

ЭНЕРГИЯ ЕДИННОЙ СЕТИ

№ 5–6 (79) ДЕКАБРЬ 2025 г. | 12 +

ISSN 2306-8345

НАУЧНО-ТЕХНИЧЕСКИЙ ЖУРНАЛ

Стр. 12

Использование активной
и реактивной составляющих
тока для идентификации
коротких замыканий в сетях
среднего напряжения 6–35 кВ

Стр. 18

Определение и мониторинг
коммутационного ресурса
синхронного вакуумного
выключателя среднего
напряжения

Стр. 30

О некоторых аспектах
оценки параметров
трансформаторов при
мониторинге состояния
под рабочим напряжением
и нагрузкой



ПЕРВЫЙ ЭЛЕКТРОСЕТЕВОЙ



@ROSSETI_OFFICIAL

Подписывайтесь через
приложение MAX
или QR-код



Дорогие читатели, авторы, коллеги!

Декабрьский выпуск журнала традиционно выходит в предпраздничные недели, наполненные атмосферой профессионального праздника — Дня энергетика, подведения итогов прошедшего и оптимистичных ожиданий Нового года.

Материалы блока научных статей посвящены актуальным проблемам электросетевого комплекса страны.

В рубрике «Энергетические системы и комплексы» представлены исследования возможности выявления новых информационных признаков, позволяющих отличить пусковые режимы энергетических установок от режимов короткого замыкания; анализ проблем мониторинга состояния вакуумных выключателей синхронного типа в электрических сетях среднего напряжения 6–35 кВ; решение задачи повышения качества испытаний высоковольтного оборудования в лабораториях большой мощности с помощью вакуумного включающего аппарата.

Рубрика «Трансформаторы» посвящена современным методам и средствам технической диагностики параметров трансформаторов при мониторинге состояния под рабочим напряжением и под нагрузкой.

Методика выявления по данным СМНР некорректных параметров синхронных машин, предоставляемых субъектами электроэнергетики, описана в рубрике «Электрические машины».

Актуальным проблемам цифровизации в энергетике посвящены статьи с обзором отдельных практик выявления нелегальных майнинговых ферм и определения требуемой периодичности расчистки просек ВЛ 35–110 кВ на основе моделирования роста лесной древесно-кустарниковой растительности.

В разделе «Дискуссия» обсуждаются особенности определения параметров системы временного электроснабжения в условиях динамики перемещения потребителей.

Дорогие единомышленники, поздравляем вас с Днем энергетика и наступающим Новым годом! Новых творческих успехов вам на славном поприще отечественных инноваций. Пусть радость творчества будет лучшим навигатором к грядущим достижениям и их энергичному внедрению!

С уважением
редакция журнала «Энергия единой сети»

Журнал «Энергия единой сети» — официальное научно-техническое издание Группы «Россети», освещающее ключевые направления развития Единой энергетической системы России. Научные публикации охватывают широкий спектр тем: от инновационных инженерных решений и цифровизации процессов до вопросов регулирования, устойчивого развития и интеграции передовых технологий в энергетику. Журнал объединяет экспертизу ведущих специалистов отрасли, исследовательские материалы, аналитические обзоры и практики внедрения, формируя профессиональную платформу для обмена фундаментальными научными и прикладными знаниями и стратегического диалога внутри отрасли.

Редакционный совет:	Редакционная коллегия:
МУРОВ А.Е.	АНТОНОВ А.В.
МОЛЬСКИЙ А.В.	АСТАШЕВ М.Г. → д. т. н.
ХАРИТОНОВ В.В.	БЕЛОТЕЛОВ А.К. → к. т. н.
ЕПИФАНОВ А.М.	ВАХНИНА В.В. → к. т. н.
Главный редактор:	ВАРИВодОВ В.Н. → д. т. н.
ШЕРЕМЕТ С.Н.	ВИНИЦКИЙ Ю.Д. → д. т. н.
Научный редактор:	ДЕМЕНТЬЕВ Ю.А.
ХРЕННИКОВ А.Ю. → д. т. н.	КУЛИКОВ А.Л. → д. т. н.
Корректурa	ЛАЗАРЕВ Г.Б. → к. т. н.
ТЕРНОВСКАЯ Н.А.	ЛАЧУГИН В.Ф. → д. т. н.
Выпускающий редактор:	ЛЬВОВ М.Ю. → д. т. н.
ДЕНИСОВА Е.В.	МАКОКЛЮЕВ Б.И. → д. т. н.
	МОРЖИН Ю.И. → д. т. н.
	МУРАЧЁВ А.С.
	НАЗАРЫЧЕВ А.Н. → д. т. н.
	ПАНФИЛОВ Д.И. → д. т. н.
	ПОПОВ С.Г. → к. т. н.
	РЕДЬКО И.Я. → д. т. н.
	РЯБЧЕНКО В.Н. → д. т. н.
	САВОТИН О.А.
	СОРОКИН Д.В. → к. т. н.
	СЫТНИКОВ В.Е. → д. т. н.
	ХРЕННИКОВ А.Н.
	ШАМОНОВ Р.Г. → к. т. н.
	ЩЕРБАКОВ М.В. → д. т. н.

Учредитель журнала: ПАО «РОССЕТИ» 121353, г. Москва, ул. Беловежская, д. 4, тел.: 8-800-200-18-81 info@fsk-ees.ru	Журнал зарегистрирован в Федеральной службе по надзору в сфере связи, информационных технологий и массовых коммуникаций (Роскомнадзор) 20 сентября 2012 года. Свидетельство о регистрации ПИ № ФС77-51276	Размещение рекламы: тел.: +7 (495) 727-19-09, доб. 1304 editor@ntc-power.ru
Издатель журнала: АО «Россети Научно- технический центр» 115201, г. Москва, Каширское ш., д. 22/3, тел.: +7 (495) 727-19-09 info@ntc-power.ru	Сайт журнала: www.энергия-единой-сети.рф	Рисунки и фото к статьям предоставлены авторами. В журнале также использованы фото ©: фотобанк ПАО «Россети», фотобанк Росконгесс https://photo.roscongress.org, www.government.ru, www.cigre.org ООО НПП «Микропроцессорные технологии», ООО НПП «ОВИСТ», НГТУ им. Р.Е. Алексеева, Архив ГК «КЭПС», НГТУ, www.vniitf.ru, ФГУП «НАМИ», ВЭИ — филиал РФЯЦ ВНИИТФ им. академ. Е.И. Забабахина, Филиал ПАО «Россети» — МЭС Центра, АО «НТЦ ЕЭС», ФГБУН «Институт космических иссле- дований РАН», АО «Россети Научно-инжиниринговый центр», АО «Дальневосточная распределительная сетевая компания», ЮУРГАУ, Брединский РЭС ПО «МЭС» филиал ПАО «Россети Урал» — «Челябэнерго», НИУ «МЭИ», ВУНЦ СВ «ОВА ВС РФ», А.А. Колесников, Кирилл Прохоров, Кирилл Казачков, Вячеслав Викторов, Антон Антонов, фотобанк www.vniitf.ru, фотобанк: https://ru.freepik.com/
Редакция: editor@ntc-power.ru, info@ntc-power.ru	Отпечатано в ООО «КОНСТАНТА-принт» Юридический и почтовый адрес: 308519, Белгородская область, Белгородский район, пос. Северный, ул. Березовая, д. 1/12	Мнение редакции может не совпадать с мнением автора статьи
Журнал включен в Перечень рецензируемых научных изданий Высшей аттестационной комиссии при Министерстве науки и высшего образования Российской Федерации, включен в РИНЦ ISSN: 2306-8345	Распространение: подписка (подписной индекс Е70526), адресная рассылка, бесплатная цена	СС BY 4.0
Журнал внесен в «Белый список» Единого государственного перечня научных изданий (ЕГПНИ)	Подписка: ООО «Агентство «Книга-Сервис» тел.: +7 (495) 680-94-92	



НОВОСТИ ОТРАСЛИ

4

НОВОСТИ РНК СИГРЭ

11

ЭЛЕКТРОТЕХНИЧЕСКИЕ СИСТЕМЫ И КОМПЛЕКСЫ

12

- Использование активной и реактивной составляющих тока для идентификации коротких замыканий в сетях среднего напряжения 6–35 кВ
- Определение и мониторинг коммутационного ресурса синхронного вакуумного выключателя среднего напряжения
- Вакуумный включающий аппарат

ТРАНСФОРМАТОРЫ

30

- О некоторых аспектах оценки параметров трансформаторов при мониторинге состояния под рабочим напряжением и под нагрузкой. Часть 2

ЭЛЕКТРИЧЕСКИЕ МАШИНЫ

38

- Методика проверки адекватности параметров синхронной машины по данным системы мониторинга переходных режимов в переходных процессах начального возбуждения и гашения поля

ЦИФРОВИЗАЦИЯ В ЭНЕРГЕТИКЕ

44

- Определение требуемой периодичности расчистки просек воздушных линий электропередачи 35–110 кВ Дальневосточной распределительной сетевой компании на основе моделирования роста лесной древесно-кустарниковой растительности
- Обзор отдельных практик выявления нелегальных майнинговых ферм

ДИСКУССИЯ/ЭЛЕКТРИЧЕСКИЕ СЕТИ

64

- Особенности определения параметров системы временного электроснабжения в условиях динамики перемещения потребителей

ЛЮДИ ОТРАСЛИ

74

- Виталий Андреевич Савельев

ДАЙДЖЕСТ

77

- Аннотации статей на английском языке



↓ Михаил Мишустин встретился с гендиректором ПАО «Россети» Андреем Рюминым

МИХАИЛ МИШУСТИН ВСТРЕТИЛСЯ С ГЕНДИРЕКТОРОМ ПАО «РОССЕТИ» АНДРЕЕМ РЮМИНЫМ

На встрече обсуждались результаты работы компании за девять месяцев 2025 г., готовность к прохождению осенне-зимнего сезона, в том числе в приграничных и новых регионах.

За три квартала 2025 г. присоединено около 245 тыс. новых потребителей. По итогам года ожидается подключение еще 370 тыс. потребителей. Это промышленные предприятия, медицинские учреждения, образовательные учреждения, жилые комплексы. Большой объем подключений связан с развитием туризма, транспорта, цифровой инфраструктурой. Около 1 ГВт мощности получают центры обработки данных (ЦОД). Также в работе заявки от ЦОД на 1,5 ГВт.

Говоря о готовности к осенне-зимнему периоду, Андрей Рюмин отметил, что с начала года были улучшены показатели надежности: количество технологических нарушений сократилось на 3 %. Все аварийно-восстановительные бригады группы «Россети» находятся в полной боевой готовности. Это 52 тыс. человек, 27 тыс. единиц авто- и спецтехники.

В приграничных регионах сформировано около 600 аварийно-восстановительных бригад, а также более 500 резервных источников питания.

Источник: government.ru

СОВЕТ ФЕДЕРАЦИИ ЗАСЛУШАЛ ДОКЛАД ОБ АКТУАЛЬНЫХ ЗАДАЧАХ ЭЛЕКТРОСЕТЕВОГО КОМПЛЕКСА

О производственных результатах, финансовых показателях, развитии электросетевой инфраструктуры глава ГК «Россети» Андрей Рюмин рассказал на заседании Комитета Совета Федерации по экономической политике под председательством Андрея Кутепова.

В 2024 г. ПАО «Россети» выполнена инвестиционная программа объемом 660 млрд рублей. Прогноз этого года — рекордные 720 млрд рублей. Проведена масштабная работа в рамках закона о системообразующих территориальных сетевых организациях (СТСО). Ведется договорная кампания для «подхвата» сетей у территориальных организаций, утративших свой статус, продолжается урегулирование статуса бесхозяйных энергообъектов.

В 2025 г. компания впервые приняла участие в экспертизе проектов инвестиционных программ и тарифных заявок сторонних сетевых компаний. Внедрение механизма регуляторных соглашений позволило регулирующим органам и сетевым компаниям договариваться о реализации инвестиционных проектов в границах приемлемой для потребителей региона индексации тарифов. Такие соглашения уже действуют в 38 субъектах РФ.



фото: ПАО «Россети»

ГЛАВА ГК «РОССЕТИ» ПРОИНСПЕКТИРОВАЛ РАБОТУ ЭЛЕКТРОСЕТЕВЫХ ОБЪЕКТОВ РЕСПУБЛИКИ АЛТАЙ

Глава ГК «Россети» Андрей Рюмин в ходе рабочей поездки обсудил с главой Республики Алтай Андреем Турчаком выполнение одобренного ФАС регуляторного соглашения и проверил готовность сетевого комплекса к отопительному сезону 2025–2026 гг.

В регионе работает дочерняя компания «Россети Сибирь», под управлением которой здесь находятся 2,4 тыс. питающих центров и трансформаторных подстанций общей мощностью более 750 МВА и 8 тыс. км ЛЭП. Объем финансирования ремонтной программы 2025 г. составил почти 240 млн рублей, это на 5 % выше показателя 2024 г. Все мероприятия, связанные с подготовкой к зиме, выполнены в полном объеме.

В рамках инвестиционной программы «Россети Сибирь» строит объекты, содействующие развитию Республики Алтай. За последние годы реализовано несколько крупных проектов. В зоне активного развития туризма — Майминском районе — введена первая в регионе высокоавтоматизированная подстанция 110 кВ «Озерная».

В 2025 г. «Россети» направили 1,7 млрд рублей на инвестиции в Республике Алтай. Планируется, что в ближайшие три года объем финансирования программы составит еще около 3,5 млрд рублей.

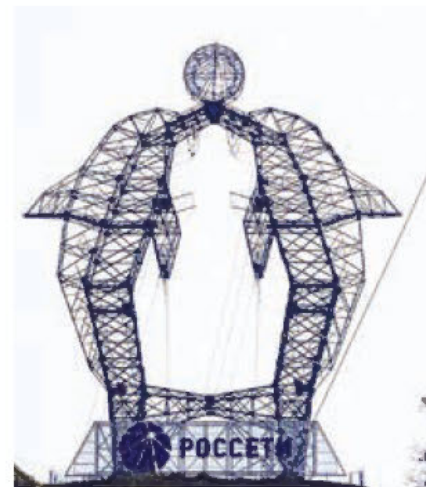


фото: ПАО «Россети»

ДОРОЖНАЯ И ТУРИСТИЧЕСКАЯ ИНФРАСТРУКТУРА КУБАНИ ПОЛУЧИЛА НОВУЮ ПОДСТАНЦИЮ

Заместитель председателя Правительства РФ Марат Хуснуллин, глава Группы «Россети» Андрей Рюмин, исполняющий обязанности заместителя губернатора Краснодарского края Евгений Пергун и председатель правления Госкомпании «Автодор» Вячеслав Петушенко ввели в работу подстанцию 110 кВ «Победа».

Подстанция работает без персонала в полностью автоматическом режиме. Оснащена автоматизированной системой управления технологическими процессами (АСУТП), способной обрабатывать более 10 тыс. цифровых сигналов, и высоконадежным оборудованием, включая два силовых трансформатора, элегазовые выключатели, микропроцессорные комплексы релейной защиты и автоматики.

При возведении заходов линии электропередачи на подстанцию использована стилизованная опора «Дельфины» высотой 50 м. Она размещена на видовой точке над будущей развязкой восточного обхода Адлера и оснащена настраиваемой динамической подсветкой.



фото: ПАО «Россети»

↓ Делегация Группы «Россети» посетила предприятия ведущих производителей СНЭ Китая

ДЕЛЕГАЦИЯ ГРУППЫ «РОССЕТИ» ПОСЕТИЛА ПРЕДПРИЯТИЯ ВЕДУЩИХ ПРОИЗВОДИТЕЛЕЙ СНЭ КИТАЯ

Делегация ПАО «Россети» во главе с генеральным директором Андреем Рюминым в ходе рабочего визита в КНР ознакомилась с производством накопителей энергии большой мощности (СНЭ) и опытом реализации проектов по их внедрению.

Российские энергетики побывали на предприятиях, выпускающих оборудование для таких систем, и на площадке, где осуществляется сборка контейнеров СНЭ «под ключ», посетили действующий объект мощностью 160 МВт одного из крупнейших производителей лития и СНЭ в Китае, познакомились с работой испытательного центра и завода ведущего китайского производителя преобразователей для СНЭ, оборудования для передачи постоянного тока высокого напряжения (HVDC), гибких систем передачи переменного тока (FACTS).

Специалистами Группы «Россети» прорабатываются возможности внедрения СНЭ большой мощности в магистральных сетях для обеспечения надежного электроснабжения потребителей при прохождении максимумов нагрузок. Правительство РФ утвердило ПАО «Россети» ответственным за строительство таких систем в Краснодарском крае и Республике Крым.

ГРУППА «РОССЕТИ» ОБНОВИЛА ПОЛИТИКИ ИННОВАЦИОННОГО РАЗВИТИЯ И ЭНЕРГОЭФФЕКТИВНОСТИ

Совет директоров компании утвердил в новой редакции Политику инновационного развития и Политику в области энергосбережения и повышения энергетической эффективности. Их действие распространяется на все компании Группы «Россети».

В предыдущей редакции политики были приняты в 2021–2022 гг. За прошедший период Президентом РФ и Правительством РФ был утвержден ряд основополагающих документов, включая Стратегию научно-технологического развития РФ, Концепцию технологического развития РФ на период до 2030 г., Энергетическую стратегию РФ на период до 2050 г. Группа «Россети» утвердила обновленную Стратегию развития. Вступили в действие новые и актуализированные национальные и межгосударственные стандарты.

При разработке политик учтены произошедшие изменения, конкретизированы задачи инновационного и научно-технического развития Группы «Россети» и повышения энергетической эффективности.



Фото: ПАО «Россети»

↓ «Россети» открыли после реконструкции три подстанции Тувинского энергокольца

«РОССЕТИ» ОТКРЫЛИ ПОСЛЕ РЕКОНСТРУКЦИИ ТРИ ПОДСТАНЦИИ ТУВИНСКОГО ЭНЕРГОКОЛЬЦА

В церемонии участвовали глава Тувы Владислав Ховалыг и генеральный директор ПАО «Россети» Андрей Рюмин. Торжественные пуски приурочены к празднованию 100-летия энергосистемы республики.

После реконструкции мощность подстанции 220 кВ «Кызылская» выросла более чем вдвое — до 330 МВА. Повысилась надежность электроснабжения Кызылской агломерации и Каа-Хемского угольного разреза, появилась возможность подключать к сети новых потребителей.

Подстанция 220 кВ «Туран» фактически отстроена заново, оснащена современным отечественным оборудованием и цифровыми комплексами, позволяющими реализовать дистанционное управление.

На расположенной в Хакасии подстанции 500 кВ «Означенное» введена третья трансформаторная группа, что увеличило мощность объекта в 1,5 раза — до 2,4 тыс. МВА и открыло возможность нарастить передачу в Туву энергии Саяно-Шушенской ГЭС.

«Россети» в 2026 г. поставят под напряжение новый транзит 220 кВ Шушенская-опорная — Туран и завершат строительство линии электропередачи от «Турана» до месторождения Ак-Суг на востоке Тувы.

ПОДВЕДЕНЫ ПРОМЕЖУТОЧНЫЕ ИТОГИ РАЗВИТИЯ ЕНЭС В 2025 Г.

Первый заместитель генерального директора ПАО «Россети» Андрей Муров на совещании с руководством филиалов — МЭС подвел итоги деятельности по управлению Единой национальной электрической сетью (ЕНЭС) за 10 месяцев 2025 г. Отмечен высокий уровень надежности работы инфраструктуры ЕНЭС, объекты магистрального комплекса готовы к отопительному сезону, все филиалы в срок получили соответствующие паспорта.

Наименьший уровень удельной аварийности за этот период зафиксирован в Южном предприятии МЭС Урала, Карельском предприятии МЭС Северо-Запада и Кузбасском предприятии МЭС Сибири. Отмечен рост надежности новосибирского АО «Электрмагистраль» до стандартов Группы «Россети».

Рассматривались итоги деятельности по технологическому присоединению, вопросы производственной безопасности, реализация кадровой политики, научно-техническая сфера, обеспечение защиты инфраструктуры.

Особое внимание уделено исполнению инвестпрограммы. С начала года компания реализовала несколько масштабных проектов — завершила реконструкцию подстанции Тувинского энергокольца, построила крупный транзит в Забайкалье, ввела в работу сетевые мощности в Якутии и др.



Фото: ПАО «Россети»

КЛЮЧЕВЫЕ ЭНЕРГООБЪЕКТЫ ЮГРЫ ПОЛУЧИЛИ ЦИФРОВЫЕ ИНФОРМАЦИОННЫЕ КОМПЛЕКСЫ

Завершилась модернизация семи подстанций 220 кВ и 500 кВ — опорных центров энергоснабжения Ханты-Мансийского автономного округа — Югры. Внедрены отечественные системы сбора и передачи информации (ССПИ) с расширенным функционалом, позволяющие ускорить реакцию на возникновение технологических нарушений.

Энергообъекты, на которых прошла модернизация, обеспечивают выдачу мощности самой северной электростанции региона — Няганской ГРЭС. Они также участвуют в транзитных потоках мощности в Тюменскую область, обеспечивают электроснабжение потребителей в Сургутском и Нефтеюганском районах.

Современные комплексы заменили устаревшее оборудование телемеханики. Цифровые ССПИ работают с большими объемами данных, что расширяет возможности для точного прогнозирования режимной обстановки, мгновенного анализа действий защит и противоаварийной автоматики. ССПИ проводят непрерывный мониторинг работы самих энергообъектов, оперативно направляя служебную информацию в Центр управления сетями филиала ПАО «Россети» — МЭС Урала и региональное диспетчерское управление Системного оператора.



Фото: Кирилл Казачков

ВОСЬМОЙ МЕЖДУНАРОДНЫЙ ФОРУМ РЭН-2025 СОСТОЯЛСЯ В МОСКВЕ 15–17 ОКТЯБРЯ

Центральное отраслевое событие года раскрыло потенциал и перспективы развития топливно-энергетического комплекса России и международного сотрудничества в сфере энергетики.

Пленарное заседание форума Российская энергетическая неделя — 2025 под девизом «Создавая энергию будущего вместе» — ключевое событие форума, определившее основные векторы стратегического развития российского ТЭК до 2050 г.: повышение благосостояния и качества жизни людей, обеспечение технологического суверенитета, развитие кадрового потенциала, преодоление геополитических вызовов и выстраивание равноправного и взаимовыгодного партнерства.

На форуме присутствовали ключевые игроки мирового энергетического рынка — 7 тыс. участников из 100 стран. Форум подтвердил свою ключевую роль в выработке ответов на самые важные вызовы новой мировой экономики.

Мероприятия РЭН состоялись на двух площадках: в Центральном выставочном зале «Манеж», где прошли мероприятия деловой программы, и в Гостином дворе, где была организована выставка оборудования и технологий для ТЭК.



Фото: ПАО «Россети»

РЭН-2025: ОСНОВНЫЕ ВЕКТОРЫ РАЗВИТИЯ МИРОВОЙ И ОТЕЧЕСТВЕННОЙ ЭНЕРГЕТИКИ

Президент России Владимир Путин на пленарной сессии обозначил ключевые ориентиры развития мировой и отечественной энергетики. Главная тенденция — перенастройка архитектуры глобальных энергетических связей в сторону Глобального Юга. Россия сохраняет статус одного из ведущих мировых производителей нефти, диверсифицирует газовый экспорт на новые направления и СПГ. Электроэнергетика страны нацелена на ликвидацию дефицитов, развитие сетей и запуск новых станций без роста тарифов для потребителя. Российский энергобаланс остается «зеленым»: 87 % выработки от источников с минимальным или нулевым углеродным следом. «Росатом» реализует планы ввода свыше 29 ГВт атомной генерации, включая малые АЭС. Рост спроса со стороны цифровой экономики будет обеспечиваться локальной генерацией.

Особое внимание технологическому суверенитету — импортозамещению в нефтегазовом оборудовании и развитию кооперации с партнерами БРИКС и Глобального Юга. Цель — формирование справедливого, предсказуемого и устойчивого энергетического порядка, в котором Россия укрепляет позиции глобального лидера.

↓ РЭН-2025: Обеспечение надежности в отопительном сезоне 2025–2026 годов

РЭН-2025: ОБЕСПЕЧЕНИЕ НАДЕЖНОСТИ В ОТОПИТЕЛЬНОМ СЕЗОНЕ 2025–2026 ГОДОВ

В рамках РЭН-2025 под председательством министра энергетики РФ Сергея Цивилева состоялось Всероссийское совещание о ходе подготовки к отопительному сезону 2025–2026 гг., на котором глава Группы «Россети» Андрей Рюмин сообщил об увеличении ремонтной программы 2025 г. по сравнению с 2024 г. более чем на 14 % — до 119 млрд рублей.

Предприятия Группы завершают подготовку к зиме. На случай аварийно-восстановительных работ и аварийного электроснабжения подготовлено порядка 11 тыс. бригад, более 52 тыс. специалистов, вооруженных 27 тыс. единиц спецтехники и почти 8 тыс. резервных источников (около 660 МВт). В сетевых компаниях сформированы аварийные запасы оборудования и материалов.

Системообразующие территориальные сетевые организации (СТСО) в 69 регионах готовы по решениям региональных штабов к ликвидации последствий аварий в сетях смежных организаций и на бесхозяйных энергообъектах.

Для повышения системной надежности в рамках инвестиционной программы «Россети» реализуются крупные проекты — строительство магистральной инфраструктуры на Дальнем Востоке, в Восточной Сибири, на Юге России и др.



Фото: Вячеслав Викторов

РЭН-2025: ОТ ИМПОРТОЗАМЕЩЕНИЯ К ТЕХНОЛОГИЧЕСКОМУ ЛИДЕРСТВУ

Основной темой главной панельной сессии РЭН-2025 стала Энергостратегия-2050, предполагающая модернизацию и цифровизацию отрасли, укрепление технологического суверенитета страны. Документ фиксирует ключевые задачи энергетической политики нового цикла:

- обеспечение энергетической безопасности, развитие внутреннего рынка, повышение качества нефтепродуктов, газификация регионов и формирование сбалансированных топливно-энергетических балансов;
- сохранение и приумножение экспортного потенциала, включая поставки угля и СПГ;
- переход от статуса покупателя технологий к роли технологического лидера, формирование цифровой энергетической среды, развитие локальной генерации для цифровой экономики, экспорт российских технологических решений.

Глава Группы «Россети» Андрей Рюмин на сессии «Создавая энергетику будущего» определил ключевые факторы, стимулирующие рост электропотребления в России и в мире: развитие городов, строительство дата-центров, цифровизация населения.



Фото: ПАО «Россети»

↓ РЭН-2025: Партнерство Группы «Россети» и Африканской энергетической палаты

РЭН-2025: ПАРТНЕРСТВО ГРУППЫ «РОССЕТИ» И АФРИКАНСКОЙ ЭНЕРГЕТИЧЕСКОЙ ПАЛАТЫ

На встрече главы Группы «Россети» Андрея Рюмина и ЭнДжей Аюк — главы Африканской энергетической палаты подведены итоги совместной работы сторон за прошедший год.

Определены актуальные задачи расширения сотрудничества в странах Африки: формирование комплексных программ развития энергетической инфраструктуры, интеграция в энергосистемы ВИЭ и СНЭ, внедрение передовых научно-технических разработок, подготовка кадров.

Обсуждены результаты недавно прошедшей в Кейптауне (ЮАР) масштабной Африканской энергетической недели, в рамках которой «Россети» провели серию встреч с африканскими компаниями и государственными ведомствами.

«Мы внимательно следим за решением задач энергообеспечения в Африке, ведем диалог с коллегами из Танзании, Сенегала, Ганы, Марокко и ЮАР. Считаем, что развитие отношений с Африканской энергетической палатой будет способствовать поиску наиболее эффективных вариантов сотрудничества», — сказал Андрей Рюмин.

РЭН-2025: ПЕРЕХОД НА ОТЕЧЕСТВЕННУЮ КОМПОНЕНТНУЮ БАЗУ

«Россети» более 10 лет назад начали активно реализовывать программу импортозамещения. Это оказалось своевременным и результативным. Доля зарубежной продукции в закупках снизилась с 40 до менее 10%. Сегодня нет критически значимых элементов, которые сдерживают развитие российского электросетевого комплекса. При этом создание собственной системы проверки качества (аттестации) оборудования, взаимодействие с компаниями из Китая, Белоруссии и других дружественных стран позволили сформировать конкурентную среду на рынке и стабилизировать цены. Об этом рассказал заместитель генерального директора — главный инженер ПАО «Россети» Евгений Ляпунов на форуме РЭН в рамках научно-практической конференции «Территория энергетического диалога».

«Россети» выбрали путь совместной доработки с производителями отечественной продукции и смогли устранить многие «болевые» точки. Компания продолжит работать в этом направлении. Первоочередной задачей также является внедрение в отрасли перспективных технологий, включая системы накопления электроэнергии, передачи и вставки постоянного тока.



Фото: ПАО «Россети»

РЭН-2025: УПРОЩЕНИЕ ТЕХНОЛОГИЧЕСКОГО ПРИСОЕДИНЕНИЯ К СЕТЯМ

Заместитель генерального директора по инвестициям и капитальному строительству ПАО «Россети» Алексей Мольский выступил на сессии Российской энергетической недели, где обсуждалась отраслевая повестка в национальной модели целевых условий ведения бизнеса. Алексей Мольский отметил, что «Россети» уделяют большое внимание упрощению процедуры техприсоединения к электросетям. Количество этапов подключения сокращено до одного: все необходимые документы потребитель может оформить в цифровом формате через «Портал электросетевых услуг» или ЕГПУ (сервис «Госуслуги»). Сегодня так поступает 99 % всех заявок на техприсоединение.

Дальнейшее упрощение процедур и сокращение сроков их проведения требуют изменений в Земельном кодексе, законодательстве о закупках и других нормативных актах, влияющих на время прохождения инвестиционно-строительного цикла.



