обратной ( $i = 2$ ) последовательностей**

**Fig. 5. T-shaped equivalent circuit of a power transformer for the positive ( $i = 1$ ) and negative ( $i = 2$ ) sequences**

Критерием возникновения виткового замыкания, как наиболее распространенного вида повреждения СТ [29], является изменение мнимой составляющей приведенного комплексного сопротивления обмотки НН прямой последовательности  $\text{Im}(\underline{Z}_2^{(1)})$ , а критерием, дающим информацию об объеме замкнувшихся витков, – модуль комплексного сопротивления ветви намагничивания прямой последовательности  $|\underline{Z}_0^{(1)}|$  [30].

В процессе нормальной эксплуатации СТ возникают потери мощности, приводящие к нагреву его активной части. Изменение температуры активной части влечет изменения физических свойств материалов, из которых изготовлена активная часть СТ. Изменение свойств материалов приводит к изменению эксплуатационных параметров, что отражается на параметрах схемы замещения [27, 30].

Указанные параметры схемы замещения ( $\text{Im}(\underline{Z}_2^{(1)})$  и  $|\underline{Z}_0^{(1)}|$ ) принадлежат множеству  $DP_N$  допустимых (нормальных)  $N$  значений (рис. 6). Каждый элемент  $A_N$  множества  $DP_N$  характеризуется температурой  $\Theta$  активной части СТ [27]. При возникновении внутренних повреждений  $D$  расположение (топология) множества  $DP_N$  на плоскости параметров  $\text{Im}(\underline{Z}_2^{(1)}) - |\underline{Z}_0^{(1)}|$  меняется ( $DP_D$ ).

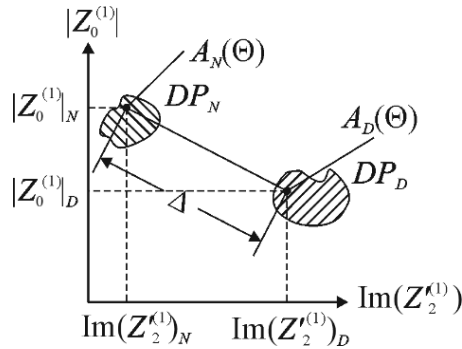


Рис. 6. Плоскость параметров  $\text{Im}(Z_2^{(1)}) - |Z_0^{(1)}|$  состояния СТ

Fig. 6. Plane of  $\text{Im}(Z_2^{(1)}) - |Z_0^{(1)}|$  parameters of the power transformer condition

Критерием «отключения трансформатора» («вывода в ремонт») СТ является расстояние между точками  $A_N$  и  $A_D$ :

$$\Delta = \sqrt{\left(\text{Im}(Z_2^{(1)})_N - \text{Im}(Z_2^{(1)})_D\right)^2 + \left(|Z_0^{(1)}|_N - |Z_0^{(1)}|_D\right)^2}.$$

Средство технического диагностирования  $TDT$  формирует сигнал управления  $Y'$  согласно условию:

$$Y' = \begin{cases} 1, & \Delta \leq \varepsilon \\ 0, & \Delta > \varepsilon \end{cases},$$

где  $\varepsilon$  – предельное расстояние (отклонение), обусловленное погрешностью измерительно-вычислительного тракта.

Реализация предложенной структурной схемы системы диагностики с применением «облачных» технологий возможна с применением УСВИ (рис. 7). Предполагается два комплекта УСВИ, устанавливаемых в ТП. Первый комплект УСВИ ( $PMU1$ ) получает мгновенные значения тока  $i_1$  и напряжения  $u_1$  с шин 6–20 кВ от измерительных трансформаторов тока  $TA1$  и напряжения  $TV1$ , сигналы точного времени  $t$  от часов реального времени  $RTC$  и вычисляет комплексные значения тока  $\underline{I}_1$  и напряжения  $\underline{U}_1$  основной частоты.

Второй комплект ( $PMU2$ ) получает мгновенные значения тока  $i_2$  и напряжения  $u_2$  с шин 0,4 кВ от измерительных трансформаторов тока  $TA2$  и напряжения  $TV2$ , сигналы точного времени  $t$  от часов реального времени  $RTC$ , вычисляет комплексные значения тока  $\underline{I}_2$  и напряжения  $\underline{U}_2$ . УСВИ имеет аналоговые и цифровые входы для подключения дополнительных внешних датчиков (например датчик температуры  $\Theta TE$ ).



учету температуры активной части СТ) и экономической целесообразностью для широкого внедрения в распределительных сетях 6-20 кВ СЭС потребителей.

Методика позволяет выявлять внутренние повреждения на ранней стадии, учитывать влияние температуры активной части на параметры схемы замещения, а также принимать решение о выводе СТ в ремонт на основе объективного количественного критерия, а не планового графика.

Для дальнейшего развития метода целесообразны экспериментальная апробация на реальных СТ с искусственно создаваемыми дефектами, а также исследование влияния высших гармоник и несимметрии, характерные для сетей с РГ.

© Кокорев А.А., 2026

© Соснина Е.Н., 2026

*Поступила в редакцию 01.06.2026*

*Принята к публикации 10.06.2026*

*Received 01.06.2026*

*Accepted 10.06.2026*

#### **Библиографический список**

- [1] РД 34.46.501 Инструкция по эксплуатации трансформаторов.
- [2] Приказ Минэнерго России от 12.08.2022 г. N 811 «Об утверждении Правил технической эксплуатации электроустановок потребителей электрической энергии» // Официальный интернет-портал правовой информации. [Электронный ресурс]. URL: <http://publication.pravo.gov.ru/Document/View/0001202210070065> (дата обращения 23.05.2024).
- [3] Исозода Д.Т, Махсумов И.Б., Давлатзода А.Н. Распределенная генерация и ее влияние на режим работы электрической сети // Водные ресурсы, энергетика и экология. 2024. Т. 4, № 3. С. 110-117.
- [4] Нищенко А.М. Важность разработки систем мониторинга силовых трансформаторов на энергетических объектах // Вестник науки. 2024. Т. 1. №. 1 (70). С. 341-344.
- [5] Русов В.А. Мониторинг сухих и маслонаполненных распределительных трансформаторов 6-35 кВ в условиях цифровых подстанций // Энергоэксперт. 2019. № 1(69). С. 44-47.
- [6] Tenbohlen S., Coenen S., Djamali M., Müller A., Samimi M.H., Siegel M. Diagnostic Measurements for Power Transformers // Energies. 2016. №9. P. 347.
- [7] Монастырский А.Е. Современные системы мониторинга технического состояния силовых маслонаполненных трансформаторов // Материаловедение. Энергетика. 2021. Т. 27, № 3. С. 97–108. DOI: 10.18721/JEST.27309.
- [8] Русов В.А. Управление эксплуатацией маслонаполненных и сухих силовых трансформаторов 6-35 кВ на основе результатов работы систем мониторинга // Энергоэксперт. 2021. № 2(78). С. 54-59.

- [9] Яхья А.А., В.М. Левин. Оценка эффективности мониторинга технического состояния трансформаторов на основе анализа растворенных газов // Журнал Сибирского федерального университета. 2020. Т. 13, № 4. С. 438-448. DOI: 10.17516/1999-494X-0235.
- [10] Серебряков А.С., Семенов Д.А., Сбитнев Е.А., Сидорова А.В. Влияние старения трансформаторного масла на остаточный ресурс трансформатора и его диагностические параметры // Электротехника. 2023. № 12. С. 71-78.
- [11] Назарычев А.Н., Мельникова О.С., Сулыненков И.Н. Диагностика главной изоляции силовых трансформаторов по статистическому критерию электрической прочности масла // Электричество. 2022. № 9. С. 22-32.
- [12] Гузанов С.С., Иванов С.Н. Исследование системы мониторинга и контроля параметров температуры сухих трансформаторов ТСЗ // Трибуна ученого. 2023. №1. С. 28-37.
- [13] Кокорев А.А., Соснина Е.Н. Об учете коэффициента температурной коррекции при мониторинге силового трансформатора 6-20 кВ // Интеллектуальная Электротехника. 2024. № 2. С. 69-82.
- [14] Козубай И., Калматов У.А., Борукеев Т.С. Разработка технических средств и метода диагностики повреждения обмоток силового масляного трансформатора 10/0,4 кВ // Вестник КРСУ. 2023. Т. 23. № 4. С. 21-28.
- [15] Губарев В.А. Способы вибрационного контроля силовых трансформаторов // Энергоэффективность и энергобезопасность производственных процессов (ЭЭПП-2019): сборник трудов, Тольятти: Тольяттинский государственный университет, 12–13 ноября 2019 г. С. 166-170.
- [16] Куликов А.Л., Лоскутов А.А., Совина А.Н. Использование машинного обучения и искусственных нейронных сетей для распознавания витковых замыканий в силовых трансформаторах // Электричество. 2022. № 10. С. 34-44.
- [17] Maulik B. Raichura, Nilesh G. Chothani, Dharmesh D. Patel Identification of internal fault against external abnormalities in power transformer using hierarchical ensemble extreme learning machine technique // IET Science, Measurement & Technology. 2020. №14. С. 111-121.
- [18] Тенболен С., Белтл М., Сигал М. Мониторинг частичных разрядов в силовых трансформаторах с помощью УВЧ датчиков // Энергоэксперт. 2018. № 3(67). С. 54-58.
- [19] Ларин В.С. Входная проводимость и частотная характеристика обмотки силового трансформатора // Электричество. 2022. № 8. С. 33-39.
- [20] Алюнов А.Н., Вяткина О.С., Немировский А.Е. Об эффективности цифровой системы проактивной диагностики силовых трансформаторов // Вестник Иркутского государственного технического университета. 2020. Т. 24. № 5(154). С. 966–976. DOI: 10.21285/1814-3520-2020-5-966-976
- [21] Куликов С, Толстых М. Разработка алгоритмов и способов мониторинга состояния силовых трансформаторов в распределительных сетях на основе синхронизированных векторных измерений // Электроэнергия. Передача и распределение. 2024. № 2(33). С. 8-17.
- [22] Мустафин Р.Г., Писковацкий Ю.В., Сиразутдинов Ф.Р., Губаев Д.Ф., Гавриленко А.Н. Разработка метода определения витковых замыканий в обмотке

- трехфазного трансформатора // Известия высших учебных заведений. Проблемы энергетики. 2021. Т. 23. № 1. С. 46-58. DOI:10.30724/1998-9903-2021-23-1-46-58.
- [23] Каппес А.Д., Апросин К.И. Алгоритмы защиты трансформатора для выявления внутренних коротких замыканий // Вестник ЮУрГУ. Серия «Энергетика». 2023. Т. 23. № 2. С. 18–29. DOI: 10.14529/power230202.
- [24] ГОСТ Р 52719-2007 Трансформаторы силовые. Общие технические условия.
- [25] ГОСТ 3484.1-88. Трансформаторы силовые. Методы электромагнитных испытаний. Введ. 1990-01-01. М.: Издательство стандартов, 1989.
- [26] Пирогов П.А., Дмитриев С.А. Применение технологии синхронизированных векторных измерений для мониторинга состояния силовых трансформаторов // Электроэнергетика глазами молодежи: Материалы XII Международной научно-технической конференции, Нижний Новгород, 16–19 мая 2022 года. Том Часть I. Нижний Новгород: Нижегородский государственный технический университет им. Р.Е. Алексеева, 2022. С. 170-173.
- [27] Кокорев А.А., Соснина Е.Н. Оценка технического состояния силовых трансформаторов 6–20 кВ по параметрам схемы замещения // Вестник МЭИ. 2025. № 4. С. 22—30. DOI: 10.24160/1993-6982-2025-4-22-30.
- [28] Кокорев А.А., Соснина Е.Н. Расчет параметров схемы замещения трансформатора 6-20 кВ по результатам синхронизированных векторных измерений // Динамика нелинейных дискретных электротехнических и электронных систем: Материалы XVI Всероссийской научно-технической конференции. Чебоксары: Чувашский государственный университет им. И.Н. Ульянова, 2025. С. 255-256.
- [29] Яхутль Б.Р., Волкова У.С., Федотов И.А. Повреждения силовых трансформаторов 10/0,4 кВ // сборник статей по итогам Международной научно-практической конференции. Стерлитамак: Общество с ограниченной ответственностью "Агентство международных исследований" (Уфа), 2022. С. 163-167.
- [30] E. Sosnina, R. Bedretdinov and A. Kokorev, "Study of the Performance Characteristics of a MV Transformer, Taking into Account Heating," 2025 6th International Conference on Smart Grid and Energy Engineering (SGEE), Shanghai, China, 2025, pp. 327-330, doi: 10.1109/SGEE68429.2025.11385641

## References

- [1] RD 34.46.501 Instruction for Operation of Transformers
- [2] Order of the Ministry of Energy of the Russian Federation dated Aug. 12, 2022 no. 811 "On the approval of the Rules for the technical operation of electrical installations of consumers of electrical energy [Ob utverzhdenii Pravil tekhnicheskoy ekspluatatsii elektroustanovok potrebitelej elektricheskoy energii]", *Official Internet portal of legal information*. [Online]. Available at: <http://publication.pravo.gov.ru/Document/View/0001202210070065> [Accessed: May 23, 2024] (in Russian).
- [3] D.T. Isozoda, I.B. Makhsumov and A.N. Davlatzoda, "Distributed generation and its influence on the operating mode of the electric power grid", *Water Resources, Energy and Ecology*, vol. 4, no. 4(3), pp. 110-117, 2024.
- [4] A.M. Nishchenkov, "The importance of developing monitoring systems for power transformers at energy facilities", *Bulletin of Science*, vol. 1, no. 1(70), pp. 341-344, 2024.

- 
- [5] V.A. Rusov, "Monitoring of dry and oil-filled distribution transformers of 6-35 kV in digital substation conditions", *Energy Expert*, no. 1(69), pp. 44-47, 2019.
- [6] S. Tenbohlen, S. Coenen, M. Djamali, A. Müller, M.H. Samimi, M. Siegel, "Diagnostic Measurements for Power Transformers", *Energies*, no. 9, pp. 347, 2016.
- [7] A.E. Monastyrsky, "Modern systems for monitoring the technical condition of power oil-filled transformers", *Materials Science. Power Engineering*, no. 27(3), pp. 97-108, 2021. DOI: 10.18721/JEST.27309.
- [8] V.A. Rusov, "Operation management of oil-filled and dry-type power transformers of 6-35 kV based on the results of monitoring systems", *Energy Expert*, no. 2(78), pp. 54-59, 2021.
- [9] A.A. Yahya and V.M. Levin, "Evaluation of the effectiveness of monitoring the technical condition of transformers based on dissolved gas analysis", *Journal of Siberian Federal University. Series: Engineering and Technologies*, no. 13(4), pp. 438-448, 2020. DOI: 10.17516/1999-494X-0235.
- [10] A.S. Serebryakov, D.A. Semenov, E.A. Sbitnev and A.V. Sidorova, "Influence of transformer oil aging on the residual life of the transformer and its diagnostic parameters", *Russian Electrical Engineering*, no. 12, pp. 71-78, 2023.
- [11] A.N. Nazarychev, O.S. Melnikova and I.N. Sulynenkov, "Diagnostics of main insulation of power transformers based on the statistical criterion of oil dielectric strength", *Electricity*, no. 9, pp. 22-32, 2022.
- [12] S.S. Guzanov and S.N. Ivanov, "Study of the monitoring and control system for temperature parameters of dry-type TSZ transformers", *Tribune of the Scientist*, no. 1, pp. 28-37, 2023.
- [13] A.A. Kokorev and E.N. Sosnina, "On consideration of temperature correction coefficient in 6-20 kV power transformer monitoring", *Smart Electrical Engineering*, no. 2, pp. 69-82, 2024.
- [14] I. Kozubai, U.A. Kalmatov and T.S. Borukeev, "Development of technical means and a method for diagnosing winding damage in a 10/0.4 kV power oil transformer", *Bulletin of KRSU*, no. 23(4), pp. 21-28, 2023.
- [15] V.A. Gubarev, "Methods of vibration control of power transformers", *Energy Efficiency and Energy Security of Production Processes (EEPP-2019): collection of proceedings. Tolyatti: Tolyatti State University*, pp. 166-170, 2019.
- [16] A.L. Kulikov, A.A. Loskutov and A.N. Sovina, "Using machine learning and artificial neural networks for detecting turn-to-turn faults in power transformers", *Electricity*, no. 10, pp. 34-44, 2022.
- [17] B. Raichura Maulik, Nilesh G. Chothani, Dharmesh D., "Patel Identification of internal fault against external abnormalities in power transformer using hierarchical ensemble extreme learning machine technique", *IET Science, Measurement and Technology*, no. 14, pp. 111-121, 2020.
- [18] S. Tenbolen, M. Beltl and M. Sigal, "Partial discharge monitoring in power transformers using UHF sensors", *Energy Expert*, no. 3(67), pp. 54-58, 2018.
- [19] V.S. Larin, "Input admittance and frequency response of a power transformer winding", *Electricity*, no. 8, pp. 33-39, 2022.
- [20] A.N. Alyunov, O.S. Vyatkina and A.E. Nemirovskiy, "On efficiency of digital system of power transformer proactive diagnostics", *Proceedings of Irkutsk State Tech-*

- nical University*, vol. 24, no. 5(154), pp. 966-976, 2020. DOI: 10.21285/1814-3520-2020-5-966-976
- [21] S. Kulikov and M. Tolstykh, "Development of algorithms and methods for condition monitoring of power transformers in distribution networks based on synchronized vector measurements", *Electric Power. Transmission and Distribution*, no. 2(33), pp. 8-17, 2024.
- [22] R.G. Mustafin, Yu.V. Piskovatsky, F.R. Sirazutdinov, D.F. Gubaev and A.N. Gavrilenko, "Development of a method for determining turn-to-turn faults in the winding of a three-phase transformer", *Proceedings of Higher Educational Institutions. Problems of Energy*, no. 23(1), pp. 46-58, 2021. DOI: 10.30724/1998-9903-2021-23-1-46-58.
- [23] A.D. Kappes and K.I. Aprosin, "Transformer protection algorithms for detecting internal short circuits", *Bulletin of SUSU. Series "Power Engineering"*, no. 23(2), pp. 18-29, 2023. DOI: 10.14529/power230202.
- [24] GOST R 52719-2007 *Power transformers. General specifications*.
- [25] Power transformers. Electromagnetic test methods, GOST 3484.1-88, Jan. 1990.
- [26] P.A. Pirogov and S.A. Dmitriev, "Application of synchronized vector measurement technology for condition monitoring of power transformers", In *Electric Power Engineering through the Eyes of Youth: Proceedings of the XII International Scientific and Technical Conference Nizhny Novgorod: Nizhny Novgorod State Technical University named after R. E. Alekseev*, Part I, pp. 170-173, 2022.
- [27] A.A. Kokorev and E.N. Sosnina, "Assessment of the technical condition of 6–20 kV power transformers based on equivalent circuit parameters", *Bulletin of MPEI*, no. 4, pp. 22-30, 2025. DOI: 10.24160/1993-6982-2025-4-22-30.
- [28] A.A. Kokorev and E.N. Sosnina, "Calculation of equivalent circuit parameters of a 6–20 kV transformer based on synchronized vector measurement results", In *Dynamics of nonlinear discrete electrical and electronic systems: Proceedings of the XVI All-Russian Scientific and Technical Conference Cheboksary: Chuvash State University named after I. N. Ulyanov*, pp. 255-256, 2025.
- [29] B.R. Yakhutl, U.S. Volkova and I.A. Fedotov, "Damage to 10/0.4 kV power transformers", In *Collection of articles based on the results of the International Scientific and Practical Conference Sterlitamak. Ufa: Agency for International Research LLC*, pp. 163-167, 2022.
- [30] E. Sosnina, R. Bedretinov and A. Kokorev, "Study of the Performance Characteristics of a MV Transformer, Taking into Account Heating", 2025 6th International Conference on Smart Grid and Energy Engineering (SGEE), Shanghai, China, 2025, pp. 327-330, doi: 10.1109/SGEE68429.2025.11385641

**ИНФОРМАЦИЯ ОБ АВТОРАХ**  
**INFORMATION ABOUT THE AUTHORS**

**Кокорев Андрей Александрович**, старший преподаватель Нижегородского государственного технического университета им. Р.Е. Алексеева, Н. Новгород, Российская Федерация.

**Andrey A. Kokorew**, assistant professor of the Nizhny Novgorod State Technical University n.a. R.E. Alekseev, Nizhny Novgorod, Russian Federation

**Соснина Елена Николаевна**, доктор технических наук, профессор, профессор Нижегородского государственного технического университета им. Р.Е. Алексеева, г. Нижний Новгород, Российская Федерация

**Elena N. Sosnina**, D. Sci. (Eng), professor of the Nizhny Novgorod State Technical University n.a. R.E. Alekseev, Nizhny Novgorod, Russian Federation

## **СИНТЕЗ АДАПТИВНОЙ СИСТЕМЫ УПРАВЛЕНИЯ ГИБКОЙ ПРОИЗВОДСТВЕННОЙ ЯЧЕЙКОЙ НА ОСНОВЕ ГИБРИДНОЙ НЕЙРОСЕТЕВОЙ АРХИТЕКТУРЫ С ДЛИННОЙ КРАТКОСРОЧНОЙ ПАМЯТЬЮ**

**Я.К. Старостина**

ORCID: 0000-0003-2064-0067 e-mail: yaroslava.starostina@bk.ru

Ульяновский государственный технический университет

*Ульяновск, Россия*

**В.А. Кукушкин**

ORCID: 0009-0004-8619-4877 e-mail: lexakav73@yandex.ru

Ульяновский государственный технический университет

*Ульяновск, Россия*

Целью работы является развитие инновационных методов управления гибкими производственными ячейками с использованием гибридной нейросетевой архитектуры, сочетающей возможности длинной краткосрочной памяти и сверточных нейросетей. Решаются задачи обучения и оптимизации систем управления, способных к самонастройке и прогнозированию на основе анализа последовательных данных, что в свою очередь обеспечивает улучшение качества регулирования, снижение времени реакции и повышение общего уровня автоматизации. Рассматривается развитие модели, способной адаптироваться к различным условиям эксплуатации в реальном времени, что требует разработки новых методов обучения и алгоритмов оптимизации, а также оценки их эффективности на различных сценариях. Предполагается, что результаты исследования не только расширят теоретические основы применения нейросетевых подходов в автоматизации производственных процессов, но и будут способствовать внедрению инновационных решений в промышленную практику, обеспечивая конкурентные преимущества и стимулируя дальнейшие исследования в области интеллектуальных систем управления и цифровой трансформации производства.

**Ключевые слова:** гибкое производство; интеллектуальные системы управления; киберфизические системы; коллаборативная робототехника; предиктивное обслуживание; промышленный интернет вещей; рекуррентные нейронные сети; сверточные нейронные сети; станки с ЧПУ.

**Для цитирования:** Старостина Я.К., Кукушкин В.А. Синтез адаптивной системы управления гибкой производственной ячейкой на основе гибридной нейросетевой архитектуры с длинной краткосрочной памятью // Интеллектуальная Электротехника. 2026. № 2. С. 54-62. EDN IWVLVG

# SYNTHESIS OF ADAPTIVE CONTROL SYSTEM FOR FLEXIBLE PRODUCTION CELL BASED ON HYBRID NEURAL NETWORK ARCHITECTURE WITH LONG SHORT-TERM MEMORY

**Ya.K. Starostina**

ORCID: 0000-0003-2064-0067 e-mail: yaroslava.starostina@bk.ru

Ulyanovsk State Technical University

*Ulyanovsk, Russia*

**V.A. Kukushkin**

ORCID: 0009-0004-8619-4877 e-mail: lexakav73@yandex.ru

Ulyanovsk State Technical University

*Ulyanovsk, Russia*

**Abstract.** This work is aimed at developing innovative management methods for flexible production cells using a hybrid neural network architecture combining the capabilities of long short-term memory (LSTM) and convolutional neural networks (CNN). The research focuses on solving the tasks of training and optimizing control systems capable of self-tuning and forecasting based on sequential data analysis, which in turn improves the quality of regulation, reduces reaction time and increases the overall level of automation. An important goal is to develop a model that can adapt to different operating conditions in real time, which requires the development of new learning methods and optimization algorithms, as well as evaluating their effectiveness in various scenarios. It is assumed that the results of the study will not only expand the theoretical foundations of the use of neural network approaches in the automation of production processes, but will also contribute to the introduction of innovative solutions into industrial practice, providing competitive advantages and stimulating further research in the field of intelligent control systems and digital transformation of production.

**Keywords:** flexible manufacturing; intelligent control systems; cyberphysical systems; collaborative robotics; predictive maintenance; industrial Internet of Things; recurrent neural networks; convolutional neural networks; CNC machines.

**For citation:** Ya.K. Starostina and V.A. Kukushkin, "Synthesis of adaptive control system for flexible production cell based on hybrid neural network architecture with long-term short-term memory", *Smart Electrical Engineering*, no. 2, pp. 54-62, 2026. EDN IWWLVG

## I. Введение

Гибридная нейросетевая архитектура, объединяющая длинную краткосрочную память (*Long Short-Term Memory, LSTM*) [1] и сверточные нейронные сети (*Convolutional Neural Networks, CNN*) [2] представляет собой эффективную модель для обработки сложных последовательных данных, характерных для систем автоматизации и интеллектуальных решений в промышленности. Такой

подход основан на принципе комбинирования сильных сторон обеих архитектур: *LSTM*, обеспечивающей высокую способность к сохранению долгосрочной зависимости в последовательных данных и обработке временных характеристик, и *CNN*, специализирующейся на выделении локальных признаков и особенностей, что особенно ценно при анализе структурированных и шумных данных. В совокупности эти компоненты позволяют формировать мощную систему, способную к адаптивному восприятию входной информации, что критически важно для системы управления гибкой производственной ячейкой. Методы обучения гибридной архитектуры включают использование алгоритмов градиентного спуска с обратной связью, [3] а также регуляризацию для предотвращения переобучения и повышения обобщающей способности модели. Оптимизация осуществляется через тонкую настройку гиперпараметров: число слоев, размерность внутренних состояний, скорость обучения и параметры регуляризации.

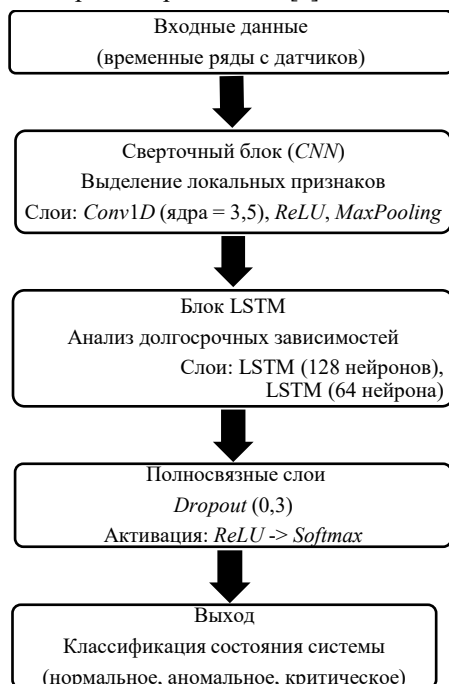
## II. Постановка цели

Повышение эффективности и гибкости системы управления предполагает развитие методов обучения с подкреплением [4] и интеграции их с существующими архитектурами. Это позволяет не только оптимизировать параметры модели, но и обеспечить ее адаптивное поведение в реальных условиях производства, что особенно важно при наличии динамичных и неопределенных факторов. Как отмечается в исследовании, применение гибридных нейросетевых структур, включающих разные типы сетей и методов обучения, значительно расширяет возможности точного реагирования системы на изменение внешней среды [5, 6]. Такой подход способствует созданию более устойчивых и предсказуемых систем, способных самостоятельно обучаться и совершенствоваться по мере накопления опыта и данных.

## III. Методы решения

В качестве основных источников данных выступают датчики промышленного интернета вещей (*IIoT*), [7] размещенные на различных узлах производственной ячейки (датчики температуры, давления, уровня вибрации), а также лог-файлы автоматизированных систем управления и системы контроля качества продукции. Архитектура (рис. 1) предусматривает последовательное соединение слоев *CNN* с целью выявления локальных закономерностей и особенностей во входных данных, таких как временные паттерны на последовательных сырых сигналах, и слоев *LSTM*, предназначенных для моделирования долгосрочных зависимостей и динамических характеристик производственного процесса. Алгоритмы обучения основаны на градиентном спуске с использованием метода обратного распространения ошибки по времени (*Backpropagation Through Time, BPTT*), что позволяет эффективно оптимизировать параметры сети при наличии временных зависимостей в данных. Для по-

вышения устойчивости и скорости сходимости внедрены методы регуляризации, такие как *Dropout* и *L2*-регуляризация, [3] а также адаптивное управление скоростью обучения через алгоритм *Adam* [8].



**Рис. 1.** Схема гибридной нейросетевой архитектуры *LSTM-CNN*

**Fig. 1.** Scheme of the *LSTM-CNN* hybrid neural network architecture

Проведено тестирование на различных наборах данных, включающих аварийные ситуации и нормальные режимы [9], что способствовало выявлению оптимальных гиперпараметров модели и обеспечению высокой точности распознавания и предсказания состояния системы. В рамках оптимизации использовались методы градиентного спуска с адаптивной регуляризацией *Learning Rate*, а также техники ранней остановки для предотвращения переобучения. Результаты тестирования свидетельствуют о значительном росте эффективности системы, что подтверждается показателями точности, полноты и *F*-мера, а также метриками скорости обучения и вычислительной сложности.

#### **IV. Описание полученных результатов**

Для проверки работоспособности и оценки эффективности предложенной гибридной архитектуры *LSTM-CNN* было проведено экспериментальное

исследование на основе данных, собранных с датчиков *IIoT* гибкой производственной ячейки. В ходе эксперимента использовались данные о температуре, вибрации, давлении и состоянии оборудования за период 6 месяцев.

Методика эксперимента

### 1. Датасет:

- объем данных: 1,2 млн записей;
- разметка: нормальные режимы (85 %), аномальные ситуации (10 %), критические сбои (5 %);
- данные разделены на обучающую (70 %), валидационную (15 %) и тестовую (15 %) выборки.

### 2. Архитектура модели

- входной слой: нормализованные временные ряды с окном 50 временных шагов;
- сверточный блок: 2 слоя *CNN* с ядрами 3 и 5, функция активации *ReLU*;
- блок *LSTM*: два слоя *LSTM* с 128 и 64 нейронами;
- полносвязные слои: 2 слоя с *Dropout* (0,3);
- выходной слой: *Softmax* для классификации состояний.

### 3. Обучение

- оптимизатор: *Adam* (*learning rate* = 0,001);
- функция потерь: категориальная кросс-энтропия;
- регуляризация: *L2* ( $\lambda = 0,01$ ), *Early Stopping*.

### Результаты

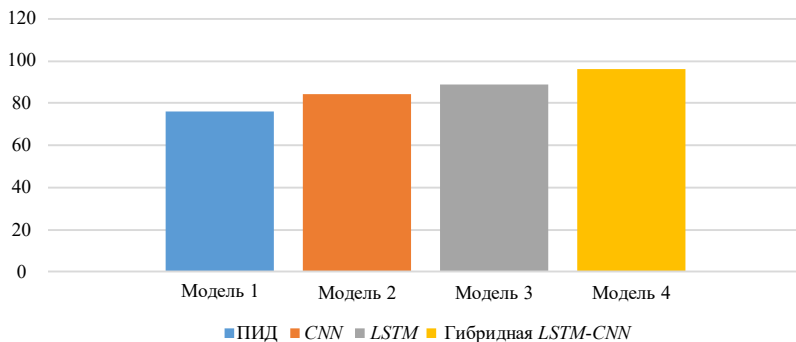
- точность на тестовой выборке: 96,4 %;
- полнота (*Recall*) для аномальных состояний: 94,2 %;
- *F1*-мера: 95,3 %;
- время реакции системы: < 200 мс.

Сравнение с базовыми моделями (табл. 1 и рис. 2) показало, что гибридная архитектура превосходит отдельные *CNN* и *LSTM* на 7-12 % по точности и на 15-20 % по устойчивости к шуму.

**Таблица 1.**  
Сравнительные показатели эффективности моделей

**Table 1.**  
Comparative performance indicators of the models

Модель	Точность ( <i>Accuracy</i> ), %	Полнота ( <i>Recall</i> ), %	<i>F1</i> -мера, %	Время обработки, мс
Гибридная <i>LSTM-CNN</i>	96,4	94,2	95,3	< 200
<i>LSTM</i>	88,7	85,3	86,9	~180
<i>CNN</i>	84,2	79,8	81,9	~150
ПИД-регулятор + экспертная система	76,1	72,5	74,2	~100



**Рис. 2. График сравнения точности моделей**

**Fig. 2. Model accuracy comparison graph**

Анализ показателей эффективности продемонстрировал, что внедрение гибридной архитектуры позволяет не только повысить точность обнаружения аномальных состояний, но и обеспечить реальную адаптивность системы к изменяющимся условиям эксплуатации. Перспективы дальнейших улучшений связаны с интеграцией методов обучения с подкреплением и применением методов автоматической настройки гиперпараметров, что позволит повысить степень автономности системы управления в реальных условиях эксплуатации, обеспечивая более высокую степень надежности и эффективности процессов в рамках промышленных предприятий.

Анализ эффективности функционирования разработанной адаптивной системы управления включает всестороннюю оценку ее возможности к самонастройке и адаптации в разнообразных условиях эксплуатации. Проведенные экспериментальные исследования и моделирование показали, что интеграция гибридной нейросетевой архитектуры, объединяющей *LSTM* и *CNN*, существенно повышает точность прогнозирования и устойчивость системы управления в условиях изменчивых технологических параметров.

Ключ к повышению точности и стабильности системы лежит в интеграции дополнительных методов машинного обучения, таких как методы обучения с подкреплением и ансамблевые модели, которые позволяют системе не только адаптироваться к текущим условиям, но и предугадывать возможные изменения в будущем.

Анализ эффективности нового подхода управления на базе гибридной нейросетевой архитектуры с *LSTM* [10] выявляет значимые преимущества по сравнению с традиционными методами автоматического регулирования. В частности, использованные системы демонстрируют повышенную адаптивность к динамическим изменениям производственных условий, что напрямую способ-

ствует повышению стабильности и точности регулирования параметров в реальном времени. Экспериментальные данные показывают, что внедрение гибридных систем, сочетающих обработку последовательных данных с помощью *LSTM* и выделение важных признаков через *CNN*, обеспечивает более точное прогнозирование и управление параметрами в сложных условиях перемен без необходимости постоянной настройки оператором. Сравнительные показатели, полученные в рамках тестирования на моделированных и реальных промышленных сценариях, свидетельствуют о снижении ошибок регулирования на 20-30 % по сравнению с традиционными системами на основе ПИД-контроллеров и простых нейросетевых решений [5, 11].

### В. Заключение

Подводя итог, можно заключить, что новые методы управления демонстрируют меньшие временные задержки в реакции системы и более высокую устойчивость к шумам и непредсказуемым возмущениям. Тенденции развития показывают, что интеграция этих методов в промышленные автоматизированные системы позволит не только повысить общую производительность, но и снизить затраты на эксплуатацию и обслуживание, обеспечивая более высокий уровень интеллектуальности и автономности. В перспективе рекомендуется дополнительно оптимизировать алгоритмы обучения и внедрять адаптивные методы самонастройки, что позволит значительно повысить конкурентоспособность предприятий через более эффективное управление технологическими процессами. В целом введение гибридных нейросетевых решений в управление гибкими производственными ячейками представляет собой важный этап на пути цифровизации и автоматизации промышленности, способствуя формированию нового уровня интеллектуальных систем, способных к самосовершенствованию и эксплуатации в условиях высокой динамики производственных процессов, а также к развитию новых методов саморегулирования на базе современных достижений искусственного интеллекта.

© Старостина Я.К., 2026

© Кукушкин В.А., 2026

*Поступила в редакцию 02.02.2026*

*Принята к публикации 26.02.2026*

*Received 02.02.2026*

*Accepted 26.02.2026*

### Библиографический список

- [1] Hochreiter S., Schmidhuber J. Long short-term memory // *Neural Computation*. 1997. № 9 (8). P. 1735-1780. DOI: 10.1162/neco.1997.9.8.1735
- [2] Lecun Y., Bottou L., Bengio Y., Haffner P. Gradient-based learning applied to document recognition // *Proceedings of the IEEE*. 1998. № 86 (11). P. 2278-2324. DOI: 10.1109/5.726791
- [3] Гудфеллоу Я., Бенджио И., Курвилль А. Глубокое обучение. М.: ДМК Пресс, 2018. – 652 с.

- [4] Саттон Р.С., Барто Э.Д. Обучение с подкреплением: введение. Москва: ДМК Пресс, 2020. – 552 с.
- [5] Wang J., Ma Y., Zhang L., Gao R.X., Wu D. Deep learning for smart manufacturing: methods and applications // *Journal of Manufacturing Systems*. 2018. № 48 (C). P. 144-156. DOI: 10.1016/j.jmsy.2018.01.003
- [6] Zhang C., Song D., Chen Y., Feng X., Lumezanu C., Cheng W., Ni J., Zong B., Chen H., Chawla N.V. A deep neural network for unsupervised anomaly detection and diagnosis in multivariate time series Data // *Proceedings of the AAAI Conference on Artificial Intelligence*, July 17, 2019, 33 (01), 1409-1416. DOI: 10.1609/aaai.v33i01.33011409
- [7] O'Donovan P., Leahy K., Bruton K., O' Sullivan D. An industrial big data pipeline for data-driven analytics maintenance applications in large-scale smart manufacturing facilities // *Journal of Big Data*. 2015. № 2 (1). DOI: 10.1186/s40537-015-0034-z
- [8] Kingma D.P., Ba J.L. Adam: A method for stochastic optimization // 3rd International conference on learning representations, ICLR 2015, May 07-09, 2015, San Diego, USA. Ithaca, NY: ArXiv, 2015. P. 13.
- [9] Lee J., Bagheri B., Kao H. A Cyber-Physical Systems architecture for Industry 4.0-based manufacturing systems // *Manufacturing Letters*. 2015. № 3. P. 18-23. DOI: 10.1016/j.mfglet.2014.12.001
- [10] Кораблев Ю.А. Прогнозирование остаточного срока полезного использования технологического оборудования методом глубокого обучения LSTM // *Известия ЮФУ. Технические науки*. 2025. № 5 (247). С. 277-288. DOI: 10.18522/2311-3103-2025-5-277-288
- [11] Wu Y., Yuan M., Dong S., Lin L., Liu Y. Remaining useful life estimation of engineered systems using vanilla LSTM neural networks // *Neurocomputing*. 2018. № 275. P. 167-179. DOI: 10.1016/j.neucom.2017.05.063

### References

- [1] S. Hochreiter and J. Schmidhuber, "Long short-term memory", *Neural Computation*, vol. 9, no. 8, pp. 1735-1780, Sep. 1997. DOI: 10.1162/neco.1997.9.8.1735
- [2] Y. Lecun, L. Bottou, Y. Bengio and P. Haffner, "Gradient-based learning applied to document recognition", *Proceedings of the IEEE*, vol. 86, no. 11, pp. 2278-2324, Nov. 1998. DOI: 10.1109/5.726791
- [3] I. Goodfellow, Y. Bengio and A. Courville, *Deep learning*. St. Louis, MO, USA: The MIT Press, 2018. DOI: 10.1007/s10710-017-9314-z
- [4] R.S. Sutton and A.G. Barto, *Reinforcement Learning*. London: MIT Press, 2018.
- [5] J. Wang, Y. Ma, L. Zhang, R.X. Gao and D. Wu, "Deep learning for smart manufacturing: methods and applications", *Journal of Manufacturing Systems*, vol. 48, no. C, pp. 144-156, Jan. 2018. DOI: 10.1016/j.jmsy.2018.01.003
- [6] C. Zhang, D. Song, Y. Chen, X. Feng, C. Lumezanu, W. Cheng, J. Ni, B. Zong, H. Chen and N.V. Chawla, "A deep neural network for unsupervised anomaly detection and diagnosis in multivariate time series data", in proc. *Proceedings of the AAAI Conference on Artificial Intelligence*, July 17, 2019, 33 (01), 1409-1416. DOI: 10.1609/aaai.v33i01.33011409

- [7] P. O'Donovan, K. Leahy, K. Bruton and D. O' Sullivan, "An industrial big data pipeline for data-driven analytics maintenance applications in large-scale smart manufacturing facilities", *Journal of Big Data*, vol. 2, no. 1, Nov. 2015. DOI: 10.1186/s40537-015-0034-z
- [8] D.P. Kingma and J.L. Ba, "Adam: A Method for Stochastic Optimization", in proc. *3rd International conference on learning representations, ICLR 2015*, May 07-09, 2015, San Diego, USA, pp. 13.
- [9] J. LEE, B. Bagheri and H. Kao, "A Cyber-Physical Systems architecture for Industry 4.0-based manufacturing systems", *Manufacturing Letters*, vol. 3, pp. 18-23, Jan. 2015. DOI: 10.1016/j.mfglet.2014.12.001
- [10] Yu.A. Korablev, "Prediction of the remaining useful life of technological equipment using the deep learning method LSTM", *Izvestiya SFEDU. Engineering sciences*, vol. 5, no. 247, pp. 277-288, 2025. DOI: 10.18522/2311-3103-2025-5-277-288
- [11] Y. Wu, M. Yuan, S. Dong, L. Lin and Y. Liu, "Remaining useful life estimation of engineered systems using vanilla LSTM neural networks", *Neurocomputing*, vol. 275, pp. 167-179, 2018. DOI: 10.1016/j.neucom.2017.05.063

#### ИНФОРМАЦИЯ ОБ АВТОРАХ INFORMATION ABOUT THE AUTHORS

**Старостина Ярослава Константиновна**, кандидат технических наук, доцент Ульяновского государственного технического университета, г. Ульяновск, Российская Федерация.

**Кукушкин Василий Алексеевич**, магистрант Ульяновского государственного технического университета, г. Ульяновск, Российская Федерация.

**Yaroslava K. Starostina**, Cand. Sci. (Eng.), associate professor of the Ulyanovsk State Technical University, Ulyanovsk, Russian Federation.

**Vasily A. Kukushkin**, master of the Ulyanovsk State Technical University, Ulyanovsk, Russian Federation.

УДК 621.31:629.33

EDN KDKAJJ

## ИССЛЕДОВАНИЕ ЭНЕРГОПОТРЕБЛЕНИЯ И КАЧЕСТВА ЭЛЕКТРОЭНЕРГИИ ПРИ ЗАРЯДКЕ ОТЕЧЕСТВЕННОГО ЭЛЕКТРОМОБИЛЯ ОТ БЫТОВОЙ СЕТИ ПЕРЕМЕННОГО ТОКА

**П.В. Терентьев**

ORCID: 0009-0007-1538-7120 e-mail: [terentyevpv@inbox.ru](mailto:terentyevpv@inbox.ru)

Нижегородский государственный агротехнологический университет  
им. Л.Я. Флорентьева  
Нижний Новгород, Россия

**Д.А. Филатов**

ORCID: 0000-0002-8150-6542 e-mail: [filatov\\_da@inbox.ru](mailto:filatov_da@inbox.ru)

Нижегородский государственный агротехнологический университет  
им. Л.Я. Флорентьева  
Нижний Новгород, Россия

**И.А. Цыганов**

e-mail: [5hromovka@gmail.com](mailto:5hromovka@gmail.com)

Нижегородский государственный агротехнологический университет  
им. Л.Я. Флорентьева  
Нижний Новгород, Россия

Представлены результаты экспериментального исследования процесса зарядки отечественного электромобиля *Evolute i-Joy I* поколения в бытовых условиях. Измерения проводились с помощью портативного анализатора качества электроэнергии *CIRCUTOR AR.5L* при зарядке от трехфазной сети с использованием портативного зарядного устройства *Workersbee IC-CPD* на токе 6 А. Основной акцент сделан на анализ потребления электроэнергии и показателей качества электроэнергии в течение полного цикла зарядки высоковольтной аккумуляторной батареи (ВВБ) электромобиля емкостью 53 кВт·ч с 18 % до 100 % при начальной температуре ВВБ +1°C. Полный цикл занял 12 часов 32 минуты. Установлено, что для восполнения полезной емкости ВВБ 43,46 кВт·ч (82 % от 53 кВт·ч) из сети потреблено 46,053 кВт·ч, что указывает на КПД процесса зарядки около 94,4 % с учетом энергозатрат на терморегуляцию. Проанализированы временные зависимости фазных напряжений, токов, активной и реактивной мощностей, коэффициента мощности, а также коэффициентов гармонических искажений напряжения  $THD_U$  и тока  $THD_I$ . Выявлена высокая стабильность коэффициента мощности (среднее значение > 0,98) и умеренный уровень гармонических искажений тока на протяжении большей части цикла. Полученные данные важны для оценки нагрузки на домашние электросети, планирования энергопотребления и разработки рекомендаций по обеспечению качества электроэнергии при массовом внедрении электромобилей.

**Ключевые слова:** высоковольтная аккумуляторная батарея; гармонические искажения; *Evolvute i-Joy*; зарядка от бытовой сети; качество электроэнергии; коэффициент мощности; потребление электроэнергии; электромобиль; эффективность зарядки.

**Для цитирования:** Терентьев П.В., Филатов Д.А., Цыганов И.А. Исследование энергопотребления и качества электроэнергии при зарядке отечественного электромобиля от бытовой сети переменного тока // Интеллектуальная Электротехника. 2026. № 2. С. 63-73. EDN KDKAJJ

## **STUDY OF ENERGY CONSUMPTION AND POWER QUALITY WHEN CHARGING DOMESTIC ELECTRIC VEHICLE FROM HOUSEHOLD AC POWER NETWORK**

**P.V. Terentyev**

ORCID: 0009-0007-1538-7120 e-mail: [terentyevpv@inbox.ru](mailto:terentyevpv@inbox.ru)  
Nizhny Novgorod State Agrotechnological University n.a. L.Ya. Florentyev  
*Nizhny Novgorod, Russia*

**D.A. Filatov**

ORCID: 0000-0002-8150-6542 e-mail: [filatov\\_da@inbox.ru](mailto:filatov_da@inbox.ru)  
Nizhny Novgorod State Agrotechnological University n.a. L.Ya. Florentyev  
*Nizhny Novgorod, Russia*

**I.A. Tsyganov**

e-mail: [5hromovka@gmail.com](mailto:5hromovka@gmail.com)  
Nizhny Novgorod State Agrotechnological University n.a. L.Ya. Florentyev  
*Nizhny Novgorod, Russia*

**Abstract.** The paper presents the results of an experimental study of the charging process of the Evolute i-Joy 1st generation electric vehicle from a household power network. Measurements were carried out using a portable power quality analyzer CIRCUTOR AR.5L during charging from a three-phase network using a portable charger Workersbee IC-CPD at a current of 6 A. The main emphasis is on the analysis of electricity consumption and power quality indicators during a full charging cycle of the high-voltage battery of the electric vehicle with a capacity of 53 kWh from 18 % to 100 % at an initial battery temperature of +1°C. The full cycle took 12 hours 32 minutes. It was found that 46.053 kWh were consumed from the grid to replenish the useful capacity of the battery of 43.46 kWh (82 % of 53 kWh), indicating a charging efficiency of approximately 94.4 %, taking into account energy costs for thermal regulation. The time dependencies of phase voltages, currents, active and reactive powers, power factor, as well as harmonic distortion coefficients of voltage THD<sub>U</sub> and current THD<sub>I</sub> were analyzed. High stability of the power factor (average value >0.98) and a moderate level of harmonic distortion of the current for most of the cycle were revealed. The obtained data are important for assessing the load on

home electrical networks, planning energy consumption, and developing recommendations for ensuring power quality during the widespread adoption of electric vehicles.

**Keywords:** high-voltage battery; harmonic distortion; Evolute i-Joy; mains charging; power quality; power factor; power consumption; electric car; charging efficiency.

**For citation:** P.V. Terentyev, D.A. Filatov and I.A. Tsyganov, “Study of energy consumption and power quality when charging domestic electric vehicle from household AC power network”, *Smart Electrical Engineering*, no. 2, pp. 63-73, 2026. EDN KDKAJJ

## I. Введение

Активное развитие электротранспорта в Российской Федерации ставит новые задачи перед энергетическими системами, в том числе перед распределительными сетями низкого напряжения. Массовая зарядка электромобилей (ЭМ) в жилом секторе создает специфическую нагрузку, характеризующуюся большой мощностью, продолжительностью работы и наличием нелинейных элементов (выпрямителей, преобразователей). Это может приводить к ухудшению качества электроэнергии (КЭ) в общей сети: росту коэффициента несинусоидальности напряжения, перекосу фаз, увеличению потерь [1-6].

Особый интерес представляет исследование отечественных моделей ЭМ, таких как *Evolute i-Joy*, в реальных условиях эксплуатации. Большинство пользователей на начальном этапе будут использовать зарядку от бытовой одно- или трехфазной сети переменного тока (АС) с помощью портативных зарядных устройств. Несмотря на наличие зарубежных исследований в этой области [3, 5], данные по реальным параметрам качества электроэнергии для конкретных моделей электромобилей, адаптированных к российским условиям эксплуатации (в частности, при низких температурах), в открытом доступе представлены недостаточно. Научная новизна работы заключается в получении уникальных экспериментальных данных о процессе зарядки серийного отечественного электромобиля в реальных климатических условиях средней полосы России. Результаты позволяют количественно оценить влияние зарядки на бытовую сеть и восполнить пробел в верификации расчетных моделей электроснабжения.

Целью данной работы является комплексный мониторинг и анализ параметров электроснабжения и потребления при полном цикле зарядки электромобиля *Evolute i-Joy* I поколения от бытовой трехфазной сети. Полученные данные предназначены для оценки воздействия зарядки на качество электроэнергии в точке общего присоединения, а также для последующего использования при имитационном моделировании режимов работы распределительных сетей и разработке рекомендаций по управлению нагрузкой в условиях массового внедрения электротранспорта.

## II. Методика и условия эксперимента

*Объект исследования* – электромобиль *Evolute i-Joy* I поколения. Основные характеристики: высоковольтная батарея (ВВБ) *Li-NMC* емкостью 53 кВт·ч, запас хода 407 км (по методике *NEDC*), электродвигатель мощностью 120 кВт (163 л.с.) [7]. На момент начала зарядки состояние заряда (*SoC*) ВВБ составляло 18 %, температура ВВБ +1°C. Температура воздуха в гараже +16°C.

*Оборудование и средства измерений.*

Зарядное устройство: портативный *Workersbee IC-CPD* с разъемом *Type 2*, поддерживающий регулировку зарядного тока: 6 А, 8 А, 10 А, 13 А, 16 А. Для эксперимента установлен ток 6 А на каждую фазу.

Анализатор качества электроэнергии: портативный прибор *CIRCUTOR* серии *AR.5L* [8]. Прибор осуществлял синхронный замер по трем фазам с высокой точностью и запись данных с интервалом 2 мин.

Измеряемые параметры: фазные напряжения ( $U_a, U_b, U_c$ ), токи ( $I_a, I_b, I_c$ ), активные ( $P_a, P_b, P_c$ ) и реактивные ( $Q_a, Q_b, Q_c$ ) мощности, коэффициент мощности ( $\cos\phi$ ), суммарный коэффициент гармонических искажений напряжения ( $THD_U$ ) и тока ( $THD_I$ ) для каждой фазы, а также суммарная потребляемая электроэнергия ( $W_{\Sigma}$ ).

*Процедура эксперимента.*

Зарядка начата 15.01.2026 в 23:54:00 и завершена 16.01.2026 в 12:26:00. Точка подключения зарядного устройства – отдельная выделенная линия, непосредственно подключенная к вводно-распределительному устройству (ВРУ) частного домохозяйства. Это позволило минимизировать влияние других бытовых потребителей на результаты измерений и оценить воздействие зарядки на сеть без наложения дополнительных помех. Анализатор был подключен между розеткой трехфазной сети и зарядным устройством. Данные регистрировались непрерывно на протяжении всего процесса.

## III. Результаты и обсуждения

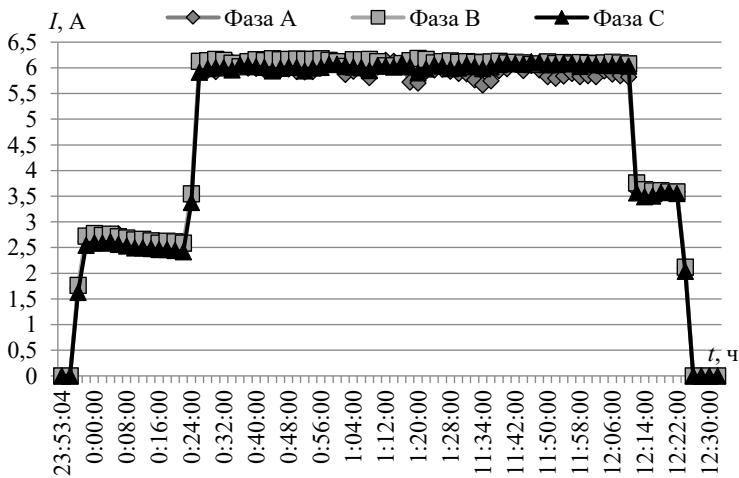
Общая энергетическая характеристика процесса. Полный цикл зарядки от 18 до 100 % *SoC* длился 12 час 32 мин. По данным анализатора, суммарная активная энергия, потребленная из сети, составила 46,053 кВт·ч. Полезная энергия, запасенная в ВВБ, рассчитывается как: 53 кВт·ч · (100 % – 18 %) = 43,46 кВт·ч.

Таким образом, общий КПД процесса зарядки, включая потери в зарядном кабеле, бортовом зарядном устройстве ЭМ, а также энергозатраты на нагрев и терморегуляцию холодной ВВБ, составил:  $\eta = (43,46 \text{ кВт}\cdot\text{ч} / 46,053 \text{ кВт}\cdot\text{ч}) \cdot 100 \% \approx 94,4 \%$ .

Высокое значение КПД указывает на эффективность бортовой зарядной инфраструктуры ЭМ *Evolute i-Joy* даже в условиях низкой температуры

ВВБ. Следует отметить, что примерно первые 30 минут процесса были затрачены на предварительный нагрев батареи, о чем свидетельствует начальный этап с более низким током (около 2,6-3,5 А) до его выхода на номинальный уровень  $\sim 6$  А (рис. 1).

Для детального анализа стационарных участков графики на рис. 1, 3, 4 представлены с разрывом временной оси (период с 01:30 до 11:30 исключен, так как на этом интервале параметры остаются практически неизменными). Это позволило укрупнить масштаб на начальном и конечном этапах зарядки, где наблюдаются наиболее интересные переходные процессы.



**Рис. 1.** Изменение потребляемого тока по фазам *A, B, C* в процессе зарядки высоковольтной аккумуляторной батареи электромобиля (с разрывом оси времени для исключения длительного стационарного участка)

**Fig. 1.** Change in current consumption in phases *A, B, C* during the charging of a high-voltage battery of an electric vehicle (with a break in the time axis to exclude a long stationary section)

*Анализ токов, напряжений и мощности.* Напряжение в трехфазной сети на протяжении всего эксперимента оставалось в пределах, установленных ГОСТ 32144-2013 [1]. Максимальное значение фазного напряжения зафиксировано на уровне 232 В, минимальное на уровне 207 В. Средние значения по фазам: Фаза *A*  $\sim 220$  В, Фаза *B*  $\sim 212$  В, Фаза *C*  $\sim 211$  В. Наблюдается заметный перекос фазных напряжений, максимальное значение которого достигало 9,1 % (разница между максимальным напряжением фазы *A* и минимальным напряжением фазы *C*). Динамика изменения напряжения, представленная на рис. 2, обусловлена прежде всего уровнем напряжения в точке передачи электрической энергии (на вводе в домохозяйство), который

зависит от загрузки распределительной сети 0,4 кВ со стороны сетевой организации. Вклад зарядного устройства в изменение напряжения незначителен ввиду малой потребляемой мощности. Несмотря на перекоп, процесс зарядки протекал стабильно, без сбоев и существенного изменения потребляемых токов, что свидетельствует о достаточной устойчивости бортового зарядного устройства к подобным отклонениям в питающей сети.

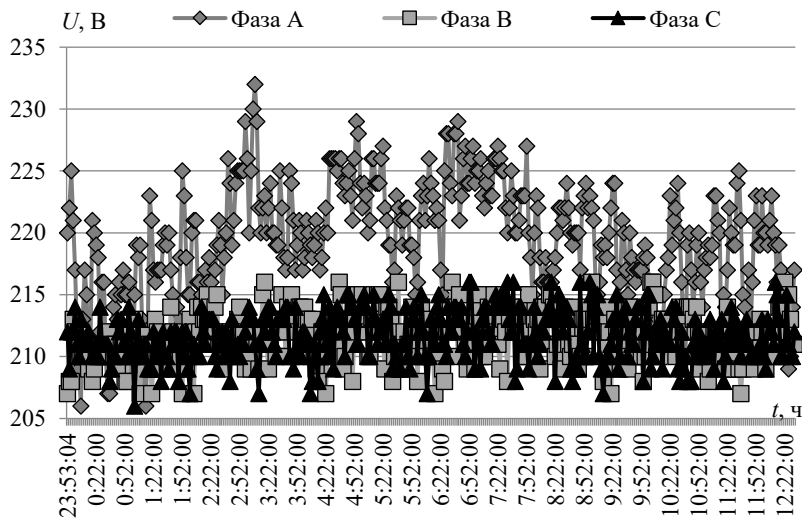


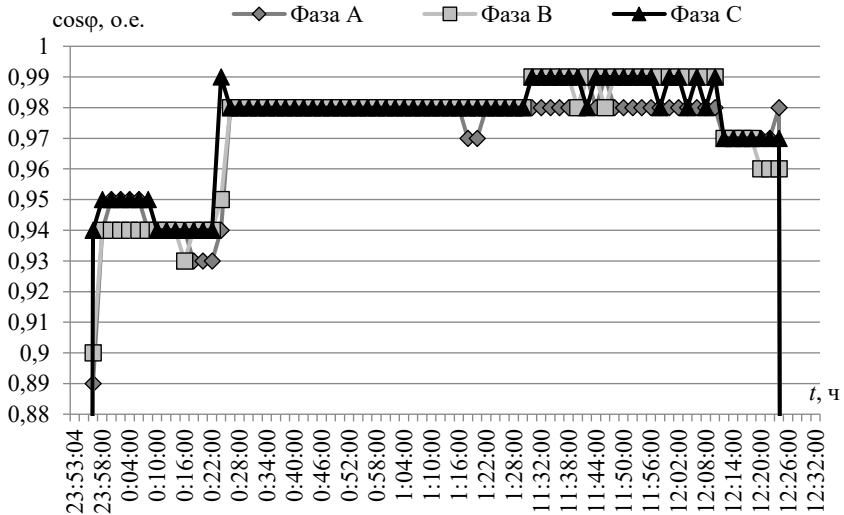
Рис. 2. Изменение напряжения в трехфазной сети по фазам А, В, С в процессе зарядки

Fig. 2. Change in voltage in a three-phase network in phases A, B, C during the charging process

Потребляемый ток по каждой фазе после выхода на рабочий режим (с 00:24:00) оставался стабильным и близким к установленному значению 6 А, со средним значением около 5,9-6,0 А и незначительными колебаниями (рис. 1). В конце цикла (с 12:12:00) наблюдался характерный для литиевых ВВБ этап дозарядки малым током, завершившийся отключением.

Суммарная активная мощность на этапе основной зарядки составляла примерно 3,85 кВт (сумма по трем фазам:  $\sim 1,28$  кВт/фаза), что соответствует ожидаемому значению при токе 6 А и  $\cos\varphi \approx 1$ .

Коэффициент мощности ( $\cos\varphi$ ) на протяжении всего основного цикла зарядки поддерживался на исключительно высоком уровне — 0,97-0,99 (рис. 3). Это свидетельствует о корректной работе корректора коэффициента мощности ( $PFC$ ) в бортовом зарядном устройстве электромобиля, что минимизирует реактивную составляющую нагрузки и снижает потери в сети.



**Рис. 3. Динамика коэффициента мощности ( $\cos\varphi$ ) по фазам в процессе зарядки (с разрывом оси времени для исключения длительного стационарного участка)**

**Fig. 3. Dynamics of the power factor ( $\cos\varphi$ ) by phase during the charging process (with a break in the time axis to exclude a long stationary section)**

*Анализ гармонических искажений.* Коэффициент гармонических искажений тока ( $THD_I$ ) является ключевым показателем нелинейности нагрузки. На начальном этапе (первые 10 минут) при малом токе нагрева ВВБ наблюдались высокие значения  $THD_I$  (до 80 %), что связано с работой электроники на низкой мощности. После выхода на номинальный режим (с ~ 00:30:00) значение  $THD_I$  стабилизировалось и находилось в диапазоне 9-13 % по всем фазам на протяжении всей основной зарядки (рис. 4). Такие значения являются умеренными для однофазных нелинейных нагрузок и соответствуют современным требованиям к зарядной технике [9, 10]. Коэффициент гармонических искажений напряжения ( $THD_U$ ) в точке подключения находился в пределах 4-8 % и не демонстрировал значимого роста в течение зарядки, оставаясь ниже предельно допустимого значения в 8 % (ГОСТ 32144-2013 для сетей 0,4 кВ). Это указывает на достаточную мощность короткого замыкания в месте проведения эксперимента, а также на умеренное влияние зарядки ЭМ на качество напряжения.