Фото: Илья Деев

↓ РЭН-2025: «Россети» повысили уровень импортозамещения ИТ-решений до 91,5%

РЭН-2025: «РОССЕТИ» ПОВЫСИЛИ УРОВЕНЬ ИМПОРТОЗАМЕЩЕНИЯ ИТ-РЕШЕНИЙ ДО 91,5%

Заместитель генерального директора по цифровой трансформации ПАО «Россети» Константин Кравченко рассказал о переходе на отечественное программное обеспечение в сетевом комплексе. В предыдущие годы в отрасли сформировался «лоскутный» ИТ-ландшафт из сотен ИТ-систем. Для преодоления этого вызова была создана единая ИТ-архитектура, предусматривающая унификацию процессов и данных, а также типизацию целевых решений.

Разработана Стратегия цифровой трансформации до 2030 г., определен портфель проектов, которые реализуются исключительно на российских ИТ-платформах. На базе дочерней компании ПАО «Россети» «Россети Цифра» и Интеллектуальной лаборатории цифровых сетей создан Центр тестирования отечественных решений, где проверяются качество и совместимость программных и аппаратных продуктов. Наиболее сложной задачей, над которой идет работа, является переход на отечественные ERP-системы, объединяющие ключевые производственные и финансовые процессы.

РЭН-2025: КОМПЛЕКСНАЯ ПРОГРАММА ФОРМИРОВАНИЯ КАДРОВОГО ПОТЕНЦИАЛА ГРУППЫ «РОССЕТИ»

Заместитель генерального директора — руководитель аппарата ПАО «Россети» Владимир Харитонов рассказал о базовых составляющих долгосрочного развития группы — системе непрерывной подготовки и привлечения молодежи в компанию и формировании условий для адаптации, профессионального роста и самореализации специалистов.

Работа с молодежью начинается со школы, на базе сетевых проектов. Так, действует всероссийская сеть энергокружков в 63 регионах с 3 тыс. учащихся 8–11 классов, проводится олимпиада Группы «Россети» с 15 тыс. участников и др.

Профессиональную самореализацию специалистов независимо от должности и территории поддерживает сообщество «Движение заряженных людей» — система клубов из более чем 10 тыс. участников.

Отраслевая экосистема привлечения и подготовки кадров — стратегическая задача Группы «Россети», решаемая в том числе конкурентоспособным уровнем оплаты труда и реализацией социальной политики, одним из элементов которой могут стать ипотечные программы по льготной ставке с господдержкой.



Фото: ПАО «Россети»

↓ РЭН-2025: Заседание комиссии Госсовета РФ по направлению «Энергетика»

РЭН-2025: ЗАСЕДАНИЕ КОМИССИИ ГОССОВЕТА РФ ПО НАПРАВЛЕНИЮ «ЭНЕРГЕТИКА»

В рамках РЭН-2025 под председательством главы Республики Саха (Якутия) Айсена Николаева прошло заседание комиссии Госсовета РФ по направлению «Энергетика».

Первый заместитель генерального директора ПАО «Россети» Андрей Муров рассказал о результатах работы компаний Группы «Россети» в качестве системообразующих территориальных сетевых организаций (ТСО), как центров ответственности за надежность электроснабжения в регионах. В 69 субъектах РФ ТСО реализуют новые функции, включая «подхват» инфраструктуры у утративших свой статус территориальных сетевых организаций (ТСО), ведут оформление прав собственности на более чем 5,2 тыс. бесхозных объектов, прием-передачу во владение и пользование ТСО более 2,1 тыс. объектов электросетевого имущества, принадлежащего субъектам РФ и муниципальным образованиям.

ТСО приступили к экспертизе проектов инвестиционных программ и тарифных заявок сторонних ТСО. В результате будет сокращено нецелевое использование тарифных средств и оптимизировано распределение тарифного ресурса, необходимого для реновации и развития инфраструктуры.

РЭН-2025: «РОССЕТИ» ПРЕДЛОЖИЛИ СОЗДАТЬ ОБЩУЮ ПЛАТФОРМУ ИННОВАЦИОННОГО РАЗВИТИЯ ДЛЯ ВСЕХ СУБЪЕКТОВ ТЭК

На сессии «Устойчивое развитие российского ТЭК: партнерство государства, бизнеса и науки» заместитель генерального директора — главный инженер ПАО «Россети» Евгений Ляпунов отметил, инновации — неотъемлемая часть развития сетевого комплекса, обеспечивающая эффективные решения сложных инженерно-технических и технологических задач.

Часто в российском ТЭК разные научные коллективы выполняют смежные НИОКР или аналогичные задачи, однако добиться результата возможно только в синергии. Группа «Россети» считает приоритетом как развитие собственной инновационной инфраструктуры, так и создание общей платформы инновационного развития для всех субъектов электросетевого комплекса, электроэнергетики и ТЭК, вовлечение в эту работу компетентных участников рынка, производителей оборудования.

Сегодня действуют несколько платформ для автоматизации новых решений, внедряется корпоративная система управления знаниями. Эффективно действует Научно-технический совет, в котором представлены профильные вузы и партнерские организации. Совместно с Фондом «Сколково» организуется акселератор стартапов «Энергопрорыв».



Фото: Антон Антонов

РЭН-2025: СОСТОЯЛАСЬ СЕРИЯ НАУЧНО-ПРАКТИЧЕСКИХ МЕРОПРИЯТИЙ ДЛЯ МОЛОДЕЖИ

В 2025 г. «Россети» и «Системный оператор» организовали под эгидой Молодежной секции РНК СИГРЭ серию научно-практических конкурсных мероприятий. Из 12 работ, посвященных внедрению систем накопления энергии, созданию транзитов постоянного тока, применению генеративного искусственного интеллекта, интеграции объектов ВИЭ и другим темам, жюри выбрало трех победителей. Их проекты рекомендованы для рассмотрения на уровне Технического комитета РНК СИГРЭ. 51-я Сессия СИГРЭ пройдет во Франции летом 2026 г.

«Энергетика является одной из наиболее высокотехнологичных отраслей. Именно поэтому здесь всегда востребованы специалисты с качественной подготовкой, которую обеспечивают вузы-партнеры РНК СИГРЭ. Мы впервые проводим конференцию, которая позволяет обобщить опыт всех мероприятий, реализованных под эгидой Молодежной секции на региональном уровне. Для нас важно, что площадкой для этого стала РЭН, которая является одним из наиболее авторитетных отраслевых форумов мира», — отметил первый заместитель генерального директора ПАО «Россети», глава Российского национального комитета СИГРЭ Андрей Муров.



Фото: www.cigre.org

↓ Одобрен список аннотаций докладов на 51-ю Сессию СИГРЭ

ОДОБРЕН СПИСОК АННОТАЦИЙ ДОКЛАДОВ НА 51-Ю СЕССИЮ СИГРЭ

Центральным офисом СИГРЭ проведен отбор аннотаций докладов на предстоящую 51-ю Сессию СИГРЭ, которая пройдет в Париже с 23 по 28 августа 2026 г.

Перечень утвержденных от России аннотаций размещен на сайте РНК СИГРЭ.

В декабре 2025 г. авторы направят полнотекстовые доклады Ученому секретарю РНК СИГРЭ и в Исполнительную дирекцию РНК СИГРЭ.

После первого рассмотрения рецензенты могут запросить обновленную версию. Затем авторы должны предоставить обновленную версию в формате word с отслеживаемыми изменениями и чистую PDF-версию для своего национального комитета.

Участие в Парижской сессии — 2026 дает авторам возможность продемонстрировать свои исследования и инновации международной аудитории, состоящей из экспертов, ученых и профессионалов отрасли.

СОСТОЯЛОСЬ ОНЛАЙН-ЗАСЕДАНИЕ МЕЖДУНАРОДНОГО СООБЩЕСТВА «ЖЕНЩИНЫ В ЭНЕРГЕТИКЕ» СИГРЭ

В мероприятии приняли участие 12 представительниц сообщества, в их числе представитель от России к. э. н. Юлия Жилкина.

Модератор мероприятия — д-р Соланж Дэвид, председатель сообщества «Женщины в энергетике» СИГРЭ. Основная повестка заседания:

- необходимость научных публикаций в изданиях СИГРЭ, в том числе в журнале ELECTRA, освещение научных достижений и разработок, обмен опытом и знаниями;
- целесообразность проведения совещаний/собраний международного сообщества в рамках международных мероприятий СИГРЭ с целью создания крепкого интеллектуального сообщества.

В рамках мероприятия также были подведены итоги Международного симпозиума СИГРЭ, который состоялся 29.09–03.10.2025 в Монреале, в частности, внимание было уделено планам сообщества на 2026 г., включая активное участие в публикациях СИГРЭ.



Фото: www.cigre.org

РНК СИГРЭ ИНФОРМИРУЕТ О СОЗДАНИИ В РАМКАХ ИК (SC) СИГРЭ

D1/A2 — новой совместной рабочей группы (JWG): **JWG D1/A2.84 Silver Corrosion in Power Transformers**

D1 — новой рабочей группы (WG): **WG D1.83 Optical Spectral Sensing Technologies for Partial Discharge (PD) and Arc Detection in Gas-Insulated Equipment**

D2 — новой рабочей группы (WG): **WG D2.67 Power Embodied Intelligence Technology and Application**

B3 — новой рабочей группы (WG): **WG B3.71 Substations Improvements to Support Network Black Start Capability**

A2 — новой рабочей группы (WG): **WG A2.81 Guide for Power Transformer Design Review**

Количество членов рабочей группы от одной страны — один эксперт с опытом работы и эксперт — представитель молодежной аудитории специалистов. Общая информация о рабочих группах, формы и образцы документов, контактные данные представителей исследовательских комитетов представлены на сайте РНК СИГРЭ.

При наличии вопросов, связанных с членством в рабочих группах, просьба обращаться в РНК СИГРЭ по адресам электронной почты science@cigre.ru и cigre@cigre.ru

УДК 621.316.925.1
Шифр специальности ВАК 2.4.2., 2.4.3., 2.4.5.

ИСПОЛЬЗОВАНИЕ АКТИВНОЙ И РЕАКТИВНОЙ СОСТАВЛЯЮЩИХ ТОКА ДЛЯ ИДЕНТИФИКАЦИИ КОРОТКИХ ЗАМЫКАНИЙ В СЕТЯХ СРЕДНЕГО НАПРЯЖЕНИЯ 6–35 кВ

Целью исследования является выявление новых информационных признаков, позволяющих отличить пусковые режимы энергетических установок от режимов короткого замыкания. Рассмотрена динамика изменения составляющих полного тока (КЗ) фазы сети среднего напряжения в имитационной модели в номинальном, пусковом режимах и при КЗ. Выявлено наличие существенного изменения активной и реактивной составляющих тока в случае КЗ. Полученные результаты могут использоваться для повышения чувствительности защит путем введения дополнительного логического органа.



Распределительное устройство 10 кВ

Фото: А.А. Колесников

АВТОРЫ:
Д.С. Демидов,
ORCID ID 0009-0006-8556-7891,
ООО НПП «Микропроцессорные технологии»
А.А. Колесников, к. т. н.,
ORCID ID 0000-0002-3907-9591,
ООО НПП «ОВИСТ»
А.Л. Куликов, д. т. н., профессор,
ORCID ID 0000-0003-1092-7136,
anton8094@mail.ru,
ФГБОУ ВО «Нижегородский
государственный технический
университет им. Р.Е. Алексеева»

КЛЮЧЕВЫЕ СЛОВА:
#переходный процесс;
#релейная защита; #самозапуск
электродвигателей

↓ ДЛЯ ЦИТИРОВАНИЯ:

Демидов Д.С., Колесников А.А., Куликов А.Л. Использование активной и реактивной составляющих тока для идентификации коротких замыканий в сетях среднего напряжения 6–35 кВ // Энергия единой сети. 2025. № 5–6. С. 12–16.



ВВЕДЕНИЕ

Распределение электроэнергии осуществляется в основном сетями 6–35 кВ. Как правило, такие сети являются наиболее аварийными ввиду их естественного износа, отсутствия надлежащего и своевременного эксплуатационного обслуживания, недостаточной технической оснащенности, а также вследствие некорректных решений, принимаемых на этапе проектирования и строительства. Большая протяженность также увеличивает вероятность возникновения повреждений. В сетях 6–35 кВ на одиночных линиях с односторонним питанием от многофазных замыканий должна устанавливаться двухступенчатая токовая защита, первая ступень которой выполнена в виде токовой отсечки, а вторая, охватывающая линию целиком, — в виде максимальной токовой защиты (МТЗ) с независимой или зависимой характеристикой выдержки времени.

Ток срабатывания МТЗ выбирают по наиболее тяжелым условиям симметричных режимов, что определяет один из основных недостатков существующих токовых защит — недостаточную чувствительность во многих случаях несимметричных коротких замыканий (КЗ) [1]. При определении тока срабатывания МТЗ учитывают увеличение тока защищаемой линии вследствие самозапуска электродвигателей (ЭД) нагрузки [2] при восстановлении напряжения после отключения КЗ (выражение (1)), а учет производят с помощью коэффициента самозапуска $K_{сзп}$, численное значение которого при расчетах может достигать 2,5–3 и более [3].

$$I_{с.з.} = \frac{K_n \cdot K_{сзп}}{K_v} \cdot I_{раб.макс.} \quad (1)$$

где K_n — коэффициент надежности, который зависит от используемых в МТЗ реле;
 K_v — коэффициент возврата.

Точное определение коэффициента $K_{сзп}$ для нагрузки до 1 кВ на практике затруднено ввиду отсутствия полных данных о составе нагрузок, характеристиках и загрузке двигателей и др. Определить опытным путем расчетные уставки по месту на энергетическом объекте, как правило, невозможно из-за сложности технологических процессов энергетического производства и требований к их непрерывности. Другой подход состоит в подборе $K_{сзп}$ в зависимости от типа потребителя — промышленные, сельские, городские [4]. В итоге при расчетах в большинстве случаев приходится идти на загромождение уставок, что негативно сказывается на основных показателях релейной защиты объекта — чувствительности и надежности [5, 6]. В то же время продолжительность существования режимов, от которых производится отстройка, мала по сравнению со временем работы оборудования в более «легких» (нормальных) условиях эксплуатации.

Значительная часть линий напряжением до 6–35 кВ питает маломощные трансформаторные подстанции, защищаемые со стороны высокого напряжения предохранителями. Становится актуальной проблема дальнего резервирования защит трансформаторов, что подтверждается рядом публикаций [7, 8], в которых определена сложность выявления КЗ на стороне выше-

го напряжения маломощных трансформаторов в связи с низкими уровнями аварийных составляющих токов в месте установки защит.

Следует также отметить, что на линиях, максимальные рабочие токи которых сопоставимы с токами КЗ в конце линий, традиционные токовые защиты, реагирующие на полные токи фаз, могут не удовлетворять требованиям нормативных документов по чувствительности. Таким образом, защита становится нечувствительной к токам КЗ не только в резервной, но и в основной зоне.

В связи с вышеизложенным возникает необходимость повышения технического совершенства как токовых защит самого объекта, так и защит, осуществляющих дальнейшее резервирование.

Одним из подходов по совершенствованию токовых защит распределительных сетей является выявление новых информационных признаков, благодаря которым появляется возможность отличить пусковые режимы энергетических установок от режимов КЗ, в том числе при отсутствии информации о составе и характеристиках нагрузки. В результате исключается необходимость отстройки (выражение (1)) от режимов пуска и самозапуска ($K_{сзп} = 1$).

ЦЕЛЬ ИССЛЕДОВАНИЯ

В статье проанализирована возможность использования активной и реактивной составляющих тока фазы для выявления новых информационных признаков, однозначно определяющих режимы пуска, нормального режима и КЗ.

На рис. 1 представлены участок распределительной сети 10 кВ и соответствующая схема замещения. Нагруз-

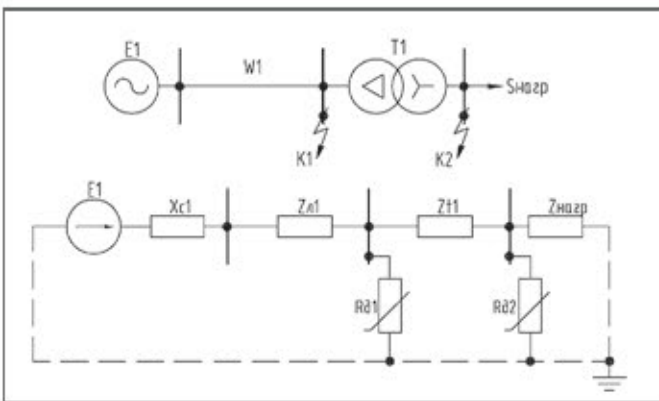


Рис. 1. Участок распределительной сети 10 кВ и схема замещения
Обозначения: E1 — система электроснабжения с результирующей ЭДС E1; T1 — силовой трансформатор 10/0,4 кВ; W1 — линия электропередачи (ЛЭП); S_{нагр} — нагрузка, подключенная к шинам 0,4 кВ; K1, K2 — рассматриваемые точки КЗ; xc1 — сопротивление системы электроснабжения; zл1 — сопротивление системы электроснабжения; zл2 — сопротивление системы электроснабжения; zл1 — сопротивление системы электроснабжения; xc1 — сопротивление системы электроснабжения; Z11 — сопротивление силового трансформатора; Z_{нагр} — сопротивление нагрузки; Rd1 — сопротивление дуги при КЗ в точке K1; Rd2 — сопротивление дуги при КЗ в точке K2.

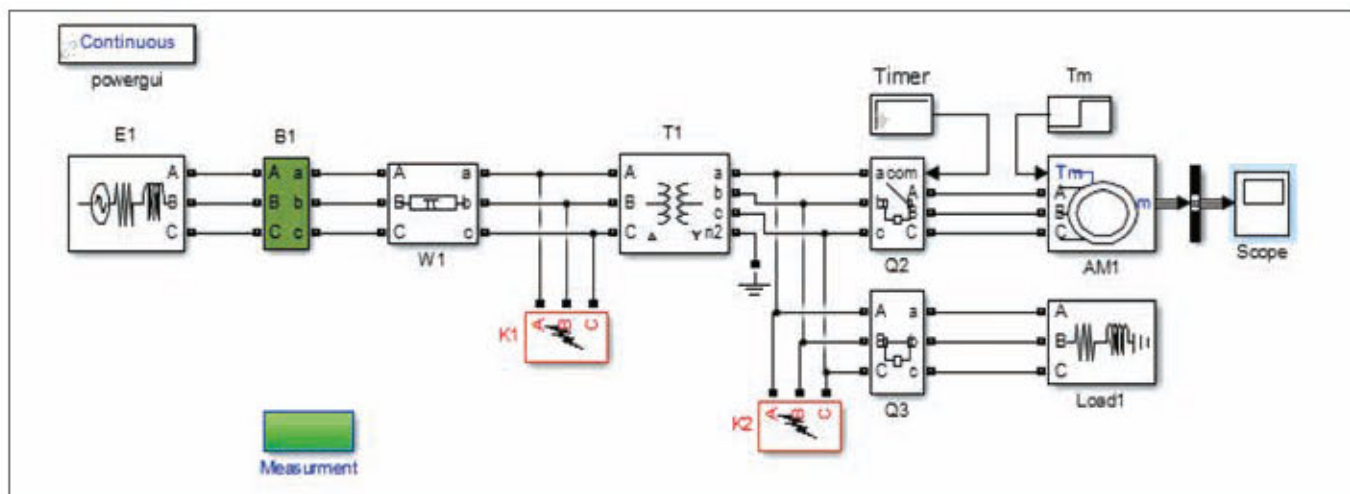


Рис. 2. Имитационная модель распределительной сети

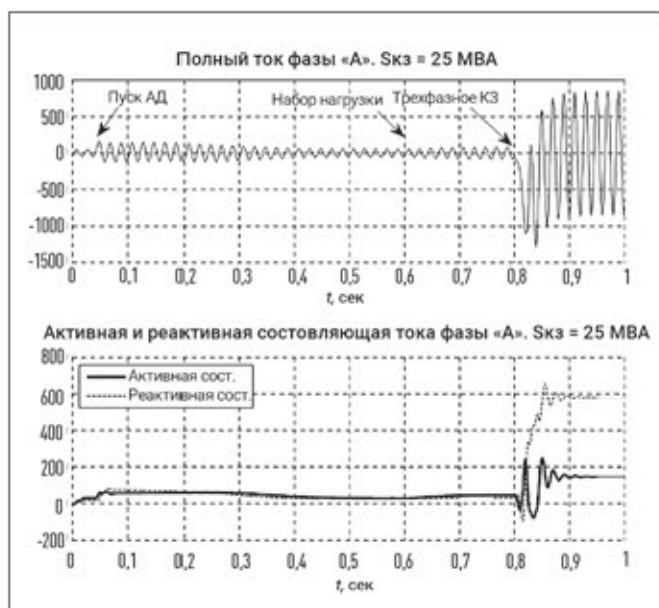
ка трансформатора 10/0,4 кВ смешанная и содержит как статическую нагрузку, так и двигательную.

Полный ток фазы линии в общем случае содержит активную и реактивную составляющие [10]:

$$I_{\Phi} = \sqrt{I_{\text{акт}}^2 + I_{\text{реакт}}^2}, \quad (2)$$

где $I_{\text{акт}}$ — активная, $I_{\text{реакт}}$ — реактивная составляющая полного тока фазы.

Величины составляющих полного тока фазы зависят от мощности нагрузки и коэффициента мощности. При

Рис. 3. Полный ток фазы «А» и составляющие токов фазы «А» при $S_{k3} = 25 \text{ MVA}$

изменении режимов работы электроустановок также изменяются величины составляющих полного тока фазы. Следовательно, возможно использование дополнительной информации о составляющих токов фаз для идентификации нормальных и аварийных режимов [11].

Целесообразно проанализировать следующие предположения:

- при КЗ в точках K1 и K2 (рис. 1) значительно уменьшается активная составляющая тока и увеличивается реактивная;
- при пусках ЭД происходит увеличение как активной, так и реактивной составляющей тока, при этом отношение их друг к другу остается без изменений;
- при КЗ изменения активной и реактивной составляющих токов носят более динамичный характер, чем при прямых пусках ЭД;
- при включении силового трансформатора на холостой ход (ХХ) происходит увеличение реактивной составляющей тока [12].

В ходе исследований была разработана имитационная модель распределительной сети с асинхронными двигателями (АД) в программном пакете Matlab/Simulink. На рис. 2 приведена имитационная модель участка распределительной сети, которая позволяет получить динамические характеристики АД, статической нагрузки, величины составляющих полных токов фаз линии и исследовать поведение составляющих тока в нормальных и аварийных режимах работы системы электроснабжения.

Питание силового трансформатора 10/0,4 кВ (T1) (рис. 2) осуществляется от шин 10 кВ конечной мощности проводом AC-70/11 (w1). Модель учитывает наличие на стороне 0,4 кВ как статической (Load1), так и двигательной (AM1) нагрузки. При проведении имитационных экспериментов учитывалось влияние механических характеристик электропривода.

Разработанная модель (рис. 2) позволила получить необходимую информацию для анализа пусковых режимов

АД. Способ пуска асинхронных двигателей — прямой пуск. Он представляет собой подсоединение обмоток двигателя непосредственно к сети без изменения электрических параметров сети. При пуске двигатель развивает большой пусковой ток, в 5–7 раз превышающий номинальный. Двигатели питаются от вторичной обмотки низшего напряжения силового трансформатора напрямую.

Для рассмотрения динамики изменения составляющих полного тока фазы распределительной сети рассматриваются следующие режимы:

- пусковой режим асинхронного двигателя;
- холостой ход;
- номинальный режим;
- режим набора нагрузки асинхронным двигателем;
- режим симметричного КЗ на стороне 0,4 кВ трансформатора;
- режим несимметричного КЗ на стороне 0,4 кВ трансформатора.

РЕЗУЛЬТАТЫ ИССЛЕДОВАНИЯ

На рис. 3 приведены результаты моделирования режимов пуска, холостого хода, набора нагрузки и трехфазного КЗ на стороне 0,4 кВ. Мощность системы КЗ (S_{k3}) при этом составляет 25 MVA.

Анализ рис. 3 показывает, что при трехфазном КЗ на стороне 0,4 кВ активная и реактивная составляющие полного тока фазы «А» имеют ряд особенностей:

- в момент пуска АД ($t = 0,05 \text{ с}$) изменения активной и реактивной составляющих носят более плавный характер, без резких колебаний и на меньшем интервале времени;
- на промежутке времени $t = 0,8 \div 0,91 \text{ с}$ после момента КЗ изменения активной и реактивной составляющих носят резкий колебательный характер. В момент КЗ резко увеличивается реактивная составляющая.

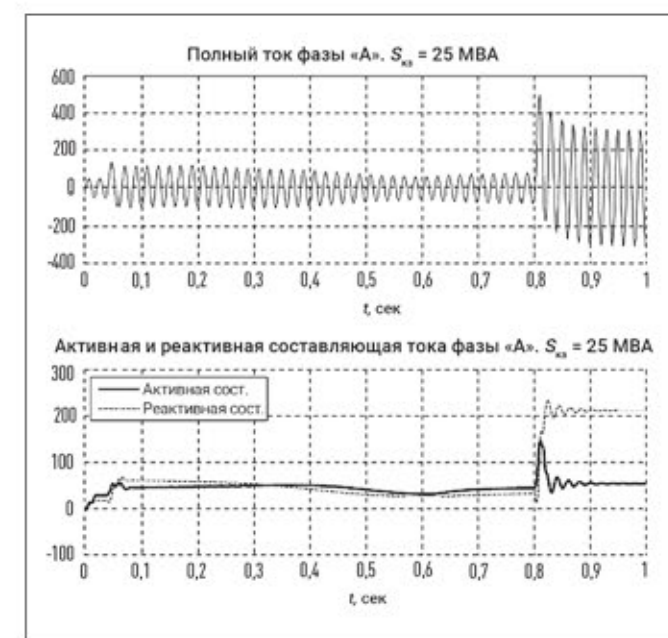
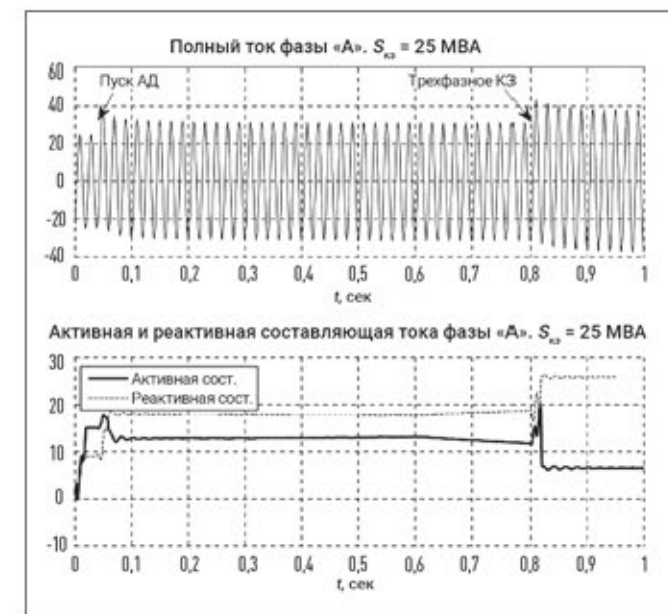
Указанные обстоятельства обусловлены тем, что, во-первых, происходит резкая смена режима работы вследствие КЗ, во-вторых, происходит сброс активной мощности (а как следствие, и активной нагрузки, а также активной составляющей тока) и ток КЗ носит в основном реактивный характер. Значения составляющих зависят только от соотношения реактивного и активного сопротивлений в контуре КЗ.

Утяжеляя условия работы распределительной сети, уменьшив значение мощности КЗ системы до 5 и 0,5 MVA, получаем зависимости, представленные на рис. 4, 5.

На рис. 5 видно, что при трехфазном КЗ на стороне 0,4 кВ и мощности КЗ системы $S_{k3} = 0,5 \text{ MVA}$ полный ток фазы «А» при пуске имеет практически такое же значение, как и при трехфазном КЗ. Однако при этом активная и реактивная составляющие полного тока фазы имеют такой же характер поведения, как и в предыдущих случаях (рис. 3, 4):

- ярко выраженный колебательный характер изменения в первые моменты после КЗ;
- резкое уменьшение активной и реактивной составляющих в первые моменты после КЗ.

Таким образом, возможно использование соотношения активной и реактивной составляющих полного тока

Рис. 4. Полный ток фазы «А» и составляющие токов фазы «А» при $S_{k3} = 5 \text{ MVA}$ Рис. 5. Полный ток фазы «А» и составляющие токов фазы «А» при $S_{k3} = 0,5 \text{ MVA}$

фазы в качестве информационного признака для совершенствования токовых защит напряжением 6–35 кВ.

На рис. 6 предложена упрощенная структурная схема усовершенствованной МТЗ с разрешением работы по модулю соотношения активной и реактивной составляющих тока.

Функционирование устройства, выполненного с использованием схемы, представленной на рис. 6, предпо-

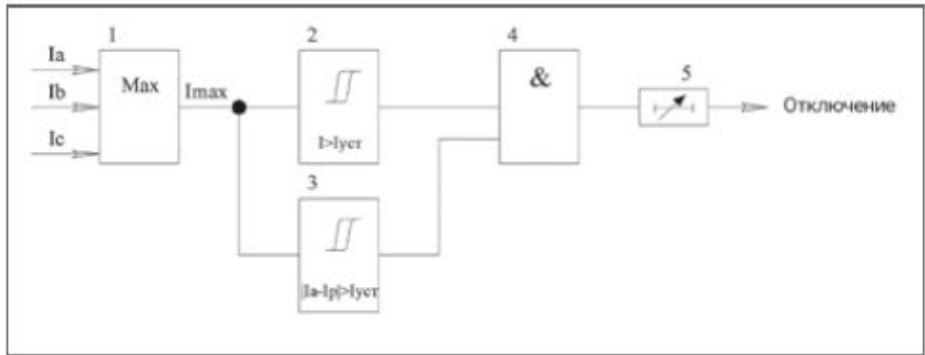


Рис. 6. Упрощенная структурная схема усовершенствованной МТЗ
Обозначения: 1 — элемент выбора максимального тока; 2 — элемент сравнения максимального тока с уставкой; 3 — элемент сравнения активной и реактивной составляющих тока с уставкой; 4 — элемент «И»; 5 — таймер (выдержка времени защиты).

лагает: определение тока поврежденной фазы (элемент 1); последующее его сравнение с уставкой (элемент 2); расчет активной и реактивной составляющих тока поврежденной фазы, а также сравнение модуля их разности с заранее определенным уставочным значением (элемент 3). При одновременной выдаче элементами 2 и 3 сигналов о превышении уставочных значений реализуется однозначное определение режима КЗ и происходит срабатывание МТЗ (рис. 6) с выдержкой времени.

Таким образом, в защите (рис. 6) обеспечивается отстройка от токов самозапуска без ухудшения чувствительности, а также реагирование на все виды КЗ как на линии, так и за силовым маломощным трансформатором.

выводы

- В результате исследования динамических процессов в сети среднего напряжения в различных режимах выявлено, что:
 - на начальном промежутке после момента КЗ изменения активной и реактивной составляющих тока носят резкий колебательный характер;
 - в момент пуска АД изменения активной и реактивной составляющих тока носят более плавный характер, без резких колебаний и на меньшем интервале времени;
 - в момент КЗ имеют место резкое увеличение реактивной составляющей и резкое уменьшение активной составляющей.
- Соотношение активной и реактивной составляющих полного тока фазы можно использовать как дополнительный информационный признак с целью идентификации режима КЗ. При этом чувствительность МТЗ может быть увеличена в 2–3 раза путем изменения $K_{сн}$ до 1 и, следовательно, уменьшения тока срабатывания защиты.
- К достоинствам использования соотношения активной и реактивной составляющих полного тока фазы в качестве информационного признака защиты можно отнести отстройку от токов самозапуска без ухудшения чувствительности, а также реагирование на все виды КЗ как на линии, так и за силовым маломощным трансформатором.

Рисунки к статье предоставлены авторами.

ЛИТЕРАТУРА

1. Митченко В.А., Дубов А.Л., Шурчалова О.Н. О повышении чувствительности максимальных токовых защит ЛЭП 6-10 кВ // Электротехника. 2012. № 3. С. 51-53.	7. Нагай В.И. Релейная защита ответственных подстанций электрических сетей. М.: Энергоатомиздат, 2002.
2. Булычев А.В., Грибков М.А. Анализ процессов самозапуска электродвигателей в современных электрических распределительных сетях с позиций релейной защиты // Релейная защита и автоматизация. 2023. № 1(50). С. 30-38.	8. Маруда И.Ф. Релейная защита и автоматика ответственной однострансформаторной подстанции 110 кВ // Электрические станции. 2005. № 5.
3. Романюк Ф.А., Тищенко А.А., Румянцев В.Ю. Повышение технического совершенства токовых и токовых направленных защит распределительных сетей // Вестник Белорусского национального технического университета. 2009. № 4. С. 66-69.	9. Маруда И.Ф. О ближнем резервировании на подстанциях с выключателем 110 кВ в цепи трансформатора // Электрические станции. 2001. № 5.
4. Шабад М.А. Расчеты релейной защиты и автоматики распределительных сетей. СПб.: ПЭИПК, 2003.	10. Бессонов Л.А. Теоретические основы электротехники. Электрические цепи. М.: Высшая школа, 1996.
5. Колесников А.А., Папков Б.В. Особенности сбора и обработки данных для расчета надежности современной релейной защиты // Вестник НГИЭИ. 2022. № 3(130). С. 50-64. DOI: 10.24412/2227-9407-2022-3-50-64	11. Нагай В.В. Оценка селекции режимов продольно-поперечной несимметрии в электрических распределительных сетях с эффективно-заземленной нейтралью // Известия высших учебных заведений. Электромеханика. 2004. № 3. С. 51-54.
6. Вуколов В.Ю., Колесников А.А., Обалин М.Д., Папков Б.В.	12. Засыпкин А.С. Релейная защита трансформаторов. М.: Энергоатомиздат, 1989.



ВАКУУМНЫЕ И ЭЛЕГАЗОВЫЕ ВЫКЛЮЧАТЕЛИ ПЕРЕМЕННОГО И ПОСТОЯННОГО ТОКА: УЧЕБНОЕ ПОСОБИЕ

ШУЛЬГА Р.Н.
ВОЛОГДА: ИНФРА-ИНЖЕНЕРИЯ, 2024. 220 С.

Рассмотрены переходные процессы генераторных, конденсаторных, гибридных выключателей переменного тока в коммутационных и аварийных режимах. Приведены результаты моделирования, управляемой и синхронной коммутации. Описаны методика коммутационных испытаний и испытательные стенды указанных выключателей. Выполнены исследования приводов с использованием полупроводниковых приборов. Сравниваются схемотехника и испытательные стенды выключателей постоянного тока.

Для студентов и специалистов направления подготовки 13.03.02 «Электроэнергетика и электротехника» по курсу «Специальные вопросы электрической части электроустановок».



ЭЛЕКТРИЧЕСКИЕ МАШИНЫ для ЭНЕРГЕТИКИ и ТРАНСПОРТА. РАЗРАБОТКА и ИСПЫТАНИЯ ЭЛЕКТРИЧЕСКИХ МАШИН: УЧЕБНОЕ ПОСОБИЕ

ШУЛЬГА Р.Н., ЛАБУТИН А.А.
ВОЛОГДА: ИНФРА-ИНЖЕНЕРИЯ, 2024. 136 С.

Исследованы динамика, особенности и методы испытаний быстроходных электрических машин. Разработан геометрический метод расчета и моделирования их. Предлагаются новые материалы и технологии изготовления электрических машин. Рассмотрены вопросы выбора изоляции, диагностики и испытаний. Предлагаются решения по выбору систем управления электрических машин.

Для студентов по направлению подготовки 13.03.02 «Электроэнергетика и электротехника», а также для слушателей профессиональной переподготовки.



ЭЛЕКТРИЧЕСКИЕ МАШИНЫ для ЭНЕРГЕТИКИ и ТРАНСПОРТА. ПРИМЕНЕНИЕ ЭЛЕКТРИЧЕСКИХ МАШИН: УЧЕБНОЕ ПОСОБИЕ

ШУЛЬГА Р.Н., ЛАБУТИН А.А.
ВОЛОГДА: ИНФРА-ИНЖЕНЕРИЯ, 2024. 156 С.

Исследованы динамика, особенности и методы испытаний быстроходных электрических машин. Разработан геометрический метод расчета и моделирования указанных машин. Предлагаются новые материалы и технологии изготовления электрических машин. Рассмотрены вопросы выбора изоляции, диагностики и испытаний. Предлагаются решения по выбору систем управления электрических машин.

Для студентов по направлению подготовки 13.03.02 «Электроэнергетика и электротехника», а также для слушателей профессиональной переподготовки.

УДК 621.316.56
Шифр специальности ВАК 2.4.3., 2.4.2.

ОПРЕДЕЛЕНИЕ И МОНИТОРИНГ КОММУТАЦИОННОГО РЕСУРСА СИНХРОННОГО ВАКУУМНОГО ВЫКЛЮЧАТЕЛЯ СРЕДНЕГО НАПРЯЖЕНИЯ

Статья посвящена актуальной проблеме определения и мониторинга остаточного коммутационного ресурса вакуумных выключателей синхронного типа в электрических сетях среднего напряжения. Проведен анализ существующих методик оценки ресурса, которые основаны на использовании паспортных данных и типовых параметров, выявлен их ключевой недостаток — отсутствие учета реального энергетического воздействия на дугогасительное устройство при каждой операции отключения. Предложена методика, идею которой составляет расчет доли износа от каждой операции на основе значения интеграла Джоуля. Практическая реализация методики воплощена в специализированном программном обеспечении, которое обеспечивает мониторинг, прогнозирование остаточного ресурса и визуализацию состояния аппарата в реальном времени.

АВТОРЫ:
Д.А. Павлюченко, к. т. н., доцент,
ORCID ID 0000-0003-4522-9557,
dap@keps.pro,
ФГБОУ ВО «Новосибирский
государственный технический
университет»
Е.В. Прохоренко, к. т. н., доцент,
ORCID ID 0009-0005-0963-7184,
evp@keps.pro
В.Н. Черепанский,
ORCID ID 0009-0004-6702-432X,
ch_vn@keps.pro,
ГК «КЭПС»
В.А. Хайруллин,
ORCID ID 0009-0005-5854-6748,
khay.slava.01@mail.ru
М.Р. Жияев,
ORCID ID 0009-0008-4508-9711,
maks.it@keps.pro,
ФГБОУ ВО «Новосибирский
государственный технический
университет», ГК «КЭПС»

КЛЮЧЕВЫЕ СЛОВА:
#вакуумный выключатель
синхронного типа; #среднее
напряжение; #коммутационный
ресурс; #интеграл Джоуля;
#мониторинг состояния

↓ ДЛ Я ЦИТИРОВАНИЯ:

Павлюченко Д.А., Прохоренко Е.В., Черепанский В.Н., Хайруллин В.А., Жияев М.Р. Определение и мониторинг коммутационного ресурса синхронного вакуумного выключателя среднего напряжения // Энергия единой сети. 2025. № 5–6. С. 18–24.



Источник фото: архив ГК «КЭПС»

Вакуумный выключатель синхронного типа КЭПС-BBC 10/1000/25

ВВЕДЕНИЕ

Ключевым компонентом современных электрических сетей среднего напряжения являются вакуумные выключатели, обеспечивающие надежное отключение как рабочих токов, так и токов короткого замыкания. Их преимущества — высокая отключающая способность, минимальные эксплуатационные расходы, экологичность и долговечность — сделали их основным коммутационным аппаратом в распределительных электрических сетях.

Одним из факторов, определяющих срок службы вакуумных выключателей, является его коммутационный ресурс — способность сохранять работоспособность после многократных отключений аварийных токов. Каждая такая операция приводит к постепенной деградации контактной группы и дугогасящей среды из-за воздействия высокотемпературной плазмы дуги.

Актуальной тенденцией развития электроэнергетики является переход от планово-предупредительных ремонтов к обслуживанию оборудования по состоянию. Однако такой переход требует внедрения устройств и программного обеспечения, позволяющего в режиме реального времени осуществлять мониторинг и анализ состояния соответствующего оборудования. Например, для выключателей среднего напряжения — остаточного ресурса по коммутационной стойкости согласно ГОСТ Р 52565–2006 [1].

Учет механического ресурса может производиться при каждом срабатывании привода выключателя независимо от протекания или отсутствия тока. Механический ресурс выключателя обычно задается в паспортных данных. Так как его величина характеризует работу выключателя без токовой нагрузки, то обычно нет необходимости рассчитывать и прогнозировать его значение, за исключением специфических особенностей эксплуатации [2].

Коммутационный ресурс без осмотра и ремонта дугогасительного устройства определяется допустимым для выключателя суммарным числом операций включения и отключения при нагрузочных токах и токах КЗ. Как видно, данное определение не устанавливает ни количества операций, ни значений коммутируемого тока, ни типа выполняемых операций (отключения или включения), ни параметров следующей операции, в которой может произойти отказ выключателя. Попытки ввести однозначность в понятие коммутационного ресурса, например, количество операций отключения номинального тока отключения, не удалось, во-первых, из-за дороговизны подобной процедуры (необходимо проводить достаточно большую серию испытаний при одинаковых условиях, что выходит за рамки типовых испытаний), а во-вторых, из-за того, что, как показывает статистика, выключатели за время жизни практически ни разу не отключают токи по значению близкие к номинальным токам отключения [3].

Исходя из этого, предпринимаются попытки предложить подходы к оценке коммутационного ресурса, в которых при подсчете ресурса можно использовать различные значения коммутируемого тока. В основе этого лежит предположение, что каждая коммутационная операция приводит к некоторому износу контактов и других элементов дугогасительной камеры, ограничивая срок

службы, и что в зависимости от значения коммутируемого тока в процентах от номинального тока отключения этот износ можно оценить. Такое приближение к оценке коэффициента износа при разных токах отключения принято в документах МЭК [4].

На базе подобного подхода разрабатываются методики учета коммутационного ресурса выключателя различными исследовательскими организациями и производителями электрооборудования, в том числе и отечественными.

МЕТОДИКИ ОЦЕНКИ КОММУТАЦИОННОГО РЕСУРСА ВЫКЛЮЧАТЕЛЕЙ

Существует несколько подходов к определению коммутационного ресурса выключателей. Их можно разделить на две основные группы:

- 1) методики, основанные на построении зависимости допустимого числа коммутаций от величины коммутируемого тока на основании паспортных данных выключателя;
- 2) методики, учитывающие совокупность параметров, на основании данных о которых формируется интегральный показатель уровня технического состояния выключателя.

Все рассматриваемые методики позволяют получить величину коммутационного ресурса. На основании результирующих численных значений ресурса можно сделать выводы об уровне технического состояния оборудования с той или иной степенью точности. В то же время каждая группа методик имеет свои характерные достоинства и недостатки.

Методики первой группы учитывают лишь один эксплуатационный фактор — коммутируемый ток. Однако необходимо отметить, что данный фактор больше всего влияет на значение ресурса, так как оказывает тепловое, электрическое, механическое и косвенно химическое воздействие на оборудование [3].

Например, в работе [5] представлено выражение (1), определяющее количество отключений N (циклов ВО) при различных токах (рис. 1):

$$N = KP_{I_{0,ном}} \cdot \left(\frac{KP_{I_{ном}}}{KP_{I_{0,ном}}} \right)^{\frac{\ln\left(\frac{I_{откл}}{I_{0,ном}}\right)}{\ln\left(\frac{I_{откл}}{I_{ном}}\right)}}, \tag{1}$$

где $KP_{I_{0,ном}}$ — ресурс по коммутационной стойкости при 100 % номинального тока отключения, циклы ВО;
 $KP_{I_{ном}}$ — ресурс по коммутационной стойкости выключателя при номинальном токе, циклы ВО;
 $I_{0,ном}$ — номинальный ток отключения выключателя, А;
 $I_{ном}$ — номинальный ток выключателя, А;
 $I_{откл}$ — ток отключения, А.

Методика, представленная в Методических указаниях по определению расхода коммутационного ресурса выключателей при эксплуатации [6], заключается в следующем.

Расход коммутационного ресурса R_k подсчитываем как

$$R_k = \sum \frac{1}{n_{oI}} \tag{2}$$

где n_{oI} — количество отключений при токе отключения, шт.

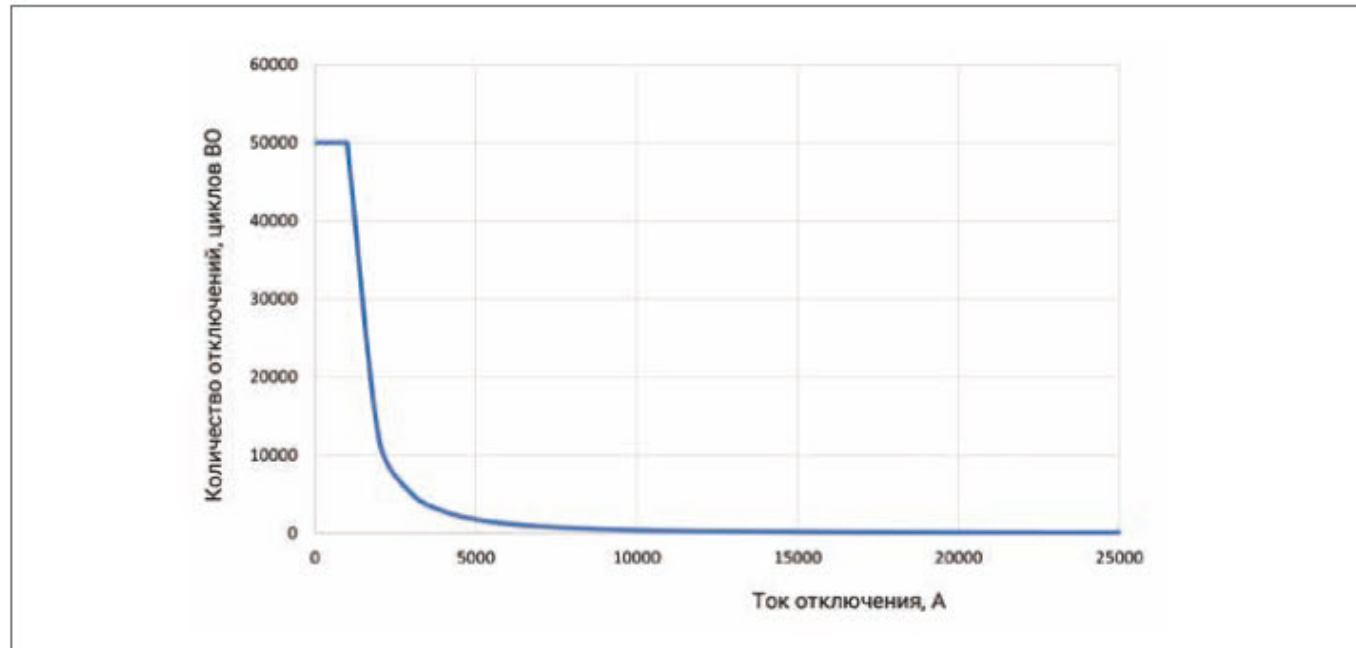


Рис. 1. Зависимость коммутационного ресурса выключателя от тока отключения

Затем определяется критерий вывода выключателя в ремонт:

$$\sum \frac{1}{n_{oI}} > 1 - \frac{1}{n_{в.мин}}, \quad (3)$$

где $n_{в.мин}$ — допустимое количество отключений при наибольшем токе, возможном в месте установки выключателя.

Ресурс считается исчерпанным, если удовлетворяется неравенство.

В программном обеспечении [7] оценку коммутационного ресурса выключателя осуществляют по выражениям (4) и (5):

Рассчитывается количество отключений N из уравнения прямой проходящей через две заданные точки:

$$\frac{I_{откл} - I_1}{I_2 - I_1} = \frac{N - N_1}{N_2 - N_1} \rightarrow N = \frac{(I_{откл} - I_1) \cdot (N_2 - N_1)}{I_2 - I_1} + N_1, \quad (4)$$

где $I_{откл}$ — ток отключения, кА;

I_1, I_2, N_1 и N_2 — известные точки графика (рис. 2).

Остаточный ресурс выключателя составляет:

$$Res_{ост} = Res - \frac{1}{N} \cdot 100\% \quad (5)$$

где N — количество отключений, шт;

Res — начальный коммутационный ресурс, %;

$Res_{ост}$ — остаточный коммутационный ресурс, %.

Вторую группу представляют собой экспертные системы, которые позволяют учесть большое количество эксплуатационных факторов [8, 9]. В данном случае

в результате обработки замеров, полученных на базе различных инструментальных методов контроля, экспертная система с использованием весовых коэффициентов для учета совокупности факторов формирует обобщенную интегральную оценку состояния аппарата. Тем не менее данный подход обладает существенными недостатками, заключающимися как в необходимости оснащения анализируемого аппарата набором измерительных устройств, что существенно и недопустимо увеличивает стоимость выключателя, так и в сложности определения весовых коэффициентов, от качества которых напрямую зависит результат оценки.

В ходе анализа существующих методик оценки коммутационного ресурса вакуумных выключателей были выявлены их ключевые особенности:

- методика на основе выражения (1) учитывает зависимость ресурса от тока отключения, но требует точных данных по номинальным параметрам;
- методика на основе выражения (2) основана на суммировании относительного износа, но использует типовые графические зависимости;
- методика на основе выражений (3, 4) применяет линейную интерполяцию, что может давать значимую погрешность при нелинейной зависимости износа выключателя.

Таким образом, существующие методики имеют свои преимущества, но зачастую требуют ручного ввода параметров и поэтапной обработки информации, а также не всегда учитывают весь комплекс факторов износа.

Для повышения точности и удобства практического применения требуется разработка усовершенствованного подхода.

ПРЕДЛАГАЕМАЯ МЕТОДОЛОГИЯ ОЦЕНКИ КОММУТАЦИОННОГО РЕСУРСА ВЫКЛЮЧАТЕЛЕЙ

Большинство из рассмотренных выше подходов основаны на использовании данных, полученных предприятием-изготовителем в ходе многочисленных предварительных испытаний выключателя конкретного типа. Эти испытания позволяют построить кривую зависимости возможного количества коммутаций от коммутируемого тока. Трудоемкость и высокая стоимость такой процедуры подчеркивают актуальность разработки новых методик оценки коммутационного ресурса.

Кроме того, существующие методики зачастую не учитывают или учитывают лишь косвенно ряд критически важных параметров каждой коммутационной операции: вид короткого замыкания, фактическую длительность горения дуги и другие факторы, непосредственно влияющие на износ аппарата.

Износ контактной системы, происходящий при каждом срабатывании, является ключевым фактором, ограничивающим срок службы выключателя. Согласно [1], ресурс по коммутационной стойкости устанавливается как допустимое количество отключений номинального тока отключения. Однако на практике токи коммутации варьируют от нуля до этого номинального значения. При этом разрушение контактов при малых токах незначительно, в то время как при отключении номинального тока оно максимально.

Основной причиной деградации контактов является тепловое и эрозионное воздействие электрической дуги, энергия которой пропорциональна коммутируемому току и времени. Следовательно, для адекватной оценки сработавшего и остаточного ресурса необходим учет не номинальных, а реальных значений энергии, выделяющейся в выключателе во время горения дуги при конкретной операции.

Как известно, мерой термического воздействия тока короткого замыкания является интеграл Джоуля (B_k):

$$B_k = \int_0^{t_{откл}} i_{кл}^2 dt, \quad (6)$$

где $i_{кл}$ — ток КЗ в момент времени t ;

$t_{откл}$ — продолжительность КЗ.

Таким образом, для полноценного и точного расчета коммутационного ресурса необходимо учитывать фактические токи, реальное время протекания тока короткого замыкания и продолжительность горения дуги.

Это стало возможным благодаря современным техническим решениям. Например, такие инновационные решения, как вакуумные выключатели синхронного типа КЭПС-ВВС [10] со встроенными регистраторами, позволяют фиксировать осциллограммы процессов короткого замыкания.

На основе этих данных, используя численное интегрирование, можно с высокой точностью рассчитать фактический интеграл Джоуля — энергию, выделившуюся при каждой коммутации, методом прямоугольников:

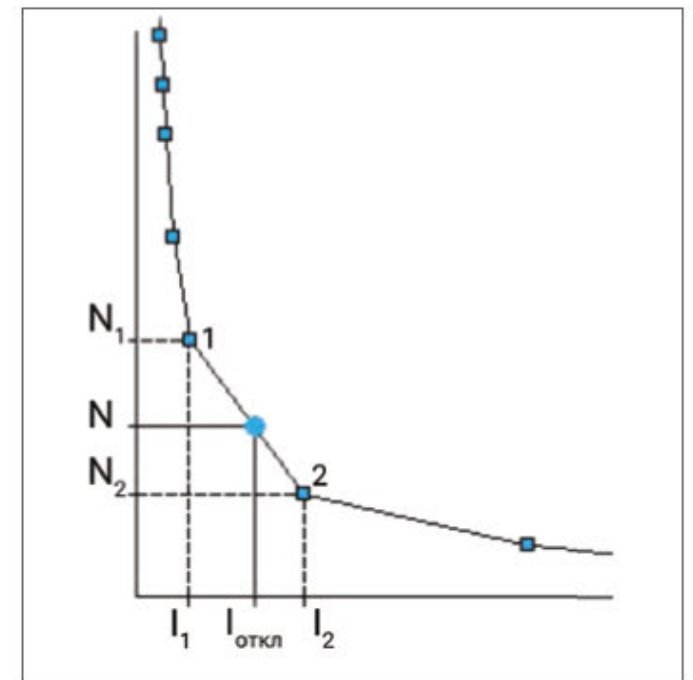


Рис. 2. Определение количества отключений при известном токе отключения

$$B_k = \sum_{k=1}^N |I_k|^n * \Delta t, \quad (7)$$

где I_k — измеренные значения тока полюса;

$\Delta t = t_{k+1} - t_k$ — время между соседними измерениями;

N — общее число отсчетов за время отключения;

n — показатель степени (для интеграла Джоуля используется квадрат мгновенного значения тока).

В выключателях КЭПС-ВВС используется измерительная система, построенная на базе комбинированных датчиков тока и напряжения с применением поясов Роговского. В процессе работы регистратор непрерывно измеряет токи фаз выключателя с частотой 5 кГц. Фиксируются данные 2000 измерений в течение 200 мс.

Интегрирование производится за фактический период времени от момента подачи команды на отключение до момента погасания дуги, таким образом, конкретный тип и установка релейной защиты не оказывают влияние.

Следует отметить, что при токах ниже номинального устойчивая дуга не возникает и износ выключателя пренебрежимо мал. Поэтому при оценке накопленного износа учитываются только операции с током, превышающим номинальный.

Аналогичный подход можно применить и для учета энергии, выделяющейся при включении выключателя на короткое замыкание. Однако подобные ситуации, ведущие к существенному потреблению ресурса, крайне редки. Основной износ элементов дугогасящего устройства происходит именно при операциях отключения, что делает количество и энергетику этих операций ключевой характеристикой коммутационного ресурса.

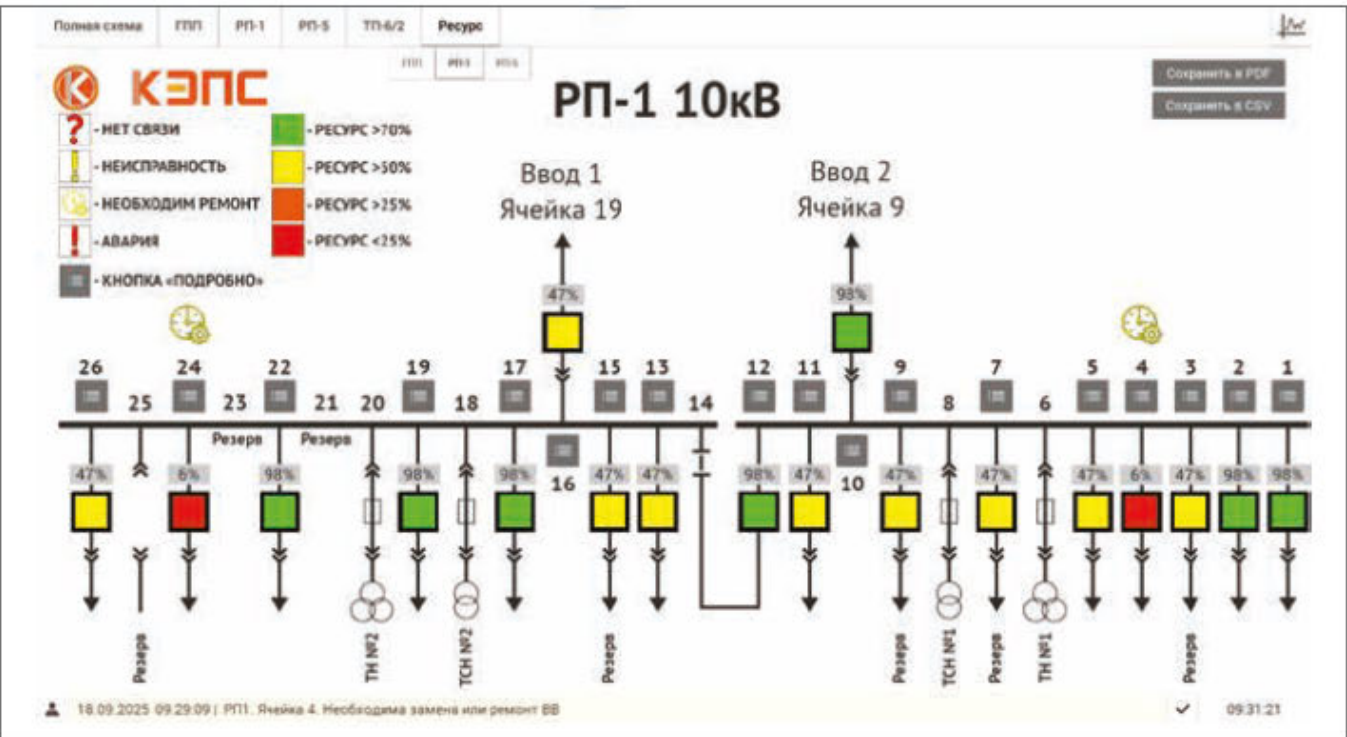


Рис. 3. Главное окно программного обеспечения мониторинга коммутационного ресурса выключателей

Таким образом, возможно сформировать математическое выражение (8), позволяющее рассчитать долю термического воздействия произвольного тока отключения на контактную систему выключателя B_{ki} по отношению к воздействию при коммутации номинального тока отключения $I_{ном\ откл}$. Это позволяет перейти от учета простого количества операций коммутации к взвешенному учету их реальной «энергетической тяжести»:

$$\frac{B_{ki}}{B_{k\ ном}} = \frac{B_{ki}}{(I_{ном\ откл})^2 t_{полн\ откл}}. \quad (8)$$

Если принять, что ресурс по коммутационной стойкости $R_{ном\ откл}$ выключателя определяется количеством отключений номинального тока отключения $I_{ном\ откл}$ и одно отключение такого тока приводит к израсходованию одной единицы ресурса, то отключение с произвольным током и временем протекания расходует долю единицы ресурса выключателя. Допущение о том, что одно отключение номинального тока расходует одну единицу ресурса, является условным определением единицы ресурса и базируется на паспортных данных выключателя, где указывается ресурс как количество отключений номинального тока.

При каждом отключении выключателя для всех фаз вычисляют величину текущего сработавшего ресурса $R_{i\ откл}^{фазы}$.

$$R_{i\ откл}^{фазы} = \frac{B_{ki}}{(I_{ном\ откл})^2 t_{полн\ откл}}. \quad (9)$$

Выражения (8) и (9) основаны на физическом принципе, что основной причиной деградации контактов является тепловое воздействие электрической дуги. Энергия дуги пропорциональна произведению квадрата тока и времени его протекания, что выражается через интеграл Джоуля. Нормирование по номинальному интегралу Джоуля позволяет перейти от абсолютных значений энергии к относительным единицам ресурса. Таким образом, отношение фактического значения к номинальному значению интеграла Джоуля представляет именно сработавшую долю ресурса при данной операции.