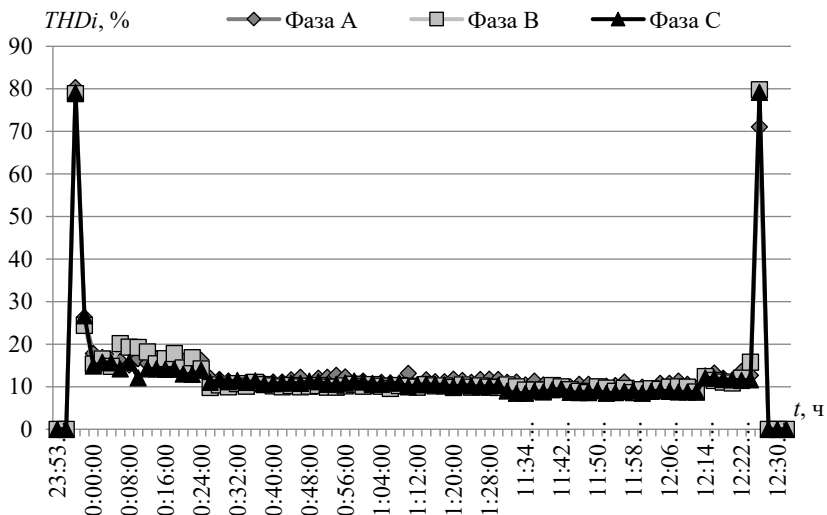


Рис. 4. Изменение коэффициента гармонических искажений тока ( $THDI$ ) по фазам  $A$ ,  $B$ ,  $C$  в процессе зарядки (с разрывом оси времени для исключения длительного стационарного участка)

Fig. 4. Change in the current harmonic distortion factor ( $THDI$ ) in phases  $A$ ,  $B$ ,  $C$  during the charging process (with a break in the time axis to exclude a long stationary section)

#### IV. Заключение

Проведен полный мониторинг цикла зарядки отечественного электромобиля *Evolvate i-Joy* от бытовой трехфазной сети с силой тока 6 А. В ходе исследования получены количественные оценки энергоэффективности и влияния зарядки на качество электроэнергии в условиях, характерных для эксплуатации в РФ. Бортовое зарядное устройство электромобиля обеспечивает высокий и стабильный коэффициент мощности ( $\cos\phi > 0,98$ ) на протяжении основной фазы зарядки, что минимизирует реактивные потери и благоприятно сказывается на режиме работы сети. Уровень гармонических искажений тока в установившемся режиме зарядки не превышает 13 %, что соответствует современным нормам и позволяет классифицировать зарядное устройство как некритичный источник гармоник для типовых бытовых сетей.

Научная и практическая значимость полученных результатов заключается в следующем.

*Верификация моделей.* Экспериментально полученные зависимости токов, мощностей и уровней гармоник могут быть использованы для

настройки и верификации имитационных компьютерных моделей (например, в средах *MATLAB/Simulink*) для прогнозирования режимов работы распределительных сетей при различной степени насыщения электромобилями.

*Масштабирование результатов.* Выявленная высокая линейность нагрузки ( $\cos\varphi \approx 1$  и умеренный  $THD_I$ ) позволяет экстраполировать полученные данные. При увеличении количества зарядных сессий в одном узле сети можно прогнозировать суммарную нагрузку простым суммированием мощностей, что упрощает расчеты для энергоснабжающих организаций.

*Корректировка сценариев эксплуатации.* Зафиксированный этап предварительного нагрева батареи (30 мин при низкой температуре) и связанное с ним увеличение времени зарядки и снижение общей эффективности указывают на необходимость разработки для пользователей рекомендаций по термоменеджменту (например, зарядка в отапливаемых помещениях или использование таймеров для завершения зарядки к моменту поездки).

Перспективы дальнейших исследований авторов связаны с проведением серии аналогичных экспериментов для различных температурных условий (летний период), для других моделей электромобилей, а также при различных режимах зарядки (8 А, 10 А, 16 А) с целью создания обширной базы данных. Планируется также исследование влияния процесса зарядки на несимметрию в сетях 0,4 кВ при подключении большого числа однофазных зарядных станций.

© Терентьев П.В., 2026

© Филатов Д.А., 2026

© Цыганов И.А., 2026

*Поступила в редакцию 13.02.2026*

*Принята к публикации 10.04.2026*

*Received 13.02.2026*

*Accepted 10.04.2026*

### Библиографический список

- [1] ГОСТ 32144-2013. Электрическая энергия. Совместимость технических средств электромагнитная. Нормы качества электрической энергии в системах электроснабжения общего назначения. Введ. 2014-07-01. М.: Стандартинформ, 2014. – 13 с.
- [2] Терентьев П.В. Исследование качества и повышение эффективности использования электроэнергии в электротехнических комплексах служебных и жилых зданий: автореф. дис. канд. техн. наук, НГТУ им. Р.Е. Алексеева, Нижний Новгород, 2014. – 20 с.

- [3] Yong J.Y., Ramachandaramurthy V.K., Tan K.M., Mithulananthan N. A review on the state-of-the-art technologies of electric vehicle, its impacts and prospects // *Renewable and Sustainable Energy Reviews*. 2015. № 49 (4). С. 365-385. DOI: 10.1016/j.rser.2015.04.130
- [4] Терентьев П.В., Филатов Д.А., Цыганов И.А., Лупов А.К. Оценка эффективности перевода корпоративного транспорта бюджетных учреждений на электромобили отечественного производства в условиях Нижегородской области // *Флагман науки: научный журнал*. 2025. № 10 (33). С. 351-358.
- [5] Clement-Nyns K., Haesen E., Driesen J. The impact of charging plug-in hybrid electric vehicles on a residential distribution grid // *IEEE Transactions on Power Systems*. 2010. № 25 (1). P. 371-380. DOI: 10.1109/TPWRS.2009.2036481
- [6] Филатов Д.А., Терентьев П.В. Качество электроэнергии и электромагнитная совместимость в электроэнергетике сельского хозяйства. Н. Новгород: НГСХА, 2017. – 116 с.
- [7] Техническая документация на электромобиль Evolute i-Joy // Evolute. [Электронный ресурс]. URL: <https://www.evolute.ru> (дата обращения 01.01.2026).
- [8] Руководство по эксплуатации портативного анализатора качества электроэнергии CIRCUTOR AR.5L. [Электронный ресурс]. URL: <https://www.manualslib.com/c/circutor+ar.5l.html> (дата обращения 01.01.2026).
- [9] ГОСТ IEC 61000-3-2-2021. Электромагнитная совместимость (ЭМС). Часть 3-2. Нормы. Нормы эмиссии гармонических составляющих тока (оборудование с выходным током не более 16 А на фазу). Введ. 2023-07-01. М.: Российский институт стандартизации, 2021. – 36 с.
- [10] ГОСТ IEC 61000-3-12-2016. Электромагнитная совместимость (ЭМС). Часть 3-12. Нормы. Нормы гармонических составляющих тока, создаваемых оборудованием, подключаемым к общественным низковольтным системам, с входным током более 16 А, но не более 75 А в одной фазе. Введ. 2017-09-01. М.: Стандартинформ, 2020. – 21 с.

### References

- [1] Electric energy. Electromagnetic compatibility of technical equipment. Power quality limits in the public power supply systems, GOST 32144-2013, July 2014.
- [2] P.V. Terentyev, “*Issledovanie kachestva i povyshenie effektivnosti ispol'zovaniya elektroenergii v elektrotekhnicheskikh kompleksah sluzhebnyh i zhilyh zdaniy [Study of quality and improvement of efficiency of electric power use in electrical complexes of office and residential buildings]*”, Cand. of Tech. S. thesis, NNSTU, Nizhny Novgorod, Russia, 2014 (in Russian).
- [3] J.Y. Yong, V.K. Ramachandaramurthy, K.M. Tan and N. Mithulananthan, “A review on the state-of-the-art technologies of electric vehicle, its impacts and prospects”, *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, vol. 49, no. 4, pp. 365-385, Apr. 2015. DOI: 10.1016/j.rser.2015.04.130
- [4] P.V. Terentyev, D.A. Filatov, I.A. Tsyganov and A.K. Lupov, “Assessment of the efficiency of transferring corporate transportation of budgetary institutions to domestic-produced electric cars in the Nizhny Novgorod region”, *Flagman nauki: nauchnyy zhurnal [Flagship of Science: scientific journal]*, vol. 10, no. 33, pp. 351-358, Oct. 2025 (in Russian).

- [5] K. Clement-Nyns, E. Haesen and J. Driesen, "The impact of charging plug-in hybrid electric vehicles on a residential distribution grid", *IEEE Transactions on Power Systems*, vol. 25, no. 1, pp. 371-380, Feb. 2010. DOI: 10.1109/TPWRS.2009.2036481
- [6] D.A. Filatov and P.V. Terentyev, *Kachestvo elektroenergii i elektromagnitnaya sovmestimost' v elektroenergetike sel'skogo hozyajstva [Power Quality and Electromagnetic Compatibility in Agricultural Power Engineering]*. N. Novgorod: NSACA, 2017 (in Russian).
- [7] Tekhnicheskaya dokumentaciya na elektromobil' Evolute i-Joy [Technical documentation for the Evolute i-Joy electric vehicle]. [Online]. Available at: <https://www.evolute.ru> [Accessed: Jan. 1, 2026] (in Russian).
- [8] Rukovodstvo po ekspluatacii portativnogo analizatora kachestva elektroenergii CIRCUTOR AR.5L [Operating manual for the CIRCUTOR AR.5L portable power quality analyzer]. [Online] Available at: <https://www.manualslib.com/c/circutor+ar.5l.html> [Accessed: Jan. 1, 2026] (in Russian).
- [9] Electromagnetic compatibility (EMC). Part 3-2. Limits. Limits for harmonic current emissions (equipment input current  $S \leq 16$  A per phase), GOST IEC 61000-3-2-2021, July 2023.
- [10] Electromagnetic compatibility (EMC). Part 3-12. Limits. Limits for harmonic currents produced by equipment connected to public low-voltage systems with input current  $> 16$  A and  $s \leq 75$  A per phase, GOST IEC 61000-3-12-2016, Sept. 2020.

### ИНФОРМАЦИЯ ОБ АВТОРАХ INFORMATION ABOUT THE AUTHORS

**Терентьев Павел Валерьевич**, кандидат технических наук, доцент Нижегородского государственного агротехнологического университета им. Л.Я. Флорентьева, г. Нижний Новгород, Российская Федерация.

**Pavel V. Terentyev**, Cand. Sci. (Eng.), associate professor of the Nizhny Novgorod State Agrotechnological University n.a. L.Ya. Florentyev, Nizhny Novgorod, Russian Federation.

**Филатов Дмитрий Алексеевич**, кандидат технических наук, доцент, заведующий кафедрой Нижегородского государственного агротехнологического университета им. Л.Я. Флорентьева, г. Нижний Новгород, Российская Федерация.

**Dmitry A. Filatov**, Cand. Sci. (Eng.), associate professor, head of a chair of the Nizhny Novgorod State Agrotechnological University n.a. L.Ya. Florentyev, Nizhny Novgorod, Russian Federation.

**Цыганов Илья Андреевич**, магистрант Нижегородского государственного агротехнологического университета им. Л.Я. Флорентьева, г. Нижний Новгород, Российская Федерация.

**Ilya A. Tsyganov**, master of the Nizhny Novgorod State Agrotechnological University n.a. L.Ya. Florentyev, Nizhny Novgorod, Russian Federation.

---

---

**ЭЛЕКТРОЭНЕРГЕТИКА**

---

---

УДК 621.31:621.33

EDN OVHVJG

**АНАЛИЗ СУЩЕСТВУЮЩИХ ПОДХОДОВ  
И ПРЕДЛАГАЕМЫЙ ПОДХОД К МОДЕЛИРОВАНИЮ  
ТЯГОВОЙ СЕТИ ПЕРЕМЕННОГО ТОКА. ЧАСТЬ 2****А.Л. Куликов**ORCID: 0000-0003-1092-7136 e-mail: [inventor61@mail.ru](mailto:inventor61@mail.ru)Нижегородский государственный технический университет им. Р.Е. Алексеева  
*Нижний Новгород, Россия***В.Л. Осокин**ORCID: 0000-0001-8772-4252 e-mail: [osokinvl@mail.ru](mailto:osokinvl@mail.ru)Нижегородский государственный инженерно-экономический университет  
*Княгинино, Нижегородская область, Россия***Д.А. Леваков**ORCID: 0009-0006-5706-7515 e-mail: [dmitriy.levakov@mail.ru](mailto:dmitriy.levakov@mail.ru)Нижегородский государственный инженерно-экономический университет  
*Княгинино, Нижегородская область, Россия*

Предложен подход к математическому моделированию систем тягового электроснабжения (СТЭ), необходимому для анализа режимов их работы. Специфика устройства СТЭ обуславливает невозможность использования ряда подходов, применяемых при составлении моделей трехфазных систем электроснабжения стационарных потребителей электроэнергии. В 1-й части статьи были определены основные требования к моделям СТЭ, изучены существующие подходы к моделированию и сделаны выводы о перспективности использования детализированных моделей и необходимости повышения их адекватности. Во 2-й части статьи предложен усовершенствованный подход к моделированию тяговой сети, и на основе вычислительных экспериментов сделаны выводы о целесообразности его применения.

**Ключевые слова:** адекватность модели; имитационное моделирование; математическая модель тяговой сети; определение мест повреждений; система тягового электроснабжения; расчет установившегося режима.

**Для цитирования:** Куликов А.Л., Осокин В.Л., Леваков Д.А. Анализ существующих подходов и предлагаемый подход к моделированию тяговой сети переменного тока. Часть 2 // Интеллектуальная Электротехника. 2026. № 2. С. 74-99. EDN OVHVJG

## ANALYSIS OF EXISTING AND PROPOSED APPROACHES TO AC TRACTION NETWORK MODELING. PART 2

**A.L. Kulikov**

ORCID: **0000-0003-1092-7136** e-mail: **inventor61@mail.ru**  
Nizhny Novgorod State Technical University n.a. R.E. Alekseev  
*Nizhny Novgorod, Russia*

**V.L. Osokin**

ORCID: **0000-0001-8772-4252** e-mail: **osokinvl@mail.ru**  
Nizhny Novgorod State Engineering and Economical University  
*Knyaginino, Nizhny Novgorod region, Russia*

**D.A. Levakov**

ORCID: **0009-0006-5706-7515** e-mail: **dmitriy.levakov@mail.ru**  
Nizhny Novgorod State Engineering and Economical University  
*Knyaginino, Nizhny Novgorod region, Russia*

**Abstract.** The solution to the problems related to the analysis of operating modes in traction power supply systems (TPSS) requires the use of mathematical models of the system under study. The specific construction of the TPSS makes it impossible to use a number of approaches used in the development of models of three-phase power supply systems for stationary consumers of electricity in their modeling. The 1st part of the article defined basic requirements for models of TPSS, analyzed existing approaches to modeling and drew conclusions about the prospects of using detailed models and need to improve their goodness fit. The 2nd part of the article proposes an improved approach to traction network modeling and drawing conclusions on the advisability of its application based on the results of computational experiments.

**Keywords:** goodness fit of the model; simulation modeling; mathematical model of a traction network; fault locating; traction power supply system; steady state calculation.

**For citation:** A.L. Kulikov, V.L. Osokin and D.A. Levakov, “Analysis of existing and proposed approaches to AC traction network modeling. Part 2”, *Smart Electrical Engineering*, no. 2, pp. 74-99, 2026. EDN OVHVJG

### **I. Предлагаемый подход**

#### **к моделированию тяговой сети переменного тока**

В соответствии с полученными выводами, при разработке модели тяговой сети следует взять за основу подход, реализованный при составлении расчетных схем, применяемых при определении места повреждения (ОМП) по методу, представленному в [1]. Вместе с тем, повышение адекватности модели

требует дальнейшего совершенствования подхода к моделированию систем тягового электроснабжения (СТЭ) и устранения ряда недостатков существующих детализированных моделей, наиболее существенными из которых являются:

- эквивалентированное представление контактной сети, в действительности представляющей собой систему со сложной структурой;
- эквивалентированное представление рельсовой сети, не позволяющее учесть наличие соединителей и дроссель-трансформаторов, что приводит к погрешностям при определении токораспределения в рельсах и земле;
- упрощенный учет питающих и отсасывающих линий.

Помимо повышения уровня детализации схемы замещения, для правильного расчета параметров режима короткого замыкания (КЗ) требуется выбор соответствующего математического аппарата. Важность корректного решения этой задачи обусловлена нелинейностью моделируемой системы ввиду наличия тяговой и нетяговой нагрузки, а также зависимости электрических параметров стальных рельсов от тока в них, значение которого не является одинаковым в различных точках тяговой сети из-за шунтирующего влияния балластного слоя и земли [2-6].

Таким образом, повышение точности расчетных значений параметров аварийного режима (ПАР) при различных условиях представляет собой комплексную проблему, для решения которой необходима реализация мер, направленных как на уменьшение погрешности задачи, так и на уменьшение погрешности метода расчета ПАР.

## **II. Моделирование элементов тяговой сети**

Основная идея подхода, положенного в основу методов формирования современных детализированных моделей тяговой сети, состоит в рассмотрении тяговой сети как сложной многопроводной системы [5, 7-10]. В целях наиболее точного воспроизведения структуры моделируемой сети каждый из этих проводников учитывается в схеме замещения отдельной ветвью, совокупность которых образует большое число взаимосвязанных контуров. Поскольку учет взаимных индуктивных связей между всеми этими контурами достаточно сложен и затрудняет анализ схемы с использованием алгоритмов, не зависящих от ее топологии, вместо этих контуров принято рассматривать совокупность однопроводных линий, прямым проводом которой является соответствующий проводник (провод, трос или рельс), а обратным – земля. Указанное преобразование позволяет характеризовать моделируемую систему совокупностью собственных и взаимных активно-индуктивных сопротивлений контуров «проводник – земля». Способы расчета собственных и взаимных сопротивлений контуров «проводник – земля» приведены в [8-10] и основываются на теоретических положениях, изложенных в [11, 12]. Они требуют принятия следующих условий [8, 11]:

- реальная поверхность земли заменяется плоскостью;

- все проводники принимаются расположенными параллельно друг другу и поверхности земли, а высота подвеса проводов и тросов, согласно [4], принимается уменьшенной на 2/3 стрелы провеса;
- учитывается возврат тока всех проводников через землю;
- радиусы поперечных сечений проводников считаются малыми по сравнению с расстояниями между осями проводников.

### Определение параметров проводов и тросов

Полное собственное сопротивление  $Z_{ii}$  контура «проводник – земля», как известно [4, 8, 9], складывается из двух комплексных компонент:

1) внутреннего сопротивления  $Z_{ii,внут.}$ , индуктивная составляющая которого определяется потокоцеплением внутри сечения проводника.

2) внешнего сопротивления  $Z_{ii,внеш.}$ , активная составляющая которого определяется сопротивлением земли как обратного провода, а индуктивная определяется внешним магнитным полем.

Таким образом, для погонного сопротивления контура «проводник – земля» можно записать выражение:

$$Z_{ii} = Z_{ii,внут.} + Z_{ii,внеш.} \quad (1)$$

Внешняя составляющая  $Z_{ii,внеш.}$ , Ом/км, полного сопротивления контура «проводник – земля» для всех типов проводников определяется согласно равенству:

$$Z_{ii,внеш.} = \left( \frac{\omega \cdot \mu_0}{8} + j \cdot \frac{\omega \cdot \mu_0}{2 \cdot \pi} \cdot \ln \frac{1,85}{R \cdot \sqrt{\gamma_3 \cdot \omega \cdot \mu_0}} \right) \cdot 10^3, \quad (2)$$

где  $f$  – частота, Гц;  $\omega$  – угловая частота, рад/с;  $R$  – эквивалентный радиус поперечного сечения провода, для сталеалюминиевых проводов принимаемый равным 0,95 радиуса поперечного сечения провода, м;  $\gamma_3$  – удельная проводимость земли, См/м;  $\mu_0$  – магнитная постоянная, о.е.

Методика определения внутреннего сопротивления  $Z_{ii,внут.}$ , Ом/км, контура «проводник – земля» зависит от материала проводника [8, 9]. Активная  $r_{ii,внут.}$  и реактивная  $x_{ii,внут.}$  составляющие этого сопротивления рассчитываются по формулам, Ом/км:

$$r_{ii,внут.} = r_0 \cdot (0,9 + 0,0063 \cdot f^{0,755}); \quad (3)$$

$$x_{ii,внут.} = 10^{-3} \cdot ((0,033 - 0,00107 \cdot f^{0,83}) \cdot S + (1,07 \cdot f^{0,83} - 13,5)), \quad (4)$$

где  $r_0$  – погонное сопротивление проводника постоянному току, Ом/км;  $S$  – площадь поперечного сечения проводника, мм<sup>2</sup>.

Расчет активного  $r_{ii,внут.}$  и реактивного  $x_{ii,внут.}$  сопротивлений, Ом/км, сплошных цилиндрических проводов из меди и алюминия производится по (7) и (8), учитывая влияние поверхностного эффекта и обеспечивающим высокую точность при выполнении условия:

$$|q \cdot R| \leq 4, \quad (5)$$

где  $q$  – величина, определяемая по формуле:

$$q = \sqrt{-j \cdot \omega \cdot \gamma_3 \cdot \mu_0}; \quad (6)$$

$$r_{i, \text{внут.}} = r_0 \cdot (1 + 0,0049 \cdot x^4 - 0,000035 \cdot x^7); \quad (7)$$

$$x_{i, \text{внут.}} = r_0 \cdot (0,125 \cdot x^2 - 0,000613 \cdot x^5), \quad (8)$$

где  $x$  – величина, определяемая равенством:

$$x = 0,01 \cdot R \cdot \sqrt{\frac{7896 \cdot f}{r_0 \cdot S}}, \quad (9)$$

где  $R$  – радиус поперечного сечения проводника, см;  $S$  – площадь поперечного сечения проводника, мм<sup>2</sup>.

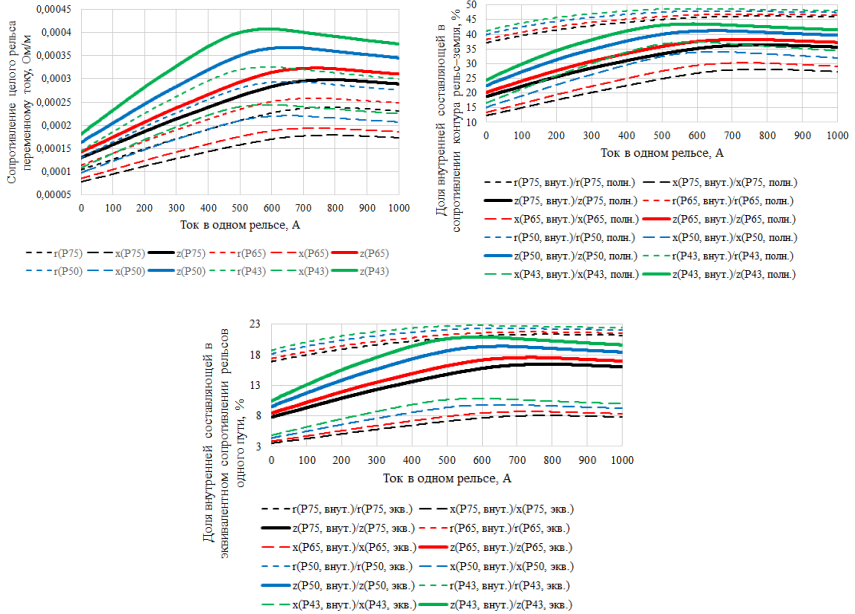
Подставляя в (5) значения проводимости земли  $\gamma_3$ , рекомендованные в [3, 5], и значения радиуса поперечного сечения, характерные для проводов контактной сети и ЛЭП общего назначения, можно убедиться, что условие (5) выполняется практически во всех случаях.

### Определение параметров рельсов

Особую сложность представляет определение собственных сопротивлений стальных проводников, к которым относятся ходовые рельсы и тросы группового заземления опор контактной сети, что обусловлено сильным влиянием поверхностного эффекта на внутреннюю составляющую их сопротивления при протекании переменного тока [3]. Представленные в [13] результаты исследования влияния тока в рельсовой сети на сопротивления рельсов разных марок, на основании которых составлена табл. 1 и построены графики, приведенные на рис. 1, показывают, что сопротивления рельсов изменяются в широких пределах, а их зависимости от тока имеют достаточно сложную форму.

Задача расчета сопротивлений рельсов дополнительно осложняется неравномерностью токораспределения между рельсами и землей ввиду сложности структуры рельсовой сети, имеющей большое количество поперечных соединений между рельсовыми нитями одного пути и рельсами параллельных путей, наличия проводимости между рельсами и землей на всем протяжении тяговой сети и присутствия тяговой нагрузки в различных ее точках [3, 14]. В связи с этим, параметры рельсов не могут быть точно определены при использовании упрощенного подхода к моделированию тяговой сети, поскольку в этом случае требуется принятие допущения о равенстве тока во всех точках рельсовой сети. Разбиение модели на сегменты малой длины позволяет учесть влияние перечисленных факторов на токораспределение в этой части системы, вследствие чего использование приближенных формул, представленных в [8,

10], является нецелесообразным. Для более точного расчета собственных сопротивлений контуров «рельс – земля» следует использовать формулы Циклера и экспериментально определенные зависимости магнитной проницаемости  $\mu$  рельсовой стали от величины напряженности магнитного поля на поверхности рельса (рис. 2) [3].



В соответствии с подходом, изложенным в [3], величина отношения  $k$  внутреннего активного сопротивления стального проводника переменному току к его омическому сопротивлению постоянному току вычисляется по эмпирическим формулам (10). Выбор того или иного выражения для расчета коэффициента  $k$  зависит от значения коэффициента  $\beta$ , зависящего от постоянных параметров проводника (периметра  $P$  и площади  $S$  поперечного сечения и удельного сопротивления  $\rho$  его материала), частоты  $f$  тока в нем и значения относительной магнитной проницаемости  $\mu$  стали, и вычисляемого по (11).

$$k = \begin{cases} 1 + 0,84 \cdot \beta^4, & \text{при } \beta < 1; \\ 0,758 + \sqrt{1,343 \cdot \beta^2 - 0,183}, & \text{при } 1 \leq \beta \leq 3; \\ 0,758 + 1,159 \cdot \beta, & \text{при } \beta > 3. \end{cases} \quad (10)$$

$$\beta = 0,02 \cdot \frac{S}{P} \cdot \sqrt{\frac{f}{\rho}} \cdot \mu, \quad (11)$$

где  $S$  – площадь поперечного сечения проводника, см<sup>2</sup>;  $P$  – периметр поперечного сечения проводника, см;  $\rho$  – удельное сопротивление стали, Ом·м;  $f$  – частота тока, Гц;  $\mu$  – относительная магнитная проницаемость стали.

**Таблица 1.**  
Значения параметров стальных рельсов при различных значениях тока

**Table 1.**  
Values of parameters of steel rails at different current values

Параметры рельсовой сети	Марка рель- сов	Ток в одном рельсе, А			
		0	250	500	750
Удельное сопротивле- ние одного рельса без учета стыков, Ом/км	P75	0,104+j0,078	0,161+j0,12	0,21+j0,158	0,238+j0,179
	P65	0,114+j0,086	0,178+j0,134	0,235+j0,176	0,259+j0,194
	P50	0,13+j0,098	0,212+j0,159	0,28+j0,21	0,29+j0,218
	P43	0,145+j0,109	0,244+j0,183	0,32+j0,24	0,316+j0,237
Удельное сопротивле- ние контура «рельс - земля», Ом/км	P75	0,178+j0,714	0,234+j0,756	0,284+j0,794	0,311+j0,814
	P65	0,187+j0,725	0,252+j0,774	0,308+j0,816	0,332+j0,834
	P50	0,204+j0,745	0,286+j0,807	0,353+j0,857	0,364+j0,865
	P43	0,218+j0,762	j0,318+j0,837	0,393+j0,894	0,39+j0,891
Удельное сопротивле- ние рельсов одного пути, Ом/км	P75	0,114+j0,594	0,142+j0,615	0,167+j0,634	0,18+j0,644
	P65	0,118+j0,6	0,151+j0,624	0,179+j0,645	0,191+j0,654
	P50	0,127+j0,61	0,168+j0,64	0,201+j0,666	0,207+j0,67
	P43	0,134+j0,618	0,184+j0,656	0,221+j0,684	0,22+j0,683

В свою очередь, значение относительной магнитной проницаемости стали не является постоянной величиной, а связано сложной зависимостью с напряженностью магнитного поля на поверхности  $H$  рассматриваемого проводника и определяется по графикам, показанным на рис. 2.

Величина напряженности магнитного поля на поверхности проводника пропорциональна току  $I$  в этом проводнике и рассчитывается по соотношению, А/см [4]:

$$H = \frac{0,4 \cdot \pi \cdot I}{P}. \quad (12)$$

В соответствии с приведенной методикой, процесс расчета собственного сопротивления стального проводника описывается представленной далее последовательностью шести действий.

1. На основании значения тока  $I$  в проводнике по (18) рассчитывается значение напряженности магнитного поля  $H$ .

2. Полученное значение напряженности магнитного поля  $H$  используется для определения значения относительной магнитной проницаемости  $\mu$  стали по зависимостям, представленным на рис. 11.

3. С использованием определенного ранее значения магнитной проницаемости  $\mu$  и известных значений параметров проводника по (11) рассчитывается коэффициент  $\beta$ .

4. Исходя из значения коэффициента  $\beta$ , выбирается одна из формул (10) для расчета коэффициента  $k$ , характеризующего увеличение активного сопротивления относительно омического сопротивления  $r_0$  при постоянном токе, и рассчитывается активное сопротивление  $r_a$ , Ом/км:

$$r_a = k \cdot r_0. \quad (13)$$

5. Рассчитывается внутреннее реактивное сопротивление  $x_{ii,внут.}$  проводника, Ом/км:

$$x_{ii,внут.} = 0,75 \cdot r_a. \quad (14)$$

6. Активное сопротивление рельсов корректируется с учетом наличия стыков путем увеличения его значения на величину  $r_c$ , обычно принимаемую равной 0,024 Ом/км:

$$r'_{ii,внут.} = r_a + r_c. \quad (15)$$

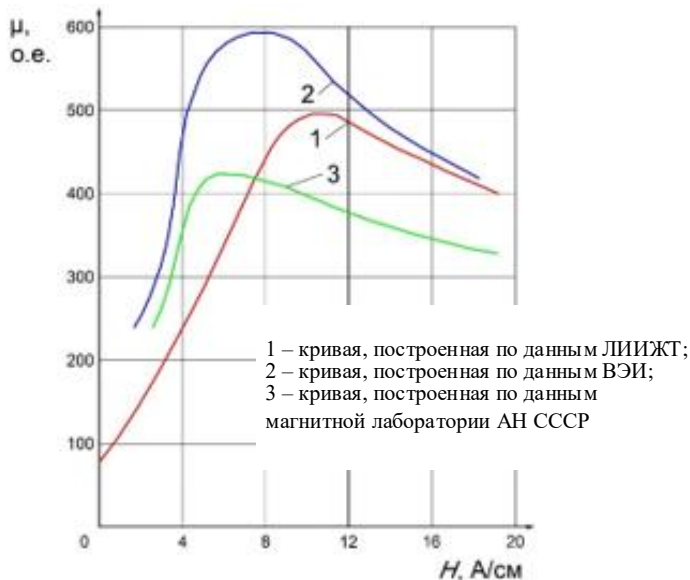
Поскольку значение тока, используемое при расчете по п.1, не является достоверным вследствие отсутствия информации о точном сопротивлении рельсов на этапе определения параметров режима, расчет необходимо выполнять методом последовательных приближений и на каждом шаге решения производить уточнение значений собственных сопротивлений стальных проводников путем повторения указанной последовательности действий.