Значения $I_{ном\ откл}$, $t_{полн\ откл}$ принимаются по паспортным характеристикам коммутационного аппарата, значение B_{ki} определяется по осциллограммам встроенного регистратора вакуумного выключателя синхронного типа КЭПС-ВВС.

Величину $R_{i\ откл}^{фазы}$ суммируют нарастающим итогом для каждой фазы:

$$R_{\Sigma\ откл}^{фазы} = \sum_i^n R_{i\ откл}^{фазы}, \quad (10)$$

где n — число выполненных отключений.

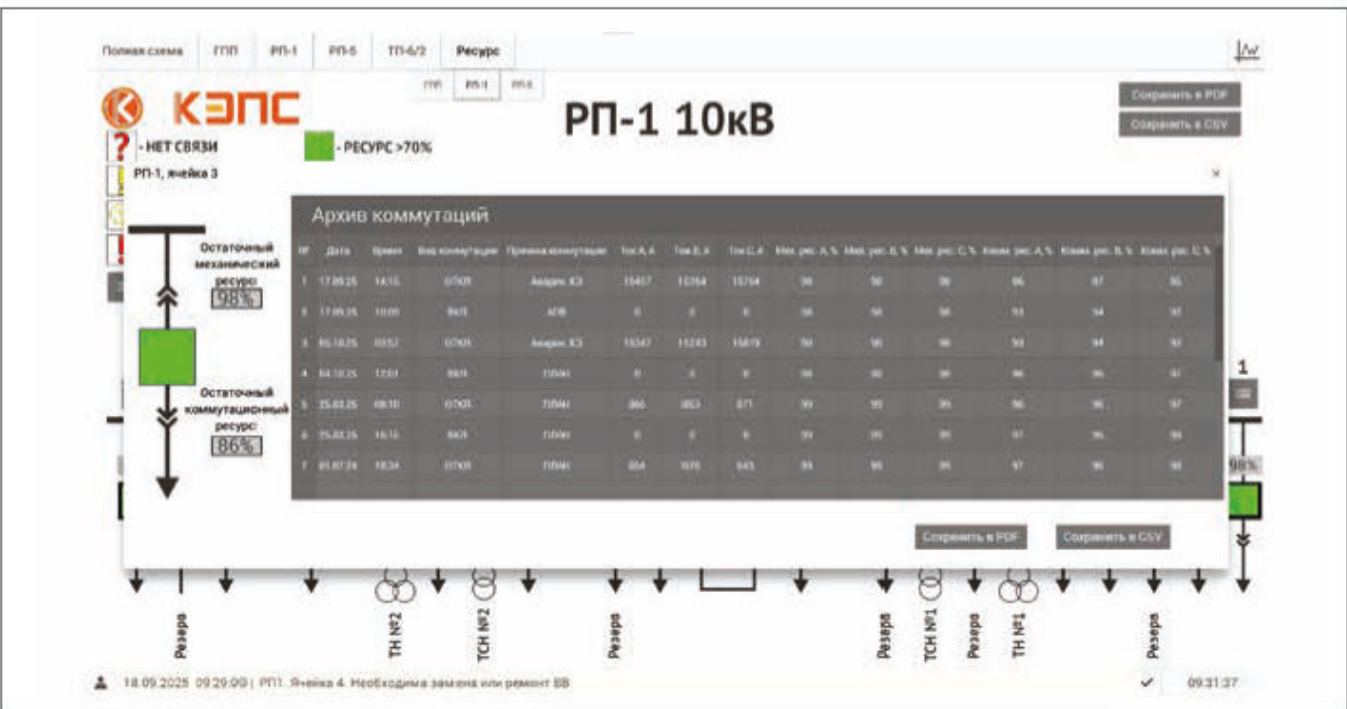


Рис. 4. Окно данных о ресурсе отдельного выключателя программного обеспечения мониторинга коммутационного ресурса выключателей

Нарастающий итог $R_{\Sigma\ откл}^{фазы}$ является сработанным ресурсом для каждой фазы выключателя. При коммутации фаз выключателя свое значение текущего тока коммутации и свое тепловое воздействие есть у каждой фазы, поэтому вычисление сработавшего ресурса осуществляется для каждой фазы отдельно.

Остаточный ресурс выключателя $R_{ост}$ оценивается по значению сработавшего ресурса наиболее изношенной фазы

$$R_{ост} = R_{ном\ откл} - R_{\Sigma\ откл\ max}^{фазы}, \quad (11)$$

где $R_{ном\ откл}$ — ресурс коммутационной стойкости выключателя при номинальном токе отключения по паспортным данным аппарата; $R_{\Sigma\ откл\ max}^{фазы}$ — сработанный ресурс наиболее изношенной фазы выключателя.

При приближении $R_{ост}$ к нулю принимается решение о выводе выключателя в ремонт.

ЦЕНТРАЛИЗОВАННАЯ СИСТЕМА МОНИТОРИНГА КОММУТАЦИОННОГО РЕСУРСА ВЫКЛЮЧАТЕЛЕЙ

Развитием предложенной методологии является разработка специализированного программного обеспечения, предназначенного для централизованного учета и комплексного мониторинга коммутационного ресурса вакуумных выключателей синхронного типа КЭПС-ВВС. Данное программное обеспечение позволяет перейти к созданию целостной

картины технического состояния всего парка выключателей этого типа, установленных на подстанциях предприятия (рис. 3, 4).

Для визуального восприятия текущее состояние выключателя выделено цветовой индикацией. Зеленый цвет сигнализирует о хорошем состоянии (износ до 30 % номинального коммутационного ресурса), желтый — об удовлетворительном (износ до 50 %), оранжевый — о приближении к порогу технического обслуживания (износ до 75 %), красный — о критическом истощении ресурса (износ выше 75 %). Такая визуализация позволяет быстро оценить техническое состояние аппарата и принять своевременное решение о его обслуживании или замене. Предложенная система цветовой индикации уровней остаточного ресурса является адаптацией методики оценки технического состояния, установленной Министерством энергетики РФ в приказе № 676 [11].

Внедрение централизованной системы мониторинга позволяет перейти к проактивной стратегии обслуживания, основанной на данных о фактическом состоянии каждого аппарата. Интеграция с интеллектуальными выключателями КЭПС-ВВС, оснащенными встроенными регистраторами параметров коммутации, открывает следующие возможности.

1. Мониторинг в режиме реального времени. Ответственный эксплуатационный персонал электросетевой организации или главный энергетик предприятия получают возможность удаленно в режиме реального времени отслеживать текущее и прогнозное состояние выключателей. Это позволяет принимать более обоснованные решения о дальнейшей эксплуатации оборудования.

2. Усовершенствованный расчет ресурса. Методика определения ресурса учитывает реальное энергетическое воздействие по значению интеграла Джоуля для каждой операции коммутации, что обеспечивает более высокую точность определения остаточного коммутационного ресурса выключателя.
3. Централизация и аналитика. Данные по всем выключателям консолидируются в единой системе. Это предоставляет руководству и техническим специалистам дополнительный аналитический инструмент:
- формирование сводных отчетов по всему парку выключателей с возможностью сортировки и фильтрации;
 - визуализация состояния через цветовую индикацию;
 - автоматическое формирование оповещений о необходимости проведения технического обслуживания или ремонта конкретного выключателя.
4. Удобство и целевой подход. Программное обеспечение разработано для работы с данными, поступающими от выключателей, что обеспечивает удобство для пользователя. Для работы не требуется установка дополнительного оборудования на каждую ячейку распределительного устройства подстанции.
- Внедрение данного специализированного программного обеспечения позволяет создать целостную, автоматизированную систему управления ресурсом вакуумных выключателей КЭПС-ВВС, обеспечивающую повышение надежности электроснабжения и оптимизацию затрат на их техническое обслуживание.

ЗАКЛЮЧЕНИЕ

Проведенный анализ существующих методик оценки коммутационного ресурса высоковольтных выключателей выявил их ключевой недостаток — ориентацию на номинальные параметры коммутации и отсутствие учета реального энергетического воздействия на контактную систему при каждой операции. Большинство рассмотренных подходов не позволяет осуществить точный мониторинг износа в режиме реального времени и требует значительных трудозатрат от персонала.

Предложена методика определения и мониторинга остаточного коммутационного ресурса, фундаментальным отличием которой является переход от учета количества операций к взвешенному учету их реального энергетического воздействия. В основе методики лежит расчет доли износа, вызываемой каждой операцией отключения, на основе значения интеграла Джоуля, определяемого по фактическим осциллограммам тока отключения и времени его протекания. Это позволяет с более высокой точностью оценить вклад каждой коммутации в общий износ контактной системы.

Достоинством предложенного подхода является его практическая реализуемость благодаря использованию данных со встроенных регистраторов современных вакуумных выключателей синхронного типа КЭПС-ВВС. Это исключает необходимость установки дополнительного диагностирующего оборудования.

Разработка позволяет существенно повысить надежность работы распределительных сетей среднего напря-

жения за счет перехода от планово-предупредительной системы ремонтов к проактивной стратегии, основанной на точных данных. Это способствует оптимизации затрат на техническое обслуживание выключателей, предотвращению внезапных отказов.

Рисунки к статье предоставлены авторами.

↓ ЛИТЕРАТУРА

1. ГОСТ Р 52565–2006 Выключатели переменного тока на напряжения от 3 до 750 кВ. Общие технические условия. [Электронный ресурс]. URL: http://www.gosthelp.ru/gost/gost691.html (Дата обращения: 01.06.2025).	7. Документация на программное обеспечение / Производственное объединение «ГОСАН», Москва. [Электронный ресурс]. URL: https://gosan.ru/taxonomy/term/11 (Дата обращения: 06.06.2025).
2. Андреев Д.А., Назарычев И.А. Анализ методов оценки коммутационного ресурса высоковольтных выключателей // Вестник ИГЭУ. 2008. № 2. С. 1-15.	8. Пильщиков В.Е. Алгоритм определения состояния объекта по комплексу измеряемых параметров // Методы и средства оценки состояния энергетического оборудования. Вып. 11. ПИПК. СПб., 2000. С. 260-263.
3. Коммутационный ресурс и ток отключения выключателя. [Электронный ресурс]. URL: http://energetik22.ru/kommutacionnyj-i-tok-otklyucheniya-vyklyuchatelya/ (Дата обращения: 15.06.2025).	9. Экспертные системы. [Электронный ресурс]. URL: http://vibrocenter.ru/expert.htm (Дата обращения: 06.06.2025).
4. IEC TR 62271-310 High-voltage switchgear and controlgear - Part 310: Electrical endurance testing for circuit-breakers of rated voltage 72,5 kV and above. [Электронный ресурс]. URL: http://www.iec.ch/dyn/www/?p=103:20:0:::FSP_ORG_ID,FSP_LANG_ID:1402,25 (Дата обращения: 01.06.2025).	10. Выкуумный выключатель синхронного типа КЭПС-ВВС. [Электронный ресурс]. URL: https://keps.pro/catalog/vakuumnye-vyklyuchateli/vakuumnyy-vyklyuchatel-sinkhronnogo-tipa/ (Дата обращения: 12.09.2025).
5. Учет остаточного ресурса высоковольтных выключателей. [Электронный ресурс]. URL: https://digital.runeft.ru/6_2020/mtrele (Дата обращения: 06.06.2025).	11. Приказ Министерства энергетики Российской Федерации № 676 от 26.07.2017 «Об утверждении методики оценки технического состояния основного технологического оборудования и линий электропередачи электрических станций и электрических сетей» (с изменениями на 17 марта 2020 г.). [Электронный ресурс]. URL: https://docs.cntd.ru/document/456088008 (Дата обращения: 06.10.2025).
6. Методические указания по определению расхода коммутационного ресурса выключателей при эксплуатации. М.: ОРГРЭС, 1992.	



ЭКСПЛУАТАЦИЯ ЭЛЕКТРОЭНЕРГЕТИЧЕСКИХ СИСТЕМ. УЧЕБНОЕ ПОСОБИЕ

БОЙЧУК В.С., КУКСИН А.В.
ВОЛОГДА: ИНФРА-ИНЖЕНЕРИЯ, 2022. 196 С.

В книге рассматриваются вопросы производственной эксплуатации энергетических систем, принципы технического обслуживания, а также современные методы и формы организации ремонта энергетического оборудования. Освещен вопрос технического состояния оборудования на основе применения современных методов и средств технической диагностики. Приведены периодичность, объем и нормы испытаний элементов энергетических систем.

Для студентов, обучающихся по направлению 13.03.02 «Электроэнергетика и электротехника».

ЭЛЕКТРИЧЕСКИЕ МАШИНЫ. УЧЕБНОЕ ПОСОБИЕ

КОБОЗЕВ В.А.
ВОЛОГДА: ИНФРА-ИНЖЕНЕРИЯ, 2022. 480 С.

Изложены основы теории электрических машин постоянного тока, трансформаторов, синхронных и асинхронных электрических машин, описаны их устройство, принцип действия и режимы работы, приведены основные уравнения и характеристики. Подробно рассмотрены режимы несимметричной нагрузки трехфазных трансформаторов и несимметричного питания асинхронных двигателей, методы и средства энергосбережения в электроприводе с асинхронными двигателями.

Для студентов, обучающихся по профилю «Электроснабжение» направления подготовки «Электроэнергетика и электротехника» и других электротехнических профилей, а также для занятых в этой области инженерно-технических работников.

ИСТОРИЯ НАУКИ И ТЕХНИКИ. ЭЛЕКТРОЭНЕРГЕТИКА И ЭЛЕКТРОТЕХНИКА

ЮДАЕВ И.В., ЗУЕВА Т.М., ГЛУШКО И.В.
УЧЕБНОЕ ПОСОБИЕ. САНКТ-ПЕТЕРБУРГ: ЛАНЬ, 2021. 2-Е ИЗДАНИЕ, СТЕРЕОТИПНОЕ. 340 С.

В учебном пособии рассматриваются вопросы исторического развития науки и техники на примере такой значимой отрасли современной экономики, как электроэнергетика.

Для студентов и обучающихся на всех уровнях высшего образования (бакалавриат, магистратура, специалитет, подготовка кадров высшей квалификации) по направлениям: «Агроинженерия», «Электротехника и электроэнергетика», «Теплотехника и теплоэнергетика», «Технологии, технические средства и энергетическое оборудование в сельском, лесном и рыбном хозяйстве», а также для специалистов, работающих на электроэнергетических предприятиях, в сельском хозяйстве и промышленности, преподавателей и научных работников.

УДК 621.316.549
Шифр специальности ВАК 2.4.2.

ВАКУУМНЫЙ ВКЛЮЧАЮЩИЙ АППАРАТ

В статье перечислены основные проблемы включающих аппаратов лаборатории большой мощности. Рассматриваются характерные особенности включающих аппаратов. Предложено принципиально новое устройство для лаборатории большой мощности на основе вакуумной камеры. Перечислены характерные преимущества использования вакуумного включающего аппарата, позволяющие существенно улучшить качество испытаний высоковольтного оборудования в лаборатории большой мощности.

АВТОРЫ:
М.С. Алферов,
ORCID ID 0009-0002-7202-1647,
0009-0005-5868-3152,
ВЭИ – филиал РФЯЦ ВНИИТФ
им. академ. Е.И. Забабахина
М.М. Алферова,
ORCID ID 0009-0002-7202-1647,
ФГУП «НАМИ»

КЛЮЧЕВЫЕ СЛОВА:
#включающий аппарат;
#лаборатория большой мощности;
#вакуумная дугогасительная
камера; #электромагнитный
привод



Большой высоковольтный зал ИЦ ВЭИ

↓ **ДЛЯ ЦИТИРОВАНИЯ:**
Алферов М.С., Алферова М.М.
Вакуумный включающий аппарат // Энергия единой сети. 2025. № 5–6. С. 26–29.

ВВЕДЕНИЕ

Характерной особенностью и неотъемлемой частью лаборатории больших мощностей (ЛБМ) является наличие двух последовательно включенных коммутационных аппаратов: защитного выключателя и включающего аппарата. Включающий аппарат отвечает за подачу тока в испытательную цепь с требуемой апериодической составляющей, позволяющей провести испытания высоковольтных выключателей, трансформаторов и иного высоковольтного оборудования в соответствии с требуемыми режимами программы испытаний. Главной особенностью включающих аппаратов является их режим работы: они предназначены только для включения под нагрузкой и для кратковременного пропускания токов короткого замыкания. Для этого включающие аппараты должны обладать высокой электродинамической устойчивостью во включенном положении. Время нахождения аппарата под нагрузкой не превышает 3 с (при испытаниях на сквозные токи короткого замыкания), пик тока короткого замыкания не превышает 330 кА и действующее значение не превышает 120 кА при нормальной работе в ЛБМ с ударным генератором ТИ–100–2 (рис. 1) [1].

Другой характерной особенностью включающих аппаратов является малый разброс собственного времени включения (не более 0,6 мс), необходимый для создания требуемого уровня апериодической составляющей тока короткого замыкания путем включения ударного генератора в требуемую для опыта фазу ЭДС.

Помимо высоких токов короткого замыкания и малого разброса собственного времени включения, отличительной чертой включающих аппаратов в составе ЛБМ являются их режимы работы. Так как за смену может быть более 20 операций включения, часть операций происходят как наладочные в холостом режиме или режиме неполного тока, но механическое воздействие на контакты и трансмиссию остается идентичным независимо от операции.

ПРОБЛЕМЫ ЭКСПЛУАТАЦИИ ВКЛЮЧАЮЩИХ АППАРАТОВ ВА-12

Актуальной проблемой включающих аппаратов испытательных ЛБМ в России являются их физический износ и устаревшая конструкция. Все без исключения ЛБМ в России оснащены воздушными включающими аппаратами типа ВА-12 (рис. 2), которые эксплуатируются с начала запуска лабораторий в работу в 1960–1970-х гг.

За годы эксплуатации этих аппаратов были выявлены следующие проблемы:

1. Явление предварительного пробоя межконтактного промежутка. Негативным эффектом этого процесса является трудность точного установления времени включения электрической цепи, так как ток начинает протекать несколько раньше, чем это было установлено при наладочных опытах без тока или с малыми значениями тока. Особенно сильно явление предварительного пробоя проявляется при работе с полным возбуждением ударного генератора и при опытах

с большой апериодической составляющей тока короткого замыкания.

2. Большая запасенная энергия приводных пружин (800 кгс). Необходимость накопления большой энергии обусловлена большой массой подвижного контакта, относительно большим межконтактным промежутком, а также необходимостью поддерживать стабильно низкий разброс собственного времени включения. Побочным недостатком использования пружин является склонность к облому концов пружин и закусыванию пружин между собой. Это связано с тем, что в конструкции ВА-12 использованы три коаксиально расположенные разнородные пружины для создания наиболее ровной тяговой характеристики.

3. Архаичность схемотехнических решений и применение высокого напряжения в шкафу управления, требующего наличия высококвалифицированного персонала для обслуживания аппарата. Это происходит из-за того, что в конструкции ВА-12 применена собственная система управления. От конструкций классических коммутационных аппаратов ее отличает то, что она:

- создает усилие, превышающее необходимое для сбития защелки более чем в 20 раз;
- использует для питания электромагнита запасенную в конденсаторе энергию высокого напряжения равную 7 кВ.

В качестве силового ключа для разряда емкости и пуска электромагнита включения используется

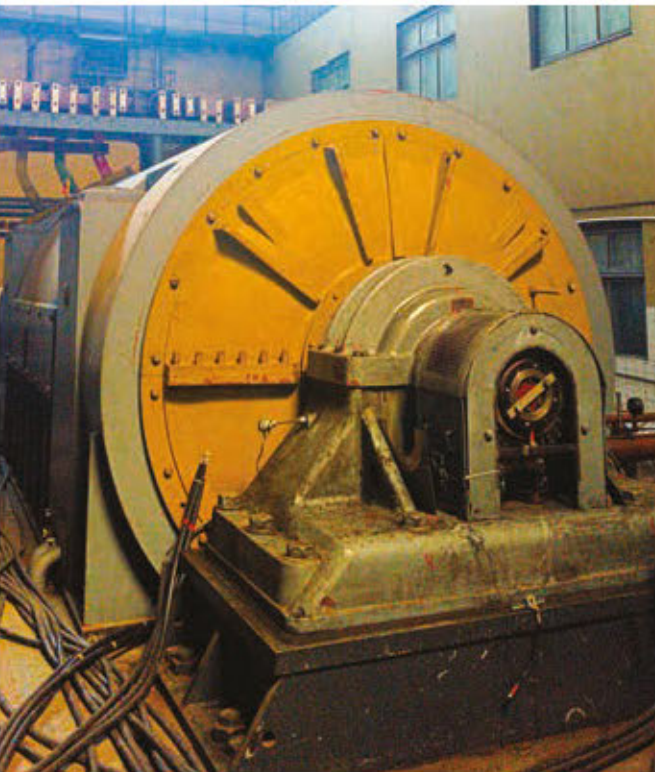


Рис. 1. Ударный генератор ТИ-100-2 в ИЦ ВЭИ



Рис. 2. Включающий аппарат ВА-12 в составе ЛБМ

газорярядный прибор — тиратрон, который является крайне устаревшим устройством и в связи с этим имеет ряд аргументов в пользу замены его на более современное устройство. Тиратрон сильно уступает в энергоэффективности, дешевизне и простоте использования, например, тиристор.

4. Наличие пневматической системы управления отключением аппарата, необходимого для взвода пружины и постановки на защелку. Эта система требует регулярного обслуживания и наличия дополнительного компрессорного хозяйства.
5. Большая масса неподвижных и подвижных контактов и их износ из-за регулярных коммутаций. Это приводит к необходимости ежемесячного осмотра контактов [2], а в случае выявления дефектов — к замене контактов на новые, что в совокупности с отсутствием производства новых аппаратов и запчастей к ним приводит к простоям оборудования и проблемам с поиском запчастей или возможных изготовителей этих запчастей. Ввиду малого количества оставшихся в строю аппаратов (не более 20 единиц) это означает штучное производство запчастей и их высокую стоимость.
6. Высокие ударные нагрузки и длительный срок эксплуатации ВА-12. Такая особенность приводит к тому, что элементы трансмиссии приходят в негодность, а их ремонт становится зачастую невозможным, что снова приводит к проблемам с запасными частями.
7. Низкий механический ресурс, ограниченный 3000 циклами включения и отключения. После отработки аппаратом этого количества циклов требуется его капитальный ремонт.

ВАКУУМНЫЙ ВКЛЮЧАЮЩИЙ АППАРАТ – СОВРЕМЕННАЯ ЗАМЕНА

В качестве замены устаревшим ВА-12 предлагается вакуумный включающий аппарат с электромагнитным приводом [3]. Конструкция такого коммутационного аппарата схожа с конструкцией вакуумного выключателя, но также имеет ряд особенностей, позволяющих аппарату работать с токами короткого замыкания.

Известно, что классическая вакуумная дугогасительная камера выключателя имеет торцевые контакты из хром-медной (зачастую) композиции, позволяющие выключателю работать при малом проявлении эффекта диффузионной сварки контактов (рис. 3а). Такие торцевые контакты слабо приспособлены к устойчивому сохранению замкнутого состояния при токах короткого замыкания, превышающих 100 кА. В случае использования контактов в описанном режиме усилие привода, необходимое для устойчивого удержания аппарата в замкнутом состоянии, будет слишком большим, что приведет к увеличению размера привода и к усилению эффекта диффузионной сварки. В качестве решения проблемы устойчивости контактов к сквозным токам короткого замыкания при больших токах предлагается конструкция многоточечного контакта, позволяющая равномерно распределять полный ток КЗ между несколькими малыми контактами, заключенными в один вакуумный объем. Применение такой конструкции, как показано на рисунке 3б, заметно повышает устойчивость контакта при условии протекания ударного тока короткого замыкания. Но следует отметить, что такая вакуумная камера лишается способности отключать какие-либо токи, превышающие несколько сотен ампер, ввиду отсутствия в ней индуктора, создающего направленное магнитное поле. Поскольку включающий аппарат является устройством, которое устанавливается в испытательной схеме ударного генератора вместе с защитным выключателем, требований к отключению электрической цепи с какой-либо нагрузкой к нему не предъявляется [4]. Конструкция с десятью малыми контактами позволяет устойчиво удерживать контакты в замкнутом состоянии при ударных токах 330 кА усилием привода 9 кН, что почти в четыре раза упрощает задачу: при одном торцевом контакте требуется усилие равное 35 кН.

Использование вакуумной камеры на основе отработанной в сетевых выключателях конструкции позволит вакуумному включающему аппарату иметь механический ресурс, сопоставимый с вакуумными выключателями (более 50 000 циклов включения и отключения).

Привод вакуумного включающего аппарата предлагается использовать электромагнитный с магнитной защелкой. Такой тип привода получил широкое распространение в промышленном производстве вакуумных выключателей. Одни из самых распространенных выключателей с таким приводом серия ВВ/TEL производятся компанией «Таврида Электрик» (рис. 4). Их несомненными преимуществами (по сравнению с пружинными приводами) являются меньшее количество подвижных элементов, простота обслуживания и большой механический ресурс. Дополнительным преимуществом служит то, что такой тип привода больше подходит в качестве источника механической энергии к включающему аппарату с той точки зрения,

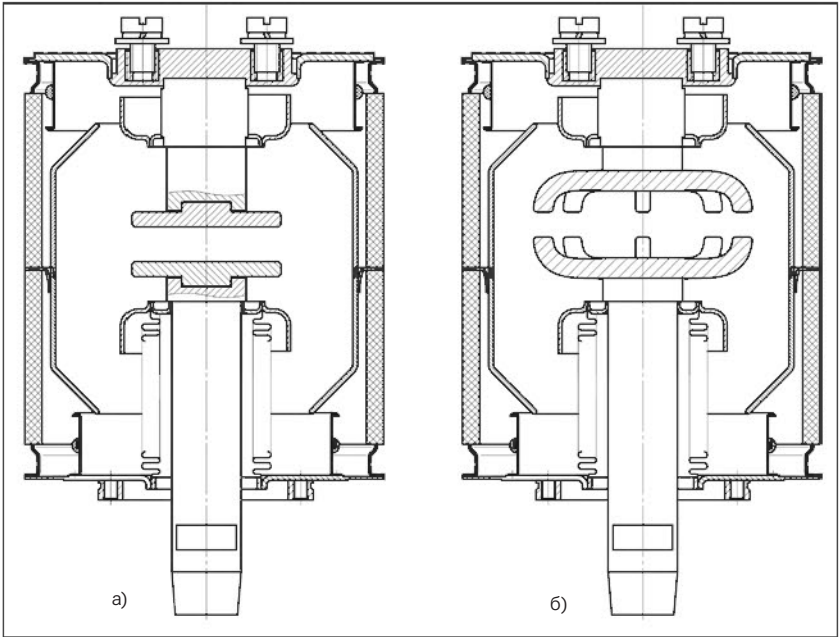


Рис. 3. Вакуумные камеры коммутационных аппаратов: а) вакуумная дугогасительная камера с торцевыми контактами, б) камера вакуумного включающего аппарата с многоточечными контактами

что имеет большую скорость и малое собственное время включения.

В процессе сравнения описанного в данной статье вакуумного включающего аппарата с находящимся в эксплуатации сейчас ВА-12 можно выделить ряд преимуществ первого:

- снижение влияния эффекта предварительного пробоя за счет использования более прочной диэлектрической среды;
- меньшую массу подвижных частей;
- отсутствие высокого напряжения в блоке управления;
- возможность использования в блоке управления современных полупроводниковых элементов и цифровизацию самого блока управления;
- отсутствие дополнительной пневматической системы и необходимости поддержания компрессорного хозяйства;
- дешевизну всего аппарата в совокупности;
- большой механический ресурс аппарата.

В качестве основного недостатка вакуумного включающего аппарата можно выделить неремонтопригодность его вакуумной камеры. В случае коммутационного износа она требует полной замены в отличие от ВА-12, где отдельные элементы можно заменить или даже провести профилактический ремонт.

ЗАКЛЮЧЕНИЕ

Вакуумный включающий аппарат является перспективным устройством, способным заменить морально

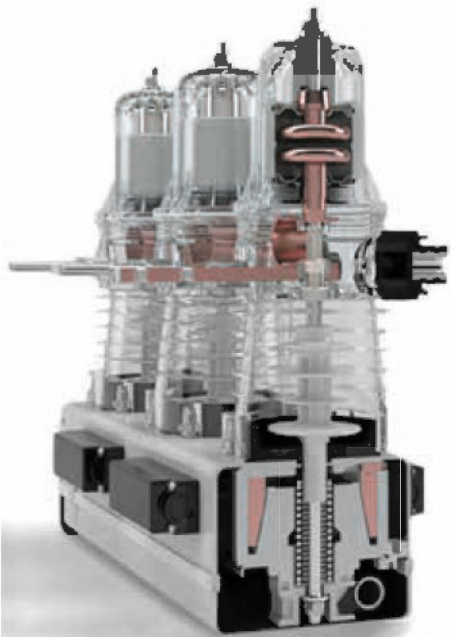


Рис. 4. Вакуумный выключатель ВВ/TEL Таврида Электрик, оснащенный электромагнитным приводом с магнитной защелкой

и физически устаревшие аппараты ВА-12. Применение вакуумного включающего аппарата позволит более качественно проводить высоковольтные испытания благодаря получению более предсказуемых параметров аperiodической составляющей тока короткого замыкания, а также уменьшит издержки на обслуживание оборудования и простой испытательных центров, связанные с ремонтом коммутационных аппаратов.

Исследование нового типа многоточечных контактов в вакууме будет способствовать развитию вакуумной коммутационной аппаратуры на большие токи короткого замыкания, а также появлению возможностей разработки нового типа вакуумных генераторных выключателей.

Рисунки к статье предоставлены авторами.