#### **Определение взаимных сопротивлений между проводниками**

Сопротивление взаимной индукции между двумя контурами «проводник – земля» рассчитывается по формуле, Ом/км [8, 9]:

$$z_{ij} = \left( \frac{\omega \cdot \mu_0}{8} + j \cdot \frac{\omega \cdot \mu_0}{2 \cdot \pi} \cdot \ln \frac{1,85}{d_{ij} \cdot \sqrt{\gamma_3 \cdot \omega \cdot \mu_0}} \right) \cdot 10^3, \quad (16)$$

где  $d_{ij}$  – расстояние между осями проводов  $i$  и  $j$ , м.



**Рис. 2. Зависимости относительной магнитной проницаемости рельсовой стали с содержанием углерода около 0,5 % от напряженности магнитного поля на поверхности рельса**

**Fig. 2. Dependences of the relative magnetic permeability of rail steel with a carbon content of about 0,5 % on the magnetic field strength on the rail surface**

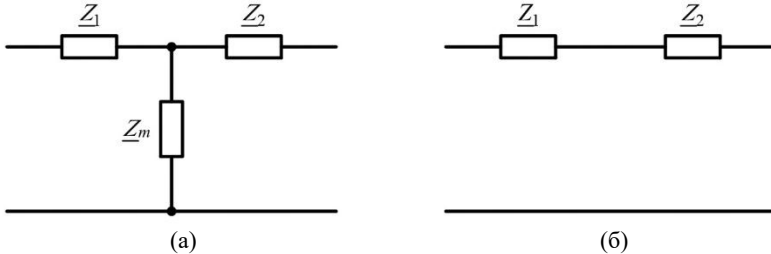
Выражение (16) представляет собой упрощенную формулу для расчета взаимного сопротивления между парой проводников  $i$  и  $j$ . Более точная методика расчета сопротивления взаимной индуктивной связи основывается на использовании метода зеркальных отображений и формул Карсона [11] для прямолинейных проводников малого сечения, проложенных параллельно плоской поверхности однородной земли. Вид расчетной формулы, применяемой при реализации этого метода, различен для ближней, дальней и промежуточной зон, а его выбор зависит от взаимного расположения рассматриваемых проводников относительно друг друга и поверхности земли, а также значения удельной проводимости земли. Подробно этот метода расчета изложен в [8, 9].

Значения внешних составляющих собственных сопротивлений и взаимных сопротивлений не являются чисто индуктивными. Они представляют собой комплексные числа с ненулевой действительной частью, значение которой при частоте 50 Гц составляет около 0,049 Ом/км. Наличие этой составляющей объясняется тем, что контуры, собственные и взаимные сопротивления которых рассчитываются по (1)-(16), включают в себя землю в качестве обратного

проводника, активное сопротивление которого учитывается добавлением указанного слагаемого [3].

### Определение параметров тяговых подстанций

Для определения параметров тяговых подстанций воспользуемся теоретическими положениями, изложенными в [15], и выражениями для определения значения сопротивления подстанции, приведенными в [16]. Как известно [15], в режиме холостого хода и нагрузки трансформатор моделируется T-образной схемой замещения, представленной на рис. 3а. Однако при практических расчетах током холостого хода обычно пренебрегают, в результате чего схема замещения трансформатора приобретает упрощенный вид пассивного двухполюсника, сопротивление которого представляет собой сумму сопротивлений первичной и вторичной обмоток, приведенных к одной ступени напряжения. Упрощенная схема замещения трансформатора показана на рис. 3б.



**Рис. 3. T-образная (а) и упрощенная (б) схемы замещения трансформатора:**  
 $Z_1$ ,  $Z_2$  – сопротивления соответственно первичной и вторичной обмоток,  
 приведенные к одной ступени напряжения

**Fig. 3. T-shaped and simplified equivalent diagrams of a transformer:**  
 $Z_1$ ,  $Z_2$  – impedances of the primary and secondary windings, respectively,  
 reduced to one voltage step

При двухфазном КЗ сопротивление подстанции  $Z_{\text{ТП}}$ , Ом, при моделировании трансформаторов в упрощенном виде определяется согласно (17) и полагается чисто реактивным [16]:

$$Z_{\text{ТП}} \approx X_{\text{ТП}} = 2 \cdot U_{\text{п}}^2 \cdot \left( \frac{1}{S_{\text{с}}} + \frac{(1 \pm \alpha_{\text{зд}}) \cdot u_{\text{к}}}{100 \cdot S_{\text{т}} \cdot n_{\text{т}}} \right), \quad (17)$$

где  $U_{\text{п}}$  – напряжение на выводах вторичной обмотки трансформатора, кВ;  $S_{\text{с}}$  – мощность КЗ на вводах в ТП, МВ·А;  $S_{\text{т}}$  – номинальная мощность одного трансформатора, МВ·А;  $n_{\text{т}}$  – число параллельно работающих трансформаторов;  $u_{\text{к}}$  – напряжение КЗ трансформаторов, %;  $\alpha_{\text{зд}}$  – коэффициент, учитывающий заводской допуск на величину напряжения КЗ.

Мощность КЗ, входящая в (17), может быть рассчитана в соответствии с равенством:

$$S_c = \frac{U_6^2}{X_c}, \quad (18)$$

где  $U_6$  – базовое напряжение системы, кВ;  $X_c$  – реактивное сопротивление системы, Ом.

Параметры ТП в различных режимах работы энергосистемы (минимальном, среднем, максимальном) могут быть определены путем изменения значений мощности КЗ, напряжения на шинах низшего напряжения, заводского допуска на величину напряжения КЗ, а также количества включенных в работу трансформаторов [16]. Расчетное значение напряжения ТП принимается равным  $27,5 \pm 5$  % кВ, что соответствует диапазону 26,2-28,9 кВ.

### Переходное сопротивление в месте КЗ

Моделирование КЗ в тяговой сети целесообразно производить при различных значениях переходного сопротивления  $Z_{\text{п}}$ , представляющем собой сопротивление электрической дуги, перекрытой гирлянды изоляторов, опоры контактной сети, заземляющего спуска, дерева и других составляющих. Согласно [16], при расчетах принимается допущение о чисто активном характере переходного сопротивления, т.е. равенстве его аргумента нулю:

$$Z_{\text{п}} \approx Z_{\text{п}} \cdot e^{j0} = R_{\text{п}}. \quad (19)$$

Величина  $R_{\text{п}}$  зависит от вида КЗ и равна сумме сопротивлений электрической дуги  $R_{\text{д}}$ , сопротивления опоры или ТГЗ или, в случае обрыва контактной сети, переходному сопротивлению  $R_{\text{КС-З}}$  между контактной сетью и землей или рельсошпальной решеткой [16-17].

Сопротивление дуги при пробое или перекрытии гирлянды изоляторов или штыревого изолятора по загрязненной поверхности, что характерно для 70 % всех КЗ, в начальный момент времени после повреждения изолятора, определяется по формуле [17]:

$$R_{\text{д}} = \frac{1050 \cdot l_{\text{д}} \cdot n_{\text{из}} \cdot b}{I_{\text{КЗ}}}, \quad (20)$$

где  $l_{\text{д}}$  – длина пути утечки по поверхности одного изолятора, определяемая по справочным данным в соответствии с типом используемых изоляторов, м;  $n_{\text{из}}$  – количество изоляторов в гирлянде;  $I_{\text{КЗ}}$  – действующее значение тока КЗ в дуге, А;  $b$  – коэффициент, учитывающий возможность развития дуги по наикратчайшему пути в воздухе.

Сопротивление фундаментной части опоры, которая является частью цепи при КЗ на незаземленной опоре зависит от большого количества факторов и может быть рассчитано с использованием номограмм, приведенных в [18], и формулы:

$$R_{\text{оп}} = \frac{\rho}{4 \cdot \pi \cdot l_{\phi}} \cdot A, \quad (21)$$

где  $\rho$  – удельное сопротивление грунта, Ом·м;  $l_{\phi}$  – длина фундаментной части опоры, м;  $A$  – параметр, определяемый с использованием номограмм.

При обрыве проводов контактной сети переходное сопротивление в месте КЗ характеризуется суммой сопротивления дуги и сопротивления растекания тока между контактной сетью и землей. В этом случае в начальный момент времени переходное сопротивление может быть приближенно рассчитано по формуле [17]:

$$R_{\text{КЗ-З}} = \frac{\rho}{\pi \cdot l} \cdot \ln \frac{2 \cdot l}{d}, \quad (22)$$

где  $\rho$  – удельное сопротивление грунта, Ом·м;  $l$  – длина части провода, лежащей на поверхности земли, м;  $d$  – диаметр провода.

Величина переходного сопротивления при КЗ зависит от множества условий, таких как геофизические свойства грунта, особенности местности и колебания температуры, и вследствие этого имеет широкий диапазон изменения [16, 17]. В связи с этим, моделирование тяговой сети и расчет параметров режима КЗ целесообразно производить при различных значениях переходного сопротивления  $Z_{\text{п}}$ .

### III. Предлагаемая схема замещения тяговой сети

Изложенные выше методы расчета параметров подстанций, проводов и тросов контактной сети и переходного сопротивления в месте повреждения позволяют определить значения собственных и взаимных сопротивлений элементов схемы замещения тяговой сети. Предлагаемый подход к ее составлению основан на указанных выше принципах, согласно которым участок моделируемой сети разделяется на ряд условно однородных сегментов, а различные части тяговой сети представляются в неэквивалентированном виде. Его отличием от подхода, положенного в основу модели, представленной в [19, 20], является более точное соблюдение требования минимального эквивалентирования элементов СТЭ и, следовательно, повышенный уровень детализации модели. Фрагменты схемы замещения однопутного участка, составленной с использованием усовершенствованного подхода к моделированию СТЭ, представлены на рис. 4. Как видно из предложенной схемы замещения, она имеет ряд отличий. Во-первых, это отказ от эквивалентирования контактной сети. Вместо этого, контактная сеть представлена совокупностью параллельно проложенных контактного провода и несущего троса, имеющих поперечные соединения по длине участка посредством эквивалентных сопротивлений соединительных струн. Во-вторых, предлагается отказ от эквивалентирования рельсовой сети. По сравнению с существующей моделью, рельсовая сеть в рамках предложенного подхода моделируется отдельными рельсовыми нитями, каждая из которых соединена с многослойной землей через переходное сопротивление балласта и шпал. Кроме того, при составлении предложенной схемы замещения

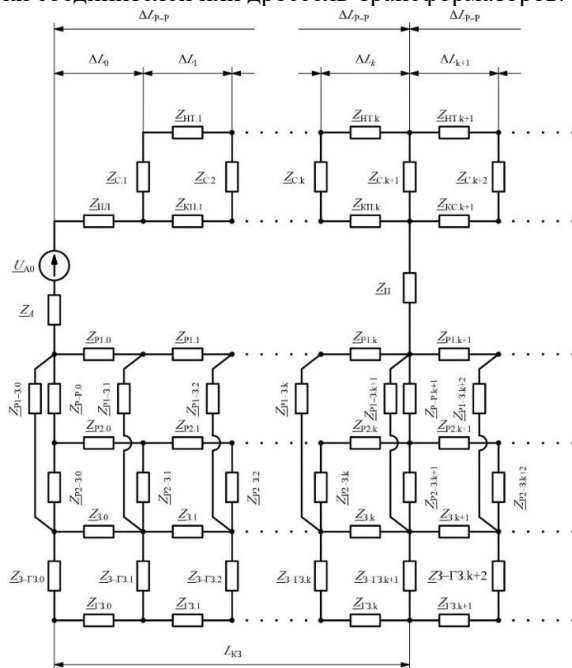
учтено наличие поперечных соединений между рельсовыми нитями. Как видно из рис. 4, сопротивления между рельсами включены в схему согласно реальному расположению междурельсовых соединителей или дроссель-трансформаторов на трассе тяговой сети [14]. В-третьих, предполагается учет в схеме замещения питающих линий, посредством которых выполняется присоединение контактной сети к ТП и ПС. Отсасывающие линии, как известно, представляют собой подъездные пути к ТП, что также учтено при разработке предложенного подхода и составлении схемы на рис. 4 [21].

На рис. 4 обозначены:  $U_{\Delta 0}$ ,  $Z_{\Delta}$  – напряжение холостого хода и сопротивление тяговой подстанции и внешней части системы;  $Z_{НТ}$  – сопротивление несущего троса;  $Z_{КП}$  – сопротивления контактного провода,  $Z_{С}$  – эквивалентные сопротивления струн;  $Z_{ПЛ}$  – сопротивление питающей линии;  $Z_{P1}$ ,  $Z_{P2}$  – сопротивления 1-го и 2-го рельсов,  $Z_3$ ,  $Z_{Г3}$  – сопротивление верхнего и нижнего слоев земли;  $Z_{P-P}$  – сопротивление междурельсового соединителя;  $Z_{P1-3}$ ,  $Z_{P2-3}$  – переходное сопротивление между рельсами и землей;  $Z_{3-Г3}$  – переходное сопротивление между слоями земли.

Интервал разбиения тяговой сети  $\Delta L$  в соответствии с существующим подходом принимается равным расстоянию между соседними опорами контактной сети, обычно составляющему 50-100 м. Также в разработанной модели учитывается отличие длин питающих линий и подъездных путей, находящихся в диапазоне от нескольких десятков до нескольких сотен метров в зависимости от расположения ТП относительно железной дороги, от длины пролета контактной сети [3].

Интервал между соседними междурельсовыми соединителями при отсутствии автоблокировки составляет 300 м, рельсовые сети путей на двух- и многопутных участках соединяются с интервалом 600 м. При наличии автоблокировки рельсовая сеть разбивается на блок-участки изолирующими стыками, в местах расположения которых на линиях постоянного тока устанавливаются дроссель-трансформаторы, средние точки которых соединяются на двух- и многопутных участках. При электрификации по системе однофазного переменного тока для прохождения тяговых токов отводится одна из нитей каждого пути, в этом случае междупутные соединители устанавливаются на границах блок-участков и в горловинах станций [3]. В связи с этим, рельсовая сеть обладает сложной структурой. Этот фактор в совокупности с нелинейностью сопротивления стальных рельсов и утечкой токов через шпалы и балласт обуславливает сложность токораспределения в системе «рельсы – земля», точный учет которого требуется для правильного определения сопротивления рельсов и, следовательно, петли КЗ. Реализация предлагаемого подхода к моделированию тяговой сети позволяет достаточно просто принять во внимание перечисленные особенности рельсовой

сети путем раздельного моделирования рельсовых нитей и добавления дополнительных ветвей, включенных на границах смежных сегментов в местах установки соединителей или дроссель-трансформаторов.



**Рис. 4. Фрагмент предлагаемой схемы замещения однопутного участка тяговой сети**

**Fig. 4. Fragment of the proposed equivalent circuit for a single-track section of the traction network**

В результате внесения указанных изменений в модель тяговой сети повышается ее адекватность за счет точного отражения топологии моделируемой сети, а также упрощается определение параметров элементов схемы замещения, которые при реализации предложенного подхода представляют собой собственные и взаимные сопротивления отдельных проводников; при этом отсутствует необходимость эквивалентирования различных частей тяговой сети с использованием методик, предполагающих введение дополнительных упрощающих допущений и вычисление параметров эквивалентных двухполюсников по приближенным формулам. Таким образом, преимущество разработанной модели по сравнению с существующими является повышенная степень адекватности и, следовательно, более полное со-

ответствие основным требованиям, предъявляемым к моделям, используемым при решении задачи ОМП контактной сети. Эти преимущества разработанной модели обуславливают целесообразность ее использования при анализе влияния различных факторов на значения ПАР, а также при реализации алгоритмов дистанционного ОМП по ПАР в качестве расчетной схемы существующих и разрабатываемых методов.

#### **IV. Математический аппарат, применяемый при моделировании**

Решение исследовательских и практических задач сопряжено с расчетом параметров нормальных и аварийных режимов. В связи с этим, помимо задачи составления модели СТЭ, подход к решению которой изложен выше, также требует решения задачи расчета параметров режима с использованием схемы замещения сети. Как было отмечено выше, эта задача существенно осложняется нелинейностью тяговой сети, обусловленной сложной зависимостью сопротивлений стальных рельсов от тока [3, 8, 9, 21]. В связи с этим, режим в рассматриваемой электрической системе описывается системой нелинейных уравнений (например, контурных, узловых или записанных по законам Кирхгофа). Поскольку для решения систем нелинейных уравнений не могут использоваться прямые методы, расчет параметров режима в тяговой сети требует применения численных методов, таких как метод итерации, метод Зейделя и метод Ньютона [22]. Решение систем нелинейных уравнений численными методами обуславливает внесение остаточной погрешности в результаты расчета.

Большие размерности систем уравнений, записанных для детализированных и сегментированных схем замещения, а также необходимость их решения численными методами приводят к значительной трудоемкости задачи расчета режима в тяговой сети. Это обуславливает целесообразность использования современных средств компьютерного моделирования для решения этой задачи, в связи с чем выбранный математический аппарат должен обеспечивать возможность составления и решения системы уравнений состояния с использованием алгоритма, не зависящего от специфики конкретной схемы замещения [2]. Этому требованию в полной мере отвечает подход, предполагающий запись системы уравнений в матричной форме.

В качестве метода расчета установившегося режима предлагается использование метода узловых потенциалов, система уравнений которого достаточно просто может быть составлена с использованием формализованного подхода. При этом топология моделируемой сети описывается одной матрицей инцидентности или матрицей соединений ветвей в узлах  $[M]$ , элемент  $ij$  которой может принимать следующие значения [23]:

- $M_{ij} = 1$ , если узел  $i$  – начало ветви  $j$ ;
- $M_{ij} = -1$ , если узел  $i$  – конец ветви  $j$ ;

–  $M_{ij} = 0$ , если узел  $i$  не принадлежит ветви  $j$ .

В соответствии с принятым подходом, запишем систему узловых уравнений в матричном виде [13]:

$$[M] \cdot [Z_B]^{-1} \cdot [M]^T \cdot [U_y] = [J] - [M] \cdot [Z_B]^{-1} \cdot [E_B], \quad (23)$$

где  $[M]$  – матрица соединения ветвей в узлах;  $[Z_B]$  – квадратная матрица собственных  $Z_{ji}$  и взаимных  $Z_{ij}$  сопротивлений ветвей, Ом;  $[E_B]$  – вектор ЭДС ветвей, В;  $[J]$  – вектор задающих токов нагрузки, А;  $[U_y]$  – вектор напряжений узлов, В.

Если рассматривается система при отсутствии тяговой и нетяговой нагрузки, то вектор задающих токов  $[J]$  может быть исключен из системы (23). В этом случае (29) преобразуется к упрощенному виду:

$$[M] \cdot [Z_B]^{-1} \cdot [M]^T \cdot [U_y] = -[M] \cdot [Z_B]^{-1} \cdot [E_B]. \quad (24)$$

Уравнения систем (23) и (24) являются нелинейными вследствие наличия зависимостей  $Z_B(L_B)$  и  $J(U_y)$ , и для их решения необходимо применение численных методов. В связи с этим, для решения систем узловых уравнений (23) или (24) предлагается использование метода Зейделя. Основная идея метода Зейделя заключается в использовании значений сопротивлений ветвей  $[Z_B]$ , определенных на предыдущей итерации, и значений узловых напряжений  $[U_y]$ , определенных на текущей и предыдущей итерациях. В соответствии с этим принципом, итерационный процесс метода Зейделя может быть описан выражением:

$$\underline{U}_{y,n}^{(k)} = \underline{\beta}_{y,n}^{(k-1)} + \sum_{i=1}^{n-1} \left( \alpha_{n,i}^{(k-1)} \cdot \underline{U}_{y,i}^{(k)} \right) + \sum_{i=1}^m \left( \alpha_{n,i}^{(k-1)} \cdot \underline{U}_{y,i}^{(k-1)} \right), \quad (25)$$

где  $k$  – номер итерации;  $m, n$  – количество узлов в схеме замещения и номер рассматриваемого узла;  $\underline{U}_{y,i}^{(k)}, \underline{U}_{y,i}^{(k-1)}$  – значения напряжений узлов, полученные соответственно на  $k$ -й и  $(k-1)$ -й итерациях, В;  $\alpha_{n,i}^{(k-1)}, \underline{\beta}_{y,n}^{(k-1)}$  – элементы матриц, полученных путем преобразования исходной системы узловых уравнений к виду, удобному для решения методом Зейделя.

Итерационный процесс, описываемый (25), прерывается при одновременном выполнении условий по допустимой погрешности узловых напряжений и допустимому небалансу токов узлах, что позволяет ограничить остаточную погрешность решения некоторым приемлемым значением. Указанным условиям соответствуют неравенства:

$$\max \left( \left| \left[ \underline{U}_y^{(k)} \right] - \left[ \underline{U}_y^{(k-1)} \right] \right| \right) < \varepsilon_U; \quad (26)$$

$$\max \left( \left| \left[ \underline{J}_y^{(k)} \right] \right| \right) < \varepsilon_J, \quad (27)$$

где  $\varepsilon_U$  – максимальное допустимое значение погрешностей узловых напряжений, В;  $\varepsilon_J$  – максимальное допустимое значение небаланса токов в узлах, А.

Блок-схема алгоритма решения системы нелинейных узловых уравнений методом Зейделя показана на рис. 5.



**Рис. 5. Блок-схема предлагаемого алгоритма расчета параметров установившегося режима в тяговой сети**

**Fig. 5. Block diagram of the proposed algorithm for calculating the steady-state parameters in the traction network**

Таким образом, основу выбранного математического аппарата, используемого для расчета значений параметров нормальных и аварийных установившихся режимов в тяговой сети переменного тока, составляют методы матричного анализа, метод узловых потенциалов и метод Зейделя. В качестве среды для реализации описанного выше алгоритма и осуществления вычислительных экспериментов при проведении дальнейших исследований был выбран программный комплекс *MATLAB*.

#### **V. Исследование зависимостей параметров петли КЗ от удаленности места повреждения и оценка влияния предложенных усовершенствований модели тяговой сети на точность расчетных данных**

Разработанные модели тяговой сети переменного тока и алгоритм для расчета параметров установившегося режима были использованы при проведении имитационных экспериментов, направленных на уточнение зависимостей ПАР и параметров петли КЗ от расстояния до места повреждения при различ-

ных условиях. В ходе исследования моделировался однопутный участок тяговой сети, электрифицированной по системе 25 кВ, с контактной сетью КС-200. Длина моделируемого участка была принята равной 60 пролетам контактной сети или 3900 м. Эксперименты проводились при изменении значения активного переходного сопротивления в месте повреждения в пределах от 0 до 10 Ом с шагом 1 Ом. По результатам экспериментов построены графики зависимостей активной  $R_{ПКЗ}$  и реактивной  $X_{ПКЗ}$  составляющих, модуля  $Z_{ПКЗ}$  и аргумента  $\varphi_{ПКЗ}$  сопротивления петли КЗ, представленные на рис. 6-7. [2].

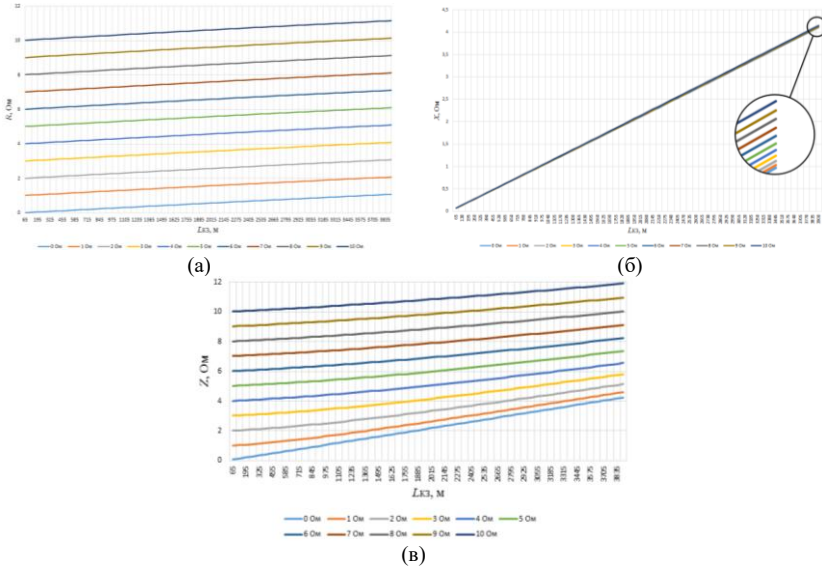


Рис. 6. Зависимости (а) активного сопротивления, (б) реактивного сопротивления, (в) модуля полного сопротивления петли КЗ от расстояния до КЗ

Fig. 6. Dependences of the short-circuit loop (a) resistance, (b) inductance, (v) impedance on the distance to the short-circuit

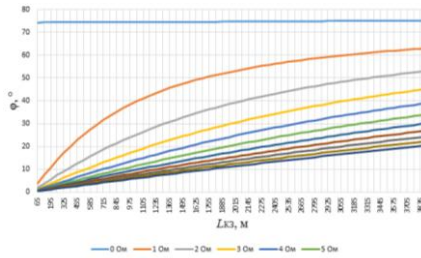
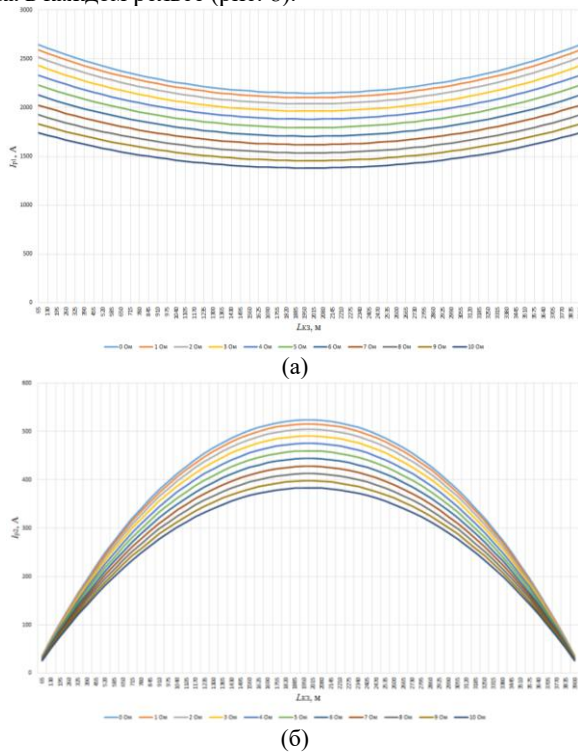


Рис. 7. Зависимости фазового угла от расстояния до КЗ

Fig. 7. Dependences of the phase angle on the distance to the short-circuit

Зависимости на рис. 6-7 свидетельствуют о значительном влиянии переходного сопротивления на значения параметров петли КЗ. Кроме того, результаты проведенных экспериментов показывают, что наличие переходного сопротивления обуславливает нелинейный характер зависимости ряда ПАР, а также вносит разброс в их значения. С использованием модели также было выполнено исследование токораспределения в рельсовой сети при однониточной тяговой цепи. По результатам экспериментов получены зависимости полных значений тока в каждом рельсе (рис. 8).



**Рис. 8. Зависимости тока в рельсе, используемом для прохождения тягового тока, от расстояния до КЗ**

**Fig. 8. Dependences of the current in the rail used to carry the traction current on the distance to the short-circuit**

Графики на рис. 8 указывают на сложность картины токораспределения в рельсовой сети, а также демонстрируют эффективность предложенного подхода к моделированию системы «рельсы – земля», позволяющего учесть этот фактор [2].

С целью оценки влияния решений, предложенных для совершенствования подхода к моделированию тяговой сети, проведены серии имитационных экспериментов с использованием существующей и предложенной (рис. 4) моделей. В рамках данных опытов имитировалось металлическое КЗ в различных точках тяговой сети однопутного участка одностороннего питания. Для оценки эффекта, достигаемого за счет реализации предложенного решения в части совершенствования подхода к моделированию рельсовой сети, результаты были сопоставлены с расчетными значениями тех же параметров, полученных с использованием исходной модели.

Результаты исследования эффекта, оказываемого повышением уровня детализации модели в части раздельного моделирования рельсовой сети на точность расчетных значений параметров режима и петли КЗ, риведены в табл. 2 [21]. Результаты серий имитационных экспериментов, демонстрирующие эффект, оказываемый повышением уровня детализации модели в части моделирования питающего и отсасывающих линий, также приведены в табл. 2.

Для исследования влияния, оказываемого выбором математического аппарата, на точность расчетных значений ПАР, были проведены две серии расчетных экспериментов. В рамках первой серии экспериментов производилось двухэтапное решение линеаризованной системы (24) с пересчетом значений сопротивлений рельсов на основании результатов предварительного расчета и использованием этих значений для итогового расчета. В рамках второй серии экспериментов использовался математический аппарат, в основу которого положено применение метода Зейделя для решения системы узловых уравнений. Результаты расчетов представлены в табл. 2.

Таблица 2.

Результаты имитационных экспериментов с использованием моделей

Table 2.

Results of simulation using models

Расстояние до места КЗ, м	Параметры режима и петли КЗ	Существующая модель	Предложенная модель	Абсолютная погрешность, ед. изм.
<b>Модели с детализированным и эквивалентированным представлением рельсовой сети</b>				
0	$\varphi, ^\circ$	72,129	71,833	0,296
	$R_{КЗ}, \text{Ом}$	0,068	0,069	0,001
	$X_{КЗ}, \text{Ом}$	0,209	0,21	0,001
	$I_{\text{до}}, \text{А}$	$568,338 - j5217,096$	$569,622 - j5215,676$	1,914
	$U_{\text{ин}}, \text{В}$	$-1130,349 + j233,144$	$-1136,808 + j240,273$	9,62
3250	$\varphi, ^\circ$	69,298	63,371	5,927
	$R_{КЗ}, \text{Ом}$	0,868	0,967	0,099
	$X_{КЗ}, \text{Ом}$	2,296	1,928	0,368
	$I_{\text{до}}, \text{А}$	$682,578 - j3641,484$	$804,312 - j3798,94$	199,027
	$U_{\text{ин}}, \text{В}$	$-8951,292 + j1592,147$	$8103,146 + j2122,089$	1000,095

Окончание табл. 2.

Результаты имитационных экспериментов с использованием моделей

Table 2 (end).

Results of simulation using models

6500	$\varphi, ^\circ$	70,245	63,43	6,815
	$R_{КЗ}, \text{Ом}$	1,501	1,903	0,402
	$X_{КЗ}, \text{Ом}$	4,179	3,804	0,375
	$I_{\underline{0}}, \text{А}$	$623,423 - j2859,99$	$793,278 - j2906,975$	386,42
	$U_{\underline{ш}}, \text{В}$	$-12888,34 + j1607,119$	$-12568,484 + j2512,903$	960,6
	$U_{\underline{ш}}, \text{В}$	$-12658,523 + j2495$	$-12568,484 + j2512,903$	91,802
<b>Модели с различной степенью детализации питающих и отсасывающих линий</b>				
0	$\varphi, ^\circ$	66,457	71,833	5,376
	$R_{КЗ}, \text{Ом}$	0,054	0,069	0,015
	$X_{КЗ}, \text{Ом}$	0,124	0,21	0,086
	$I_{\underline{0}}, \text{А}$	$573,528 - j5305,172$	$569,622 - j5215,676$	89,581
	$U_{\underline{ш}}, \text{В}$	$-687,377 + j215,053$	$-1136,808 + j240,273$	450,138
3250	$\varphi, ^\circ$	62,693	63,371	0,678
	$R_{КЗ}, \text{Ом}$	0,978	0,967	0,011
	$X_{КЗ}, \text{Ом}$	1,894	1,928	0,034
	$I_{\underline{0}}, \text{А}$	$517,551 - j3813,509$	$804,312 - j3798,94$	287,131
	$U_{\underline{ш}}, \text{В}$	$-8023,679 + j2181$	$-8103,146 + j2122,089$	98,922
6500	$\varphi, ^\circ$	63,479	63,43	0,049
	$R_{КЗ}, \text{Ом}$	1,917	1,903	0,014
	$X_{КЗ}, \text{Ом}$	3,842	3,804	0,038
	$I_{\underline{0}}, \text{А}$	$791,162 - j2893,987$	$793,278 - j2906,795$	13,159
	$U_{\underline{ш}}, \text{В}$	$-12634,483 + j2508,816$	$-12568,484 + j2512,903$	66,125
<b>Модели с использованием существующего и предлагаемого алгоритмов расчета</b>				
0	$\varphi, ^\circ$	71,985	71,833	0,152
	$R_{КЗ}, \text{Ом}$	0,068	0,069	0,001
	$X_{КЗ}, \text{Ом}$	0,211	0,21	0,001
	$I_{\underline{0}}, \text{А}$	$569,025 - j5215,748$	$569,622 - j5215,676$	0,601
	$U_{\underline{ш}}, \text{В}$	$-1136,75 + j237,25$	$-1136,808 + j240,273$	3,024
3250	$\varphi, ^\circ$	64,287	63,371	0,916
	$R_{КЗ}, \text{Ом}$	0,974	0,967	0,007
	$X_{КЗ}, \text{Ом}$	2,022	1,928	0,094
	$I_{\underline{0}}, \text{А}$	$787,208 - j3751,329$	$804,312 - j3798,94$	50,59
	$U_{\underline{ш}}, \text{В}$	$-83,49,75 + j2060,375$	$-8103,146 + j2122,089$	254,209
6500	$\varphi, ^\circ$	63,597	63,43	0,167
	$R_{КЗ}, \text{Ом}$	1,916	1,903	0,013
	$X_{КЗ}, \text{Ом}$	3,859	3,804	0,055
	$I_{\underline{0}}, \text{А}$	$787,949 - j2889,493$	$793,278 - j2906,795$	18,276
	$U_{\underline{ш}}, \text{В}$	$-12658,523 + j2495$	$-12568,484 + j2512,903$	91,802

Результаты серий проведенных имитационных экспериментов, выполненных с использованием существующей и предложенной моделей тяговой сети, а также с применением упрощенного и разработанного алгорит-

мов расчета параметров установившегося режима в тяговой сети, при их сопоставлении показывают, что реализация решений в части повышения степени детализации схемы замещения позволяет значительно повысить адекватность модели, а применение предлагаемого алгоритма расчета отвечает требованию минимизации остаточной погрешности. Совокупность этих факторов указывает на перспективность применения предложенного подхода к моделированию СТЭ и расчету параметров режима.

#### VI. Выводы

Основываясь на выводах по результатам анализа существующих подходов к моделированию тяговой сети, проведенного в первой части статьи [24], во второй ее части был предложен вариант детализированной схемы замещения участка тяговой сети, описаны способы определения значений сопротивлений элементов схемы и расчета ПАР в нелинейной тяговой сети, произведены вычислительные эксперименты с использованием разработанной модели.

Существующие детализированные модели СТЭ обладают рядом существенных недостатков, обусловленных упрощенным представлением ряда частей системы и препятствующих точному определению значений ПАР при проведении вычислительных и имитационных экспериментов. Повышение степени детализации схем замещения тяговой сети является перспективным направлением совершенствования моделей СТЭ в части повышения степени их адекватности.

Предложенный подход к моделированию, основанный на более полной реализации принципов, положенных в основу современных моделей тяговой сети, в совокупности с применением методов расчета параметров установившегося режима, позволяющих точно учитывать характер зависимости сопротивлений рельсов от тока, обладает рядом преимуществ перед существующими способами моделирования, что подтверждается результатами вычислительных экспериментов.

© Куликов А.Л., 2026

© Осокин В.Л., 2026

© Леваков Д.А., 2026

*Поступила в редакцию 23.04.2026*

*Принята к публикации 29.05.2026*

*Received 23.04.2026*

*Accepted 29.05.2026*

#### Библиографический список

- [1] Муратова-Милехина А.С., Быкадоров А.Л., Заруцкая Т.А. Способ определения места короткого замыкания контактной сети электрифицированного транспорта, Пат. 2566458 RU, заявл. 20.02.14; опубли. 27.10.2015. – Бюл. № 30.

- [2] Куликов А.Л., Леваков Д.А. Моделирование контактной сети железнодорожного транспорта для определения мест повреждений // *Электричество*. 2024. № 3. С. 45-58. DOI: 10.24160/0013-5380-2024-3-45-58
- [3] Марквардт К.Г. Электроснабжение электрифицированных железных дорог. М.: Транспорт, 1982. – 528 с.
- [4] Тер-Оганов Э.В., Пышкин А.А. Электроснабжение железных дорог. Екатеринбург: Изд-во УрГУПС, 2014. – 432 с.
- [5] Фигурнов Е.П., Быкадоров А.Л., Жарков Ю.И., Герман Л.А., Субханвердиев К.С. Сопrotивления электротяговой сети однофазного переменного тока железных дорог // *Электричество*. 2021. № 11. С. 35-44. DOI: 10.24160/0013-5380-2021-11-35-44
- [6] Быкадоров А.Л., Заруцкая Т.А., Муратова-Милехина А.С. Анализ взаимного влияния параметров тяговой сети переменного тока на полное сопротивление контура короткого замыкания // *Вестник транспорта Поволжья*. 2013. № 5 (41). С. 5-11.
- [7] Куликов А.Л., Осокин В.Л., Леваков Д.А. Сравнительный анализ и перспективы развития дистанционных методов определения мест повреждения контактной сети. Часть 2 // *Интеллектуальная электротехника*. 2025. № 2. С. 4-33.
- [8] Крюков А.В., Закарюкин В.П., Черепанов А.В., Крюков А.Е., Середкин Д.А., Фесак И.А. Моделирование трехфазных систем тягового электроснабжения железных дорог переменного тока. Екатеринбург: Изд-во УрГУПС. 2023. – 171 с.
- [9] Закарюкин В.П. Крюков А.В. Методы совместного моделирования систем тягового и внешнего электроснабжения железных дорог переменного тока. Иркутск: Изд-во ИрГУПС. 2010. – 160 с.
- [10] Chen Tsai-Hsiang Chen, Rih-Neng Liao. Modeling, simulation, and verification for detailed short-circuit analysis of a 1×25 kV railway traction system // *IET Generation, Transmission & Distribution*. 2016. Vol. 10. Iss. 5. P. 1124–1135.
- [11] Carson, J.R. Wave propagation in overhead wires with ground return // *The Bell System Technical Journal*. 1926. №5 (4). P. 539–554.
- [12] Демирчян К.С., Нейман Л.Р., Коровкин Н.В., Чечурин В.Л. Теоретические основы электротехники: В 3-х т. Учебник для вузов. Том 3. С.-Пб.: Питер, 2003. – 377 с.
- [13] Куликов А.Л., Осокин В.Л., Леваков Д.А. Повышение точности расчетов при определении мест повреждений контактной сети железнодорожного транспорта // XIV Межд. науч.-тех. конф. «Электроэнергетика глазами молодежи», Октябрь 1-4, 2024, Ставрополь, Россия: Северо-Кавказский федеральный университет, 2024. С. 243–246.
- [14] Кириленко А.Г., Пельменева Н.А. Электрические рельсовые цепи. Хабаровск: Изд-во ДВГУСПС. 2006. – 94 с.
- [15] Ванурин В.Н. Электрические машины. С.-Пб.: Лань, 2016. – 304 с.
- [16] Фигурнов Е.П. Релейная защита. М.: ГОУ «Учебно-методический центр по образованию на железнодорожном транспорте», 2009. – 604 с.
- [17] Субханвердиев К.С., Герман Л.А., Заруцкая Т.А. Учет переходного сопротивления в месте повреждения контактной сети по параметрам аварийного режима // *Электричество*. 2024. №11. С. 51–57.

- [18] Косарев А.Б. Основы теории электромагнитной совместимости систем тягового электроснабжения переменного тока. М.: Интекст. 2004. – 272 с.
- [19] Быкадоров А.Л., Заруцкая Т.А., Гаврилов И.В., Муратова-Милехина А.С. Детализация структуры тяговых сетей переменного тока в задачах моделирования и расчета параметров петли короткого замыкания // Электроснабжение и электрооборудование транспорта. 2015. № 4. С. 4-12.
- [20] Быкадоров А.Л., Заруцкая Т.А., Муратова-Милехина А.С. Применение теории распознавания образов при определении места короткого замыкания в тяговых сетях переменного тока // Вестник Ростовского государственного университета путей сообщения. 2021. № 2 (82). С. 119-128. DOI: 10.46973/0201-727X\_2021\_2\_119
- [21] Куликов А.Л., Осокин В.Л., Леваков Д.А. Исследование влияния детализации модели тяговой сети и метода расчета параметров режима на точность расчетных данных // XLVI Межд. науч.-тех. конф. «Кибернетика энергетических систем», Октябрь 19-21, 2024, Новочеркасск, Россия: Южно-Российский государственный политехнический университет (НПИ) им. М.И. Платова, 2024. С. 150-163.
- [22] Демидович Б.П., Марон И.А. Основы вычислительной математики. С.-Пб.: Лань, 2011. – 672 с.
- [23] Демирчян К.С., Нейман Л.Р., Коровкин Н.В., Чечурин В.Л. Теоретические основы электротехники: В 3-х т. Учебник для вузов. Том 1. С.-Пб.: Питер, 2003. – 463 с.
- [24] Куликов А.Л., Осокин В.Л., Леваков Д.А. Анализ существующих подходов и предлагаемый подход к моделированию тяговой сети переменного тока. Часть 1 // Интеллектуальная Электротехника. 2026. №1. С. 78-102.

### References

- [1] A.S. Muratova-Milekhina, A.L. Bykadorov, T.A. Zarutskaya, “Method of determination of short circuit place in catenary system of electrified transport”, Patent RU 2566458, Oct. 27, 2015.
- [2] A.L. Kulikov and D.A. Levakov, “Modeling the railway contact line system for fault location purposes”, *Elektrichestvo*, no. 3, pp. 45-58, 2024. DOI: 10.24160/0013-5380-2024-3-45-58
- [3] K.G. Markvardt, *Elektrosnabzhenie elektrifitsirovannyh zheleznyh dorog [Power supply for electrified railways]*. Moscow: Transport, 1982 (in Russian).
- [4] E.V. Ter-Oganov and A.A. Pyshkin, *Elektrosnabzhenie zheleznyh dorog [Power supply for railways]*. Ekaterinburg: Publishing house UrGUPS, 2014 (in Russian).
- [5] E.P. Figurnov, A.L. Bykadorov, Yu.I. Zharkov, L.A. German and K.S. Subkhanverdiev, “Impedances of a single-phase ac railroad electric traction network”, *Elektrichestvo*, no. 11, pp. 35-44, 2021. DOI: 10.24160/0013-5380-2021-11-35-44
- [6] A.L. Bykadorov, T.A. Zarutskaya and A.S. Muratova-Milekhina, “Interaction between a.c. traction network parameters and short circuit loop impedance”, *Vestnik transporta Povolzhya*, vol. 5, no. 41, pp. 5-11, 2013.
- [7] A.L. Kulikov, V.L. Osokin and D.A. Levakov, “Comparative analysis and prospects for development of distance methods for overhead catenary network fault location. Part 2”, *Smart Electrical Engineering*, no. 2, pp. 4-33, 2025.

- [8] A.V. Kryukov, V.P. Zakaryukin, A.V. Cherepanov, A.E. Kryukov, D.A. Seryodkin and I.A. Fesak, Modeling of three-phase traction power supply systems of AC railways. Ekaterinburg: Publishing house UrGUPS, 2023.
- [9] V.P. Zakaryukin and A.V. Kryukov, *Metody sovmeznogo modelirovaniya sistem tyagovogo i vneshnego elektrosnabzheniya zheleznyh dorog peremennogo toka [Methods for joint modeling of traction and external power supply systems of AC railways]*. Irkutsk: IrGUPS, 2010 (in Russian).
- [10] Tsai-Hsiang Chen and Rih-Neng Liao, “Modeling, simulation, and verification for detailed short-circuit analysis of a 1×25 kV railway traction system”. IET Generation, Transmission & Distribution. 2016. Vol. 10. Iss. 5. P. 1124–1135.
- [11] J.R. Carson, “Wave propagation in overhead wires with ground return”, The Bell System Technical Journal. 1926. №5 (4). P. 539–554.
- [12] K.S. Demirchyan, L.R. Neiman, N.V. Korovkin and V.L. Chechurin, *Teoreticheskie osnovy elektrotehniki [Theoretical foundations of electrical engineering]*. Vol. 3. St. Petersburg: 2003 (in Russian).
- [13] A.L. Kulikov, V.L. Osokin, D.A. Levakov, “Increasing the calculated data accuracy for fault locating in a catenary network of a railway transport”, *Elektroenergetika glazami molodezhi – 2024. Materialy XIV mezhdunarodnoy nauchno-tehnicheskoi konferentsii* [Electric power engineering through the eyes of young people. Materials of XIV international scientific and technical conference], Stavropol, 2024 (in Russian).
- [14] A.G. Kirilenko and N.A. Pelmeneva, *Elektricheskie relsovie tsepi [Electrical track circuits]*, Habarovsk, DVGUPS, 2006.
- [15] V.N. Vanurin, *Elektricheskie mashiny [Electrical machines]*, St. Petersburg: Lan’, 2016.
- [16] E.P. Figurnov, *Releynaya zashchita [Relay protection]*. Moscow: State Educational Institution “Educational and Methodological Center for Education in Railway Transport”, 2009 (in Russian).
- [17] K.S. Subkhanverdiev L.A. German, T.A. Zarutskaya, “Consideration of the transient resistance at the contact system fault location based on the emergency mode parameters”, *Elektrichestvo*, no. 11, pp. 51–57, 2024.
- [18] A.B. Kosarev, “*Osnovy teorii elektromagnitnoi sovmestimosti sistem tyagovogo elektrosnabzheniya peremennogo toka*” [Fundamentals of the theory of electromagnetic compatibility of AC traction power supply systems]. M.: Intekst, 2004 (in Russian).
- [19] A.L. Bykadorov, T.A. Zarutskaya, I.V. Gavrilov and A.S. Muratova-Milekhina, “Detail structures traction ac networks for modeling and dimensioning of short-circuit loop”, *Electronics and electrical equipment of transport*, no. 4, pp. 4-12, 2015.
- [20] A.L. Bykadorov, T.A. Zarutskaya and A.S. Muratova-Milekhina, “Application of pattern recognition theory in determining the location of a short circuits in AC traction networks”, *Vestnik Rostovskogo gosudarstvennogo universiteta putej soobshcheniya*, vol 2, no. 82, pp. 119-128, 2021. DOI: 10.46973/0201-727X\_2021\_2\_119
- [21] A.L. Kulikov, V.L. Osokin and D.A. Levakov, “Research on the influence of the traction network model detailing and the mode parameters calculating method on the accuracy of the calculated data”, in proc. *XLVI Int. sci.-tech. conf. Kibernetika energeticheskikh sistem [Cybernetics of power systems]*, Oct. 19-21, 2024, Novocheerkassk, Russia, pp. 155-163 (in Russian).

- [22] B.P. Demidovich and I.A. Maron, *Osnovy vycheslitel'noi matematiki [Fundamentals of Computational Mathematics]*. St. Petersburg: Lan', 2011 (in Russian).
- [23] K.S. Demirchyan, L.R. Neiman, N.V. Korovkin and V.L. Chechurin, *Teoreticheskie osnovy elektrotehniki [Theoretical foundations of electrical engineering]*. Vol. 1. St. Petersburg: 2003 (in Russian).
- [24] A.L. Kulikov, V.L. Osokin, D.A. Levakov, "Analysis of existing and proposed approaches to AC traction network modeling. Part 1", *Smart Electrical Engineering*, no. 1, pp. 78–102, 2026.

### ИНФОРМАЦИЯ ОБ АВТОРАХ INFORMATION ABOUT THE AUTHORS

**Куликов Александр Леонидович**, доктор технических наук, профессор Нижегородского государственного технического университета им. Р.Е. Алексеева, г. Нижний Новгород, Россия.

**Alexander L. Kulikov**, D. Sci. (Eng.), professor of the Nizhny Novgorod State Technical University n.a. R.E. Alekseev, Nizhny Novgorod, Russia.

**Осокин Владимир Леонидович**, доктор технических наук, доцент Нижегородского государственного инженерно-экономического университета, г. Княгинино, Нижегородская обл., Россия.

**Vladimir L. Osokin**, D. Sci. (Eng.), associate professor of the Nizhny Novgorod State Engineering and Economical University, Knyaginino, Nizhny Novgorod region, Russia.

**Леваков Дмитрий Андреевич**, аспирант Нижегородского государственного инженерно-экономического университета, г. Княгинино, Нижегородская обл., Россия.

**Dmitriy A. Levakov**, postgraduate student of the Nizhny Novgorod State Engineering and Economical University, Knyaginino, Nizhny Novgorod region, Russia.

УДК 621.311.22

EDN VCRIUR

## ИССЛЕДОВАНИЕ ВЛИЯНИЯ ЭКСПЛУАТАЦИОННЫХ ПАРАМЕТРОВ ПАРОСИЛОВЫХ ЭНЕРГООБЛОКОВ НА ИХ АВАРИЙНОСТЬ И ТАРИФНЫЕ ПАРАМЕТРЫ (НА ПРИМЕРЕ ТЭС ВОСТОЧНОЙ ЧАСТИ ЕЭС РОССИИ)

**П.Н. Евсеенко**

ORCID: 0009-0006-5906-9610 e-mail: [evs\\_pavel@mail.ru](mailto:evs_pavel@mail.ru)  
Новосибирский государственный технический университет  
*Новосибирск, Россия*

**А.И. Дворцевой**

ORCID: 0009-0004-3817-8813 e-mail: [dvorcevoj@corp.nstu.ru](mailto:dvorcevoj@corp.nstu.ru)  
Новосибирский государственный технический университет  
*Новосибирск, Россия*

**А.Г. Русина**

ORCID: 0000-0002-1477-2840 e-mail: [rusina@corp.nstu.ru](mailto:rusina@corp.nstu.ru)  
Новосибирский государственный технический университет  
*Новосибирск, Россия*

Проведен анализ влияния различных параметров паросиловых энергоблоков тепловых электростанций на их аварийность, включая такие параметры как мощность, год ввода, тип используемого топлива, продолжительность отопительного периода и др. Подготовлена база данных по 546 энергоблокам тепловых электростанций ОЭС Урала, ОЭС Сибири и ОЭС Востока. Проведен сравнительный анализ структуры генерирующих мощностей, рассматриваемых энергообъединений, выявлены особенности режимов работы тепловых электростанций. На основании подготовленных данных сформирована модель множественной регрессии для оценки вклада различных параметров в коэффициенты аварийности энергоблоков, проведен факторный анализ. Также проанализировано влияние различных факторов на тарифы на электрическую энергию и мощность энергоблоков. Выявлены параметры, которые в большей степени влияют на надежность работы энергоблоков, а также параметры, определяющие тарифы на электрическую энергию и мощность.

**Ключевые слова:** база данных; коэффициент аварийности энергоблока; оценка мультиколлинеарности; множественная регрессия; объединенная энергосистема; паросиловой энергоблок; факторный анализ.

**Для цитирования:** Евсеенко П.Н., Дворцевой А.И., Русина А.Г. Исследование влияния эксплуатационных параметров паросиловых энергоблоков

на их аварийность и тарифные параметры (на примере ТЭС восточной части ЕЭС России) // Интеллектуальная Электротехника. 2026. № 2. С. 100-123. EDN VCRIUR

## ANALYSIS OF THE IMPACT OF OPERATIONAL PARAMETERS ON STEAM POWER UNIT ACCIDENT RATE AND TARIFFS (A CASE STUDY OF THE EASTERN PART OF THE RUSSIAN UNIFIED POWER SYSTEM)

**P.N. Evseenko**

ORCID: **0009-0006-5906-9610** e-mail: **evs\_pavel@mail.ru**  
Novosibirsk State Technical University  
*Novosibirsk, Russia*

**A.I. Dvortsevov**

ORCID: **0009-0004-3817-8813** e-mail: **dvorcevoj@corp.nstu.ru**  
Novosibirsk State Technical University  
*Novosibirsk, Russia*

**A.G. Rusina**

ORCID: **0000-0002-1477-2840** e-mail: **rusina@corp.nstu.ru**  
Novosibirsk State Technical University  
*Novosibirsk, Russia*

**Abstract.** This article analyzes the impact of various parameters of steam power units at thermal power plants on their accident rate, including capacity, year of commissioning, fuel type, heating season duration, and others. A database was compiled for 546 power units at thermal power plants in the Ural, Siberian, and Eastern Unified Power Systems. A comparative analysis of the structure of generating capacity was carried out, and the features of the operating modes of thermal power plants were identified. Based on prepared data, a multiple regression model was developed to assess the contribution of various parameters to the accident rate of the power units, and a factor analysis was performed. The impact of various factors on the electricity tariff and capacity tariff of the power units was also analyzed. Parameters that have the greatest impact on the reliability of power units were identified, as well as parameters that determine electricity tariff and capacity tariff of various generation facilities.

**Keywords:** database; accident rate of the power unit; assessment of multicollinearity; multiple regression; unified power system; steam power unit; factor analysis.

**For citation:** P.N. Evseenko, A.I. Dvortsevov and A.G. Rusina, “Analysis of the impact of operational parameters on steam power unit accident rate and tariffs (a case study of the eastern part of the Russian unified power system)”, *Smart Electrical Engineering*, no. 2, pp. 100-123, 2026. EDN VCRIUR

## 1. Введение

Обеспечение надежности электроснабжения является ключевым приоритетом развития энергосистем. Среди многообразия методов оценки надежности наиболее широкое распространение получил вероятностный анализ, включающий расчет показателей *LOLP* (вероятность дефицита мощности), *LOLE* (ожидание дефицита) и оценку достаточности резервов мощности [1, 2].

Балансовая надежность – это способность энергосистемы обеспечивать совокупную потребность в электрической мощности и энергии потребителей с учетом ограничений в виде плановых и неплановых отключений элементов энергосистемы, ограничений на поставку энергоресурсов [3, 4].

Оценка балансовой надежности производится при планировании развития энергетических систем и используется для оценки риска возможного ограничения нагрузки, связанного со стохастической природой процессов производства, передачи и потребления электрической энергии [5].

Надежность электроснабжения определяется рядом факторов: ошибки эксплуатационного персонала, отказы оборудования энергосистемы, нарушение топливного снабжения электростанций и т.д. [6]. Среди основных факторов, которые влияют на показатели балансовой надежности энергосистемы, можно выделить факторы, связанные с генерирующими мощностями (плановые, аварийные отключения генерирующих установок; снижение генерации, связанное со снижением теплопотребления на теплоэлектростанциях; изменениями состояния генерирующего оборудования, приводящие к частичному ограничению располагаемой мощности; и др.) и факторы, связанные с режимом электропотребления (случайные изменения спроса на электроэнергию и мощность, связанные со случайным характером технологических процессов, человеческой деятельности, климатических отклонений и др.).

При анализе аварийности генерирующих агрегатов выявлено, что для однотипного оборудования в разных объединенных энергетических системах (ОЭС) аварийность разная и также коэффициент аварийности для современных условий эксплуатации отличается от тех значений, которые представлены в справочниках, что обуславливает постоянную его актуализацию [7]. За последнее время в сфере оценки надежности энергосистем возрастает интерес к изучению влияния на нее изменений в структуре генерирующих мощностей. Этот интерес обусловлен переходом к природному газу в качестве топлива для производства и растущим использованием возобновляемых источников энергии [8].

По информации АО «СО ЕЭС» (рис. 1), [9] причиной 57 % аварий на электрических станциях является повреждение генерирующего и вспомогательного тепломеханического оборудования.



**Рис. 1. Причины аварий на электрических станциях, установленной мощностью 25 МВт и выше**

**Fig. 1. Causes of accidents at power plants with an installed capacity of 25 MW and above**

Приведем примеры наиболее крупных аварий на тепловых электростанциях восточной части ЕЭС России. В 1990 г. на Гусиноозерской ГРЭС из-за взрыва в системе пылеприготовления в районе энергоблока № 5 обрушилась стена. Простой четырех энергоблоков (4x200 МВт) составил 5760 ч. В 2006 г. на Рефтинской ГРЭС в результате нарушения плотности кольца уплотнения генератора энергоблока № 10 произошло возгорание масла. Обрушилась кровля в ячейках блоков № 9 и № 10 машинного отделения. Полностью разрушен турбогенератор энергоблока № 10, остановлена вся первая очередь станции (2000 МВт), простой для энергоблока № 10 составил 11712 ч. [10]. В 2016 г. на Березовской ГРЭС из-за разгерметизации мазутопровода и последующего мощного пожара в районе энергоблока № 3 произошло разрушение несущих конструкций и котла. Простой энергоблока (800 МВт) составил более 45000 ч.

Более 65 % установленной мощности электростанций ЕЭС России приходится на ТЭС, поэтому исследование их аварийности представляет первостепенный интерес для целей повышения балансовой надежности энергосистемы.

Целью настоящего исследования является определение тех эксплуатационных параметров ТЭС, которые оказывают значимое влияние на надежность работы генерирующего оборудования. Полученные выводы могут быть использованы для корректировки методических рекомендаций по проектированию развития энергосистем [11] и порядка составления прогнозных региональных топливно-энергетических балансов [12], что позво-

лит учитывать их при планировании развития энергетических систем, разработке государственной политики в сфере электроэнергетики, принятии управленческих решений (на местном, региональном и федеральном уровнях), направленных на стимулирование инвестиционных проектов в энергетике.

## II. Объект исследования

Восточная часть ЕЭС России включает в себя объединенные энергосистемы Урала, Сибири и Востока. Суммарная установленная мощность всех объектов генерации этих энергосистем составляет 44 % от суммарной установленной мощности ЕЭС России, в части ТЭС – 48 % (рис. 2) [13].

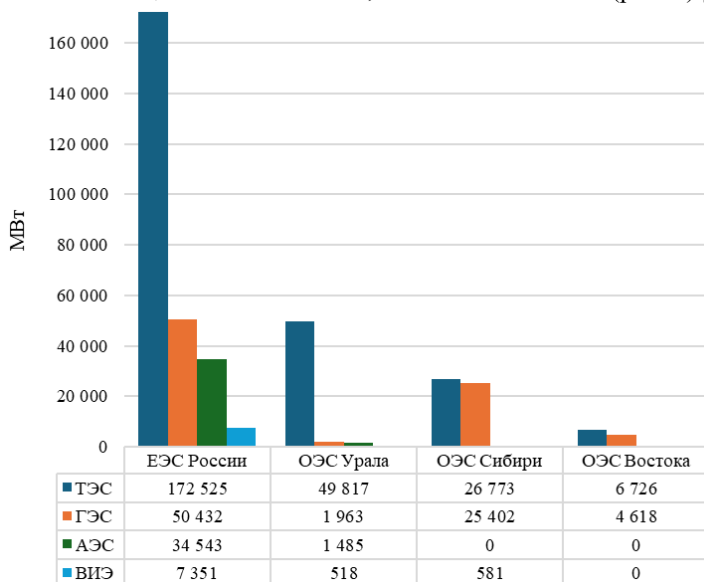


Рис. 2. Структура установленной мощности на 01.01.2026

Fig. 2. Installed capacity structure in 01.01.2026

Отличительной особенностью ОЭС Урала является большая (более 92 %) доля ТЭС в структуре установленной мощности, выполняющих функцию покрытия базовой нагрузки, а также регулирования графика нагрузки потребителей. В энергосистемах Сибири и Востока функцию регулирования графика нагрузки выполняют ГЭС. В случае ОЭС Сибири, где ГЭС занимают порядка половины установленной мощности энергообъединения, ГЭС также частично работают на покрытие базовой части графика нагрузки. По причине этих особенностей можно заметить, что число часов

использования (ЧЧИ) установленной мощности ТЭС в трех рассматриваемых энергообъединениях заметно отличаются: коэффициент использования установленной мощности (КИУМ) в ОЭС Урала за рассматриваемый 10-летний период составил 62 %, в ОЭС Сибири – 50 %, в ОЭС Востока – 44 % (табл. 1) [14]. Низкий КИУМ ТЭС ОЭС Востока также объясняется характером потребителей: в структуре потребления преобладает бытовая нагрузка с менее плотным, относительно Урала и Сибири графиком нагрузки потребителей.

Таблица 1.

Использование установленной мощности ТЭС за период 2008-2017 гг.

Table 1.

TEP installed capacity usage in 2008-2017

Показатель	Ед. изм.	ОЭС Урала	ОЭС Сибири	ОЭС Востока
$P_{уст}^*$	МВт	44 468,7	25 341,8	5 813,3
Выработка*	млн кВт·ч	243 164,5	110 642,9	22 186,8
ЧЧИ $P_{уст}$	ч	5 468	4 366	3 817
КИУМ	%	62	50	44

\* – усредненные показатели за 10-летний период 2008-2017 гг.

Пиковые нагрузки ОЭС Урала покрываются маневренными тепловыми энергоблоками с газовыми турбинами (ГТУ). При этом порядка 70 % от установленной мощности ТЭС составляют энергоблоки с паросиловыми установками. В ОЭС Сибири паросиловые агрегаты занимают 97 % от установленной мощности ТЭС, в ОЭС Востока – 90 %.

При этом ресурсное обеспечение электростанций в рассматриваемых ОЭС на сегодняшний день принципиально отличается: в ОЭС Урала основным видом топлива является природный газ, в то время как в ОЭС Сибири практически все крупные электростанции в качестве основного топлива используют уголь, в ОЭС Востока также уголь преобладает в топливном балансе электростанций, однако часть ТЭС была переоборудована для использования природного газа.