↓ ЛИТЕРАТУРА

- | | |
|---|--|
| 1. Голубева В.П., Шешин Б.А. Включающий аппарат для лаборатории большой мощности // Вестник электропромышленности. 1959. № 5. С. 18–22. | мощности. // Радио-электроника, электротехника и энергетика. Тезисы докладов 31-й международной научно-технической конференции студентов и аспирантов. Москва. 2025. |
| 2. Инструкция по монтажу и эксплуатации включающего аппарата типа ВА-12. | 4. Федченко И.К. Техника высоких напряжений. Киев.: Вища школа, 1969. С. 63–68. |
| 3. Алферов М.С. Вакуумный включающий аппарат для лаборатории большой | |

УДК 621.314.222.6
Шифр специальности ВАК 2.4.3.

О НЕКОТОРЫХ АСПЕКТАХ ОЦЕНКИ ПАРАМЕТРОВ ТРАНСФОРМАТОРОВ ПРИ МОНИТОРИНГЕ СОСТОЯНИЯ ПОД РАБОЧИМ НАПРЯЖЕНИЕМ И ПОД НАГРУЗКОЙ. Часть 2

В настоящее время в энергетике Российской Федерации в соответствии с требованиями, изложенными в [1], функционирует система оценки технического состояния электрооборудования по его техническому состоянию. При этом осуществляется постепенный переход от системы технического обслуживания электрооборудования, основанной на периодических испытаниях и планово-предупредительных ремонтах, к системе контроля электрооборудования под рабочим напряжением и системе ремонтов оборудования по его техническому состоянию на основе применения современных методов и средств технической диагностики.



Фото: Филиал ПАО «Россети» — МЭС Центра

АВТОР:
В.В. Смекалов, к. т. н.,
АО «Россети Научно-технический
центр»

КЛЮЧЕВЫЕ СЛОВА:
#диагностика; #мониторинг;
#контроль параметров под
рабочим напряжением; #силовой
трансформатор; #трансформатор
напряжения; #трансформатор
тока; #ток холостого хода; #потери
холостого хода; #сопротивление
короткого замыкания;
#погрешности измерений;
#состояние магнитопровода;
#геометрия обмоток; #контактная
система

↓ ДЛ Я ЦИТИРОВАНИЯ:
Смекалов В.В. О некоторых
аспектах оценки параметров
трансформаторов при мониторинге
состояния под рабочим
напряжением и под нагрузкой.
Часть 2 // Энергия единой сети.
2025. № 5–6 (79). С. 30–37..

В первой части статьи¹ была показана невозможность определения истинного значения тока намагничивания силового трансформатора (I_0) под напряжением и под нагрузкой с использованием формулы (1)² вследствие неопределенности погрешностей измерительных трансформаторов тока, с которых снимается информация о токах в обмотках трансформатора. И следовательно, невозможность адекватного вычисления параметров цепи намагничивания по параметрам токов и напряжений в режиме нагрузки трансформатора.

Тем не менее контролировать состояние магнитопровода на работающем трансформаторе необходимо. Научно-техническая документация [8] регламентирует увеличение потерь холостого хода. P_{xx} не должны превышать $1,3 \cdot P_{xx \text{ пасп}}$.

Для контроля этого требования целесообразно использовать параметр увеличения потерь в магнитопроводе P_0 , которые могут быть рассчитаны по принципу баланса мощностей по измеренным подводимой и отводимой мощности на трансформаторе и рассчитанным потерям в меди P_m .

Общие потери в трансформаторе ($P_{\text{общ}}$) будут определяться как разность мощности, подводимой к трансформатору (P_1), и мощности, отводимой от трансформатора (P_2):

$$P_{\text{общ}} = P_1 - P_2. \tag{4}$$

В свою очередь общие потери в трансформаторе ($P_{\text{общ}}$) будут состоять из потерь в стали магнитопровода (P_0) и потерь в меди обмотки (P_m):

$$P_{\text{общ}} = P_0 + P_m. \tag{5}$$

При этом не следует забывать, что потери в меди обмотки (P_m) в модели трансформатора, соответствующей рис. 2 первой части статьи, включают в себя и потери от нагрева бака трансформатора и металлических частей, попадающих в зону потока рассеяния.

Отсюда

$$P_0 = P_{\text{общ}} - P_m = P_1 - P_2 - P_m. \tag{6}$$

Для понимания возможности использования такого подхода к оценке состояния магнитопровода были проведены расчеты потерь в трансформаторе в зависимости от его нагрузки при изменении различных паспортных параметров трансформатора. Сравнивались результаты расчета параметров $P_{\text{общ}}$, P_m и P_0 по результатам известных токов, напряжений и потерь в трансформаторе при отсутствии и наличии максимальных погрешностей измерительных трансформаторов классов точности 0,2, приведенных в табл. 2².

Для уменьшения влияния погрешностей на результаты контроля был принят принцип сравнения потерь в трансформаторе с паспортными характеристиками (сра-

зу после ввода в условную «эксплуатацию») с потерями в трансформаторе после изменения в «эксплуатации» паспортных характеристик и выхода их за пределы нормированных [4]. При этом рассматривались идеальный вариант (без погрешностей трансформаторов тока — ТТ и напряжения — ТН) и несколько вариантов с максимальными погрешностями ТТ и ТН.

Результаты расчетов представлены на рис. 8–10. Кроме того, проводились расчеты, в которых моделировались погрешности измерительных трансформаторов (ТТ и ТН) совместно с изменением параметров трансформатора (увеличение I_{xx} , увеличение и уменьшение U_k , увеличение P_k) в пределах, регламентированных [8]. Результаты сравнивались с базовым вариантом, в котором погрешности измерительных трансформаторов присутствовали, а параметры трансформатора соответствовали паспортным.

Как видно из полученных результатов, погрешности измерительных трансформаторов могут приводить к существенной ошибке измерения потерь в трансформаторе вплоть до изменения потока мощности. На рис. 8 видно, что погрешность привела к тому, что мощность, отводимая от трансформатора (P_2), больше, чем мощность подводимая (P_1), таким образом потери в трансформаторе оказываются в расчетах отрицательными, что не соответствует физической сущности. В расчетах питание трансформатора смоделировано со стороны ВН.

Тем не менее во всех расчетах кривая потерь в трансформаторе при увеличении P_{xx} на 30 % по сравнению с паспортными данными проходит выше, чем остальные кривые.

Для сравнения данных использовали разность потерь между вариантом увеличенных паспортных потерь ($P_{\text{общ расч}}$) и исходных паспортных потерь ($P_{\text{общ нач}}$). То есть моделировали ситуацию, когда при вводе в эксплуатацию фиксируются и запоминаются общие потери в исправном трансформаторе (все параметры соответствуют паспортным) по всей линейке нагрузки (со всеми погрешностями ТТ и ТН), а затем в эксплуатации общие потери ($P_{\text{общ}}$), измеренные с теми же погрешностями, что и при вводе в эксплуатацию, сравниваются с измеренными в начале эксплуатации.

Правомерность такого подхода можно проиллюстрировать следующими положениями.

Общие потери в трансформаторе при начальном включении его в работу, измеренные со всеми погрешностями ТТ и ТН, будут состоять из потерь в стали магнитопровода и потерь в меди обмоток:

$$P_{\text{общ нач}} = P_{\text{о нач}} + P_{\text{м нач}}. \tag{7}$$

Общие потери в трансформаторе в эксплуатации после ухудшения состояния магнитопровода (увеличение потерь в стали магнитопровода на ΔP_0) и при неизменных остальных показателях (в том числе и погрешностей ТТ

¹ Окончание. Начало см.: «Энергия единой сети», 2025, № 3–4.

² См. начало статьи: «Энергия единой сети», 2025, № 3–4.

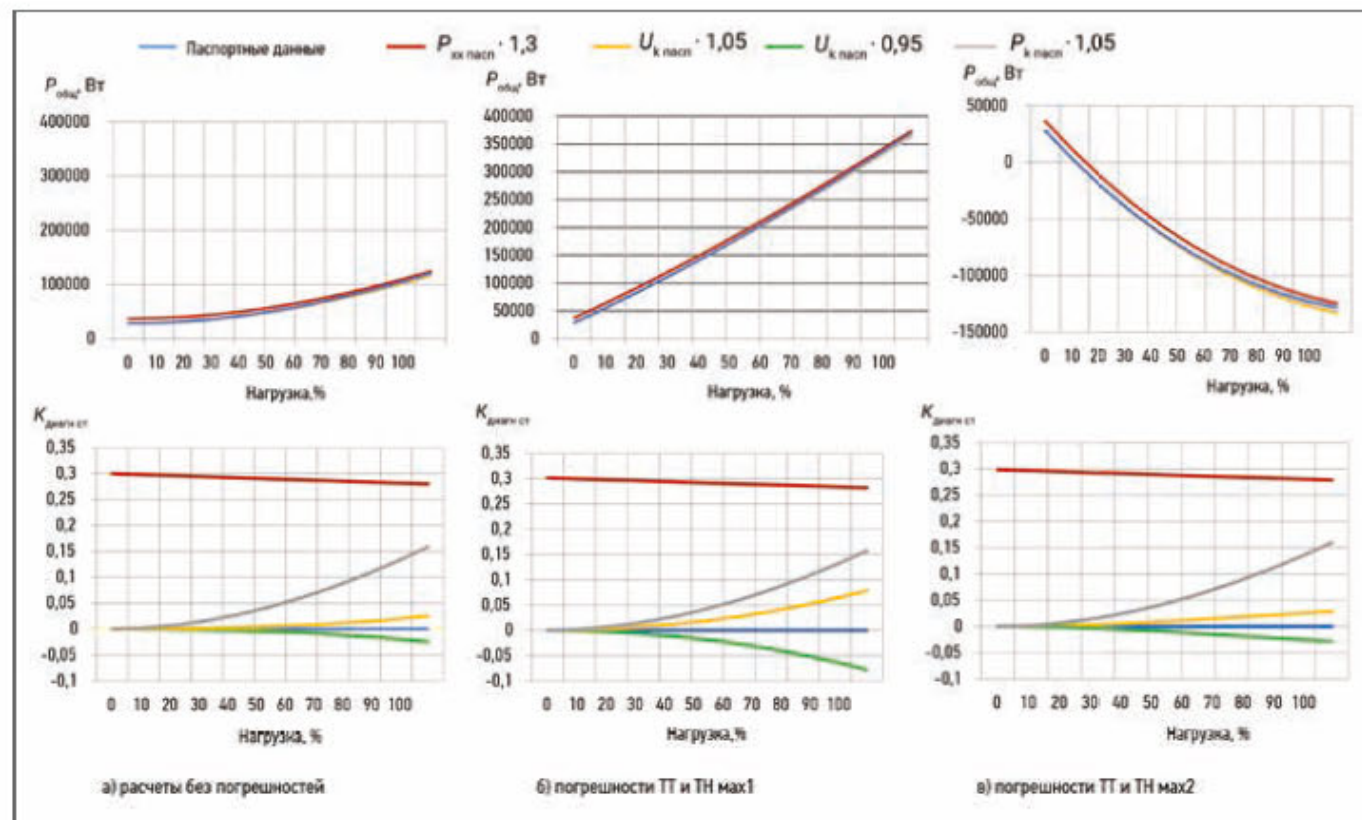


Рис. 8. Расчеты потерь в трансформаторе ($P_{\text{общ}} = P_1 - P_2$) и коэффициентов диагностики потерь в стали магнитопровода ($K_{\text{диагн ст}}$) при отсутствии и наличии погрешностей измерительных трансформаторов в соответствии с табл. 2 (см. начало статьи: «Энергия единой сети», 2025, № 3–4)

и ТН) будут также состоять из аналогичных двух составляющих:

$$P_{\text{общ расч}} = (P_{\text{о нач}} + \Delta P_{\text{о}}) + P_{\text{м нач}} \quad (8)$$

Вычитая из выражения (8) выражение (7), получим

$$P_{\text{общ расч}} - P_{\text{общ нач}} = \Delta P_{\text{о}} \quad (9)$$

Учитывая изложенное, в качестве диагностического признака ($K_{\text{диагн ст}}$) целесообразно выбрать разницу указанных значений ($P_{\text{общ расч}} - P_{\text{общ нач}}$), отнесенную к паспортным потерям холостого хода ($P_{\text{хх паст}}$):

$$K_{\text{диагн ст}} = (P_{\text{общ расч}} - P_{\text{общ нач}}) / P_{\text{хх паст}} \quad (10)$$

Данный коэффициент показывает насколько изменились потери в стали магнитопровода в процессе эксплуатации трансформатора.

Организуя такой контроль, надо иметь в виду, что должны сравниваться измерения, проведенные в одинаковых условиях. В первую очередь это нагрузка трансформатора, напряжение на нем и одинаковое положение РПН трансформатора. Кроме того, имеют значение температура масла в трансформаторе и температура окружающей среды, которые могут влиять

на погрешности трансформаторов тока и напряжения, с которых снимаются показания тока и напряжения на обмотках. Для измерения токов, как правило, используются встроенные трансформаторы тока, размещенные в баке трансформатора. Поэтому важна температура масла, в котором они размещены. Для измерения напряжения используются, как правило, отдельно стоящие ТН, которые размещены на воздухе. Отсюда важность фиксации температуры окружающего воздуха, которая так же, как и в случае с ТТ, может вносить дополнительные температурные погрешности в измерения токов и напряжений.

Для исключения ошибок, связанных с измерением общих потерь в трансформаторе при разных напряжениях при включении в эксплуатацию $P_{\text{общ нач}}$ и в эксплуатации $P_{\text{общ изм}}$, целесообразно привести их к номинальному напряжению:

$$P_{\text{общ нач прив}} = (P_{\text{общ нач}}) \cdot (U_{\text{ном}} / U_{\text{нач}})^2, \quad (11)$$

$$P_{\text{общ расч прив}} = (P_{\text{общ расч}}) \cdot (U_{\text{ном}} / U_{\text{расч}})^2. \quad (12)$$

Тогда формула (10) преобразуется к виду:

$$K_{\text{диагн ст}} = (P_{\text{общ расч прив}} - P_{\text{общ нач прив}}) / P_{\text{хх паст}} \quad (13)$$

Результаты расчетов $K_{\text{диагн ст}}$ для «одинаковых» условий (начальные и измеренные при «эксплуатации» напряжения), приведенных на рис. 8, и для «разных» условий (начальные напряжения и напряжения в «эксплуатации» различаются на $\pm 10\%$), приведенных на рис. 9, показывают, что увеличение потерь в стали трансформатора уверенно диагностируется на всем диапазоне мощностей трансформатора и с различным набором максимально возможных погрешностей измерительных ТТ и ТН. При этом на графиках уверенно выделяется и снижение потерь в стали при увеличении нагрузки трансформатора, что соответствует уменьшению тока намагничивания трансформатора при повышении нагрузки трансформатора, как это показано на рис. 4³. Значение $K_{\text{диагн ст}}$, рассчитанное по формуле (13), на графике уменьшается от 0,301 на холостом ходе до 0,282, при нагрузке 100 %.

Рис. 9 показывает необходимость учета напряжения для расчета $K_{\text{диагн ст}}$ путем приведения потерь в трансформаторе ($P_{\text{общ}}$) к номинальному напряжению.

Неучет напряжения приводит к невозможности использовать указанный коэффициент с целью оценки состояния магнитопровода при разных напряжениях в период начальной эксплуатации и последующих измерений, в то время как приведение общих потерь к номинальному напряжению обеспечивает стабильность выбранного коэффициента ($K_{\text{диагн ст}} = 0,282 - 0,301$) во всем диапазоне нагрузок, что соответствует заданному возмущению (увеличение $P_{\text{хх}}$ на 30 %) при моделировании.

Таким образом, для уверенной диагностики повышения потерь в стали может с успехом применяться коэффициент $K_{\text{диагн ст}}$, рассчитанный по формуле (13). При этом уставка для выдачи сигнала оперативному и эксплуатационному персоналу о появлении проблем в магнитопроводе может соответствовать требованиям НТД (увеличение потерь в стали на 30 %). Следует подчеркнуть, что уверенное выделение потерь в стали магнитопровода имело место при расчетах даже в том случае, когда погрешности измерительных ТТ и ТН приводили к кажущемуся уходу потерь в трансформаторе в отрицательную область. То есть когда вследствие погрешностей измерительных ТТ и ТН, заложенных в расчет, измеренная мощность на стороне НН (P_2) оказывалась больше измеренной мощности на стороне ВН (P_1).

Для диагностики состояния обмоток нормативные документы [8] предусматривают два параметра: комплексное сопротивление короткого замыкания $z_{\text{к}}$, изменение которого свидетельствует об изменении геометрии обмоток, и активное сопротивление обмоток. В схеме замещения этот параметр моделируется сопротивлением $r_{\text{к}}$. Следует иметь в виду, что сопротивление $r_{\text{к}}$ не является полным аналогом сопротивления постоянному току обмоток трансформатора, которое нормируется [8], поскольку реально сопротивления обмоток в реальном трансформаторе разнесены по разным обмоткам, которые гальванически не соединены друг с другом. А в схеме замещения они включены в одну токовую цепь. Кроме того, эти сопротивления дополнительно моделируют и потери в металлических элементах трансформатора, попадающих в зону потоков рассеяния.

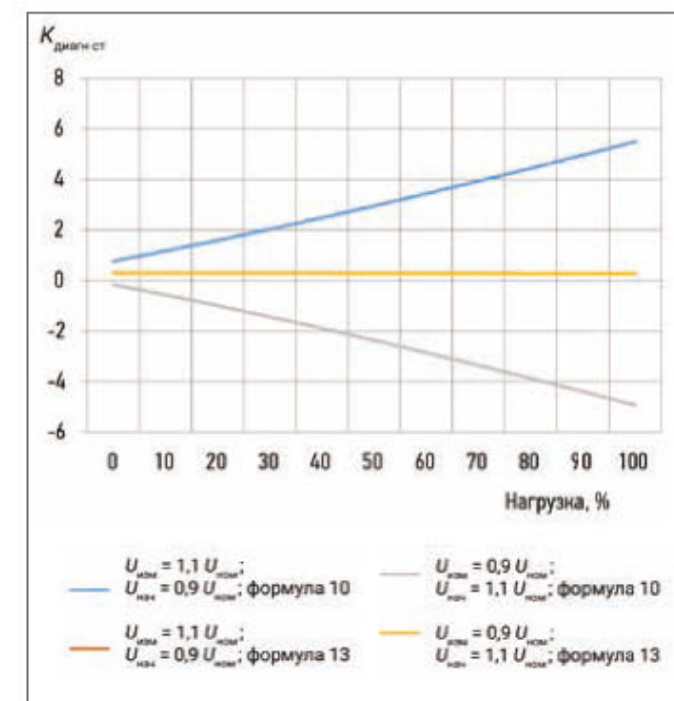


Рис. 9. Зависимость $K_{\text{диагн ст}}$ от нагрузки трансформатора, рассчитанная для варианта увеличения $P_{\text{хх}}$ на 30% и внесения погрешностей в измерения напряжений и токов по варианту max1 (табл. 2, см. начало статьи: «Энергия единой сети», 2025, № 3–4) с учетом приведения $P_{\text{общ}}$ к номинальному напряжению (формула 13) и без учета корректировки $P_{\text{общ}}$ (формула 10)

Результаты расчета коэффициентов диагностики полных $z_{\text{к}}$ ($K_{\text{диагн зк}}$) и индуктивных $x_{\text{к}}$ ($K_{\text{диагн хк}}$) сопротивлений короткого замыкания в зависимости от нагрузки трансформатора при отсутствии и при наличии погрешностей измерительных трансформаторов представлены на рис. 10.

$K_{\text{диагн зк}}$ и $K_{\text{диагн хк}}$ определяли по формулам

$$K_{\text{диагн зк}} = (z_{\text{к расч}} - z_{\text{к нач}}) / z_{\text{к паст}} \quad (14)$$

$$K_{\text{диагн хк}} = (x_{\text{к расч}} - x_{\text{к нач}}) / x_{\text{к паст}} \quad (15)$$

Как видно из рис. 10, предложенные коэффициенты диагностики позволяют уверенно выявить увеличение и снижение $z_{\text{к}}$ и $x_{\text{к}}$ в нормируемых пределах ($\pm 5\%$) во всем диапазоне нагрузок трансформатора, кроме холостого хода, как при отсутствии, так и при наличии возможных погрешностей измерения токов и напряжений.

При низких нагрузках (<10 %) на результаты расчета может повлиять увеличение потерь в стали магнитопровода вследствие наличия погрешностей измерительных ТТ и ТН. Поэтому в алгоритм работы автоматизированных систем диагностики следует вносить блокировку расчета указанных коэффициентов $K_{\text{диагн зк}}$ и $K_{\text{диагн хк}}$ при нагрузках трансформатора менее 10 % и значениях $K_{\text{диагн ст}}$ выше нуля.

³ См. начало статьи: «Энергия единой сети», 2025, № 3–4.

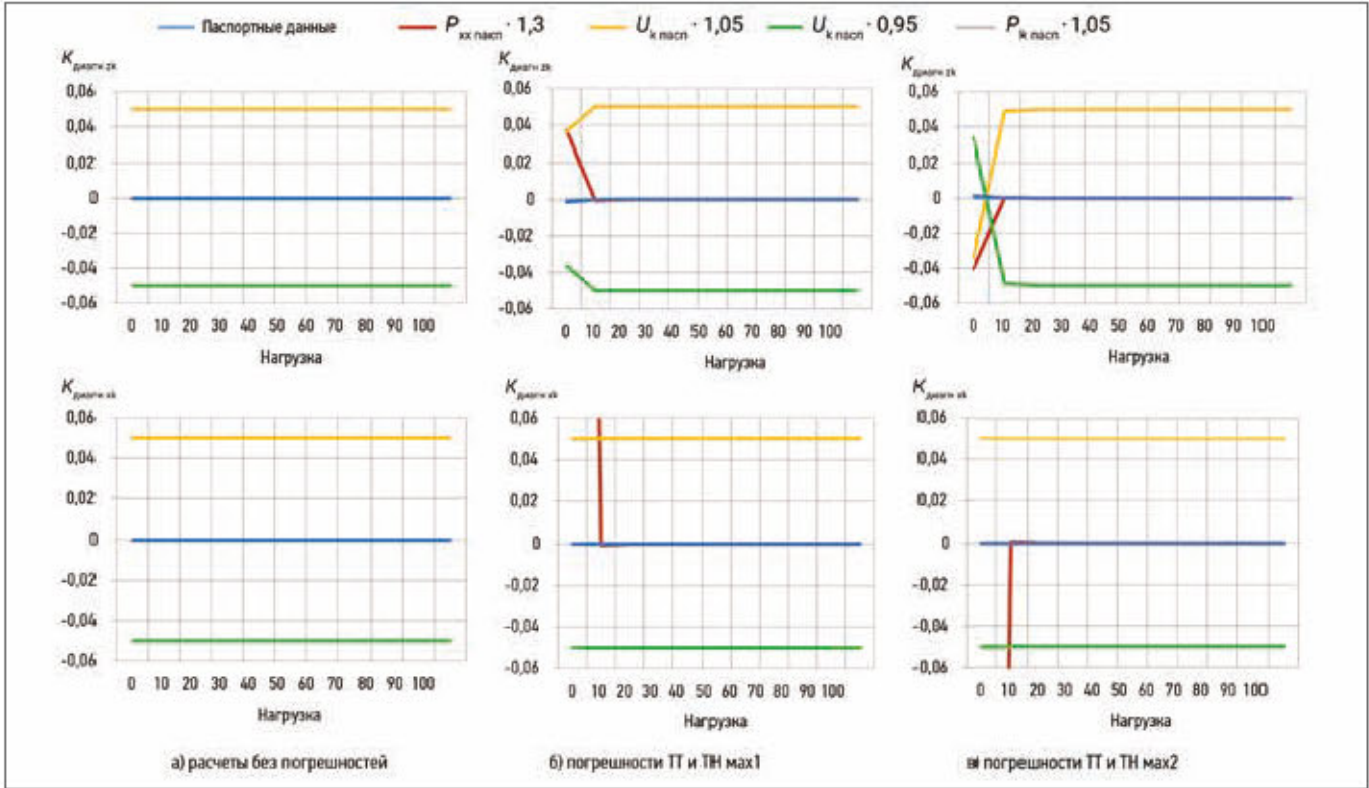


Рис. 10. Расчеты коэффициентов диагностики полного z_k и индуктивного x_k сопротивления короткого замыкания трансформатора ($K_{\text{диагн } zk}$ и $K_{\text{диагн } xk}$) при отсутствии и наличии погрешностей измерительных трансформаторов в соответствии с табл. 2 (см. начало статьи: «Энергия единой сети», 2025, № 3–4)

При нагрузках трансформатора более 10 % погрешности измерения токов и напряжений практически не влияют на результаты расчета коэффициентов $K_{\text{диагн } zk}$ и $K_{\text{диагн } xk}$. Блокировки и дополнительные проверки не требуются.

При этом графики этих двух диагностических коэффициентов практически повторяют друг друга. Таким образом, оценка изменения геометрии обмоток может быть выполнена с использованием любого из рассмотренных коэффициентов.

Для проверки возможных ухудшений состояния токовых цепей трансформатора (ослабление контактных соединений, частичный обрыв параллельных витков обмоточного провода и пр.) может использоваться коэффициент диагностики r_k , который показывает, насколько изменилась величина r_k при текущих расчетах по сравнению с r_k , зафиксированным при вводе трансформатора в работу и отнесенным к $r_{k \text{ пасп}}$. Определение r_k осуществляется по известным токам и напряжениям, измеренным в обоих случаях с реальными погрешностями измерительных ТТ и ТН. По аналогии с предыдущими случаями $K_{\text{диагн } гк}$ определяется выражением

$$K_{\text{диагн } гк} = (r_{k \text{ расч}} - r_{k \text{ нач}}) / r_{k \text{ пасп}} \quad (16)$$

Результаты расчетов представлены на рис. 11. Так же как и для коэффициентов диагностики $K_{\text{диагн } zk}$

и $K_{\text{диагн } хк}$, предложенный коэффициент диагностики $K_{\text{диагн } гк}$ позволяет уверенно выявить увеличение r_k во всем диапазоне нагрузок трансформатора, кроме холостого хода, как при отсутствии, так и при наличии возможных погрешностей измерения токов и напряжений.

При низких нагрузках (<20 %) на результаты расчета может повлиять увеличение потерь в стали магнитопровода вследствие наличия погрешностей измерительных ТТ и ТН. Поэтому в алгоритм работы автоматизированных систем диагностики следует вносить блокировку расчета $K_{\text{диагн } гк}$ при нагрузках трансформатора менее 20 % и значениях $K_{\text{диагн } ст}$ больше нуля. При нагрузках трансформатора более 20 % погрешности измерения токов и напряжений практически не влияют на результаты расчета коэффициента $K_{\text{диагн } гк}$. В качестве предельного параметра $K_{\text{диагн } гк}$ может быть принято значение 0,02, соответствующее [8].

Дополнительно были проведены расчеты $K_{\text{диагн } хк}$, $K_{\text{диагн } гк}$ и $K_{\text{диагн } ст}$ для случая сочетанного увеличения всех трех факторов до нормативных значений. Увеличение x_k , r_k и потерь в стали магнитопровода моделировали соответственно увеличением U_k на 5 %, P_k на 2 %, а увеличение потерь в стали — увеличением P_{xx} на 30 %. Результаты расчетов представлены на рис. 12. При этом расчеты проводили для случая отсутствия погрешности изме-

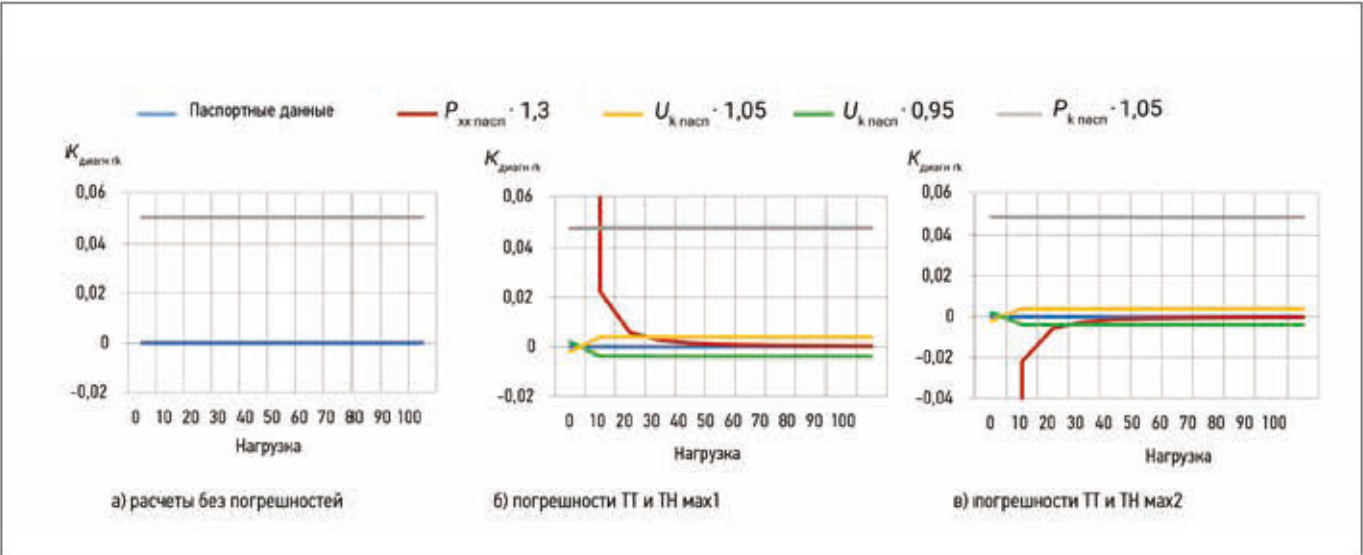


Рис. 11. Расчеты коэффициентов диагностики активного сопротивления короткого замыкания трансформатора ($K_{\text{диагн } гк}$) при отсутствии и наличии погрешностей измерительных трансформаторов в соответствии с табл. 2 (см. начало статьи: «Энергия единой сети», 2025, № 3–4)

ний токов и напряжений и при наличии двух вариантов максимальных погрешностей ТТ и ТН, согласно табл. 2⁴.