В первой половине XX в. энергетика Урала базировалась исключительно на твердом топливе. Использовались угли Кизеловского (Пермская область), Богословского (Свердловская область) и Челябинского бассейнов. С развитием промышленности местных ресурсов стало не хватать. Начался массовый завоз кузнецкого угля и позже – дешевого высокозольного угля из Экибастузского бассейна (Казахстан). В 1960-х гг. в Западной Сибири (Тюменская область, ХМАО, ЯНАО) были открыты месторождения газа и нефти. Урал оказался на пути, по которому сибирский газ шел в европейскую часть СССР. Строительство магистральных газопроводов «Бухара – Урал» и позже «Уренгой – Помары – Ужгород» сделало газ доступным для

уральских электростанций. В Тюменской области, начали строить мощнейшие ГРЭС, изначально спроектированные под газ. Позже началась газификация угольных ТЭЦ в крупных городах (Свердловск, Челябинск, Уфа). Котлы модернизировали для сжигания газа как основного топлива, оставляя уголь или мазут в резерве. Уголь остался топливом только для нескольких крупнейших ГРЭС (Рефтинская ГРЭС, Троицкая ГРЭС).

Электростанции Дальнего Востока долгое время использовали привозной мазут и местные бурые угли. Ситуация изменилась с реализацией шельфовых проектов Сахалина и строительством газотранспортной системы «Сахалин – Хабаровск – Владивосток». Работы по переводу Владивостокской ТЭЦ-2 на газ проводились в 2010-2013 гг. В Хабаровске газификация генерации проходила поэтапно с середины 2010-х годов по мере наращивания поставок сахалинского газа. Сибирь остается наиболее «угольной» энергосистемой страны благодаря близости Кузбасса и Канско-Ачинского бассейна. Низкая цена угля сдерживает газификацию электростанций региона.

Таким образом, несмотря на использование в различных энергосистемах однотипного оборудования паросиловых энергоблоков ТЭС, режим работы, возрастные характеристики, топливный баланс и множество других параметров различны для разных энергосистем. Поэтому для поиска значимых параметров, влияющих на аварийность генерирующего оборудования, может быть использован многомерный анализ данных. Определение взаимосвязи между множеством переменных часто является ключом к разгадыванию сложных закономерностей и принятию обоснованных решений. Многомерный анализ применяется в различных областях энергетики при решении оптимизационных задач [15, 16].

### III. Подготовка исходных данных

Для практического изучения влияния различных факторов на аварийность электростанций авторами была подготовлена база данных, которая содержит информацию по 546 паросиловым энергоблокам, размещенным на 115 тепловых электростанциях восточной части ЕЭС России (табл. 2).

В базе данных содержатся характеристики энергоблоков, приведенные в табл. 3: 21 наблюдаемый признак и зависимая переменная – коэффициент аварийности энергоблока.

Коэффициент аварийности генерирующего оборудования характеризует относительное время внеплановых (аварийных) ремонтов энергооборудования за год и рассчитывается по формуле:

$$q_{\text{ав}} = \frac{t_{\text{ав}}}{t_{\text{раб}} + t_{\text{ав}}}, \quad (1)$$

где:  $t_{\text{ав}}$  – суммарное число часов простоя оборудования во внеплановых

(включая аварийные) ремонтах в базовом периоде, ч;  $t_{\text{раб}}$  – продолжительность работы оборудования в базовом периоде (ч) [11].

**Таблица 2.**  
**Количество рассматриваемых электростанций и энергоблоков (в шт.)**

**Table 2.**  
**Number of analyzed power plants and power units (in units)**

Показатель	ОЭС Урала	ОЭС Сибири	ОЭС Востока
Количество ТЭС	46	53	16
Количество энергоблоков, в т.ч.:	208	270	68
– с конденсационными турбинами	65	62	20
– с теплофикационными турбинами	57	78	26
– с теплофикационными турбинами с производственным отбором пара	49	70	14
– с турбинами с противодавлением	37	60	8

Для обеспечения репрезентативности исследования набор признаков (табл. 3) формировался на основе физических представлений о работе паросилового оборудования, данных технической отчетности электростанций и критерия доступности информации.

Анализ базы данных показывает, что на электростанциях различных региональных энергосистем зачастую эксплуатируются энергоблоки с аналогичными марками турбин, при этом энергоблоки ОЭС Урала в подавляющем большинстве в качестве топлива используют природный газ, а энергоблоки ОЭС Сибири и ОЭС Востока – уголь. Также можно отметить относительно меньший средний возраст энергоблоков ОЭС Урала, а также заметно большую единичную мощность энергоблока, относительно агрегатов в ОЭС Сибири и ОЭС Востока (табл. 4).

**Таблица 3.**  
**Перечень исследуемых признаков**

**Table 3.**  
**List of investigated features**

№ п/п	Наименование признака	Ед. изм.	Обозначение признака
1	2	3	3
1	Коэффициент аварийности энергоблока (ЭБ)*	%	<i>Accident_rate</i>
2	$P_{\text{уст}} \text{ЭБ}^*$	МВт	<i>P_inst</i>
3	$P_{\text{расп}} \text{ЭБ}^*$	МВт	<i>P_avail</i>
4	Год ввода в работу ЭБ	–	<i>Build</i>
5	Тип основного топлива	уголь/газ	<i>Fuel type</i>

Окончание табл. 3.  
Перечень исследуемых признаков

Table 3 (end).  
List of investigated features

6	Вид топлива	–	<i>Fuel subtype</i>
7	Доля угля в топливном балансе*	%	<i>Coal share</i>
8	Тех. мин. ЭБ в процентах от $P_{уст}$ *	%	<i>P inst min</i>
9	Число часов (ЧЧ) капитальных ремонтов энергоблока (ЭБ) в год*	ч	<i>Repair major</i>
10	ЧЧ средних ремонтов ЭБ в год*	ч	<i>Repair middle</i>
11	ЧЧ текущих ремонтов ЭБ в год*	ч	<i>Repair current</i>
12	ЧЧ работы ЭБ в год*	ч	<i>Middle work time</i>
13	ЧЧ ремонтов ЭБ (капитальных, средних и текущих) в году*	ч	<i>Middle repair time</i>
14	Температура наружного воздуха (ТНВ) наиболее холодной пятидневки с обеспеченностью 0,92 [17]	°С	<i>T<sub>out min</sub></i>
15	ТНВ теплого периода с обеспеченностью 0,98 [17]	°С	<i>T<sub>out max</sub></i>
16	ТНВ наиболее теплого летнего месяца [17]	°С	<i>T<sub>out avg</sub></i>
17	Фактическая продолжительность отопительного периода 2016-2017 гг.	суток	<i>Actual duration of the heating period</i>
18	Тариф на электроэнергию для ЭБ (на II полугодие 2017 г.) [18, 19]	руб./ (МВт·ч)	<i>Rate<sub>ee</sub></i>
19	Тариф на мощность для ЭБ (на II полугодие 2017 г.) [18, 19]	руб./МВт . в месяц	<i>Rate<sub>power</sub></i>
20	Объединенная энергосистема	–	<i>OES</i>
21	Регион РФ	–	<i>Region</i>
22	Тип электростанции	–	<i>Type</i>

\* – усредненный показатель за 10-летний период наблюдений (2008-2017 гг.)

Таблица 4.  
Характеристика паросиловых энергоблоков ТЭС

Table 4.  
Characteristics of TPP steam power units

Показатель	Ед.изм.	ОЭС Урала	ОЭС Сибири	ОЭС Востока
Количество	шт.	208	270	68
Средний возраст	лет	42	49	49
Усредненная $P_{уст}$	МВт	144	90	82
Доля угля в топливном балансе	%	17	95	73

#### IV. Статистический анализ

В ходе исследования применены методы статистического анализа. Для проверки мультиколлинеарности между независимыми переменными использовался анализ фактора инфляции дисперсии (*VIF*), позволяющий выявить наличие линейной зависимости между признаками, которая может приводить к неустойчивости оценок параметров модели.

Построение моделей для выявления факторов, влияющих на тарифные ставки и коэффициент аварийности энергоблока, осуществлялось с использованием алгоритма случайного леса (*Random Forest*), который относится к методам ансамблевого машинного обучения и позволяет эффективно работать с нелинейными зависимостями, высокоразмерными данными и взаимодействиями между признаками, обеспечивая высокую точность прогнозирования и интерпретируемость результатов за счет оценки важности факторов.

Перечисленные методы статистического анализа применены с использованием библиотеки *sklearn* на языке программирования *Python 3.10*. Данная библиотека предназначена для машинного обучения, в ее состав входят различные алгоритмы, в том числе, необходимые для решения задач классификации, регрессионного и кластерного анализа данных [20].

В качестве альтернатив рассматривались: линейная регрессия с регуляризацией (*Lasso, Ridge*), градиентный бустинг и нейронные сети. Однако линейные модели предполагают строго линейную связь и не улавливают пороговые эффекты, что делает их менее адекватными для стохастической аварийности, демонстрирующей более слабые зависимости. Градиентный бустинг (*XGBoost, LightGBM*) способен дать сходную или даже лучшую точность, но сложнее в настройке гиперпараметров и менее интерпретируем, тогда как для научной статьи прозрачность метода имеет принципиальное значение. Нейронные сети требуют значительно большего объема данных (546 записей недостаточно) и представляют собой «черный ящик» без прямой оценки важности признаков, что исключает их использование в данном исследовании.

#### V. Расчеты

В ходе анализа мультиколлинеарности факторов, влияющих на надежность и эффективность функционирования энергоблоков, с использованием показателя *VIF* (*Variance Inflation Factor*) был выявлен ряд признаков, характеризующихся высокой степенью корреляции. Мультиколлинеарность представляет серьезную проблему при построении регрессионных моделей, поскольку приводит к нестабильности оценок параметров, искажению стандартных ошибок и затрудняет интерпретацию влияния отдельных предикторов на зависимую переменную. В качестве пороговых значений использовались общепринятые критерии: значение *VIF*, превышающее 10, свидетельствует о критическом уровне мультиколлинеарности, тогда

как показатели в диапазоне от 5 до 10 указывают на наличие умеренной корреляции, требующей дальнейшего рассмотрения. Результат анализа представлен на рис. 3.

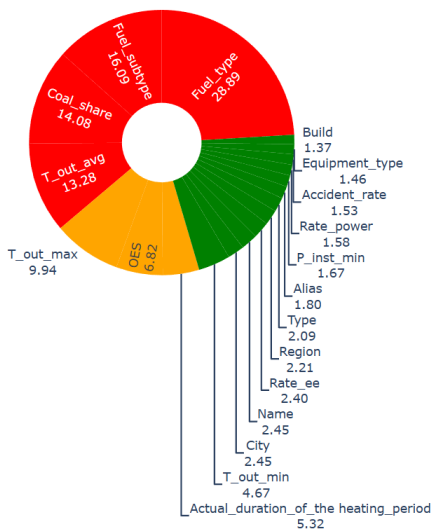


Рис. 3. Анализ взаимосвязи признаков

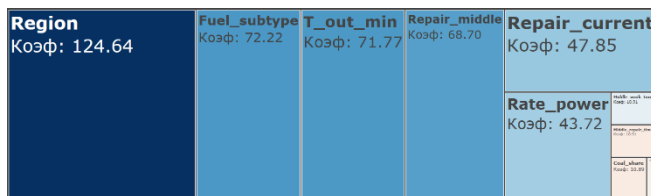
Fig. 3. Analysis of the relationship between features

Проведенный анализ исходного набора данных выявил две группы признаков с недопустимо высокими значениями *VIF*. Первая группа объединяет топливные характеристики энергоблоков: *Fuel\_type* (тип основного топлива) показал значение *VIF* равно 28,68, *Fuel\_subtype* (подтип топлива) – 16,08, а *Coal\_share* (доля угля) – 13,68. Столь высокие показатели объясняются логической и статистической зависимостью между данными переменными: принадлежность к определенному подтипу топлива предопределяет его общий тип, а для угольных станций доля угля жестко детерминирована его маркой. Вторая группа включает температурные характеристики: *T\_out\_avg* (температура наиболее теплого месяца) имеет *VIF* 13,17, а *T\_out\_max* (температура теплого периода) – 9,82, что указывает на высокую корреляцию между показателями, описывающими летний температурный режим.

На основе полученных результатов и с учетом физических особенностей функционирования энергоблоков было принято решение о корректировке набора переменных. Из топливной группы для дальнейшего анализа сохраняются наиболее информативные признаки *Fuel\_subtype* и *Coal\_share*, тогда как избыточная переменная *Fuel\_type* подлежит исключению. Из

группы температурных параметров исключаются  $T_{out\_avg}$  и  $T_{out\_max}$  в пользу сохранения переменных, имеющих прямое физическое обоснование для режимов работы энергооборудования:  $T_{out\_min}$  (температура наиболее холодной пятидневки) и  $Actual\_duration\_of\_the\_heating\_period$  (фактическая продолжительность отопительного периода). Признак принадлежности к объединенной энергосистеме ( $OES$ ), показавший пограничное значение  $VIF$  на уровне 6,8, оставляется в модели в качестве структурной контрольной переменной с последующей проверкой его влияния после удаления коррелирующих температурных факторов. Остальные показатели, включая технические характеристики, ремонтные часы и тарифные ставки, демонстрируют низкие значения  $VIF$  и могут быть включены в модель без дополнительных преобразований.

Для дальнейшей оценки влияния различных факторов на целевые признаки была построена множественная линейная регрессионная модель, из которой для обеспечения чистоты оценок предварительно были исключены коллинеарные признаки. На основании проведенного регрессионного анализа визуализированы десять наиболее значимых признаков, ранжированных по абсолютной величине их влияния на тарифную ставку на электрическую энергию (рис. 4).



**Рис. 4. Анализ наиболее значимых признаков, влияющих на тарифную ставку на электрическую энергию, руб./(МВт·ч)**

**Fig. 4. Analysis of the most significant factors influencing the tariff rate for electricity, RUB/(MWh)**

Анализ полученных результатов позволяет заключить, что наибольший вклад в формирование тарифной ставки на электроэнергию вносят качественные характеристики топливного режима и территориальной принадлежности энергоблока.

Значительная величина коэффициента для переменной  $Region$  (регион расположения) отражает сохраняющуюся дифференциацию энергетических рынков и тарифных решений в зависимости от географического положения, что может быть обусловлено различиями в логистике поставок топлива, климатических условиях и региональной инвестиционной политике.

Переменная *Fuel\_subtype* (подтип топлива) демонстрирует максимальные абсолютные значения коэффициентов, что подтверждает определяющую роль структуры топливопотребления в себестоимости генерации электроэнергии и, как следствие, в уровне устанавливаемого тарифа.

Среди технико-эксплуатационных параметров наиболее существенное положительное влияние на тарифную ставку оказывают показатели ремонтной деятельности, в частности *Repair\_current* (текущие ремонты) и *Repair\_middle* (средние ремонты), что может быть интерпретировано как перенос затрат на поддержание работоспособности оборудования в конечную цену электроэнергии для потребителя. Примечательно, что переменная *Middle\_work\_time* (среднее время работы) также вошла в число значимых факторов, однако ее коэффициент имеет меньшую величину по сравнению с затратами на ремонты. Важно отметить присутствие в модели климатического фактора – *T\_out\_min* (температура наиболее холодной пятидневки). Взаимосвязь тарифа на электроэнергию с переменной *Rate\_power* (тарифная ставка на мощность) подтверждает наличие перекрестного субсидирования или технологической связи между двумя составляющими конечной цены на оптовом рынке электроэнергии и мощности.

На рис. 5 представлены десять признаков, оказывающих наиболее сильное влияние на тарифную ставку на мощность, ранжированных по абсолютной величине стандартизированных коэффициентов.

<b>Coal_share</b> Коэф: 48838.01	<b>Type</b> Коэф: 44084.28	<b>Rate_ee</b> Коэф: 32152.31	<b>Region</b> Коэф: 25144.13	<b>Fuel_subtype</b> Коэф: 19329.49
			<b>Build</b> Коэф: 21260.74	<b>Repair_middle</b> Коэф: 12865.92
				<b>Repair_current</b> Коэф: 10497.20
				<b>Accident_rate</b> Коэф: 7285.17

**Рис. 5. Анализ наиболее значимых признаков, влияющих на тарифную ставку на мощность, руб./ (МВт в месяц)**

**Fig. 5. Analysis of the most significant factors influencing the tariff rate for capacity, RUB/ (MW per month)**

Наибольшее положительное влияние на рост тарифной ставки оказывает доля угля в топливном балансе (*Coal\_share*). Высокие издержки на содержание систем хранения, подготовки топлива и утилизации отходов напрямую транслируются в повышенную требуемую плату за мощность.

Вторым по значимости фактором выступает тип электростанции (*Type*). Положительный знак коэффициента (при соответствующем кодировании переменной) указывает на системные различия в экономике ТЭЦ и КЭС. Теплоэлектроцентрали, функционирующие в режиме когенерации, имеют возможность распределять затраты на тепловую и электрическую энергию,

что формирует иную, чем у конденсационных станций, структуру тарифа на мощность. Высокий положительный коэффициент для тарифа на электроэнергию (*Rate\_ee*) свидетельствует о тесной связи двух тарифных составляющих. Энергоблоки, работающие в более выгодном ценовом кластере электроэнергии, как правило, обладают и более высокой ставкой мощности, что может отражать их востребованность в ценозависимых режимах.

Значимость региональной принадлежности (*Region*) и года ввода (*Build*) подтверждает гипотезы о территориальной дифференциации затрат и о премии для новых инвестиционных проектов (ДПМ). Более детальная градация топлива (*Fuel\_subtype*) также ожидаемо увеличивает тариф, так как разные марки угля и виды газа имеют различную теплотворную способность и стоимость.

На рис. 6 представлен ранжированный перечень признаков, оказывающих наиболее существенное влияние на коэффициент аварийности энергоблоков (*Accident\_rate*).

Feature	Importance
<i>P_inst_min</i>	0.00406
<i>Fuel_subtype</i>	0.00399
<i>Coal_share</i>	0.00351
<i>Repair_current</i>	0.00301
<i>Rate_power</i>	0.00128

**Рис. 6. Анализ наиболее значимых признаков, влияющих на аварийность энергоблоков**

**Fig. 6. Analysis of the most significant features influencing the accident rate of power units**

Наибольшее положительное влияние на рост коэффициента аварийности оказывает технический минимум энергоблока (*P\_inst\_min*). На основе полученных результатов статистического анализа базы данных можно предположить, что увеличение технического минимума повышает коэффициент аварийности. Положительная корреляция здесь требует специальной интерпретации: авторы полагают, что энергоблоки с высоким техническим минимумом (то есть неспособные глубоко разгружаться) вынуждены чаще работать в режимах, близких к номиналу, либо, наоборот, испытывать стресс при попытках работы в неоптимальных зонах нагрузки. Это сокращает ресурс оборудования и повышает вероятность аварий. Более маневренные блоки (с низким минимумом) имеют возможность выбора более щадящих режимов.

Подтип топлива (*Fuel\_subtype*), также оказывает заметное влияние на коэффициент аварийности. Различные марки угля, виды газа обладают неодинаковой теплотворной способностью и химическим составом, что

напрямую влияет на интенсивность износа котельного оборудования, горелок и поверхностей нагрева.

Практически равнозначное влияние демонстрирует доля угля в топливном балансе (*Coal\_share*). Положительный коэффициент подтверждает, что увеличение доли угля в топливной корзине станции ведет к росту статистики отказов оборудования.

Влияние текущих ремонтов (*Repair\_current*) и тарифа на мощность (*Rate\_power*) замыкает пятерку лидеров. По мнению авторов, положительный коэффициент для текущих ремонтов может указывать на то, что высокий объем текущих ремонтов является не превентивной мерой, а следствием уже имеющейся высокой аварийности (причинно-следственная связь может быть инвертирована). Связь с тарифом на мощность, хоть и слабая, может отражать тот факт, что станции, пытающиеся максимизировать доход, эксплуатируют оборудование в более напряженном режиме, жертвуя ресурсом.

Интерес представляют крайне низкие положительные коэффициенты для ремонтов (*Middle\_repair\_time*, *Repair\_middle*) и длительности отопительного сезона. Они статистически значимы, но их вклад минимален, что вероятно говорит о том, что плановые ремонты в целом справляются со своей задачей нивелирования износа, а длительность зимы сама по себе не является прямым драйвером аварий – важнее то, как эксплуатируют оборудование в этот период.

## VI. Результаты

Проведенный комплексный факторный анализ трех ключевых показателей – тарифа на электроэнергию, тарифа на мощность и уровня аварийности – позволил выявить общие закономерности и принципиальные различия в структуре детерминирующих их факторов. Полученные результаты дают возможность сформировать целостное представление о том, какие характеристики энергоблоков в наибольшей степени определяют их рыночную стоимость и надежность (табл. 5).

Одним из главных выводов является доминирование топливных характеристик во всех трех моделях. Доля угля и подтип топлива стабильно входят в число наиболее значимых признаков, однако направление влияния различается: угольная генерация ожидаемо повышает оба тарифа, компенсируя высокие издержки, но она же демонстрирует повышенный риск аварийности в силу более тяжелых условий эксплуатации оборудования. Подобные выводы были сделаны авторами по итогам анализа коэффициентов аварийности конденсационных энергоблоков ОЭС Урала и ОЭС Сибири [21]. При этом важно отметить, что анализ коэффициентов аварийности конденсационных энергоблоков проводился с использованием других статистических методов (построение матрицы корреляций параметров, РСА-анализ), что подтверждает надежность полученных результатов.

**Таблица 5.**  
**Направление и величина влияния ключевых факторов на тарифные ставки и коэффициент аварийности энергоблоков**

**Table 5.**  
**Key factors direction and magnitude on tariff rates and the accident rate of power units**

Признак	Тариф на электроэнергию ( <i>Rate ee</i> )	Тариф на мощность ( <i>Rate power</i> )	Коэффициент аварийности ( <i>Accident rate</i> )
Доля угля ( <i>Coal share</i> )	↑ (среднее)	↑↑ (наибольшее)	↑ (среднее)
Подтип топлива ( <i>Fuel subtype</i> )	↑↑ (наибольшее) газ повышает (уголь снижает)	↑ (среднее) уголь повышает (газ снижает)	↑↑ (наибольшее) уголь повышает (газ снижает)
Технический минимум ( <i>P inst min</i> )	нейтральное	↓ (отрицательное)	↑↑ (наибольшее)
Тип энергоблока ( <i>Type</i> )	н/д	↑↑ (второе по величине) ТЭЦ повышает (КЭС снижает)	↓ (отрицательное) ТЭЦ снижает (КЭС повышает)
Год ввода ( <i>Build</i> )	нейтральное	↑ (среднее)	н/д
Текущие ремонты ( <i>Repair current</i> )	↑ (среднее)	н/д	↑ (среднее)
Капитальные ремонты ( <i>Repair major</i> )	нейтральное	↓ (отрицательное)	нейтральное
Температура холодной пятидневки ( <i>T out min</i> )	↑ (среднее)	↓ (отрицательное)	↓ (отрицательное)
Тариф на электроэнергию ( <i>Rate ee</i> )	–	↑↑ (третье по величине)	н/д
Тариф на мощность ( <i>Rate power</i> )	↑ (среднее)	–	↑ (малое)
Среднее время работы ( <i>Middle work time</i> )	↑ (малое)	н/д	н/д

**Примечания:**

↑ – положительное влияние (рост признака ведет к росту целевой переменной);

↓ – отрицательное влияние (рост признака – снижение целевой переменной);

↑↑ – наиболее сильное положительное влияние среди всех признаков;

«нейтральное» – коэффициент близок к нулю;

«н/д» – нет данных (признак не рассматривался для данной целевой переменной или исключен при VIF-фильтрации).

Признак «подтип топлива» (*Fuel\_subtype*) является категориальным и отражает качественный переход между типами топлива, что создает пороговый эффект: даже частичное использование угля в топливном балансе приводит к качественному изменению условий эксплуатации энергоблока и росту аварийности. В то же время «доля угля в топливном балансе» (*Coal\_share*) – количественная переменная, которая внутри группы угольных блоков уже не дает пропорционального увеличения числа аварий, так как основные риски связаны с самим фактом использования угля, а не с его точным процентным содержанием.

Температурные факторы играют существенную, но разнонаправленную роль. В тарифообразовании на мощность низкие температуры выступают фактором снижения удельной ставки, предположительно из-за эффекта «избыточного резервирования», когда большой объем мощностей, востребованных лишь в пиковые холода, распределяется на весь период. Влияние же климата на коэффициент аварийности оказалось парадоксальным: суровые условия коррелируют с меньшим числом аварий, что может быть связано с изначально более высокими требованиями к проектированию оборудования в северном исполнении.

Анализ ремонтных факторов выявил принципиальное различие между капитальными и текущими ремонтами. Капитальные ремонты демонстрируют устойчивую отрицательную связь с коэффициентом аварийности и при этом ассоциируются с более низкими тарифами на мощность. Напротив, текущие ремонты имеют положительную связь с коэффициентом аварийности, что свидетельствует об их реактивном, а не профилактическом характере.

Важной закономерностью стала четкая поляризация факторов. Для тарифа на мощность положительный вклад вносят уголь, тип ТЭЦ, возраст энергоблока (год ввода), тогда как отрицательный – низкие температуры, маневренность и капитальные ремонты. Для коэффициента аварийности положительный вклад дают уголь и его подтипы, а отрицательный – тип станции и тип оборудования. Отсутствие единообразного влияния одних и тех же факторов подчеркивает сложность системы и необходимость поиска компромиссов при управлении энергосистемами.

Сравнительный анализ подтвердил, что экономические показатели лучше поддаются линейному моделированию, демонстрируя прямые связи с техническими характеристиками. Аварийность, будучи стохастическим явлением, показывает более слабые зависимости, однако даже в линейном приближении удалось выделить устойчивые факторы риска. Полученные результаты создают основу для построения комплексной модели оптимизации, учитывающей как экономическую эффективность, так и эксплуатационную надежность энергоблоков.

## VII. Заключение

Анализ функционирования паросиловых энергоблоков Восточной части ЕЭС России за рассматриваемый десятилетний период позволяет сделать следующие выводы.

Во всех рассматриваемых энергообъединениях тепловые электростанции занимают основную часть генерирующих мощностей. При этом структура установленной мощности, и как следствие – функции тепловых электростанций в различных объединенных энергосистемах – разные, а значит и режим их работы различается. Так, в ОЭС Урала тепловые электростанции покрывают как базовую нагрузку потребителей, так и пиковую часть графика нагрузки, выполняя регулирующую функцию, тогда как в ОЭС Востока, и особенно в Сибири, регулирующую функцию выполняют гидроэлектростанции. Что касается топливного баланса электростанций, можно отметить, что в ОЭС Урала основным видом топлива является природный газ, в то время как в ОЭС Сибири практически все крупные электростанции в качестве основного топлива используют уголь, в ОЭС Востока также уголь преобладает в топливном балансе электростанций, но часть ТЭС была переоборудована для использования природного газа.

Одним из главных выводов проведенного регрессионного анализа является значимое влияние топливных характеристик генерирующего оборудования на его экономические характеристики и надежность. Угольные энергоблоки имеют более высокие тарифные параметры, а также демонстрируют повышенные коэффициенты аварийности, в сравнении с газовыми энергоблоками. По результатам анализа, влияние вида топлива на коэффициент аварийности является наиболее сильным по сравнению с другими наблюдаемыми признаками.

Полученные результаты анализа могут быть использованы при разработке предложений, направленных на повышение балансовой надежности энергосистем. Также возможно использование зафиксированных закономерностей для корректировки методики расчета межтопливной конкуренции, которая является составной частью Порядка составления прогнозных региональных топливно-энергетических балансов [12]. Продолжением настоящего исследования может стать проведение аналогичного анализа по электростанциям ОЭС западной части ЕЭС России.

© Евсеенко П.Н., 2026

© Дворцовой А.И., 2026

© Русина А.Г., 2026

*Поступила в редакцию 06.04.2026*

*Принята к публикации 20.04.2026*

*Received 06.04.2026*

*Accepted 20.04.2026*

## Библиографический список

- [1] Garver L.L. Effective load carrying capability of generating units // IEEE Transactions on Power Apparatus and Systems. 1966. № PAS-85 (8). P. 910-919.
- [2] Billinton R., Allan R.N. Reliability evaluation of power systems. Boston, MA, USA: Pitman Advanced Publishing Program, 1984.
- [3] Глоссарий // АО «СО ЕЭС». [Электронный ресурс]. URL: <https://www.soups.ru/functioning/glossary/> (дата обращения 01.01.2026).
- [4] Stenclik D., Bloom A., Cole W., Acevedo A.F., Stephen G., Tuohy A. Redefining resource adequacy for modern power systems: A report of the redefining resource adequacy task force. Tech. Rep. NREL/TP-5C00-80896. Golden, CO, USA: National Renewable Energy Laboratory (NREL), 2021. DOI: 10.2172/1961567
- [5] Carvallo J.P., Zhang N., Leibowicz B.D., Carr T., Baik S., Larsen P.H. A guide for improved resource adequacy assessments in evolving power systems: Institutional and technical dimensions. Tech. Rep. Berkeley, CA, USA: Lawrence Berkeley National Laboratory, 2023.
- [6] Alvarez-Alvarado M.S., Donaldson D.L., Recalde A.A., Noriega H.H., Khan Z.A., Velasquez W., Rodriguez-Gallegos C.D. Power system reliability and maintenance evolution: A critical review and future perspectives // *IEEE Access*. 2022. № 10. P. 51922-51950. DOI: 10.1109/ACCESS.2022.3172697
- [7] Крупнёв Д.С., Бояркин Д.А., Якубовский Д.В., Северина Я.Д. Исследование влияния аварийности энергетического оборудования на показатели балансовой надёжности и величину оперативного резерва электроэнергетических систем // Методические вопросы исследования надёжности больших энергетических систем, Сентябрь 21-26, 2020, Казань, Россия. Казань: Институт систем энергетики им. Л.А. Мелентьева, 2020. С. 159-168.
- [8] Mansouri M.A., Sioshansi R. The effect of natural gas prices on power system reliability // *Current Sustainable/Renewable Energy Reports*. 2021. № 8. P. 164-173. DOI: 10.1007/s40518-021-00185-5
- [9] Лишуди А.В. Участие в расследовании аварий, сбор информации об авариях и иных технологических нарушениях, анализ причин аварийности. Участие в контроле за техническим состоянием объектов электроэнергетики // Конференция по ознакомлению субъектов электроэнергетики с технологической деятельности АО «СО ЕЭС», Октябрь 23, 2018, Москва, Россия. [Электронный ресурс]. URL: [https://www.soups.ru/fileadmin/files/company/events/2018/konf\\_5\\_231018\\_prez\\_05\\_inv.pdf](https://www.soups.ru/fileadmin/files/company/events/2018/konf_5_231018_prez_05_inv.pdf) (дата обращения 01.01.2026).
- [10] Белов В.В., Пергаменщик Б.К. Крупные аварии на ТЭС и их влияние на компоновочные решения главных корпусов // *Вестник МГСУ*. 2013. № 4. С. 61-69.
- [11] Приказ Минэнерго России от 06.12.2022 г. N 1286 «Об утверждении Методических указаний по проектированию развития энергосистем и о внесении изменений в приказ Минэнерго России от 28 декабря 2020 г. N 1195» // Официальный интернет-портал правовой информации. [Электронный ресурс]. URL: <https://www.garant.ru/products/ipo/prime/doc/405965165/> (дата обращения 01.01.2026).

- [12] Приказ Минэнерго России от 29.10.2021 N 1169 «Об утверждении Порядка составления топливно-энергетических балансов субъектов Российской Федерации, муниципальных образований» // Официальный интернет-портал правовой информации. [Электронный ресурс]. URL: [://www.garant.ru/products/ipo/prime/doc/402941176/](http://www.garant.ru/products/ipo/prime/doc/402941176/) (дата обращения 01.01.2026).
- [13] Отчет о функционировании энергосистем России в 2025 году (на основе оперативных данных), АО «СО ЕЭС», 2025. – 5 с. [Электронный ресурс]. URL: <https://www.so-ups.ru/functioning/tech-disc/tech-disc2026/tech-disc2026ups/> (дата обращения 01.01.2026).
- [14] Отчеты о функционировании энергосистемы России // АО «СО ЕЭС». [Электронный ресурс]. URL: <https://www.so-ups.ru/functioning/tech-disc/tech-disc-ups/> (дата обращения 01.01.2026).
- [15] Frieden F., Leker J., Delft S. A multi-objective analysis of grid-connected local renewable energy systems for industrial SMEs // Journal of Energy Storage. 2024. Vol. 98. Part B. DOI: 10.1016/j.est.2024.113033
- [16] Salinas-González J.D., García-Hernández A., Riveros-Rosas D., Moreno-Chávez G., Zarzalejo L.F., Alonso-Montesinos J., Galván-Tejada C.E., Mauricio-González A., González-Cabrera A.E. Multivariate Analysis for Solar Resource Assessment Using Unsupervised Learning on Images from the GOES-13 Satellite // Remote Sensing. 2022. № 14 (9). P. 2203. DOI:10.3390/rs14092203
- [17] Значения коэффициентов и расчетных температур наружного воздуха энергосистем, применяемых для расчетов электроэнергетических режимов и определении технических решений при перспективном развитии энергосистем // АО «СО ЕЭС». [Электронный ресурс]. URL: <https://www.so-ups.ru/future-planning/tech-data/> (дата обращения 01.01.2026).
- [18] Приказ ФАС России от 08.12.2016 N 1736/16 «О ценах (тарифах) на электрическую энергию (мощность), поставляемую в неценовых зонах оптового рынка на 2017 год» // Официальный интернет-портал правовой информации. [Электронный ресурс]. URL: <https://fas.gov.ru/documents/683963> (дата обращения 01.01.2026).
- [19] Приказ ФАС России от 23.12.2016 N 1839/16 «Об утверждении цен (тарифов) на электрическую энергию (мощность), поставляемую в ценовых зонах оптового рынка субъектами оптового рынка – производителями электрической энергии (мощности) по договорам, заключенным в соответствии с законодательством Российской Федерации с гарантирующими поставщиками (энерго-снабжающими организациями, энергосбытовыми организациями, к числу покупателей электрической энергии (мощности) которых относятся население и (или) приравненные к нему категории потребителей), в целях обеспечения потребления электрической энергии населением и (или) приравненными к нему категориями потребителей, а также с определенными Правительством Российской Федерации субъектами оптового рынка – покупателями электрической энергии (мощности), функционирующими в отдельных частях ценовых зон оптового рынка, для которых Правительством Российской Федерации установлены особенности функционирования оптового и розничных рынков, на 2017

- год» // Официальный интернет-портал правовой информации. [Электронный ресурс]. URL: <https://fas.gov.ru/documents/683959> (дата обращения 01.01.2026).
- [20] Pedregosa F. et al. Scikit-learn: Machine Learning in Python // *Journal of Machine Learning Research*. 2011. № 12 (85). P. 2825-2830.
- [21] Evseenko P., Dvortseyov A., Rusina A., Arestova A. Impact of condensing power plant parameters on failure rates // 2025 IEEE 26th International Conference of Young Professionals in Electron Devices and Materials (EDM), June 27-July 1, 2025, Altai, Russia: IEEE, 2025. P. 1070-1074. DOI: 10.1109/EDM65517.2025.11096889

### References

- [1] L.L. Garver, “Effective load carrying capability of generating units”, *IEEE Transactions on Power Apparatus and Systems*, vol. PAS-85, no. 8, pp. 910-919, Aug. 1966.
- [2] R. Billinton and R.N. Allan, *Reliability evaluation of power systems*. Boston, MA, USA: Pitman Advanced Publishing Program, 1984.
- [3] Glossarij [Glossary]. [Online]. Available at: <https://www.soups.ru/functioning/glossary/> [Accessed: Jan. 1, 2026] (in Russian).
- [4] D. Stenlik, A. Bloom, W. Cole, A.F. Acevedo, G. Stephen and A. Tuohy, “Redefining resource adequacy for modern power systems: A report of the redefining resource adequacy task force”, National Renewable Energy Laboratory (NREL), Golden, CO, USA, Tech. Rep. NREL/TP-5C00-80896, 2021.
- [5] J.P. Carvalho, N. Zhang, B.D. Leibowicz, T. Carr, S. Baik and P. H. Larsen, “A guide for improved resource adequacy assessments in evolving power systems: Institutional and technical dimensions”, Lawrence Berkeley National Laboratory, Berkeley, CA, USA, Tech. Rep., 2023.
- [6] M.S. Alvarez-Alvarado, D.L. Donaldson, A.A. Recalde, H.H. Noriega, Z.A. Khan, W. Velasquez and C.D. Rodriguez-Gallegos, “Power system reliability and maintenance evolution: A critical review and future perspectives”, *IEEE Access*, vol. 10, pp. 51922-51950, May 2022. DOI: 10.1109/ACCESS.2022.3172697
- [7] D.S. Krupenev, D.A. Boyarkin, D.V. Yakubovsky and Y.D. Severina, “Issledovanie vliyaniya avarijnosti energeticheskogo oborudovaniya na pokazateli balansovoj nadyozhnosti i velichinu operativnogo rezerva elektroenergeticheskikh sistem [Study of the influence of accidents of power equipment on the indicators of balance reliability and the size of the operating reserve of electric power systems]”, in proc. *Metodicheskie voprosy issledovaniya nadezhnosti bol'shih energeticheskikh sistem [Methodological issues of studying the reliability of large energy systems]*, Sep. 21-26, 2020, Kazan, Russia, pp. 159-168 (in Russian).
- [8] M.A. Mansouri and R. Sioshansi, “The effect of natural gas prices on power system reliability”, *Current Sustainable/Renewable Energy Reports*, vol. 8, pp. 164-173, Jun. 2021. DOI: 10.1007/s40518-021-00185-5
- [9] A.V. Lishudi, “Uchastie v rassledovanii avarij, sbor informacii ob avariayah i inyh tekhnologicheskikh narusheniyah, analiz prichin avarijnosti. Uchastie v kontrole za tekhnicheskim sostoyaniem ob"ektov elektroenergetiki (Participation in accident investigations, collection of information on accidents and other technological violations, analysis of accident causes. Participation in monitoring the technical condition of electric power facilities)”, presented at the *Konferenciya po*

- oznakomleniyu sub"ektov elektroenergetiki s tekhnologicheskoy deyatel'nosti AO «SO EES» [Conference on familiarizing electric power industry entities with the technological activities of JSC SO UES], Oct. 23, 2018, Moscow, Russia. [Online]. Available at: [https://www.soups.ru/fileadmin/files/company/events/2018/konf\\_5\\_23\\_1018\\_prez\\_05\\_inv.pdf](https://www.soups.ru/fileadmin/files/company/events/2018/konf_5_23_1018_prez_05_inv.pdf) (in Russian).*
- [10] V.V. Belov and B.K. Pergamenschchik, “large-scale accidents at thermal power plants (tpp) and their influence on equipment layouts inside main buildings”, *Vestnik MGSU [Bulletin of MGSU]*, no. 4, pp. 61-69, 2013 (in Russian).
- [11] Order of the Ministry of Energy of the Russian Federation dated Dec. 6, 2022 no. 1286 “Ob utverzhdenii Metodicheskikh ukazaniy po proektirovaniyu razvitiya energosistem i o vnesenii izmenenij v prikaz Minenergo Rossii ot 28 dekabrya 2020 g. N 1195 [On approval of the Methodological Guidelines for the Design of Energy Systems Development and on amendments to the Order of the Ministry of Energy of the Russian Federation dated December 28, 2020 N 1195]”, *Official Internet portal of legal information*. [Online]. Available at: [//www.garant.ru/products/ipo/prime/doc/405965165/](http://www.garant.ru/products/ipo/prime/doc/405965165/) [Accessed: Jan. 1, 2026] (in Russian).
- [12] Order of the Ministry of Energy of the Russian Federation dated Oct. 29, 2021 no. 1169 “Ob utverzhdenii Poryadka sostavleniya toplivno-energeticheskikh balansov sub"ektov Rossijskoj Federacii, municipal'nyh obrazovaniy [On approval of the Procedure for compiling fuel and energy balances of constituent entities of the Russian Federation, municipalities]”, *Official Internet portal of legal information*. [Online]. Available at: [//www.garant.ru/products/ipo/prime/doc/402941176/](http://www.garant.ru/products/ipo/prime/doc/402941176/) [Accessed: Jan. 1, 2026] (in Russian).
- [13] *Otchet o funkcionirovanii energosistem Rossii v 2025 godu (na osnove operativnykh dannyh) [Report on the functioning of the Russian energy systems in 2025 (based on operational data)]*, “SO UPS”, JSC, 2025. [Online]. Available at: <https://www.soups.ru/functioning/tech-disc/tech-disc2026/tech-disc2026ups/> [Accessed: Jan. 1, 2026] (in Russian).
- [14] *Otchety o funkcionirovanii energosistemy Rossii [Reports on the functioning of the Russian energy system]*. [Online]. Available at: <https://www.soups.ru/functioning/tech-disc/tech-disc-ups/> [Accessed: Jan. 1, 2026] (in Russian).
- [15] F. Frieden, J. Leker and S. Delft, “A multi-objective analysis of grid-connected local renewable energy systems for industrial SMEs”, *Journal of Energy Storage*, vol. 98, part B, Sept. 2024. DOI: 10.1016/j.est.2024.113033
- [16] J.D. Salinas-González, A. García-Hernández, D. Riveros-Rosas, G. Moreno-Chávez, L.F. Zarzalejo, J. Alonso-Montesinos, C.E. Galván-Tejada, A. Mauricio-González, and A.E. González-Cabrera, “Multivariate Analysis for Solar Resource Assessment Using Unsupervised Learning on Images from the GOES-13 Satellite”, *Remote Sensing*, vol. 14, no. 9, pp. 2203, May 2022. DOI: 10.3390/rs14092203
- [17] *Znacheniya koeffitsientov i raschetnykh temperatur naruzhnogo vozduha energosistem, primenyaemykh dlya raschetov elektroenergeticheskikh rezhimov i opredelenii tekhnicheskikh reshenij pri perspektivnom razvitií energosistem [Values of coefficients and calculated temperatures of outdoor air of power systems used for calculating electric power modes and determining technical solutions for the long-*

- term development of power systems]. [Online]. Available at: <https://www.soups.ru/future-planning/tech-data> [Accessed: Jan. 1, 2026] (in Russian).
- [18] Order of the FAS Russian Federation dated Dec. 8, 2016 no. 1736/16 “O cenah (tarifah) na elektricheskuyu energiyu (moshchnost'), postavlyaemuyu v necenovyyh zonah optovogo rynka na 2017 god [On prices (tariffs) for electric energy (capacity) supplied in non-price zones of the wholesale market for 2017]”, *Official Internet portal of legal information*. [Online]. Available at: <https://fas.gov.ru/documents/683963> [Accessed: Jan. 1, 2026] (in Russian).
- [19] Order of the FAS Russian Federation dated Dec. 12, 2016 no. 1839/16 “Ob utverzhdenii cen (tarifov) na elektricheskuyu energiyu (moshchnost'), postavlyaemuyu v cenovyh zonah optovogo rynka sub"ektami optovogo rynka - proizvoditelyami elektricheskoy energii (moshchnosti) po dogovoram, zaklyuchennym v sootvetstvii s zakonodatel'stvom Rossijskoj Federacii s garantiruyushchimi postavshchikami (energосnabzhayushchimi organizatsiyami, energosbytovymi organizatsiyami, k chislu pokupatelej elek-tricheskoy energii (moshchnosti) kotoryh odnosyatsya naselenie i (ili) priravnennyye k nemu kategorii potrebitelej), v celyah obespecheniya potrebleniya elektricheskoy energii naseleniem i (ili) priravnennymi k nemu kategoriyami potrebitelej, a takzhe s opredelennymi Pravitel'stvom Rossijskoj Federacii sub"ektami optovogo rynka - pokupatelyami elektricheskoy energii (moshchnosti), funkcioniruyushchimi v otdel'nyh chastyakh cenovyh zon optovogo rynka, dlya kotoryh Pravitel'stvom Rossijskoj Federacii ustanovleny osobennosti funkcionirovaniya optovogo i roznychnyh rynkov, na 2017 god [On Approval of Prices (Tariffs) for Electric Energy (Capacity) Supplied in Wholesale Market Price Zones by Wholesale Market Entities - Producers of Electric Energy (Capacity) under Agreements Concluded in Accordance with the Legislation of the Russian Federation with Guaranteeing Suppliers (Energy Supply Organizations, Energy Sales Organizations, Whose Electric Energy (Capacity) Buyers Include the Population and (or) Equivalent Consumer Categories), in Order to Ensure Electric Energy Consumption by the Population and (or) Equivalent Consumer Categories, as well as with Wholesale Market Entities Determined by the Government of the Russian Federation - Buyers of Electric Energy (Capacity), Operating in Certain Parts of Wholesale Market Price Zones, for Which the Government of the Russian Federation Has Established the Features of the Functioning of the Wholesale and Retail Markets, for 2017]”, *Official Internet portal of legal information*. [Online]. Available at: <https://fas.gov.ru/documents/683959> [Accessed: Jan. 1, 2026] (in Russian).
- [20] F. Pedregosa et al., “Scikit-learn: Machine Learning in Python”, *Journal of Machine Learning Research*, vol. 12, no. 85, pp. 2825-2830, 2011.
- [21] P. Evseenko, A. Dvortsevoy, A. Rusina and A. Arestova, “Impact of condensing power plant parameters on failure rates”, in *proc. 2025 IEEE 26th International Conference of Young Professionals in Electron Devices and Materials (EDM)*, June 27-July 1, 2025, Altai, Russia, pp. 1070-1074. DOI: 10.1109/EDM65517.2025.11096889

**ИНФОРМАЦИЯ ОБ АВТОРАХ**  
**INFORMATION ABOUT THE AUTHORS**

**Евсеенко Павел Николаевич**, аспирант Новосибирского государственного технического университета, г. Новосибирск, Российская Федерация.

**Pavel N. Evseenko**, postgraduate student of the Novosibirsk State Technical University, Novosibirsk, Russian Federation.

**Дворцевой Александр Игоревич**, кандидат технических наук, доцент Новосибирского государственного технического университета, г. Новосибирск, Российская Федерация.

**Alexandr I. Dvortsevov**, Cand. Sci. (Eng.), associate professor of the Novosibirsk State Technical University, Novosibirsk, Russian Federation.

**Русина Анастасия Георгиевна**, доктор технических наук, доцент Новосибирского государственного технического университета, г. Новосибирск, Российская Федерация.

**Anastasia G. Rusina**, D. Sci. (Eng.), associate professor of the Novosibirsk State Technical University, Novosibirsk, Russian Federation.

УДК 621.315.687.22

EDN XWGVAI

## РАСЧЕТНОЕ МОДЕЛИРОВАНИЕ РАСПРЕДЕЛЕНИЯ ЭЛЕКТРИЧЕСКОГО ПОЛЯ В ЭЛЕМЕНТАХ ЯЧЕЙКИ КОМПЛЕКТНОГО РАСПРЕДЕЛИТЕЛЬНОГО УСТРОЙСТВА НАПРЯЖЕНИЕМ 10 кВ С ТВЕРДОЙ ЭКРАНИРОВАННОЙ ИЗОЛЯЦИЕЙ

**Д.И. Ковалев**

ORCID: 0009-0009-0920-5129 e-mail: kovalevdm1@mpei.ru  
Национальный исследовательский университет «МЭИ»  
*Москва, Россия*

**А.А. Нестеренко**

ORCID: 0009-0003-1522-3530 e-mail: nesterenkoala@mpei.ru  
Национальный исследовательский университет «МЭИ»  
*Москва, Россия*

**Д.А. Кругликов**

ORCID: 0009-0008-4376-535X e-mail: kruglikovdma@mpei.ru  
Национальный исследовательский университет «МЭИ»  
*Москва, Россия*

**С.В. Граудынь**

ORCID: 0009-0009-1449-5167 e-mail: graudynsv@mpei.ru  
Национальный исследовательский университет «МЭИ»  
*Москва, Россия*

Проведено расчетное моделирование распределения напряженности электрического поля в элементах ячейки комплектного распределительного устройства напряжением 10 кВ с твердой экранированной изоляцией. Рассмотрены силовые элементы первичной цепи (шинный модуль и трехпозиционный выключатель-разъединитель); разработаны и упрощены их 3D-модели, выполнены расчеты методом конечных элементов. Проведен параметрический анализ влияния толщины изоляции и диаметра шин на максимальные значения напряженности в объеме изоляции, по результатам сформулированы рекомендации по снижению локальных максимумов электрического поля в критических зонах сопряжения металл-изоляция-воздух.

**Ключевые слова:** высоковольтное оборудование; твердая изоляция; электрическая прочность; электрическое поле; ячейка КРУТ.

**Для цитирования:** Ковалев Д.И., Нестеренко А.А., Кругликов Д.А., Граудынь С.В. Расчетное моделирование распределения электрического поля в элементах ячейки комплектного распределительного устройства напряжением 10 кВ

с твердой экранированной изоляцией // Интеллектуальная Электротехника. 2026. № 2. С. 124-138. EDN XWGVAI

## COMPUTATIONAL MODELING OF ELECTRIC FIELD DISTRIBUTION IN COMPONENTS OF 10 kV SOLID INSULATED SWITCHGEAR WITH GROUNDED SHIELD

**D.I. Kovalev**

ORCID: 0009-0009-0920-5129 e-mail: kovalevdm@mpei.ru

National Research University «MPEI»

*Moscow, Russia*

**A.A. Nesterenko**

ORCID: 0009-0003-1522-3530 e-mail: nesterenkoala@mpei.ru

National Research University «MPEI»

*Moscow, Russia*

**D.A. Kruglikov**

ORCID: 0009-0008-4376-535X e-mail: kruglikovdma@mpei.ru

H National Research University «MPEI»

*Moscow, Russia*

**S.V. Graudyn**

ORCID: 0009-0009-1449-5167 e-mail: graudynsv@mpei.ru

National Research University «MPEI»

*Moscow, Russia*

**Abstract.** This paper presents computational modeling of electric field distribution in key components of a 10 kV solid insulated switchgear with a grounded shield. The primary-circuit power components under study include a busbar module and a three-position switch-disconnector. Detailed 3D CAD models were developed and subsequently simplified to reduce computational cost while preserving the field-forming geometry. Electric field calculations were performed using the finite element method. A parametric study was conducted to quantify the effect of solid insulation thickness and busbar diameter on the peak electric field strength within the insulation volume. Based on the obtained dependencies, practical recommendations are proposed to mitigate local electric-field maxima in critical regions associated with metal–insulation–air interfaces and electrode edges.

**Keywords:** high-voltage equipment; solid insulation; dielectric strength; electric field; solid insulated switchgear with grounded shield.

**For citation:** D.I. Kovalev, A.A. Nesterenko, D.A. Kruglikov and S.V. Graudyn, “Computational modeling of electric field distribution in components of 10 kV solid

insulated switchgear with grounded shield”, *Smart Electrical Engineering*, no. 2, pp. 124-138, 2026. EDN XWGVAI

## 1. Введение

Современные исследования в области электротехники и энергетики направлены на повышение надежности, безопасности и экологичности оборудования среднего и высокого напряжения [1-5]. Особое значение приобретает в настоящее время применение комплектных распределительных устройств (КРУ) с твердой изоляцией, позволяющих отказаться от использования элегаза ( $SF_6$ ) и снизить габариты оборудования при сохранении или повышении его рабочих характеристик [6]. Одним из ключевых факторов надежности и долговечности КРУ является уровень электрической напряженности в объеме изоляции. Превышение допустимых значений приводит к развитию частичных разрядов, деградации материала и в конечном итоге – к отказу оборудования. Поэтому уже на этапе проектирования необходимо проводить моделирование распределения электрического поля с целью определения безопасных и эффективных конструктивных решений [7].

В последние годы значительное внимание уделяется численному моделированию электрических полей в распределительных устройствах среднего напряжения. В [2, 3] рассматриваются современные тенденции развития КРУ, включая переход к экологически безопасным изоляционным решениям и отказ от элегаза. В [8, 9] представлены результаты расчетов электрических полей в моноблочных ячейках с твердой изоляцией, где показано существенное влияние геометрии токоведущих элементов на локальные максимумы напряженности. Вместе с тем, в данных работах недостаточно подробно рассмотрены особенности распределения электрического поля в конструкциях с твердой экранированной изоляцией ( $2SIS$ ), характеризующихся наличием заземленного проводящего экрана и замкнутой изоляционной системы. В частности, ограничено количество работ по параметрической оптимизации геометрии токоведущих элементов по критерию максимальной напряженности в объеме полимерной изоляции.

Настоящая работа, проведенная в продолжение ранее опубликованных исследований, направлена на выполнение трехмерного расчетного моделирования электрического поля в выключателе и шинном модуле ячейки 10 кВ. В ней рассмотрены различные значения толщины твердой полимерной изоляции, а также исследовано влияние внешнего и внутреннего диаметра шины на распределение поля [8, 9].

## II. Сравнительный анализ существующих конструкций комплектных распределительных устройств

Выбор объекта исследования выполнен на основе сопоставления основных технологических подходов, применяемых в КРУ среднего напряжения: с воздушной изоляцией (*AIS*), газовой изоляцией (*GIS*), твердой изоляцией (*SIS*) и твердой экранированной изоляцией (*2SIS*). Сравнение проводилось по ключевым эксплуатационно-конструкторским критериям, определяющим применимость решения в условиях энергетики: габариты и компоновочные возможности, устойчивость к внешним воздействиям, требования к обслуживанию и ремонтпригодности, а также факторы электрической и эксплуатационной безопасности. Обобщенные достоинства и недостатки указанных технологий приведены в табл. 1.

*Таблица 1.*  
Достоинства и недостатки конструкций КРУ

*Table 1.*  
Advantages and disadvantages of switchgear designs

Технология	Достоинства	Недостатки
КРУ с воздушной изоляцией ( <i>AIS</i> )	– простота конструкции; – не высокая стоимость.	– большие габариты; – низкая стойкость к атмосферным явлениям; – возможность возникновения межфазных коротких замыканий; – наличие в шкафу открытых проводников с высоким потенциалом
КРУ с газовой изоляцией ( <i>GIS</i> )	– малые габариты; – защищенность от внешних условий;	– относительно большая стоимость; – сложность эксплуатации и ремонта
КРУ с твердой изоляцией ( <i>SIS</i> )	– компактность и универсальность; – защищенность от внешних условий	– ухудшение отвода тепла; – вынос потенциала за твердую изоляцию, к воздушным промежуткам
КРУ с твердой экранированной изоляцией ( <i>2SIS</i> )	– минимальные габариты; – высокая безопасность; – отсутствие открытых токоведущих частей; – не требует обслуживания; – защищенность от внешних условий	– сложность разработки технических решений по облегчению тепловых режимов и повышению надежности работы изоляции

Независимо от типа изоляционной системы (*AIS*, *GIS*, *SIS*, *2SIS*) в распределительных устройствах напряжением 6-35 кВ в настоящее время преимущественно применяются вакуумные выключатели как коммутационные аппараты. Вакуумная дугогасительная камера обеспечивает высокую коммутационную стойкость, экологическую безопасность и длительный ресурс эксплуатации [10]. Вместе с тем, применение вакуумной коммутационной техники сопровождается рядом особенностей: возможностью возникновения коммутационных перенапряжений при отключении индуктивных нагрузок, повышенными требованиями к координации изоляции, а также необходимостью оптимизации распределения электрического поля в зонах сопряжения токоведущих элементов с твердой изоляцией. Эти факторы особенно актуальны для конструкций с твердой экранированной изоляцией, где локальные максимумы напряженности могут определять ресурс изоляционной системы [10].

Анализ данных табл. 1 показывает, что *AIS* характеризуется простой и сравнительно низкой стоимостью, однако уступает по габаритам и уровню защищенности: открытые проводники и воздушные промежутки повышают чувствительность к атмосферным факторам и увеличивают риск межфазных перекрытий. *GIS*, напротив, обеспечивает компактность и высокую защищенность от внешних воздействий, но сопровождается повышенной стоимостью и усложнением эксплуатации и ремонта. *SIS* как класс решений сочетает компактность и универсальность, однако для твердой изоляции актуализируются ограничения по тепловому режиму, а также требования к управлению распределением потенциала и напряженности поля в зонах сопряжения «металл-изоляция-воздух». Наиболее выраженные преимущества по совокупности критериев демонстрирует *2SIS*: минимальные габариты, высокая безопасность за счет отсутствия открытых токоведущих частей, сниженные требования к обслуживанию и высокая защищенность от внешних условий. При этом ключевым ограничением *2SIS* является повышенная сложность конструкторской проработки, направленной на обеспечение допустимых тепловых режимов и надежной работы изоляции с исключением поверхностных (настильных) разрядов.

Под твердой экранированной изоляцией (*2SIS* – *Shielded Solid Insulated System*) в настоящей работе понимается изоляционная система, в которой токоведущие элементы полностью заключены в объем твердого полимерного диэлектрика, а поверх изоляционного слоя размещен заземленный проводящий экран.

Наличие экрана обеспечивает формирование контролируемого распределения потенциала и локализацию электрического поля внутри объема изоляции, что исключает вынос потенциала в воздушные промежутки и наличие открытых токоведущих частей.

В отличие от систем с твердой неэкранированной изоляцией (*SIS*), экранированное исполнение позволяет управлять конфигурацией электрического поля и снижать вероятность развития поверхностных и частичных разрядов.

Таким образом, выбор ячейки КРУ 10 кВ с твердой экранированной изоляцией как объекта исследования обусловлен ее преимуществами по компактности и безопасности при одновременной актуальности задач расчетной оценки и оптимизации распределения электрического поля в критических зонах, определяющих электрическую прочность и ресурс изоляционной системы.

### III. Формирование расчетных моделей элементов ячейки 10 кВ

Элементы ячейки 10 кВ были выбраны, исходя из актуальности применяемых технических решений в сегменте КРУ среднего напряжения, распространенности конструктивных исполнений на российском рынке и доступности базовых моделей/габаритных чертежей, достаточных для последующего построения параметризованных 3D-моделей и проведения численного анализа [11-16]. При формировании составной модели учитывались прежде всего элементы первичной цепи, определяющие геометрию токоведущих частей и характер их взаимного расположения: именно эти факторы, задают уровни и локальные максимумы напряженности электрического поля в объеме твердой изоляции и в воздушных зазорах, а также формируют «критические» зоны у кромок электродов и в областях сопряжения металл-изоляция-воздух.

К основным элементам ячеек КРУ, оказывающим наибольшее влияние на конфигурацию электрических полей, в рамках настоящего исследования отнесены и шинный модуль (рис. 1).

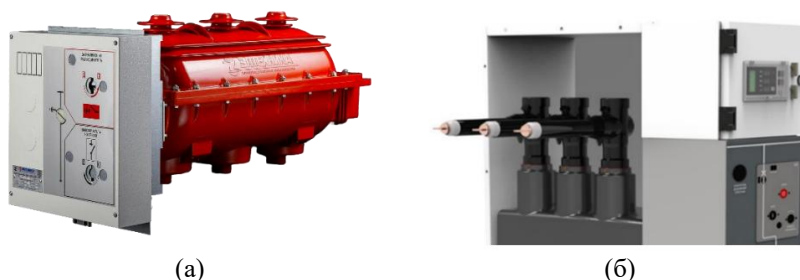


Рис. 1. Силовые элементы рассматриваемой ячейки:  
(а) трехпозиционный выключатель; (б) шинный модуль

Fig. 1. Power elements of the considered 10 kV cell:  
(a) three-position switch; (b) busbar module

За основу шинного модуля принята компоновка *Systeme Electric* как серийное модульное решение, ориентированное на применение унифицированных узлов стыковки и крепления. Такой подход обеспечивает воспроизводимую геометрию токоведущих частей и стабильность электрических зазоров в зоне шинных соединений, что принципиально важно для корректного сравнения вариантов при численном анализе электрического поля. Унификация облегчает последующую параметризацию 3D-модели, что повышает эффективность оптимизационных расчетов и переносимость полученных рекомендаций на серийное исполнение. В качестве аппарата на базе  $SF_6$  для 10 кВ выбран трехпозиционный выключатель-разъединитель *ESQ FLN36-12D/630-20*, обеспечивающий положения «включено-отключено-заземлено» и тем самым упрощающий безопасное обслуживание присоединения [14]. Дополнительно выбор обусловлен применением аппарата в типовых решениях производителя «Элтехника», что снижает риски интеграции и упрощает комплектование и обслуживание.

Для выполнения расчетов для каждого из выбранных элементов были разработаны трехмерные модели. Высокая детализация разработанных геометрий приводит к росту вычислительной трудоемкости, что обусловлено необходимостью построения конечно-элементной сетки (КЭС) повышенной плотности и увеличением времени численного решения при моделировании методом конечных элементов (МКЭ).

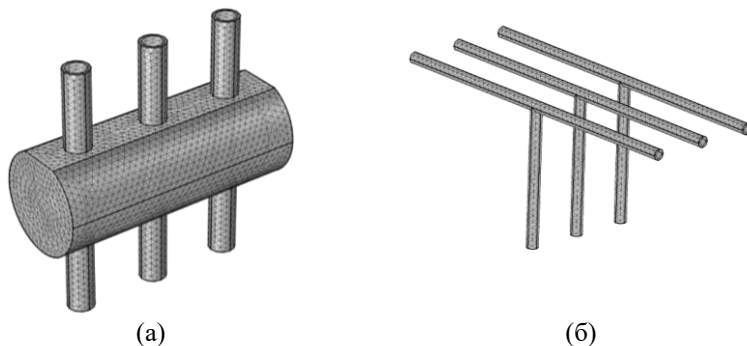
С целью снижения требований к вычислительным ресурсам выполнена геометрическая оптимизация моделей всех рассматриваемых элементов. Оптимизация заключалась в удалении конструктивных деталей и узлов, оказывающих незначительное влияние на распределение электрического поля и итоговые расчетные показатели.