Как видно из представленных данных, коэффициент диагностики $K_{\text{диагн } ст}$ позволяет уверенно идентифицировать изменения состояния магнитопровода во всем диапазоне мощностей трансформатора независимо от наличия или отсутствия погрешностей измерения токов и напряжений. Некоторое увеличение $K_{\text{диагн } ст}$ на рис. 12 в при большой загрузке трансформатора обусловлено тем, что потери в трансформаторе увеличиваются вследствие увеличения потерь не только в цепи намагничивания (при ухудшении состояния магнитопровода), но и вследствие увеличения потерь в обмотках трансформатора ввиду дополнительного нагрева обмоток от увеличения r_k трансформатора (контактные соединения, обрывы параллельных ветвей обмоток и т. п.). В отсутствие такого дополнительного нагрева обмоток (параметры токовой цепи не изменились с начала эксплуатации трансформатора) кривая будет проходить несколько ниже рассчитанной (на рис. 12 в отмечена прерывистой линией).

$K_{\text{диагн } хк}$ позволяет уверенно идентифицировать изменения геометрии обмоток трансформатора на всем диапазоне нагрузок трансформатора, за исключением режима холостого хода, независимо от наличия или отсутствия погрешностей измерения токов и напряжений. При малых нагрузках от 10 % до холостого хода в результаты расчета x_k будут вноситься существенные погрешности. Поэтому в алгоритме работы ПТК контроля состояния трансформатора должна присутствовать блокировка расчета x_k при нагрузках от 0 до 10 %. Начиная с нагрузки 10 % результаты расчета практически не зависят от нагрузки и соответствуют заданному изменению параметра x_k .

$K_{\text{диагн } гк}$ позволяет уверенно идентифицировать изменение r_k начиная с 20 % загрузки трансформатора. При малых нагрузках от 20 % до холостого хода в результаты расчета r_k будут вноситься существенные погрешности. Поэтому в алгоритме работы ПТК контроля состояния трансформатора должна присутствовать блокировка расчета r_k при нагрузках от 0 до 20 %. Начиная с нагрузки 20 % результаты расчета практически не зависят от нагрузки и соответствуют заданному изменению параметра r_k .

При этом следует отметить, что идентифицируется каждый их моделированных дефектов независимо от наличия или отсутствия другого дефекта.

ЗАКЛЮЧЕНИЕ

Проведенные расчеты позволяют сформулировать несколько достаточно важных положений, которые необходимо учитывать при организации контроля силовых трансформаторов под рабочим напряжением и под нагрузкой.

Измерительные трансформаторы тока и напряжения вносят в расчеты параметров трансформатора (I_0 , P_0 , z_0 , x_0 , r_0 , z_k , x_k , r_k , P_k , $P_{\text{общ}}$) существенные погрешности, которые могут при определенном сочетании погрешностей ТТ и ТН приводить к невозможности прямого сравнения рассчитанных параметров трансформатора с паспортными значениями вышеуказанных параметров.

Параметры трансформатора, рассчитанные по значениям синхронно измеренных (без погрешностей) токов (I_1 , I_2), напряжений (U_1 , U_2) и мощности (подводимой к трансформатору P_1 и отводимой от трансформатора P_2), всегда соответствуют паспортным значениям.

⁴ См. начало статьи: «Энергия единой сети», 2025, № 3–4.

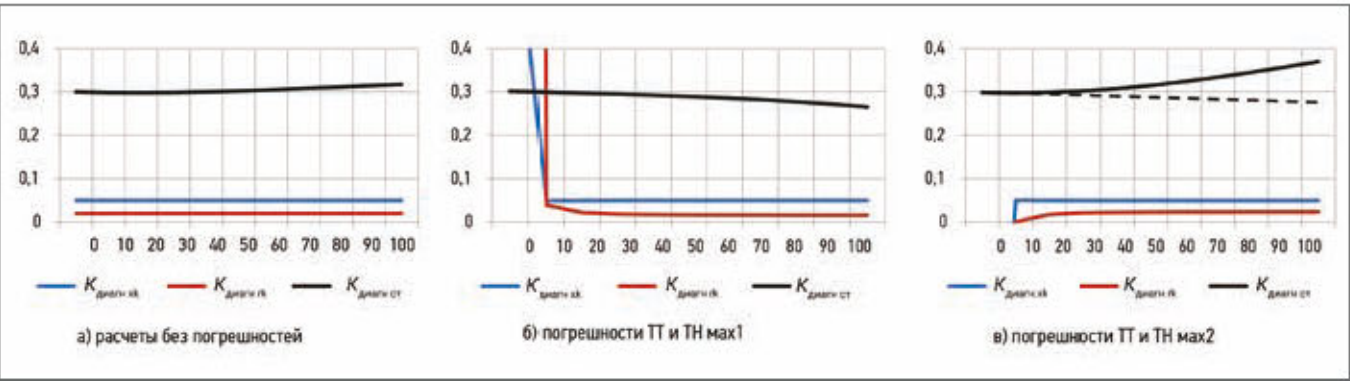


Рис. 12. Расчеты $K_{\text{диагн хк}}$, $K_{\text{диагн пк}}$ и $K_{\text{диагн ст}}$ для случая сочетанного увеличения U_k на 5%, P_k на 2%, P_{xx} на 30% при отсутствии и наличии погрешностей измерительных трансформаторов в соответствии с табл. 2 (см. начало статьи: «Энергия единой сети», 2025, № 3–4)

В то же время параметры трансформатора, рассчитанные по значениям синхронно измеренных (с погрешностями) токов (I_1, I_2), напряжений (U_1, U_2) и мощности (подводимой к трансформатору P_1 , отводимой от трансформатора P_2), могут принимать значения, не соответствующие физической сущности процессов в трансформаторе. Например, могут быть получены отрицательные значения потерь в трансформаторе, отрицательные значения индуктивных сопротивлений, отрицательные значения активных сопротивлений и пр. Такие погрешности обуславливают невозможность прямого сравнения рассчитанных параметров с паспортными значениями.

Прямое сравнение I_0 , рассчитанное по формуле (1)⁵, с паспортным значением I_{xx} возможно только при кратном увеличении тока I_0 по сравнению с I_{xx} , что может быть при наличии либо витковых замыканий в трансформаторе, либо при коротком замыкании обмотки на бак или магнитопровод трансформатора. Фиксация тока I_0 с уставкой не менее $(3\text{--}10) \cdot I_{xx}$ может быть использована для организации защиты трансформатора от таких замыканий.

Ток намагничивания (I_0), рассчитанный по формуле (1)⁶ в нормальном режиме работы трансформатора при наличии погрешностей ТТ, не имеет ничего общего с реальным током холостого хода (I_{xx}). При этом рассчитанная величина I_0 может находиться в пределах от 0 до двукратного значения I_{xx} (в зависимости от погрешностей ТТ и нагрузки трансформатора). Можно констатировать, что параметры цепи намагничивания схемы замещения трансформатора (Z_0, X_0, r_0) контролировать под рабочим напряжением и под нагрузкой с использованием рассчитанных по известным токам и напряжениям на обмотках трансформатора можно только реально на холостом ходу трансформатора. При повышении нагрузки будем иметь случайные значения токов намагничивания I_0 и соответственно случайные значения параметров Z_0, X_0, r_0 , обусловленные погрешностями измерительных ТТ.

Предложенный в [4] принцип сравнения рассчитанных параметров трансформатора по значениям синхронно измеренных (с погрешностями) токов (I_1, I_2), напряжений (U_1, U_2) и мощности (подводимой к трансформатору P_1 , отводимой от трансформатора P_2) со значениями тех же параметров трансформатора, рассчитанными по токам и напряжениям, измеренным (с теми же погрешностями) при вводе трансформатора в работу, позволяет не принимать во внимание те погрешности, которые вносят в измерения ТТ и ТН.

Такой подход позволяет выявить изменения ключевых параметров трансформатора, которые произошли в период от ввода трансформатора в работу до момента его контроля.

Организуя такой контроль, надо иметь в виду, что должны сравниваться измерения, проведенные в одинаковых условиях. В первую очередь это нагрузка трансформатора, напряжение на нем и одинаковое положение РПН трансформатора. Кроме того, имеет значение температура масла в трансформаторе и температура окружающей среды, которые могут влиять на погрешности трансформаторов тока и напряжения, с которых снимаются показания тока и напряжения на обмотках.

Параметром, позволяющим выявить увеличение потерь в стали магнитопровода трансформатора, является увеличение общих потерь в трансформаторе (измеренных с погрешностями) по сравнению с общими потерями, которые были измерены (с теми же погрешностями) при вводе трансформатора в работу. Для контроля этого увеличения общих потерь в трансформаторе за счет увеличения потерь в стали магнитопровода предложено использовать коэффициент диагностики стали $K_{\text{диагн ст}}$, рассчитываемый по формуле (13). Результаты расчетов $K_{\text{диагн ст}}$ (для «одинаковых» условий), показывают, что увеличение потерь в стали трансформатора уверенно диагностируется на всем диапазоне мощностей трансформатора, в том числе с различным набором максимально

возможных погрешностей измерительных ТТ и ТН (включая сочетанное увеличение потерь в стали совместно с изменением U_k и P_k трансформатора до нормативных значений).

Параметром, контролирующим геометрию обмоток, выбран x_k (допустимо использование z_k), рассчитываемый по формуле (15). Коэффициент $K_{\text{диагн хк}}$ позволяет уверенно идентифицировать изменения геометрии обмоток трансформатора (как в сторону увеличения, так и в сторону уменьшения x_k) на всем диапазоне нагрузок трансформатора, за исключением режима холостого хода независимо от наличия или отсутствия погрешностей измерения токов и напряжений. Начиная с нагрузки 10 % результаты расчета практически не зависят от нагрузки и соответствуют заданному изменению параметра x_k . В алгоритме работы ПТК контроля состояния трансформатора должна присутствовать блокировка расчета x_k при нагрузках от 0 до 10 %.

Для проверки возможных ухудшений состояния токовых цепей трансформатора (ослабление контактных соединений, частичный обрыв параллельных витков обмоточного провода и пр.) может использоваться коэффициент диагностики r_k – формула (16), который показывает, насколько изменилась величина r_k при текущих расчетах по сравнению с $r_{k\text{пасп}}$, зафиксированным при вводе трансформатора в работу, и отнесенным к $r_{k\text{пасп}}$. $K_{\text{диагн гк}}$ позволяет уверенно идентифицировать изменение r_k начиная с 20 % загрузки трансформатора. При малых нагрузках от 20 % до холостого хода в результаты расчета r_k будут вноситься существенные погрешности. Поэтому в алгоритме работы ПТК контроля состояния трансформатора должна присутствовать блокировка расчета r_k при нагрузках от 0 до 20 %.

Необходимо отметить, что при использовании вышеперечисленных коэффициентов ($K_{\text{диагн ст}}$, $K_{\text{диагн хк}}$, $K_{\text{диагн гк}}$) идентифицируется каждый из дефектов независимо от наличия или отсутствия другого дефекта.

Для оценки состояния трансформатора по наличию проблем с магнитопроводом (увеличение потерь в стали магнитопровода) и наличию проблем с токоведущими цепями (витковые замыкания, геометрия обмоток и увеличение потерь в обмотках) нет необходимости осуществлять расчет всех параметров трансформатора. Необходимо рассчитать только $I_0, P_{\text{общ}}, x_k$ и r_k :

- по синхронно измеренным (с реальными погрешностями) токам I_1 и I_2 необходимо рассчитать I_0 . Данный параметр при исправном трансформаторе в диагностике не участвует. При появлении витковых замыканий или замыканий на бак или магнитопровод в трансформаторе I_0 увеличивается кратно по сравнению с паспортным значением I_{xx} . Этот параметр (кратно увеличенный I_0) может быть использован для организации защиты трансформатора от витковых замыканий или замыканий на бак или магнитопровод и для информирования диспетчерского и эксплуатационного персонала о наличии витковых замыканий в трансформаторе или внутреннем замыкании обмотки на землю;
- по синхронно измеренным (с реальными погрешностями) значениям подводимой (P_1) и отводимой (P_2) мощности на трансформаторе необходимо определить общие потери в трансформаторе $P_{\text{общ}}$ и привести их

к номинальному напряжению. Общие потери, приведенные к номинальному напряжению, измеренные в эксплуатации, сравнивают с такими же общими потерями, приведенными к номинальному напряжению, измеренными с аналогичными погрешностями в начале эксплуатации, и рассчитывают $K_{\text{диагн ст}}$, который должен быть меньше предельно допустимого значения. Значение $K_{\text{диагн ст}}$ выше 0,3 свидетельствует о проблемах в стали магнитопровода и требует соответствующего уведомления диспетчерского и эксплуатационного персонала;

- по синхронно измеренным (с реальными погрешностями) значениям токов и напряжений (I_1, I_2, U_1, U_2) необходимо провести расчет x_k и r_k , а также коэффициентов диагностики ($K_{\text{диагн хк}}$, $K_{\text{диагн гк}}$).

Выход коэффициента $K_{\text{диагн хк}}$ за пределы нормируемого диапазона ($-0,05 \div +0,05$) свидетельствует о проблемах с геометрией обмоток (уменьшение или увеличение z_k), о чем необходимо информировать диспетчерский и эксплуатационный персонал.

Выход коэффициента $K_{\text{диагн гк}}$ за нормируемые параметры ($>0,02$) свидетельствует о проблемах в токовых цепях трансформатора (ослабление контактов, частичный обрыв параллельных витков обмоточного провода и пр.) либо о появлении дополнительных мест нагрева бака трансформатора или металлических частей, находящихся в зоне потока рассеяния (появление короткозамкнутых контуров для потоков рассеяния), о чем необходимо информировать диспетчерский и эксплуатационный персонал.

Рисунки к статье предоставлены автором.

↓ ЛИТЕРАТУРА

1. Приказ Министерства энергетики РФ от 26 июля 2017 г. № 676 «Об утверждении методики оценки технического состояния основного технологического оборудования и линий электропередачи электрических станций и электрических сетей» (с изменениями и дополнениями).	Автоматизированная система контроля технического состояния основного оборудования магистральных электрических сетей// Энергия единой сети. 2022. № 1 (62).
2. Смекалов В.В. Инновационные методы диагностики трансформаторного оборудования, Автоматизация и ИТ в энергетике//2014. № 11 (64). С. 44–50.	5. Демирчян К.С., Нейман Л.Р., Коровкин В.Н., Чечурин В.Л. Теоретические основы электротехники: учебник для вузов. Том 1. 4-е изд. СПб.: Питер, 2003.
3. Ванин Б.В., Львов Ю.Н., Львов М.Ю. и др. О повреждении силовых трансформаторов напряжением 110–500 кВ в эксплуатации//Электрические станции. 2001. № 9. С. 53–58.	6. ГОСТ 7746–2015. Трансформаторы тока. Общие технические условия.
4. Смекалов В.В., Назаров И.А., Мерзляков А.С., Романов К.К.	7. ГОСТ 1983–2015. Межгосударственный стандарт трансформаторов напряжения. Общие технические условия.
	8. СТО 34.01–23.1–001–2017. Объем и нормы испытаний электрооборудования. Дата введения: 29.05.2017.

⁵ См. начало статьи: «Энергия единой сети», 2025, № 3–4.

⁶ Там же.

УДК 621.313
Шифр специальности ВАК 2.4.2., 2.4.3.

МЕТОДИКА ПРОВЕРКИ АДЕКВАТНОСТИ ПАРАМЕТРОВ СИНХРОННОЙ МАШИНЫ ПО ДАННЫМ СИСТЕМЫ МОНИТОРИНГА ПЕРЕХОДНЫХ РЕЖИМОВ В ПЕРЕХОДНЫХ ПРОЦЕССАХ НАЧАЛЬНОГО ВОЗБУЖДЕНИЯ И ГАШЕНИЯ ПОЛЯ

Предложена методика выявления по данным СМПР некорректных параметров синхронных машин, предоставляемых субъектами электроэнергетики в диспетчерские центры и проектные организации. Методика основана на подаче измеренного напряжения возбуждения в модель машины и сравнении откликов напряжения статора и тока ротора в характерных переходных процессах начального возбуждения и гашения поля.



Машинный зал физической модели АО «НТЦ ЕЭС»

Фото: Кирилл Прохоров

АВТОР:
К.В. Прохоров, аспирант,
ORCID ID 0009-0008-5455-7193,
prokhorov-kv@ntcees.ru,
АО «НТЦ ЕЭС»

КЛЮЧЕВЫЕ СЛОВА:
#энергосистема; #синхронная
машина; #синхронизированные
векторные измерения; #система
мониторинга; #математическая
модель; #оценка корректности
параметров модели

↓ ДЛЯ ЦИТИРОВАНИЯ:

Прохоров К.В. Методика проверки адекватности параметров синхронной машины по данным синхронизированных векторных измерений в переходных процессах начального возбуждения и гашения поля // Энергия единой сети. 2025. № 5-6. С. 38–43.



ВВЕДЕНИЕ

С усложнением современных энергосистем и ростом средств автоматизированного управления возрастает потребность в разработке достоверных и верифицированных моделей основного оборудования. Согласно [1], владельцы генерирующих установок обязаны предоставлять параметры оборудования в адрес субъектов оперативно-диспетчерского управления. Эти параметры служат основой для построения и актуализации моделей, используемых при расчетах режимов и исследовании устойчивости энергосистем. Однако в настоящее время отсутствует универсальный и объективный инструмент, позволяющий проверять соответствие переданных параметров фактическим характеристикам оборудования.

Статья посвящена автоматизированной оценке адекватности динамических параметров синхронной машины, в частности индуктивностей и постоянных времени по оси d, на основе анализа переходных процессов начального возбуждения и гашения поля по данным синхронизированных измерений.

ТЕОРЕТИЧЕСКИЕ ОСНОВЫ

В переходных процессах начального возбуждения и гашения поля задействована только ось d синхронной машины, поэтому использовать уравнения оси q и механического движения ротора нет необходимости. Однако следует отметить, что в расчете необходимо использовать установившиеся параметры оси q для расчета коэффициента приведения единиц возбуждения.

Инициализация модели в условиях начального возбуждения осуществляется путем задания потокосцеплений равных нулю, а в случае гашения поля — по измеренным значениям напряжения статора U и частоты напряжения статора f , которая в относительных единицах равна угловой частоте ω . В модели синхронной машины целесообразно учитывать насыщение [2], поэтому в общем виде с учетом насыщения формулы инициализации модели можно записать следующим образом:

$$\omega_0 = f_0, \quad (1)$$

$$\psi_{ad0} = U_0 / \omega_0, \quad (2)$$

$$L_{ad0} = \frac{L_{ad}}{1 + m_d \psi_{ad0}^{na}}, \quad (3)$$

$$i_{f0} = \frac{\psi_{ad0}}{L_{ad0}}, \quad (4)$$

$$\psi_{f0} = \psi_{ad0} + (L_f + L_c) \cdot i_{f0}, \quad (5)$$

$$\psi_{kdo} = \psi_{ad0}, \quad (6)$$

где i_f — ток возбуждения;
 ψ_{ad} — взаимное потокосцепление по оси d;
 ψ_{kd} — потокосцепление рассеяния эквивалентного демпферного контура по оси d;
 ψ_f — потокосцепление рассеяния обмотки возбуждения;
 L_{ad} — взаимная индуктивность по оси d;

L_f — индуктивность рассеяния обмотки возбуждения по оси d;
 L_c — $Cana$ -индуктивность;
 md — первый коэффициент кривой насыщения по оси d;
 nd — второй коэффициент кривой насыщения по оси d.

Исключив из классических дифференциальных уравнений синхронной машины [3], используемых для расчетов устойчивости энергосистем, уравнения оси q и слагаемые, связанные с током статора, который в рассматриваемых переходных процессах равен нулю, а также уравнения электромеханического движения ротора, можно получить систему уравнений (7) – (13).

$$\frac{d\psi_f}{dt} = R_f \cdot i_f - U_f, \quad (7)$$

$$\frac{d\psi_{kd}}{dt} = -R_{kd} \cdot i_{kd}, \quad (8)$$

$$\psi_{kd} = \left(\frac{L_{ad}}{1 + m_d \psi_{ad}^{na}} + L_c + L_{kd} \right) \cdot i_{kd} + \left(\frac{L_{ad}}{1 + m_d \psi_{ad}^{na}} + L_c \right) \cdot i_f, \quad (9)$$

$$\psi_f = \left(\frac{L_{ad}}{1 + m_d \psi_{ad}^{na}} + L_c \right) \cdot i_{kd} + \left(\frac{L_{ad}}{1 + m_d \psi_{ad}^{na}} + L_f + L_c \right) \cdot i_f, \quad (10)$$

$$\psi_{ad} = \frac{L_{ad}}{1 + m_d \psi_{ad}^{na}} \cdot (i_f + i_{kd}), \quad (11)$$

$$\omega = f, \quad (12)$$

$$U = \omega \cdot \psi_{ad}, \quad (13)$$

где U_f — напряжение возбуждения;
 R_f — активное сопротивление обмотки возбуждения;
 R_{kd} — активное сопротивление эквивалентного демпферного контура;
 L_{kd} — индуктивность рассеяния эквивалентного демпферного контура;
 i_{kd} — ток эквивалентного демпферного контура.
Следует отметить, что в уравнении (7) необходимо использовать фактическое активное сопротивление обмотки возбуждения R_f с учетом теплового изменения.

Выполнив численное интегрирование во времени системы уравнений (7) – (13) с учетом передачи на вход модели сигналов напряжения возбуждения U_f и частоты f , можно получить необходимые для целей анализа выходные переменные модели i_f и U .

МЕТОДИКА ПРОВЕРКИ АДЕКВАТНОСТИ МОДЕЛИ СИНХРОННОГО ГЕНЕРАТОРА В ПЕРЕХОДНЫХ ПРОЦЕССАХ НАЧАЛЬНОГО ВОЗБУЖДЕНИЯ И ГАШЕНИЯ ПОЛЯ

Для выполнения проверки адекватности модели используются следующие сигналы с рекомендуемым шагом дискретизации не более 20 мс:

- напряжение статора U ,
- ток статора I ,
- частота f ,
- ток возбуждения i_f ,
- напряжение возбуждения U_f .

Процедура начального возбуждения синхронных машин подразделяется на три хронологические фазы: фаза отсутствия возбуждения, переходная фаза и фаза установившегося режима. Продолжительность переходного процесса определяется алгоритмическими особенностями системы автоматического регулирования возбуждения и значением переходной постоянной времени по оси d холостого хода (T'_{d0}). Время нарастания возбуждения обычно находится в диапазоне от единиц до десятков секунд.

Алгоритм фиксации интервала начального возбуждения можно описать следующим образом. Сначала из потоковых либо архивных данных формируются последовательности сигналов напряжения U и тока I статора. Для этого используется скользящее окно продолжительностью N секунд с шагом сдвига в одну секунду. В преде-

лах каждого основного окна проводится предварительная обработка: устраняются выбросы и пропуски, при необходимости выполняется восстановление недостающих отсчетов аппроксимацией. Далее внутри основного окна запускается вспомогательное скользящее подокно длительностью две секунды и шагом в одну секунду. Оно используется для определения участка отсутствия возбуждения. Такой участок фиксируется при выполнении условий:

- на первой секунде усредненные значения напряжения и тока статора не превышают 5 % от своего номинального значения;
- на второй секунде напряжение статора находится в пределах 5–50 % номинального значения, при этом усредненный ток остается меньше 5 %.

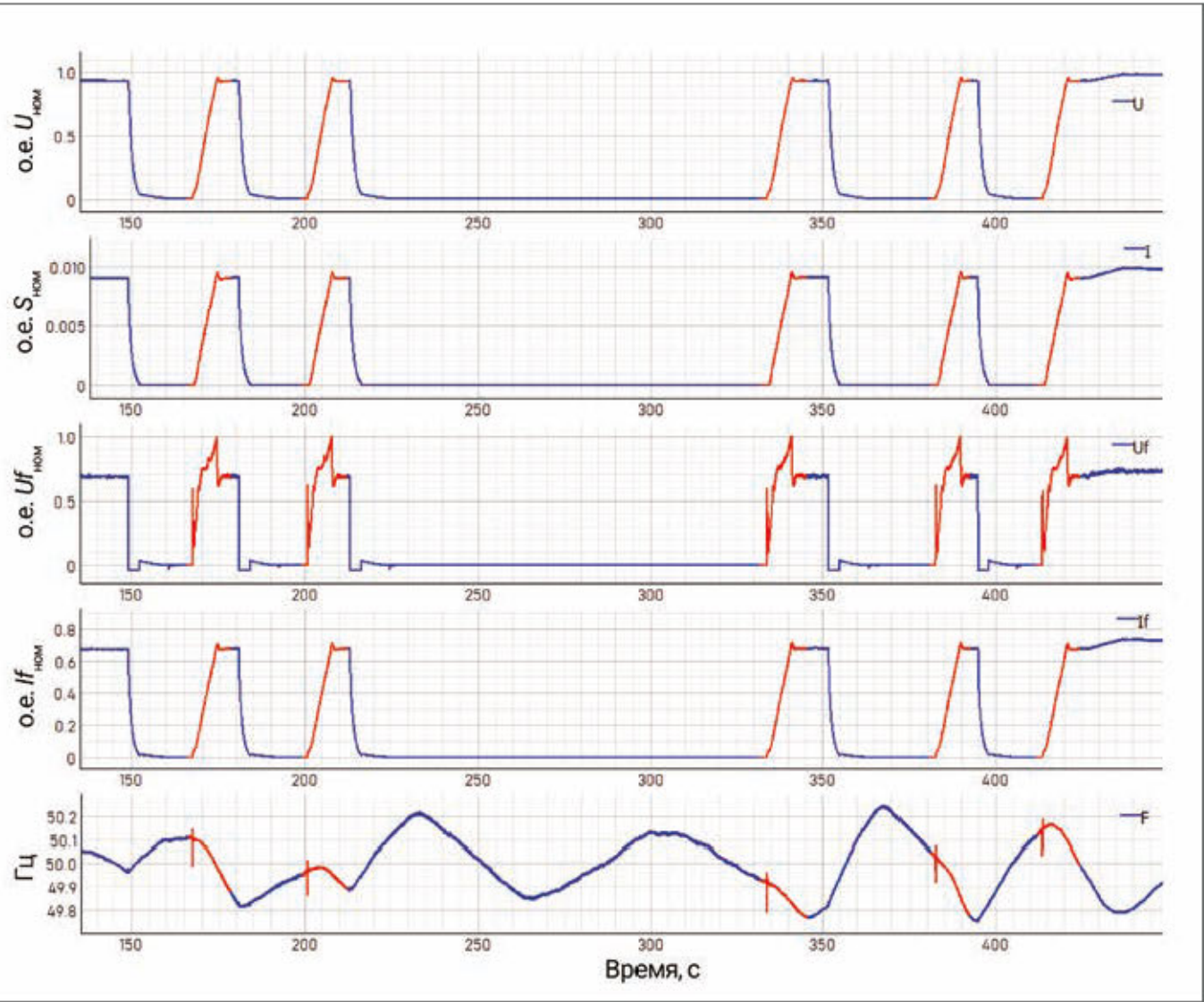


Рис. 1. Выявление интервалов начального возбуждения (выделены красным цветом) по натурным данным СВИ Волжской ГЭС ГА-12

Эти условия введены для того, чтобы отсеять ситуации, когда напряжение быстро исчезает и так же быстро восстанавливается из-за возможной потери данных СВИ. Граничная величина в 5 % отсутствия напряжения и тока статора обусловлена необходимостью отстройки от остаточного напряжения, возможных потерь холостого хода блочного трансформатора, а также погрешностей измерений вблизи нулевого уровня.

Если интервал отсутствия возбуждения обнаружен, алгоритм продолжает поиск интервала установившегося возбуждения также длиной две секунды. Поиск начинается сразу после найденного участка отсутствия возбуждения и осуществляется пошагово с шагом в одну секунду, но не более чем в пределах 30 секунд. Участок считается участком установившегося возбуждения, если выполняются условия:

- средний ток статора на интервале в две секунды меньше 5 % номинального значения;
- среднее напряжение статора превышает 70 % номинального значения;
- изменение напряжения статора за интервал должно быть несущественным, что проверяется условием:

$$|\bar{U}_1 - \bar{U}_2| < 0,005 U_{ном}, \quad (12)$$

где $\bar{U}_1, \bar{U}_2$ – усредненные значения напряжения статора на первой и второй секундах интервала.

Фиксация интервала установившегося возбуждения позволяет далее оценить тепловое изменение активного сопротивления обмотки возбуждения относительно номинального значения по известному соотношению U_f/i_f .

При успешном выполнении всех условий промежуток времени от начала отсутствия возбуждения до окончания установившегося возбуждения определяется как событие начала возбуждения.

Продолжительность основного окна анализа обычно принимается равным 40 секунд при работе с потоковыми данными СВИ в условиях реального процесса. При обработке архивных осциллограмм окно может быть равно их длительности. На рис. 1 представлен пример применения метода к серии событий возбуждения и гашения поля гидроагрегата ГА-12 Волжской ГЭС.