Корректность подготовки геометрии и возможность генерации КЭС были проверены в расчетной постановке МКЭ: после импорта геометрических объектов сетка была построена без ошибок. Модели с построенной КЭС приведены на рис. 2.

#### **IV. Расчетное моделирование распределения напряженности электрического поля в отдельных элементах ячеек 10 кВ**

Расчеты для элементов ячейки 10 кВ выполнены при задании тока  $I = 2,5$  кА и действующего значения напряжения  $U = 8,57$  кВ ( $U = 10,5 \cdot \sqrt{2} / \sqrt{3}$  кВ).

Для наглядного представления результатов рассмотрено распределение напряженности электрического поля в поперечном сечении токоведущей шины. Максимальные значения напряженности ЭП в объеме изоляции сведены в табл. 2.



**Рис. 2. Модели отдельных элементов ячейки:**  
(а) вакуумный выключатель; (б) шинный модуль

**Fig. 2. Models of individual cell elements:**  
(a) vacuum circuit breaker; (b) busbar module

**Таблица 2.**

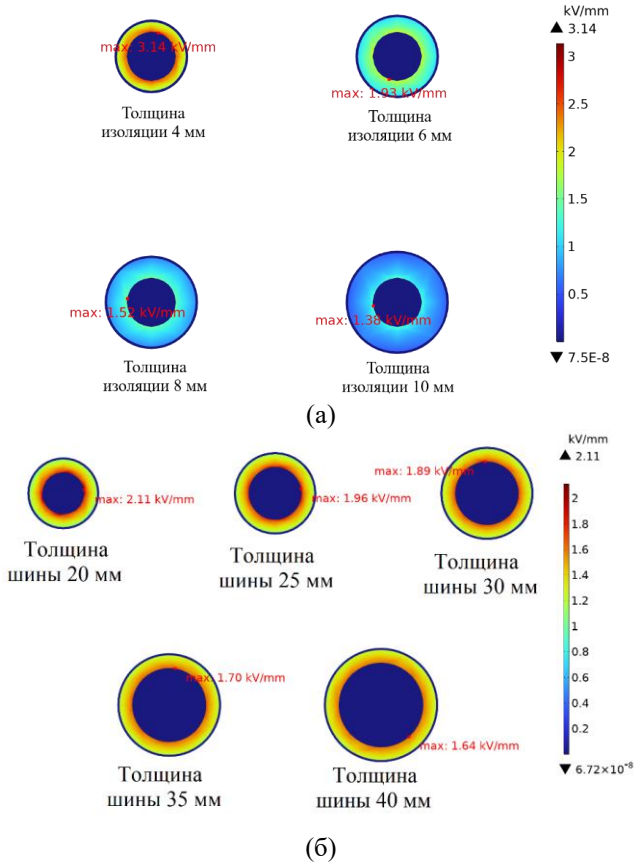
**Распределение напряженности ЭП в шинах ячейки 10 кВ**

**Table 2.**

**Electric field strength distribution in the busbars of a 10 kV cell**

Толщина изоляции, мм	Максимальное значение напряженности ЭП в объеме изоляции, кВ/мм
4	3,14
6	1,93
8	1,52
10	1,38
Диаметр шины, мм	Максимальное значение напряженности ЭП в объеме изоляции, кВ/мм
20	2,11
25	1,96
30	1,89
35	1,70
40	1,64

При варьировании толщины изоляции и диаметра шины получены максимальные значения напряженности электрического поля в объеме твердой изоляции, представленные на рис. 3.



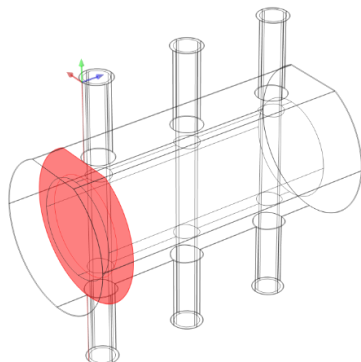
**Рис. 3. Распределение напряженности электрического поля в сечении шины ячейки 10 кВ в зависимости от:**

(а) толщины изоляции; (б) диаметра шины при толщине изоляции 6 мм

**Fig. 3. Electric field strength distribution in the busbar cross-section of a 10 kV cell depending on:**

(a) insulation thickness; (b) busbar diameter at an insulation thickness of 6 mm

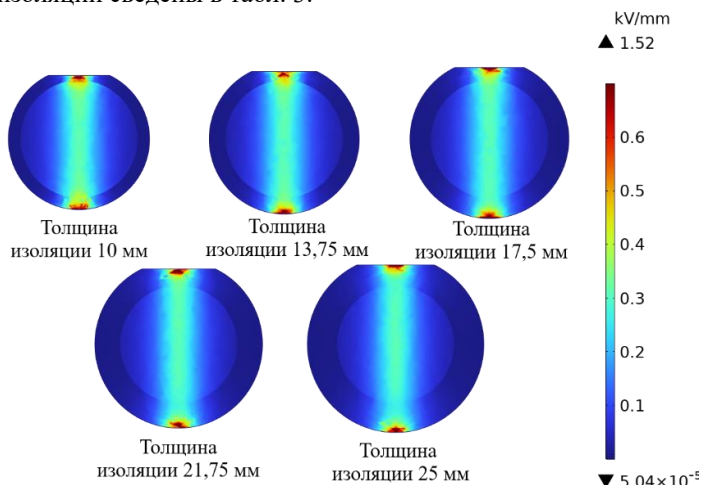
Для визуализации распределения напряженности электрического поля в выключателе ячейки 10 кВ рассмотрим поперечное сечение по секущей плоскости, показанной на рис. 4.



**Рис. 4. Секущая плоскость, вдоль которой проводился расчет распределения напряженности электрического поля в выключателе ячейки 10 кВ**

**Fig. 4. Cutting plane used to calculate the electric field strength distribution in the 10 kV cell circuit breaker**

Результаты расчета распределения напряженности электрического поля в выключателе ячейки 10 кВ при изменении толщины изоляционного слоя приведены на рис. 5. Максимальные значения напряженности ЭП в объеме изоляции сведены в табл. 3.



**Рис. 5. Распределение напряженности электрического поля в выключателе ячейки 10 кВ при изменении толщины изоляции**

**Fig. 5. Electric field strength distribution in the 10 kV cell circuit breaker when changing insulation thickness**

Таблица 3.  
Распределение напряженности ЭП в выключателе

Table 3.  
Electric field strength distribution in the circuit breaker

Толщина изоляции, мм	Максимальное значение напряженности ЭП в объеме изоляции, кВ/мм
10	1,52
13,75	0,978
17,5	1,51
21,75	1,09
25	1,13

Полученные значения максимальной напряженности электрического поля в выключателе изменяются немонотонно при варьировании толщины изоляции. Минимальное значение 0,978 кВ/мм соответствует толщине 13,75 мм. При дальнейшем увеличении толщины наблюдается рост локальных максимумов напряженности, что связано с перераспределением поля в области сопряжения токоведущего элемента и экранирующей поверхности.

В отличие от шинного модуля, обладающего близкой к цилиндрической симметрии, конструкция выключателя характеризуется пространственной неоднородностью и наличием краевых эффектов. Именно геометрическая сложность приводит к возникновению локальных концентраций поля, чувствительных к изменению толщины изоляционного слоя.

Таким образом, для выключателя 10 кВ увеличение толщины изоляции не всегда приводит к монотонному снижению максимальной напряженности электрического поля; существует оптимальный диапазон толщин, обеспечивающий минимальные значения локальных максимумов.

#### В. Выводы

Расчетное моделирование электрического поля показало, что для шинного модуля ключевым параметром снижения максимальной напряженности в объеме изоляции является толщина изоляционного слоя: для 10 кВ напряженность уменьшается с 3,14 до 1,38 кВ/мм при увеличении толщины с 4 до 10 мм. Увеличение диаметра токоведущей шины дополнительно снижает напряженность поля, однако эффект выражен слабее по сравнению с влиянием толщины изоляции: при фиксированной толщине изоляции 6 мм увеличение диаметра с 20 до 40 мм снижает напряженность с 2,11 до 1,64 кВ/мм.

Для выключателя 10 кВ максимальная напряженность электрического поля в объеме изоляции по результатам расчетов находится в диапазоне 0,978-1,52 кВ/мм; минимальное значение 0,978 кВ/мм получено при толщине внешней изоляции 13,75 мм, при толщине 10 мм напряженность составляет 1,52 кВ/мм.

По результатам выполненных расчетов электрического поля наиболее предпочтительные геометрические параметры соответствуют верхним границам рассмотренных вариантов по толщине изоляции: для шинного модуля толщина изоляции 10 мм обеспечивает минимальную напряженность 1,38 кВ/мм (против 3,14 кВ/мм при 4 мм). В серии расчетов по диаметру минимальная напряженность для шинного модуля достигается при диаметре 40 мм и составляет 1,64 кВ/мм (при фиксированной толщине 6 мм).

Полученные результаты подтверждают применимость выбранного подхода к параметрической оптимизации геометрии элементов ячейки КРУ 10 кВ по критерию максимальной напряженности электрического поля в твердой изоляции. На следующем этапе целесообразно выполнить расчеты в составе сборной модели ячейки с учетом взаимного влияния элементов и электростатического экранирования, а также сопоставить расчетные максимумы с допустимыми значениями для конкретных материалов и условий эксплуатации.

*Работа выполнена в рамках проекта «Оптимизация конструкций высоковольтных ячеек 10-35 кВ» при поддержке гранта НИУ «МЭИ» программы научных исследований «Приоритет 2030: Технологии будущего» в 2024-2026 гг.*

*The work was carried out within the framework of the project “Optimization the design of a 10-35 kV switchgear cubicles” with the support of a grant from the National Research University “MPEI” of the scientific research program “Priority 2030: Technologies of the Future” in 2024-2026.*

© Ковалев Д.И., 2026  
© Нестеренко А.А., 2026  
© Кругликов Д.А., 2026  
© Граудынь С.В., 2026

*Поступила в редакцию 27.01.2026*

*Принята к публикации 13.02.2026*

*Received 27.01.2026*

*Accepted 13.02.2026*

### Библиографический список

- [1] Ковалев Д.И. Исследование распределения электрических и магнитных полей промышленной частоты в распределительных устройствах напряжением 6-110 кВ: автореф. дис. канд. техн. наук, НИУ «МЭИ», Москва, 2019. – 21 с.
- [2] Varivodov V.N., Kovalev D.I., Khrenov S.I., Mirzabekyan G.Z., Krupenin N.V. The current state and possibilities for development of switchgears for a voltage of 6-35 kV // Russian Electrical Engineering. 2017. № 88 (8). С. 503-508. DOI: 10.3103/S1068371217080120

- [3] Seeger M., Macedo F., Riechert U., Bujotzek M., Hassanpoor A., Häfner J. Trends in high voltage switchgear research and technology // IEEJ Transactions on Electrical and Electronic Engineering. 2025. № 20 (3). P. 322-338. DOI: 10.1002/tee.24244
- [4] Kieffel Y., Biquez F. SF6 Alternative Development for High Voltage Switchgear // 2015 IEEE Electrical Insulation Conference (EIC), June 07-10, 2015, Seattle, WA, USA: IEEE, 2015. DOI: 10.1109/ICACACT.2014.7223577
- [5] Вариводов В.Н., Ковалев Д.И., Крупенин Н.В., Хренов С.И. Развитие распределительных устройств высокого и сверхвысокого напряжения // Электроэнергия. Передача и распределение. 2017. № 1 (40). С. 98-104.
- [6] Вариводов В.Н., Ковалев Д.И., Голубев Д.В. Полимеры в технике высоких напряжений. М.: МЭИ, 2022. – 280 с.
- [7] Борисов Р.К., Ковалев Д.И. Исследование электрических полей сложных конфигураций в комплектных распределительных устройствах классом напряжения 10 кВ // XXIII Всерос. конф. с межд. уч. «Электромагнитное поле и материалы (фундаментальные физические исследования)», Январь 01 – Декабрь 31, 2015, Москва, Россия. М.: ООО «Научно-издательский центр ИНФРА-М», 2015. С. 345-352.
- [8] Поляков Р.А., Елфимов С.А., Нестеренко А.А., Кругликов Д.А. Расчет электрических полей в моноблоке высоковольтной ячейки RM-6 // Электричество. 2024. № 12. С. 67-73.
- [9] Поляков Р.Н., Кругликов Д.А., Нестеренко А.А., Граудынь С.В. Совершенствование конструкции высоковольтной ячейки с твердой экранированной изоляцией напряжением 35 кВ // Электричество. 2025. № 12. С. 50-57. DOI: 10.24160/0013-5380-2025-12-50-57
- [10] CIGRÉ Working Group A3.29. Switching phenomena for vacuum circuit breakers // Technical Brochure. № 602. Paris: CIGRÉ, 2014. P. 128.
- [11] Каталог комплектных распределительных устройств КРУ // АО «Группа «СВЭЛ». [Электронный ресурс]. URL: <https://svel.ru/catalog/komplektnye-raspre-delitelnye-ustroystva/> (дата обращения 15.10.2025).
- [12] The Next Generation of Medium Voltage Switchgear // Shielded Solid Insulated System (2SIS). [Электронный ресурс]. URL: <https://blog.se.com/infrastructure-and-grid/power-management-metering-monitoring-power-quality/2018/03/15/shielded-solid-insulated-system-2sis-the-next-generation-of-medium-voltage-switchgear/> (дата обращения 15.10.2025).
- [13] Premset Insulated Switchgear. [Электронный ресурс]. URL: <https://www.se.com/id/en/product-range/61301-premset/?selected-node-id=13805364353#documents> (дата обращения 15.10.2025).
- [14] Трехпозиционные коммутационные аппараты с элегазовой изоляцией серии SL-10 кВ // Элтехника. [Электронный ресурс]. URL: <https://elteh.ru/products/trehpozitsionnye-elegazovye-vykylychateli-serii-sl/trehpozitsionnye-kommutatsionnye-apparaty-s-elegazovoy-izolyatsiyey-serii-sl-10-kv?ysclid=mkvvhb7te444025627> (дата обращения 15.10.2025).
- [15] КРУ «Волга» 10 кВ // Элтехника. [Электронный ресурс]. URL: <https://elteh.ru/products/kru-volga/kru-serii-volga-10kv?ysclid=mkvg5yda1f273005668> (дата обращения 15.10.2025).

- [16] КРУ СЭЩ-10 // АО «ГК «Электрощит»-ТМ Самара». [Электронный ресурс]. URL: <https://www.electroshield.ru/catalog/komplektnye-raspre-delitelnye-ustroystva/kru-seshch-63-6-10-kv/?ysclid=mkvgerre13421227934> (дата обращения 15.10.2025).

### References

- [1] D.I. Kovalev, “*Issledovanie raspredeleniya elektricheskikh i magnitnykh polei promyshlennoi chastoty v raspredelitelnykh ustroystvakh napryazheniem 6-110 kV [Study of distribution of power-frequency electric and magnetic fields in 6-110 kV switchgear]*”, Cand. of Tech. S. thesis, National Research University “MPEI”, Moscow, Russia, 2019 (in Russian).
- [2] V.N. Varivodov, D.I. Kovalev, N.V. Krupenin, S.I. Khrenov and G.Z. Mirzabekyan, “The current state and possibilities for development of switchgears for a voltage of 6-35 kV”, *Russian Electrical Engineering*, vol. 88, no. 8, pp. 503-508, 2017. DOI: 10.3103/S1068371217080120
- [3] M. Seeger, F. Macedo, U. Riechert, M. Bujotzek, A. Hassanpoor and J. Häfner, “Trends in high voltage switchgear research and technology”, *IEEE Transactions on Electrical and Electronic Engineering*, vol. 20, no. 3, pp. 322-338, 2025. DOI: 10.1002/tee.24244
- [4] Y. Kieffel and F. Biquez, “SF6 Alternative Development for High Voltage Switchgear”, in proc. *2015 IEEE Electrical Insulation Conference (EIC)*, June 07-10, 2015, Seattle, WA, USA. DOI: 10.1109/ICACACT.2014.7223577
- [5] V.N. Varivodov, D.I. Kovalev, N.V. Krupenin and S.I. Khrenov, “Development of high voltage and extra high voltage switchgears”, *Electric power. Transmission and distribution*, vol. 1, no. 40, pp. 98-104, 2017.
- [6] V.N. Varivodov, D.I. Kovalev and D.V. Golubev, *Polimery v tekhnike vysokikh napryazhenii [Polymers in high-voltage engineering]*. Moscow: MPEI, 2022 (in Russian).
- [7] R.K. Borisov and D.I. Kovalev, “Influence of local laser pulse on the stripe domains in magnetic films”, in proc. *XXIII All-Russian Conf. Elektromagnitnoe pole i materialy (fundamental'nye fizicheskie issledovaniya) [Electromagnetic Field and Materials (Fundamental Physical Research)]*, January 01 – December 31, 2015, Moscow, Russia, pp. 345-352 (in Russian).
- [8] R.A. Polyakov, S.A. Elfimov, A.A. Nesterenko and D.A. Kruglikov, “Electric field calculation in the RM-6 high-voltage cell monoblock”, *Elektrichestvo*, no. 12, pp. 67-73, 2024. DOI: 10.24160/0013-5380-2024-12-67-73
- [9] R.N. Polyakov, D.A. Kruglikov, A.A. Nesterenko and S.V. Graudyn, “Optimizing the design of a 35 kV switchgear cubicle with solid shielded insulation”, *Elektrichestvo*, no. 12, pp. 50-57, 2025. DOI: 10.24160/0013-5380-2025-12-50-57
- [10] “CIGRE Working Group A3.29. Switching phenomena for vacuum circuit breakers”, in proc. *Technical Brochure*, 2014, Paris, pp. 128.
- [11] Каталог комплекных распределительных устройств КРУ [Catalogue of complete switchgear units]. [Online]. Available at: <https://svel.ru/catalog/komplektnye-raspre-delitelnye-ustroystva/> [Accessed: Oct. 15, 2025] (in Russian).

- [12] The Next Generation of Medium Voltage Switchgear. [Online]. Available at: <https://blog.se.com/infrastructure-and-grid/power-management-metering-monitoring-power-quality/2018/03/15/shielded-solid-insulated-system-2sis-the-next-generation-of-medium-voltage-switchgear/> [Accessed: Oct. 15, 2025].
- [13] Premset Insulated Switchgear. [Online]. Available at: <https://www.se.com/id/en/product-range/61301-premset/?selected-node-id=13805364353#documents> [Accessed: Oct. 15, 2025].
- [14] Trekhpozicionnye kommutatsionnye apparaty s elegazovoj izolyaciej serii SL-10 kV [Three-position switching devices with SF6 insulation of the SL-10 kV series]. [Online]. Available at: <https://elteh.ru/products/trehpozitsionnye-elegazovye-vyklyuchатели-serii-sl/trehpozitsionnye-kommutatsionnye-apparaty-s-elegazovoy-izolyatsiy-serii-sl-10-kv/?ysclid=mkvhhb7te444025627> [Accessed: Oct. 15, 2025] (in Russian).
- [15] KRU «Volga» 10 kV [Switchgear "Volga" 10 kV]. [Online]. Available at: <https://elteh.ru/products/kru-volga/kru-serii-volga-10kv/?ysclid=mkvg5yda1f273005668> [Accessed: Oct. 15, 2025] (in Russian).
- [16] KRU SESHCH-10 [Switchgear SESH-10]. [Online]. Available at: <https://www.electroshield.ru/catalog/komplektnye-raspredelitelnye-ustroystva/kru-seshch-63-6-10-kv/?ysclid=mkvgerre13421227934> [Accessed: Oct. 15, 2025] (in Russian).

#### ИНФОРМАЦИЯ ОБ АВТОРАХ INFORMATION ABOUT THE AUTHORS

**Ковалев Дмитрий Игоревич**, кандидат технических наук, доцент, заведующий научно-исследовательской лабораторией Национального исследовательского университета «МЭИ», г. Москва, Российская Федерация.

**Нестеренко Александр Алексеевич**, инженер-исследователь Национального исследовательского университета «МЭИ», г. Москва, Российская Федерация.

**Кругликов Дмитрий Александрович**, инженер-исследователь Национального исследовательского университета «МЭИ», г. Москва, Российская Федерация.

**Граудынь Сергей Владимирович**, лаборант-исследователь Национального исследовательского университета «МЭИ», г. Москва, Российская Федерация.

**Dmitry I. Kovalev**, Cand. Sci. (Eng.), associate professor, head of lab of the National Research University «MPEI», Moscow, Russian Federation.

**Alexander Al. Nesterenko**, research engineer of the National Research University «MPEI», Moscow, Russian Federation.

**Dmitry Al. Kruglikov**, research engineer of the National Research University «MPEI», Moscow, Russian Federation.

**Sergey V. Graudyn**, laboratory research assistant of the National Research University «MPEI», Moscow, Russian Federation.

## ХРОНИКА

**ПАМЯТИ ГЕННАДИЯ ЯКОВЛЕВИЧА ВАГИНА  
(10.03.1938 – 27.05.2026)**

Геннадий Яковлевич Вагин родился в 1938 г. в Городце Горьковской области в семье рабочих. Трудовую деятельность начал после окончания техникума в 1956 г. в должности энергетика в п/я № 486 г. Котельнич. После службы на Тихоокеанском флоте (1957-1958) с 1959 по 1962 гг. работал наладчиком электротехнологического оборудования и автоматических линий на Заволжском моторном заводе. С 1963 по 1966 гг. Г.Я. Вагин – руководитель группы проектировщиков в проектном институте «Электропроект».

В 1965 г. Г.Я. Вагин без отрыва от производства окончил Горьковский политехнический институт (ныне – Нижегородский государственный технический университет им. Р.Е. Алексеева) по специальности «Электрификация промышленных предприятий и установок» и в 1966 г. был приглашен ассистентом на кафедру «Электроснабжение промышленных предприятий и городов». Важными вехами научно-практической деятельности Геннадия Яковлевича стали защиты кандидатской – «Вопросы электроснабжения машин контактной сварки» (1970) и докторской – «Оптимальное построение систем электроснабжения предприятий с электросварочными установками (теория, методы расчета и проектирования)» (1985) диссертаций.

Геннадий Яковлевич Вагин – ученый, широко известный в России и за ее пределами, признанный специалист в области электроснабжения электротехнологических установок, электромагнитной совместимости и экономики энергоресурсов. По данным направления им опубликовано более 400 статей и докладов в отечественных и зарубежных изданиях, получено 15 патентных документов. Г.Я. Вагин – автор 16 монографий и 25 учебников и учебных пособий для студентов вузов.

Наиболее значительные научные результаты получены в теории расчета электрических нагрузок от электроприемников с резкопеременным и импульсным режимом работы. Это позволило разработать рекомендации по изготовлению трансформаторов и шинопроводов для питания электросварочных установок на промышленных предприятиях, что позволило отказаться от их импорта. На основе данных рекомендаций, переданных в Минмонтажспецстрой СССР, такие трансформаторы и шинопроводы были внедрены на всех крупных автозаводах страны (ГАЗ, АвтоВАЗ, КАМАЗ, Красноярский завод автоприцепов, Красноярский завод тяжелых экскаваторов и др.).

Под руководством Г.Я. Вагина в 1970 г. на заводе «Красный якорь» разработана и смонтирована первая в СССР установка продольной компенсации в сетях, питающих сварочную нагрузку. За счет стабилизации напряжения она позволила снизить брак при сварке судовых цепей в 4 раза.

С 1986 по 1992 гг. профессор Г.Я. Вагин являлся членом советской рабочей группы технического комитета ТК 77 Международной электротехнической комиссии и принимал активное участие в разработке международных и отечественных стандартов по электромагнитной совместимости в электроэнергетике. Под его руководством разработаны и внедрены два прибора для анализа электромагнитных помех: «Фликерметр» (для анализа колебаний напряжения) и «Измеритель токов коротких замыканий». Оба прибора были отмечены медалями ВДНХ и дипломами на международной выставке стран СЭВ в Пловдиве.

Профессор Г.Я. Вагин является основателем нижегородской научной школы по энергосбережению в промышленности, бюджетной сфере и ЖКХ. С 1981 по 1992 гг. он возглавлял комиссию по энергосбережению г. Н. Новгорода и был научным консультантом областной комиссии. Для развития и координации работ в этом направлении Г.Я. Вагин предложил создать «Нижегородский центр по энергосбережению», а после его организации в 1997 г. при Нижегородском техническом университете внес большой вклад в его становление и развитие. Под его руководством разработаны ряд нормативных документов по электросбережению, которые ныне используются во всех регионах России.

Много сил и энергии профессор Г.Я. Вагин отдал подготовке специалистов, бакалавров и магистров. 4 года он работал заместителем декана электротехнического факультета НГТУ, 17 лет был заведующим кафедрой «Электроэнергетика и электроснабжение», а с 1994 г. – профессором этой кафедры. Под его научным руководством защищены более 20 кандидатских и докторских диссертаций.

Г.Я. Вагин более 50 лет являлся членом диссертационного совета НГТУ. За успешную научно-педагогическую деятельность Геннадий Яковлевич награжден почетными грамотами Министерства образования РФ и Нижегородской области, нагрудными знаками «Ударник 11 пятилетки», «За отличные успехи в работе», «Почетный работник высшего и профессионального образования Российской Федерации». В 2003 г. ему присвоено почетное звание «Заслуженный деятель науки Российской Федерации».

В 2010 г. за разработку проектов мини-ТЭЦ нового поколения Геннадий Яковлевич был награжден медалью «Инженерная слава».

Геннадий Яковлевич Вагин ушел из жизни 27 мая 2026 года.

О Геннадии Яковлевиче скорбят родные и близкие, друзья, ученики, коллеги по научной и педагогической работе.

**MINISTRY OF SCIENCE AND HIGHER EDUCATION  
OF THE RUSSIAN FEDERATION  
NIZHNY NOVGOROD STATE TECHNICAL UNIVERSITY  
n.a. R.E. ALEKSEEV**

# **SMART ELECTRICAL ENGINEERING**

**№ 2**

**Nizhny Novgorod 2026**

**Smart electrical engineering** / NNSTU n.a. R.E. Alekseev. – Nizhny Novgorod, 2026. № 2 (34). – 145 p.

*The journal is issued 4 times in year*

**Editor-in-Chief A.B. Loskutov**

**EDITORIAL STAFF**

A.B. Dar'enzov (associate Editor-in-Chief),  
E.N. Sosnina (associate Editor-in-Chief), A.V. Shalukho (executive secretary),  
V.I. Kazakova (executive editor), I.A. Lipuzhin (executive editor)

**MEMBERS OF EDITORIAL BOARD:**

Dauren Sadykovich Akhmetbaev	Doctor of technical sciences, S. Seifullin Kazakh Agro-Technical University (Astana, Republic of Kazakhstan)
<u>Gennadiy Yakovlevich Vagin</u>	Doctor of technical sciences, professor, NNSTU (Nizhny Novgorod, Russia)
Leonid Abramovich German	Doctor of technical sciences, professor, Nizhny Novgorod Institute of Railway Engineering – VSTU branch (Nizhny Novgorod, Russia)
Valery Gennadievich Goldstein	Doctor of technical sciences, professor, SSTU (Samara, Russia)
Igor Vasilevich Gulyaev	Doctor of technical sciences, professor, MRSU (Saransk, Russia)
Pavel Vladimirovich Ilyushin	Doctor of technical sciences, Energy Research Institute of the Russian Academy of Sciences (Moscow, Russia)
Alexander Leonidovich Kulikov	Doctor of technical sciences, professor, NNSTU (Nizhny Novgorod, Russia)
Anton Alekseevich Loskutov	Doctor of technical sciences, associate professor, NNSTU (Nizhny Novgorod, Russia)
Viktor Nikolaevich Mescheryakov	Doctor of technical sciences, professor, LSTU (Lipetsk, Russia)
Aleksandr Sergeevich Plekhov	Candidate of technical sciences, associate professor, NNSTU (Nizhny Novgorod, Russia)
Aleksandr Yur'evich Smirnov	Doctor of technical sciences, professor, JSC «Afrikantov OKBM» (Nizhny Novgorod, Russia)
Oleg Stanislavovich Khvatov	Doctor of technical sciences, professor, VSUWT (Nizhny Novgorod, Russia)
Alexandr Ivanovich Chivenkov	Doctor of technical sciences, associate professor, NNSTU (Nizhny Novgorod, Russia)

*Electronic version:*  
<http://www.ie.nntu.ru>

*Periodic printed edition registered by Roskomnadzor*  
*III № ФС77-81688 on 06 Aug., 2021*

**ISSN 2658-6754**

© Nizhny Novgorod State Technical University n.a. R.E. Alekseev, 2026

## CONTENT

<b>ELECTROTECHNICAL COMPLEXES AND SYSTEMS</b> .....	4
<b>Davydov V.Yu., Tomin N.V., Iskakov A.B.</b> Comparative analysis of software tools for distribution network modeling.....	4
<b>Kokorev A.A., Sosnina E.N.</b> A method for predictive diagnostics of power transformers in distribution networks using PMU.....	37
<b>Starostina Ya.K., Kukushkin V.A.</b> Synthesis of adaptive control system for flexible production cell based on hybrid neural network architecture with long-term short-term memory .....	54
<b>Terentyev P.V., Filatov D.A., Tsyganov I.A.</b> Study of energy consumption and power quality when charging domestic electric vehicle from household AC power network .....	63
<b>POWER INDUSTRY</b> .....	74
<b>Kulikov A.L., Osokin V.L., Levakov D.A.</b> Analysis of existing and proposed approaches to AC traction network modeling. Part 2.....	74
<b>Evseenko P.N., Dvortsevov A.I., Rusina A.G.</b> Analysis of the impact of operational parameters on steam power unit accident rate and tariffs (a case study of the eastern part of the Russian unified power system).....	100
<b>Kovalev D.I., Nesterenko A.A., Kruglikov D.A., Graudyn S.V.</b> Computational modeling of electric field distribution in components of 10 kV solid insulated switchgear with grounded shield .....	124
<b>CHRONICLE</b> .....	139
<b>In memory of G. Ya. Vagin (10.03.1938 – 26.05.2026)</b> .....	139

# ИНТЕЛЛЕКТУАЛЬНАЯ ЭЛЕКТРОТЕХНИКА

**№ 2**

Редакторы: **И.А. Липужин, С.В. Нуякшева**  
Технический редактор: **И.Н. Терентьева**

*Редакция:*

603155, Нижний Новгород, ул. Минина, д. 24  
smart\_electric@nntu.ru

Свободная цена

Подписано в печать 19.06.2026. Дата выхода в свет: 26.06.2026

Формат 60x84 <sup>1</sup>/<sub>16</sub>. Бумага офсетная.

Печать трафаретная. Усл. печ. л. 8,75. Тираж 25 экз. Заказ .

---

Нижегородский государственный технический университет  
им. Р.Е. Алексеева. Типография НГТУ.

Адрес университета и типографии:  
603155, Нижний Новгород, ул. Минина, 24