Процесс гашения поля синхронной машины обратен процессу начального возбуждения. На рис. 2 представ-

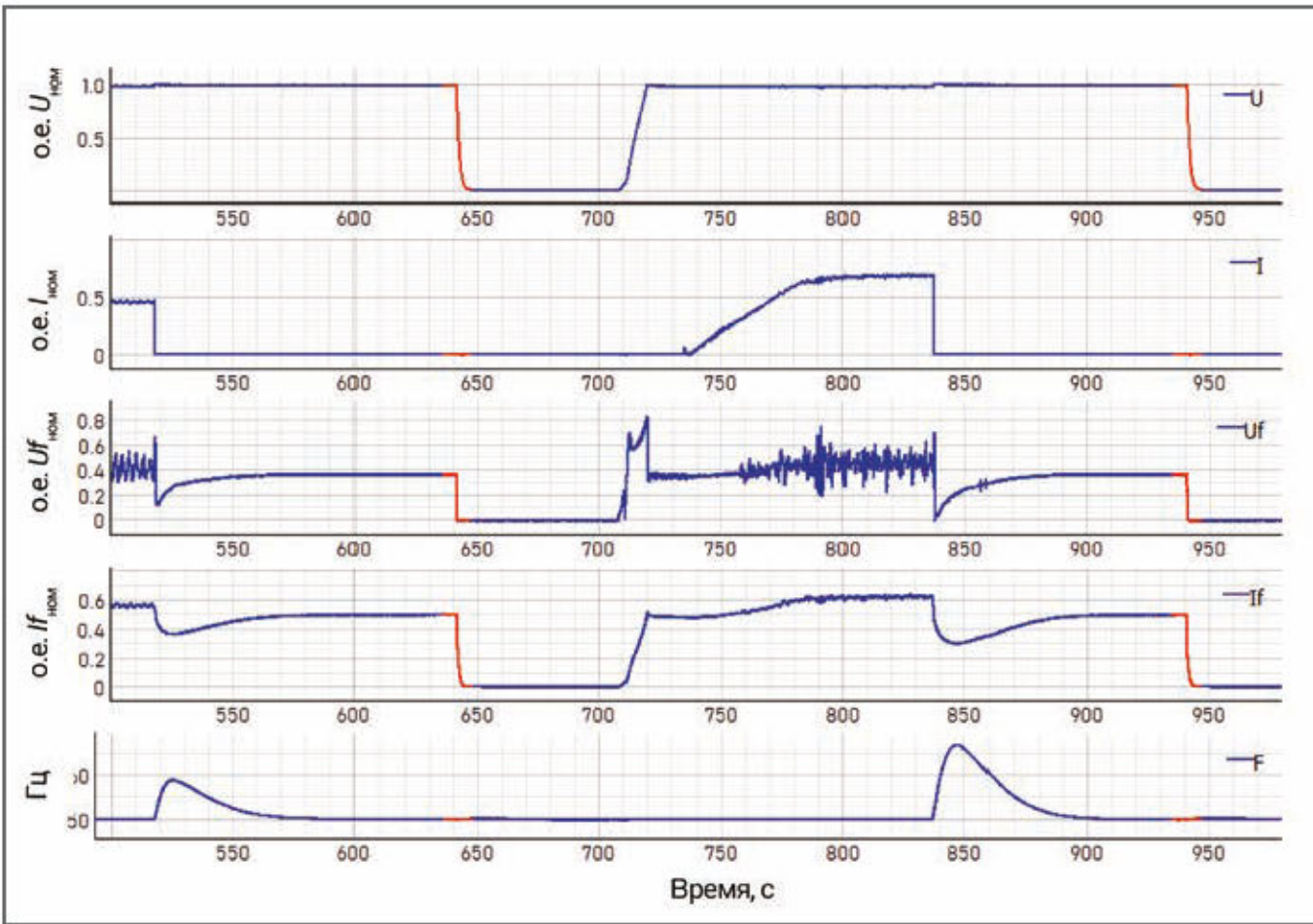


Рис. 2. Выявление интервалов гашения поля (выделены красным цветом) по натурным данным СВИ Богучанской ГЭС ГА-4

Параметры исследуемого гидрогенератора № 2 Новосибирской ГЭС

Обозначение	Ед. изм.	Модель 1 (некорректная)	Модель 2 (корректная)
$U_{ном}$	кВ	13,8	13,8
$S_{ном}$	МВА	76,5	76,5
$\cos \varphi_{ном}$	-	0,915	0,915
$U_{гном}$	В	400	284
$I_{гном}$	А	1700	1530
L_d	о.е.	0,755	0,89
L'_d	о.е.	0,308	0,308
L''_d	о.е.	0,214	0,18
T'_{d0}	с	4,36	4,1
T''_{d0}	с	0,102	0,04
L_q	о.е.	0,527	0,6
L_l	о.е.	0,1733	0,17
R_a	о.е.	0,005	0,005
md	-	0	0,1
nd	-	0	8
mq	-	0	0,1
nq	-	0	10

лена работа алгоритма поиска гашения поля на примере Богучанской ГЭС ГА-4.

Важно отметить, что если в событиях гашения поля напряжение возбуждения принимает отрицательные значения, как, например, в тиристорных системах возбуждения, то необходимо убедиться, что измерительное оборудование охватывает диапазон отрицательных величин. Вместе с тем при наличии в системе возбуждения автомата гашения поля измерения параметров следует проводить после данного устройства, чтобы получать релевантные данные.

После успешной идентификации событий начального возбуждения или гашения поля выполняется последовательность операций для проверки адекватности модели:

- 1) расчет внутренних параметров схемы замещения машины;
- 2) определение коэффициента пересчета единиц возбуждения;
- 3) определение температурной коррекции активного сопротивления по интервалу наличия установившегося возбуждения;
- 4) инициализация переменных состояния модели;
- 5) интегрирование модели путем подачи на вход фактического напряжения возбуждения в диапазоне

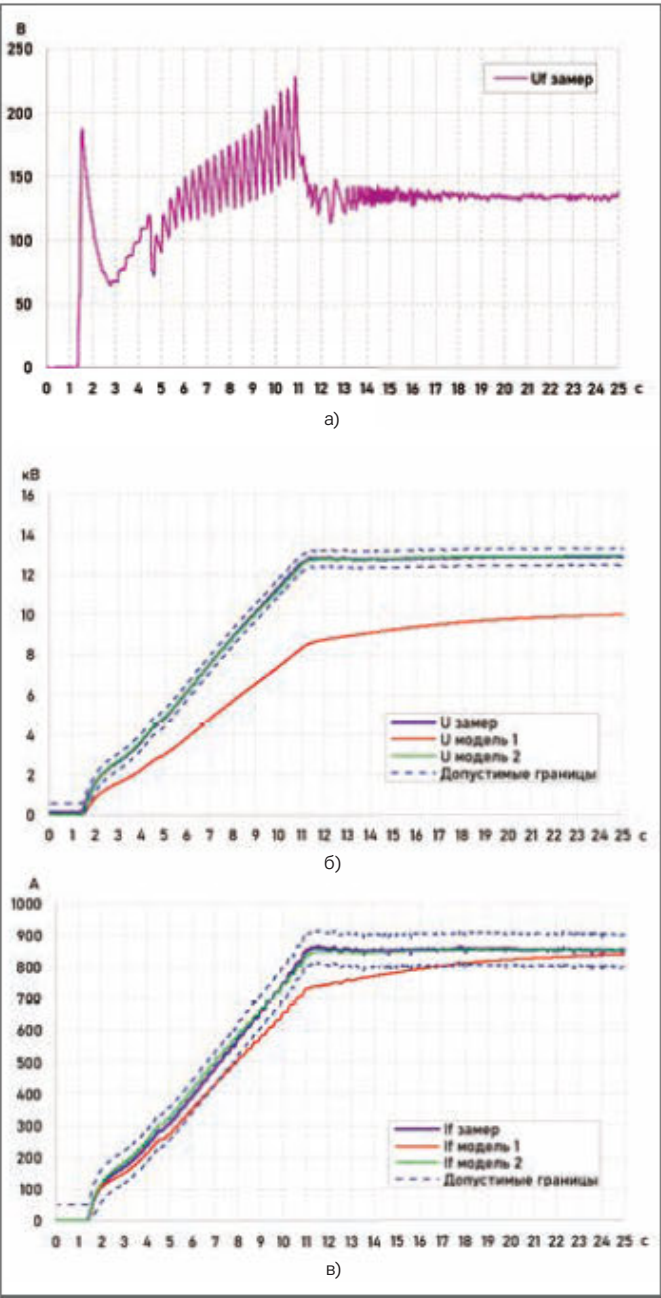


Рис. 3. Проверка модели в событии начального возбуждения

- времени между интервалом отсутствия возбуждения и интервалом установившегося наличия возбуждения;
- 6) сравнение переменных напряжения статора и тока ротора модели и соответствующих измерений реальной синхронной машины. Условием адекватности модели считается непревышение отклонения заданных пороговых значений отклонений с учетом допустимого смещения по времени.

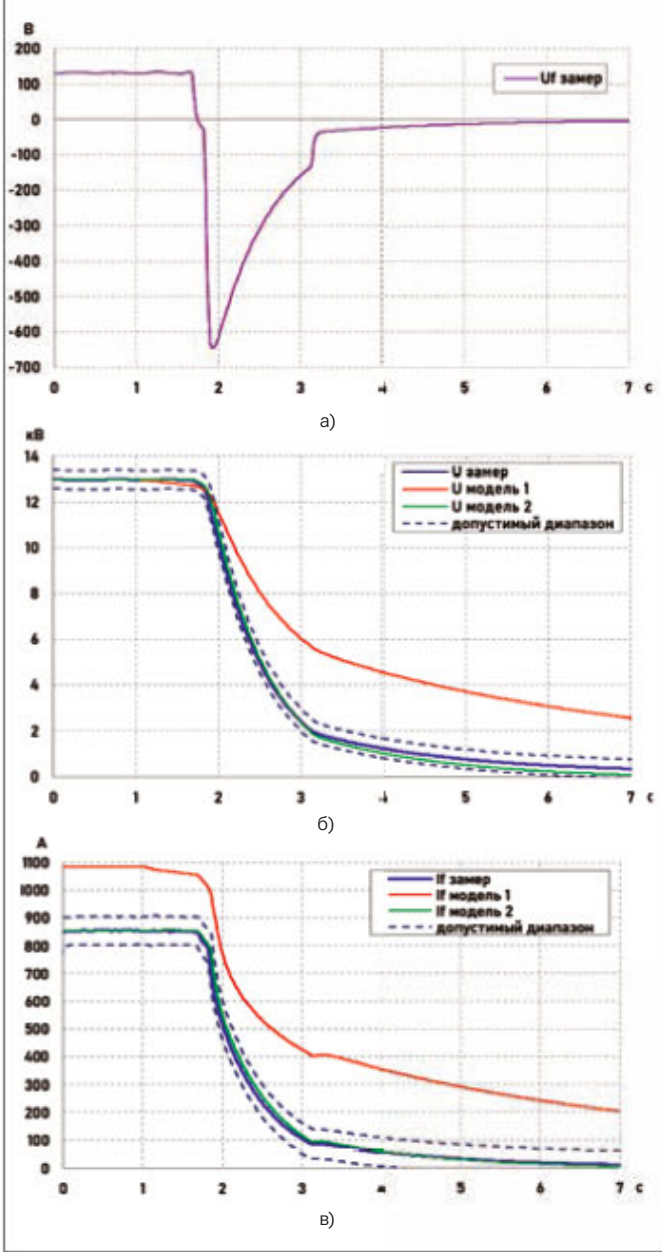


Рис. 4. Проверка модели в событии гашения поля

ПРИМЕР ИСПОЛЬЗОВАНИЯ МЕТОДИКИ НА РЕАЛЬНЫХ ДАННЫХ

Разработанная методика была реализована в специальном программном обеспечении. В качестве критериев корректности модели приняты следующие допустимые границы: отклонения напряжения статора и тока ротора в модели должны быть менее 3 % номинального значения с учетом допустимого смещения ± 60 мс. Проверка выполнена на основе данных синхронизированных векторных измерений, полученных на гидрогенераторе

№ 2 Новосибирской ГЭС типа СВ 1343/140–96. В таблице 1 представлены два набора параметров модели генератора — корректные и некорректные по условиям принятых критериев оценки.

На рис. 3 показан пример проверки модели в характерном событии начального возбуждения, а на рис. 4 — в событии гашения поля. Начало численного интегрирования соответствует моменту времени $t = 1$ с. Согласно представленным результатам, модель 2 соответствует принятым критериям корректности, в то время как модель 1 этим требованиям не удовлетворяет — кривые напряжения статора и тока ротора отклоняются за допустимые границы.

ЗАКЛЮЧЕНИЕ

В работе предложена и апробирована методика проверки адекватности параметров синхронной машины на основе анализа синхронизированных векторных измерений в переходных процессах начального возбуждения и гашения поля. Разработанный методический подход реализован в виде специализированного программного обеспечения.

В качестве критериев соответствия математической модели реальному объекту приняты граничные отклонения напряжения статора и тока возбуждения с учетом допустимого смещения по времени. Представленное решение обеспечивает возможность автоматизированной обработки измерительных данных и может быть интегрировано в системы мониторинга для непрерывного анализа в условиях протекания реального технологического процесса.

Приведенные результаты на примере реальных данных подтверждают эффективность предложенного подхода для оперативной проверки предоставляемых параметров синхронных машин на основе эксплуатационных измерений.

Рисунки к статье предоставлены автором.

↓ ЛИТЕРАТУРА

1. Приказ Министерства энергетики Российской Федерации от 20.12.2022 № 1340 «Об утверждении правил предоставления информации, необходимой для осуществления оперативно-диспетчерского	управления в электроэнергетике».
2. Shackshaft G. and Henser P.B. Model of generator saturation for use in power system studies. Proc. IEE. 1979. Vol. 126. No 8. P. 759-763.	
3. Eurostag 5.2, Theory Manual, Tractebel, 2018.	

УДК 630*5:528.88:621.315.1
Шифр специальности ВАК 2.4.3.

ОПРЕДЕЛЕНИЕ ТРЕБУЕМОЙ ПЕРИОДИЧНОСТИ РАСЧИСТКИ ПРОСЕК ВОЗДУШНЫХ ЛИНИЙ ЭЛЕКТРОПЕРЕДАЧИ 35–110 КВ ДАЛЬНЕВОСТОЧНОЙ РАСПРЕДЕЛИТЕЛЬНОЙ СЕТЕВОЙ КОМПАНИИ НА ОСНОВЕ МОДЕЛИРОВАНИЯ РОСТА ЛЕСНОЙ ДРЕВЕСНО–КУСТАРНИКОВОЙ РАСТИТЕЛЬНОСТИ

Проведены исследования, направленные на определение продуктивности и состава древесных пород, произрастающих в охранных зонах ВЛ, выявление наиболее быстрорастущих древесных пород с оценкой их скорости роста и установление требуемой периодичности чистки просек ВЛ. Оптимизированы модели хода роста древесно-кустарниковой растительности (ДКР), устанавливающие зависимость между высотой и возрастом ДКР, а также класса бонитета. Сформированы базы данных и цифровые наборы пространственных данных, содержащие пополетные сведения о характеристиках лесной ДКР и рекомендуемой периодичности расчистки просек ВЛ.



Фотобанк ПАО «Россети»

АВТОРЫ:
С.А. Барталев, д. т. н., профессор,
ORCID ID 0000-0001-6596-1732,
bartalev@d902.iki.rssi.ru,
ФГБУН «Институт космических исследований РАН»
А.С. Мурачев, эксперт,
Murachev_AS@ntc-power.ru,
АО «Россети Научно-инжиниринговый центр»
Д.Ю. Жданкин, эксперт, ste1@drsk.ru
А.К. Сергеев, эксперт,
sergeev-ak@drsk.ru,
АО «Дальневосточная распределительная сетевая компания»

КЛЮЧЕВЫЕ СЛОВА:
#воздушные линии электропередачи;
#древесно-кустарниковая растительность; #периодичность расчистки просек; #модели хода роста; #спутниковые данные

↓ ДЛЯ ЦИТИРОВАНИЯ:

Барталев С.А., Мурачев А.С., Жданкин Д.Ю., Сергеев А.К. Определение требуемой периодичности расчистки просек воздушных линий электропередачи 35–110 кВ Дальневосточной распределительной сетевой компании на основе моделирования роста лесной древесно-кустарниковой растительности // Энергия единой сети. 2025. № 5–6. С. 44–50.

ВВЕДЕНИЕ

Поддержание просек воздушных линий электропередачи в нормативном состоянии входит в число требований по обеспечению надежности электроснабжения потребителей. В целях исключения перекрытия проводников ВЛ на землю через токопроводящую древесно-кустарниковую растительность персоналом электросетевых компаний осуществляется формирование ежегодных планов чисток трасс ВЛ от ДКР. При этом в большинстве случаев составление планов ведется на основании опыта без учета скорости роста ДКР, определяемой ее породным составом, а также климатическими, почвенными и другими особенностями мест прохождения трасс ВЛ. В целях формирования научно-обоснованного подхода к планированию чистки просек ВЛ, в 2020–2022 гг. была выполнена серия исследований, позволивших разработать и апробировать методическую основу моделированию роста ДКР на уровне лесничеств. Основные результаты данных исследований на примере одного из субъектов РФ представлены в [1]. Недостатком полученного решения стала необходимость усреднения рекомендуемых показателей требуемой периодичности чистки просек ВЛ от ДКР до уровня лесничества, размеры которых существенно различаются в регионах России.

Одним из направлений развития полученных ранее результатов явилась проработка возможности локализованного определения состава наиболее быстро растущих пород ДКР на уровне пролетов ВЛ с использованием лесоустроительной информации, а также данных о характеристиках лесов, получаемых методами дистанционного зондирования Земли из космоса [2]. При этом переход от моделирования с уровня лесничеств до уровня пролетов ВЛ позволил получить результаты значительно более высокой пространственной детальности с привязкой к трассам прохождения конкретных ВЛ. Ниже приводятся результаты НИОКР, выполненной по заказу АО «ДРСК» (входит в ГК «РусГидро»), реализация которой была направлена на получение научно обоснованных оптимальных рекомендаций по объему чистки трасс каждой ВЛ 35–110 кВ.

МЕТОДИКА ОЦЕНКИ СКОРОСТИ ЗАРАСТАНИЯ ПРОСЕК ВЛ И ИСХОДНЫЕ ДАННЫЕ

На рис. 1 приведена схема, отражающая подход к определению скорости роста ДКР и рекомендуемой периодичности расчистки просек трасс ВЛ.

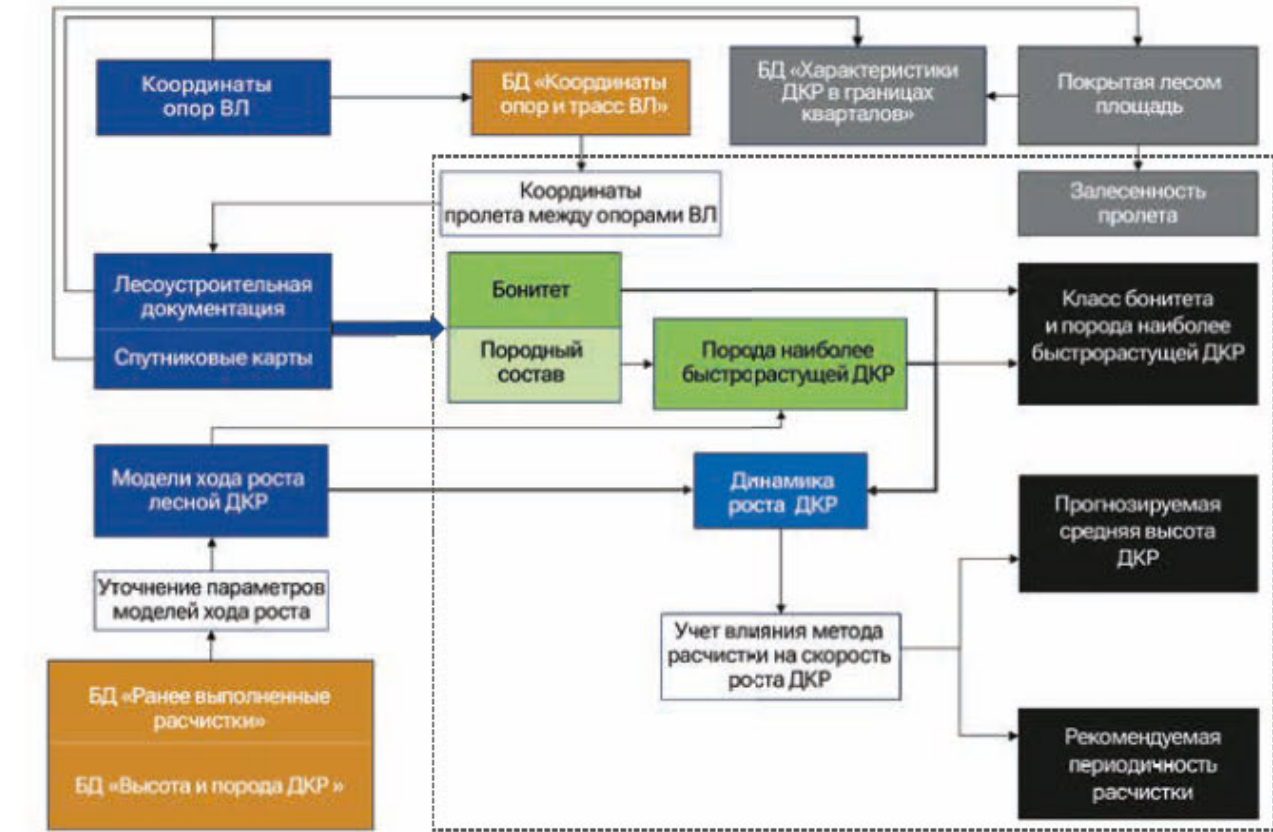


Рис. 1. Общая схема определения характеристик лесной ДКР и моделирования ее хода роста для оценки рекомендуемой периодичности расчистки просек ВЛ

$$X_i^{mod} = \begin{cases} (V_m \cdot V_p + 1(1 - V_p)) \cdot X_{i-delay}, & i > delay \\ 0, & i \leq delay \end{cases}$$

где X_i^{mod} — модифицированная с учетом метода расчистки высота насаждений;
 $delay$ — задержка в начале восстановления ДКР после расчистки, годы;
 V_p — доля порослевого восстановления;
 $(1 - V_p)$ — доля семенного восстановления;
 V_m — коэффициент ускорения роста при порослевом восстановлении, индивидуальный для каждой породы (для большинства хвойных пород он равен 1, для мелколиственных — обычно 1,3).

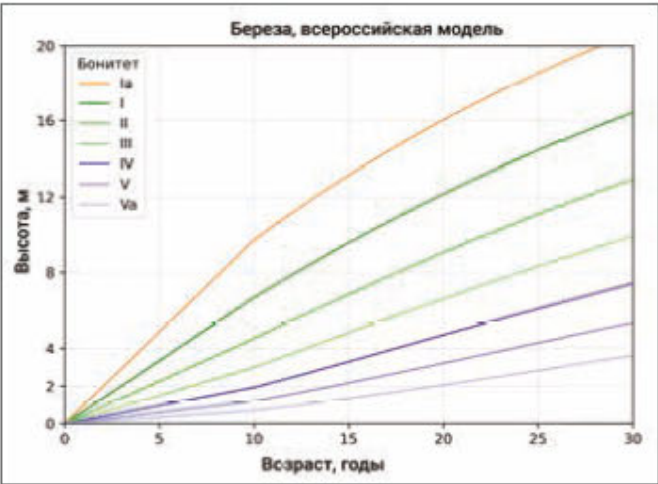


Рис. 5. Пример оценки динамики березовых насаждений по моделям хода роста

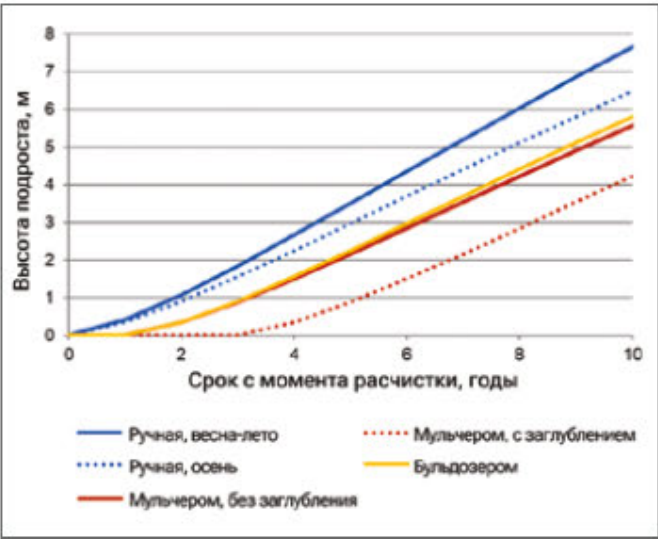


Рис. 6. Пример динамики модельной оценки высоты подростка после расчистки разными методами

Приведенные выше формулы моделей хода роста позволяют рассчитать прогнозируемую высоту древесного подростка в зависимости от продолжительности периода со времени последней расчистки и применяемого метода расчистки при известном породном составе и бонитете насаждений. Сравнение скорости роста каждой породы из породного состава позволяет выбрать самую быстрорастущую породу, по которой выполнялась оценка рекомендуемой периодичности расчистки.

На покрытых лесом пролетах для применения модели использовались данные о породном составе и бонитете насаждений лесотаксационных выделов (раздел «Методика оценки скорости зарастания просек ВЛ и исходные данные»). Но на анализируемой территории есть часть пролетов ВЛ, которые приходятся на нелесную территорию и где при этом потенциально может происходить зарастание ДКР. Для этих территорий отсутствует спутниковая или наземная информация о породном составе и продуктивности лесных насаждений. Это привело к необходимости использования другого подхода оценки характеристик потенциальной ДКР, основанного на сборе информации с близлежащей окрестности.

Сбор информации осуществлялся с окрестности заданного радиуса. Сначала собиралась информация с лесотаксационных выделов, начиная от ближайших и до самых удаленных, пока не достигался определенный порог репрезентативности. Если этот порог не был достигнут на основе наземных данных, то сбор информации продолжался по спутниковым данным и осуществлялся попиксельно от самых ближайших и до самых удаленных до достижения порога. Информация собиралась отдельно для породного состава и отдельно для бонитета. Все попавшие в окрестность породы рассматривались как произрастающие на этой территории, для каждой, как было описано ранее, осуществлялось моделирование, и выбиралась самая быстрорастущая порода. Для бонитета собирался полный массив информации о находящихся в окрестности бонитетах лесных насаждений, и затем среди них выбирался определенный перцентиль, характеризующий процент наиболее продуктивных насаждений.

Таким образом, сбор информации с окрестности основывается на пяти неизвестных параметрах: радиусах агрегации и порогах репрезентативности для породного состава и бонитета и перцентиле бонитета. Кроме того, неизвестными являлись параметры влияния метода расчистки на скорость роста ДКР, такие как задержка зарастания и доля семенного/порослевого восстановления, описанные ранее в разделе «Методика оценки скорости зарастания просек ВЛ и исходные данные».

Для определения значений этих параметров для анализируемой территории выполнена их оптимизация. Целью оптимизации была минимизация расхождения между модельными оценками скорости зарастания, полученными по собранной в окрестности информации о породном составе и бонитете, и фактическими оценками зарастания просек ВЛ, полученными по результатам плановых наземных осмотров (раздел «Методика оценки скорости зарастания просек ВЛ и исходные данные»). Оптимизация выполнена с помощью генетического алгоритма differential_evolution из пакета scipy [9], осуществляющего глобальный поиск наилучших значений параметров.

Таблица 2. Оптимальные параметры, задающие влияние метода расчистки просек ВЛ от ДКР на скорость зарастания

Метод расчистки	Задержка, годы	Доля порослевого восстановления, %	Доля семенного восстановления, %
Ручная, весна–лето	0	77	23
Ручная, осень	1	77	23
Механизированный, мульчером без заглабления	1	0	100
Механизированный, мульчером с заглаблением	3	0	100
Механизированный, с применением бульдозера	1	14	86

В результате оптимизации для породного состава был выбран радиус сбора информации равный 10 км с порогом репрезентативности 50 000 элементов. Для бонитета радиус составил 5,6 км с порогом репрезентативности 500 элементов, выбран 12-й перцентиль. Оптимальные параметры различных методов расчистки просек ВЛ от ДКР приведены в табл. 2, а пример их влияния на скорость зарастания ДКР показан на рис. 6. Полученные оптимальные значения параметров позволили достичь средней абсолютной ошибки между данными фактических осмотров и модельными оценками равной 0,57 м.

РЕЗУЛЬТАТЫ МОДЕЛИРОВАНИЯ РОСТА ДКР

Использование комбинации из данных таксационных наблюдений и результатов агрегации информации по окрестности на непокрытой лесом территории позволило получить результирующие данные по классам бонитета и наиболее быстрорастущим породам для каждого из 90 тыс. пролетов ВЛ 35–110 кВ АО «ДРСК». Их анализ

Таблица 3. Сопоставление фактических данных по расчисткам с результатами моделирования

Филиал АО «ДРСК»	Средняя фактическая периодичность расчисток, годы	Средняя модельная (рекомендуемая) периодичность расчисток, годы
Амурские ЭС	5	6,5
Хабаровские ЭС	4	5
Приморские ЭС	3	6
ЭС ЕАО	5	5
Южно-Якутские ЭС	8	11
Среднее значение по АО «ДРСК»	5	6,5

с помощью моделей хода роста позволил сформировать рекомендации по оптимальной попролетной периодичности чистки участков трасс ВЛ от ДКР для каждого из представленных в табл. 2 методов расчистки.

По результатам выполненных работ сформированы базы данных и цифровые наборы пространственных данных, включающие попролетную информацию:

- о характеристиках лесной растительности в охранных зонах ВЛ (порода наиболее быстрорастущей ДКР потенциального возобновления после расчистки определенным методом, класс бонитета лесной ДКР, прогнозируемая средняя высота подростка ДКР в зависимости от продолжительности периода со времени последней расчистки и примененного метода расчистки);
- о рекомендуемой периодичности расчистки просек ВЛ от лесной древесной растительности в зависимости от примененного метода расчистки.

На рис. 7 приведены примеры визуализации полученных результатов.

В табл. 3 приведено сопоставление фактических периодических расчисток, применяемых в настоящее время

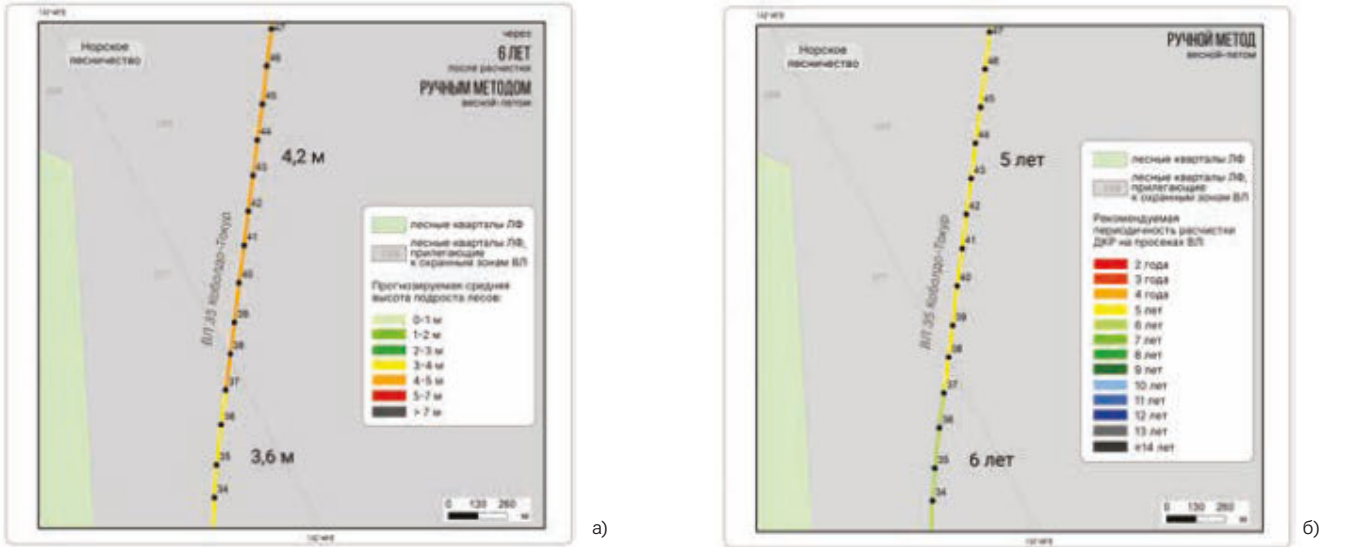


Рис. 7. Пример визуализации результатов определения на участке ВЛ 35 кВ Коболдо–Токур прогнозируемой средней высоты подростка лесов, достигаемой им через шесть лет после расчистки ручным методом весной–летом (а) и рекомендуемой периодичности расчистки ДКР на просеках ВЛ ручным методом весной–летом (б)

в филиалах АО «ДРСК», с рекомендуемыми периодично-стями расчисток по результатам НИОКР. Из табл. 3 можно сделать вывод, что согласно результатам НИОКР перио-дичность в среднем для примененных методов расчист-ки по АО «ДРСК» может быть увеличена по сравнению с фактической периодичностью на 30 %.

ЗАКЛЮЧЕНИЕ

С целью повышения качества планирования работ по расчистке от ДКР просек ВЛ и повышения эффектив-ности мероприятий по содержанию просек ВЛ 35–110 кВ на территории присутствия АО «ДРСК» проведены работы, направленные на определение продуктивности и состава древесных пород, произрастающих в охранных зонах ВЛ, выявление наиболее быстрорастущих древесных пород с оценкой их скорости роста и установление требуемой периодичности чистки просек ВЛ.

Определены продуктивность и породный состав лесной растительности, произрастающей в прилегающих к охранным зонам ВЛ. Для каждого пролета между опора-ми ВЛ установлены класс бонитета лесной растительности и породы наиболее быстрорастущей ДКР потенциально-го лесовозобновления после расчистки определенным методом (ручная расчистка, мульчером без заглубления в почву, мульчером с заглублением в почву, с применением бульдозеров).

С использованием результатов анализа данных сло-жившейся практики расчистки в зоне ответственности АО «ДРСК» проведена оптимизация моделей хода роста ДКР, устанавливающих зависимость между высотой и возрастом ДКР, а также класса бонитета. Оптимизи-рованные модели хода роста ДКР позволяют учесть влияние метода расчистки на параметры лесовосста-новления после расчистки. Проведено моделирование хода роста возобновления лесной ДКР после расчистки просек ВЛ различными методами, спрогнозированы значения средней высоты подроста лесов в зависимости от продолжительности периода со времени последней расчистки и использованного метода.

Путем определения года достижения древесной поро-дой высоты 4 м оценена рекомендуемая периодичность расчистки от ДКР охранной зоны каждого пролета между опорами ВЛ. Сформированы базы данных и цифровые на-боры пространственных данных, содержащие пополлетные сведения о характеристиках лесной ДКР и рекомендуемой периодичности расчистки просек ВЛ.

Проведенные исследования обеспечили получение научно обоснованных рекомендаций по периодичности расчистки участков трасс каждой ВЛ 35–110 кВ, что позво-ляет рационализировать ежегодное планирование работ по чистке просек ВЛ на территории присутствия АО «ДРСК».

Анализ полученных данных показал наличие потенци-ала к увеличению интервалов между чистками просек ВЛ от ДКР, который в среднем по АО «ДРСК» может составить порядка 30 %.

↓ ЛИТЕРАТУРА

1.

Виноградов С.А., Барталев С.А., Ершов Д.В., Мурачев А.С., Дёмин А.В. Оценка пе-риодичности расчистки просек ВЛ на территории присутствия ПАО «Россети Ленэнерго» по данным спутникового мониторинга и математического модели-рования // Энергия единой сети. 2022. № 1 (62). С. 20–30.

2.

Барталев С.А., Егоров В.А., Жарко В.О., Лулян Е.А., Плотников Д.Е., Хвостик-ков С.А., Шабанов Н.В. Спут-никовое картографирование растительного покрова России. М.: ИКИ РАН, 2016. С. 208.

3.

Жарко В.О., Барталев С.А., Богодухов М.А., Егоров В.А., Хвостиков С.А. Развитие методов спутникового карто-графирования преобладаю-щих древесных пород в лесах всей территории России по данным MODIS // Мате-риалы 21-й международной конференции «Современные проблемы дистанционно-го зондирования Земли из космоса». Электрон-ный сборник материалов конференции. 13–17 ноября 2023. ИКИ РАН. Москва, 2023. С. 367.

4.

Bartalev S., Egorov V., Loupian E., Khvostikov S. A new locally-adaptive classification method LAGMA for large-scale land cover mapping using remote-sensing data // Remote Sensing Letters. 2014. Vol. 5. Iss. 1. P. 55–64.

5.

Ke, G., Meng, Q., Finley, T., Wang, T., Chen, W., Ma, W., Ye, Q., Liu, T.-Y. LightGBM: A highly efficient gradient boosting decision tree // Advances in neural information processing systems. 2017. Т. 30.

6.

Хвостиков С.А., Барталев С.А. Оценка бонитета и возраста лесных насаждений с помощью данных ДЗЗ и методов машинного обучения // Материалы 21-й международной конференции «Современные проблемы дистанционного зондирова-ния Земли из космоса». Элек-тронный сборник материалов конференции. 13–17 ноября 2023. ИКИ РАН. Москва, 2023. С. 411.

7.

Швиденко А.З., Щепашен-ко Д.Г., Нильссон С., Булуй Ю.И. Таблицы и модели хода роста и продуктивности насажде-ний основных лесообразую-щих пород Северной Евразии (нормативно-справочные материалы), Издание второе, дополненное. Москва, 2008.

8.

Постановление Правитель-ства РФ от 24 февраля 2009 г. № 160 «О порядке установле-ния охранных зон объектов электросетевого хозяйства и особых условий использо-вания земельных участков, расположенных в границах таких зон».

9.

Virtanen P., et al. SciPy 1.0: fundamental algorithms for scientific computing in Python // Nature methods. 2020. Т. 17. №. 3. С. 261–272.



ОБЕСПЕЧЕНИЕ НАДЕЖНОЙ РАБОТЫ ЭЛЕКТРООБОРУДОВАНИЯ С УЧЕТОМ ПРЕДЫДУЩИХ И ПЕРСПЕКТИВНЫХ РАЗРАБОТОК ВЭИ

ШУЛЬГА Р.Н., ХРЕННИКОВ А.Ю.
М.: НТФ «ЭНЕРГОПРОГРЕСС», 2021. 96 С. [БИБЛИОТЕЧКА ЭЛЕКТРОТЕХ-НИКА, ПРИЛОЖЕНИЕ К ЖУРНАЛУ «ЭНЕРГЕТИК». ВЫП. 10 (274)].

В канун 100-летия ВЭИ освещены вопросы реализации мощного испытательного стенда (МИС ВЭИ), необходимого для создания вставок постоянного тока, передач постоян-ного тока. На стенде переменного тока успешно испытан комплекс 1150 кВ с элегазовой изоляцией (ячейка КРУЭ) и другое оборудо-вание. На МИС ВЭИ проведены испытания в режимах электроди-намической стойкости к токам КЗ около 30 единиц силовых трансфор-маторов и реакторов мощностью от 25 до 666 МВ·А с напряжениями от 110 до 750 кВ. Описан разработа-ный в ВЭИ комплекс оборудования мобильной модульной испытатель-ной лаборатории для испытаний резонансным методом электрообо-рудования до 220 кВ, а в дальнейшем до 330 кВ на месте установки.



ИНТЕЛЛЕКТУАЛЬНЫЕ ЭЛЕКТРИЧЕСКИЕ СЕТИ: КОМПЬЮТЕРНАЯ ПОДДЕРЖКА ДИСПЕТЧЕРСКИХ РЕШЕНИЙ: УЧЕБНОЕ ПОСОБИЕ

ЛЮБАРСКИЙ Ю.Я., ХРЕННИКОВ А.Ю.
М.: ИНФРА-М, 2021. 160 С.

Рассмотрены интеллектуальные программные средства для «умных» электрических сетей, выполняющие новые функции и повышающие уровень компьютерной поддержки диспетчерских решений.

С учетом того, что одна из целей построения «умных» сетей — обе-спечение восстановления после аварий, основное внимание в учеб-ном пособии уделяется проблемам диагностики нештатных ситуаций, интеллектуальному мониторингу состояний электрических сетей, планированию послеаварийного восстановления электроснабжения. Подробно рассмотрен новый вид программного тренажера для диспетчеров электрических се-тей — тренажер анализа нештатных ситуаций. Теоретический материал сопровождается множеством при-меров в форме протоколов работы реальных интеллектуальных систем.



ДИАГНОСТИКА И ПРОГНОЗИРОВАНИЕ ТЕХНИЧЕСКОГО СОСТОЯНИЯ ЭЛЕКТРОТЕХНИЧЕСКИХ СИСТЕМ ЭНЕРГЕТИКИ: МОНОГРАФИЯ

КРЮКОВ О.В. И ДР./ ПОД ОБЩ. РЕД. О.В. КРЮКОВА
МОСКВА; ВОЛОГДА: ИНФРА-ИНЖЕНЕРИЯ, 2021. 184 С.

Представлены результаты проекти-рования, разработки и внедрения современного диагностического оборудования для оперативного мо-ниторинга технологических агрегатов энергетики, включая компрессорные станции магистрального транспорта газа. Предложены результаты ком-плексного исследования аварийности электротехнических систем и перспек-тив повышения надежности работы оборудования с техническим обслужи-ванием и ремонтом по фактическому состоянию агрегатов. Приведено теоретическое обоснование иннова-ционных методов прогнозирования технического состояния агрегатов и других технологических установок электроэнергетических систем.

Для специалистов электроэнергетичес-кой и информационно-коммуникацион-ной отраслей.

УДК 621.31
Шифр специальности ВАК 2.4.3., 4.3.2.

ОБЗОР ОТДЕЛЬНЫХ ПРАКТИК ВЫЯВЛЕНИЯ НЕЛЕГАЛЬНЫХ МАЙНИНГОВЫХ ФЕРМ

Объем потерь электроэнергии сверх технологического расхода подлежит оплате сетевыми организациями как потери электроэнергии, возникшие в принадлежащих им объектах сетевого хозяйства. Затраты сетевых компаний на компенсацию коммерческих потерь электроэнергии гарантирующим поставщикам не позволяют сетевым компаниям в полном объеме выполнить модернизацию сетей, внедрять высокотехнологичные технические решения для повышения качества электроснабжения [1]. Борьба с коммерческими потерями электроэнергии остается одной из ключевых задач в отрасли, поскольку именно от достоверности объема полезного отпуска электроэнергии зависит обоснованность объемов оказанных услуг по передаче энергии. Нельзя не обозначить, что значительную часть в общем объеме коммерческих потерь электроэнергии занимает «черный», нелегальный майнинг криптовалют. Развитие майнинговых ферм приводит к сверхпотреблению электроэнергии, так как майнинг является энергоемким процессом. В 2024 г. доказанный ущерб группе компаний «Россети» от действий «черных» майнеров составил более 1,3 млрд рублей. Возбуждено 40 уголовных дел по статьям УК РФ с реальным сроком лишения свободы. Рассмотрены инновационные решения по выявлению фактов подключения нелегальных майнинговых ферм к энергосетям. Указаны как уже апробированные практически, так и находящиеся в разработке способы и методы.

АВТОРЫ:
В.А. Буторин, д. т. н., профессор,
ORCID ID 0000–0001–6225–4995,
butorin_chgau@list.ru,
ЮУРГАУ, Челябинск, Россия
Е.Н. Клычков,
ORCID ID 0009–0003–2988–5260,
klichkov74@yandex.ru,
Брединский РЭС ПО «МЭС» филиал
ПАО «Россети Урал» —
«Челябэнерго»

КЛЮЧЕВЫЕ СЛОВА:
#хищения электроэнергии;
#нелегальный майнинг; #ИСУЭ;
#инновации

↓ для цитирования:
Буторин В.А., Клычков Е.Н. Обзор отдельных практик выявления нелегальных майнинговых ферм // Энергия единой сети. 2025. № 5–6. С. 52–63.

ВВЕДЕНИЕ

По состоянию на апрель 2025 г. майнинг криптовалют официально разрешен в России. По итогам I квартала 2023 г. Россия впервые вышла на второе место в мировом объеме майнинга с общим объемом мощностей, задействованных в создании цифровых валют, 1 ГВт [2]. Деятельность майнеров на территории Российской Федерации с ноября 2024 г. регулируется Федеральным законом от 08.08.2024 № 221-ФЗ. Определены понятия майнинга, пула, адреса кошелька криптовалюты и других элементов, связанных с добычей криптовалюты. Описаны правила работы для майнеров и установлены лица, которые могут майнить. Запрещено совмещение деятельности по майнингу криптовалют с деятельностью по передаче электроэнергии. Согласно [3], с 1 января 2025 г. по 15 марта 2031 г. полностью запрещен майнинг в республиках Северного Кавказа, ЛНР, ДНР, Запорожской и Херсонской областях. Имеется частичное ограничение на работу в зимние периоды для Иркутской области, Забайкалья и Бурятии. Ситуация для энергосистемы Иркутской области до ввода запрета майнинга была критическая, так как в России наибольшее количество майнинговых ферм приходится именно на этот регион, поскольку там тарифы на электроэнергию ниже, чем в остальных субъектах РФ (рис. 1). В первом полугодии 2021 г. в Иркутской области электропотребление жилым сектором выросло в полтора раза и составило 4,7 млрд кВт·ч, при этом ни роста населения, ни улучшения благосостояния населения не наблюдалось. Причина — миграция майнинговых ферм после запрета их в Китае. В 2024 г. в Иркутском районе обнаружена незаконная майнинг-ферма, которая нанесла значительный ущерб местной сетевой компании, оцениваемый в 200 млн рублей. [4]. «Россети Северный Кавказ» в 2023 г. выявили 19 случаев неучтенного потребления электроэнергии криптофермами. Объем похищенного энергоресурса равен 22,5 млн кВт·ч [5].

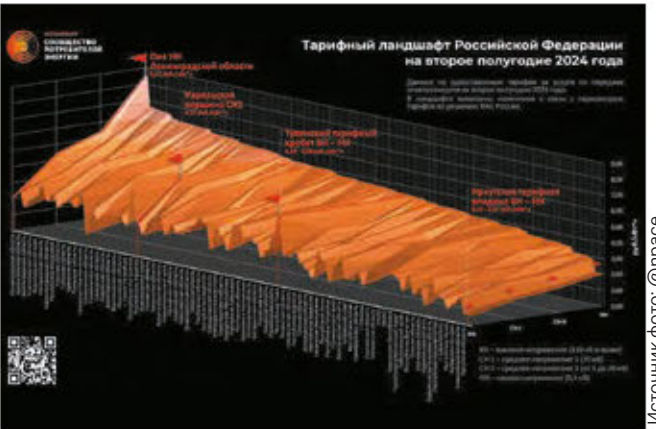


Рис. 1. Иркутская тарифная впадина на тарифном ландшафте РФ во втором полугодии 2024 г.

Поиск и локализация очагов коммерческих потерь электроэнергии в районах электрических сетей (РЭС) ПАО «Россети Урал» проводятся в соответствии с разработанным стандартом «Порядок действий при выявлении и устранении причин небалансов электроэнергии в участках сети». Согласно требованиям данного стандарта на начальном этапе работ после формирования баланса пропуска электроэнергии определяются высокопотерьные присоединения ЛЭП 1–20 кВ. В указанных присоединениях по каждой ТП 10/0,4 кВ формируются балансы, проводится анализ потребления электроэнергии юридических и физических лиц. Определяются возможные места хищения электроэнергии по потребителям, имеющим значительное снижение потребления, точки учета с затрудненным доступом для осмотра состояния средств учета, ранее ограниченные по заявкам гарантирующего поставщика электроэнергии, с признаками вмешательства в схему учета согласно данным выгруженных журналов событий с приборов учета интеллектуальных систем учета электроэнергии (ИСУЭ) и т. д. Внедрение ИСУЭ, выполнение полного комплекса работ действительно позволяет значительно сократить временные интервалы на выявление и пресечение фактов хищения электроэнергии [6], но требует определенных навыков работы по аналитике с большим объемом информации для сотрудников служб, групп учета и транспорта электроэнергии (ГТиУЭЭ) [7]. В России продолжает усиливаться кадровый голод в энергетической отрасли. Об этом свидетельствуют данные аналитиков, дефицит специалистов подтверждают и участники рынка [8]. По состоянию на апрель 2025 г. в филиале ПАО «Россети Урал» — «Челябэнерго» 353 вакансии, в основном это мастера, электромонтеры распределительных сетей, электромонтеры ОВБ, техники и инженеры ГТиУЭЭ и др. Нелегальные майнеры маскируют места размещения ферм, располагая их в хозяйственных постройках, теплицах, подвалах, контейнерах и труднодоступной местности. Скрытность/удаленность размещения нелегальных майнинговых ферм, высокая доля сменяемости персонала в подразделениях РЭС, дефицит квалифицированных, подготовленных сотрудников требуют применения иного подхода к отысканию мест хищений электроэнергии.

СОВРЕМЕННЫЕ СПОСОБЫ ЛОКАЛИЗАЦИИ ОЧАГОВ КОММЕРЧЕСКИХ ПОТЕРЬ ЭЛЕКТРОЭНЕРГИИ

▼ Анализ сетевого трафика

На ПМЭФ-2025 глава компании ПАО «Россети» Андрей Рюмин заявил, что рассчитывает на помощь операторов сотовой связи для выявления нелегальных майнеров [9]. В Китае нашла успешное применение методика выявления майнеров с помощью анализа особенностей сетевого трафика. Для этого производится анализ коммуникационного протокола Stratum. Stratum — протокол связи, разработанный специально для майнинга криптовалют, таких как биткойн.

Сервер майнингового пула назначает вычислительные задачи подключенным майнерам. Майнеры работают над решением сложной криптографической задачи для создания новой цепи в цепочке блокчейна. Когда найдено действительное решение, оно отправляется обратно в пул для проверки. Если решение принято и соответствует требованиям уровня сложности создателя монет, майнер получает долю от вознаграждения за блок общей цепи криптовалюты [10].

Коммуникационный процесс протокола Stratum имеет такие поведенческие характеристики, как длительное время соединения, небольшой объем данных и частый обмен данными. Эти характеристики значительно отличаются от основных современных основ бизнес/медиа трафика в Интернете.

На первом этапе собираются данные о сетевом трафике, классифицируются, упорядочиваются. Далее каждый поток трафика TCP (Transmission Control Protocol) разбирается по отдельности с анализом TCP-данных для получения статистических характеристик во временных интервалах. Сгенерированный набор данных делится на части и метрики производительности модели классификации случайного леса. Классификация случайного леса (Random Forest) — это алгоритм машинного обучения, который использует ансамбль деревьев решений для предсказания классов объектов (рис. 2).

После сбора необходимых образцов данных их преобразуют из формата PCAP-файлов сетевых пакетов в цифровой формат CSV (рис. 3), который хранит табличные данные в виде обычного текста, и они могут быть легко использованы для анализа, импорта и экспорта данных. Для решения проблемы несбалансированного набора данных используют технику перебора решений. Для передискретизации обрабатываемого массива данных использован алгоритм Borderline-SMOTE. Алго-

ритм расширяет стратегию выбора точек на опасный, безопасный и шумовой классы. Операции передискретизации выполняются только для точек опасного класса, и выдвигается предположение, что образцы этого типа края могут предоставить более эффективную информацию для модели классификации.

Поскольку в сети отсутствуют данные по майнингу криптовалюты, которые могли бы быть размечены как граничные точки опасного участка выбора точек, необходимо собрать такие данные о трафике, извлечь признаки из собранных данных, извлечь признаки временных рядов из последовательностей трафика, очистить признаки и дождаться считывания алгоритмом обнаружения. После сбора экспериментальных данных и извлечения значений признаков используется алгоритм случайного леса для оценки данных признаков полученного сетевого трафика [11].

Извлечение статистических характеристик временных рядов информации в сетевом трафике и балансировка несбалансированных данных позволяют эффективно определять связь между точками данных, скрытых в сетевом трафике, и выделять зашифрованный сетевой трафик, созданный в результате криптомайнинга, от обычного сетевого трафика.

▼ Анализ сети с помощью PLC-модемов

В ИСУЭ для опроса приборов учета электроэнергии используется технология Power Line Communication (PLC), передача данных по существующим линиям электросетей, по которым осуществляется поставка электроэнергии. Передача данных происходит в высокочастотном диапазоне. Концентратор/маршрутизатор в ходе опроса PLC-модема посылает тестовый высокочастотный сигнал (тон или серию импульсов).

Измеряются данные возвращенного сигнала: ослабление сигнала, время ответа, частотные характеристики, фазовый сдвиг и т. п.

Рассмотрим более наглядно на примере шумовых характеристик, как можно локализовать нелегальные фермы. PLC-модем фиксирует, что сигнал от концентратора стал хуже проходить по линии. Частотный отклик канала стал неровным, уровень шума в канале связи вырос на конкретных частотах, аномалия носит стабильный временной характер на суточном графике и повторяется в одно и то же время.

Провалы уровня в канале сигнализируют о нелинейной нагрузке, характерной для импульсных блоков питания майнинговых ферм (рис. 4).

Учеными из Индии в целях обнаружения и мониторинга хищений электроэнергии в сети, имеющей в своем составе PLC-модемы, разработана изобретательная модель Simulink. Simulink — это основанная на MATLAB среда графического программирования для моделирования, симуляции и анализа многодоменных динамических систем. Ее основным интерфейсом являются инструмент для построения графических блок-схем и настраиваемый набор библиотек блоков.

Хищения электроэнергии выявляются и локализуются по изменению амплитуды несущего сигнала в узкой полосе. Отклонение амплитуды передаваемого сигнала отслеживается через регулярные временные интервалы. По изменению амплитуды несущего сигнала можно сделать вывод о наличии подключенной нелегальной фермы [12].

Амплитуда высокочастотного несущего сигнала изменяется из-за меняющегося сопротивления цепи. Импеданс сети меняется при подключении/отключении нагрузок, особенно мощных и нелинейных (например, криптоферм) (рис. 5).

Algorithm 1: feature extraction	
Input: A PCAP file	
Output: A CSV file containing the features	
1	Read the PCAP file;
2	Create the CSV file;
3	Initialize flow set S ;
4	foreach packet p in PCAP file do
5	if p 's FlowId in S then
6	if packet has FIN flag then
7	Compute the Hurst index of flow based on Equation (1) and (2);
8	Write all features to CSV file;
9	Drop s from S
10	else
11	Add this packet to flow session;
12	Update the statistical features base on updated traffic flow session;
13	else
14	Create a new flow session s ;
15	Insert s to S ;
16	Update the statistical features base on new traffic flow session;

Рис. 3. Извлечение данных потока TCP в цифровой пакет CSV [11]

Преимущества метода — анализ сети производится на основании данных о поведении и качестве сигнала в линии, а не на характеристиках и величине потребления электроэнергии. Потребители, осуществляющие хищения электроэнергии, подключают нагрузку одинаковой мощности в одинаковые временные интервалы. Алгоритмы машинного обучения позволяют маркировать аномалии передачи сигнала и выявлять с точностью до конкретного прибора учета изменения в передаче несущих сигналов от концентратора/маршрутизатора до PLC-модема.

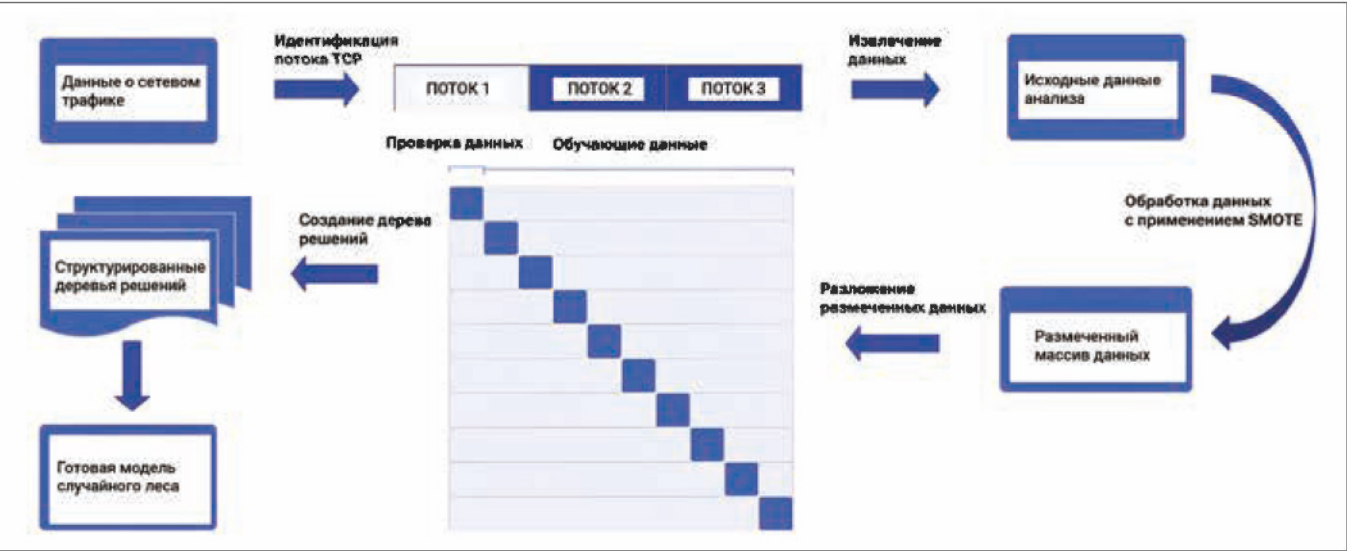


Рис. 2. Общая схема метода идентификации сетевого трафика

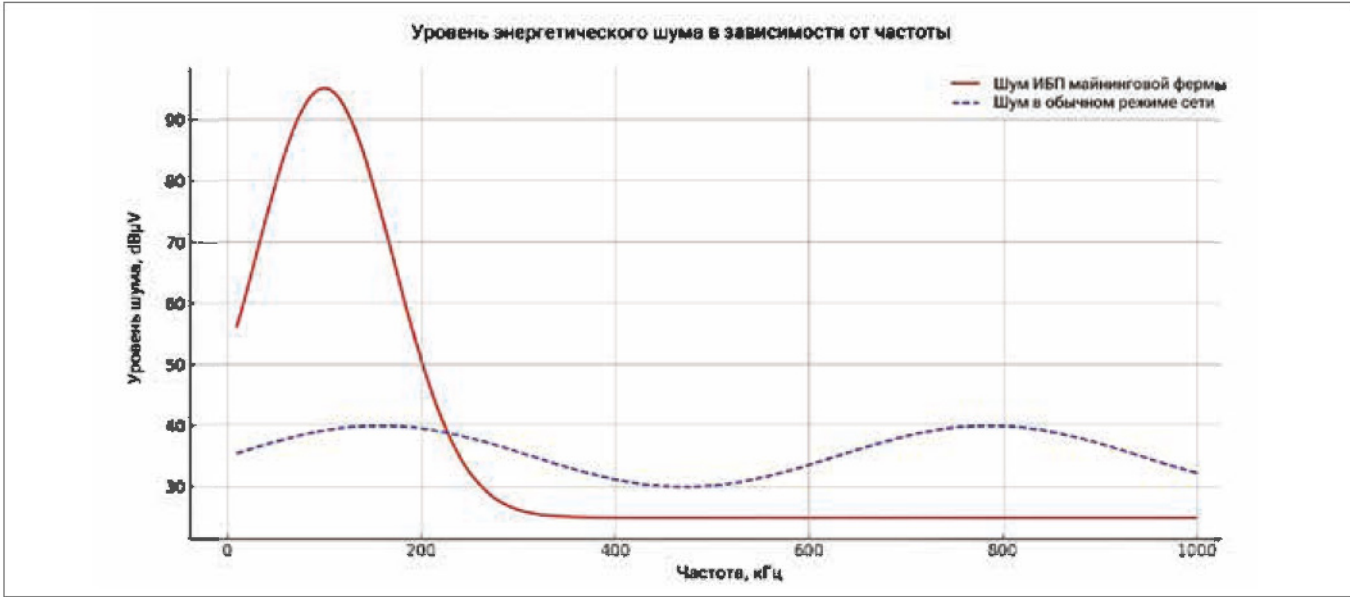


Рис. 4. График зависимости энергетического шума от частоты

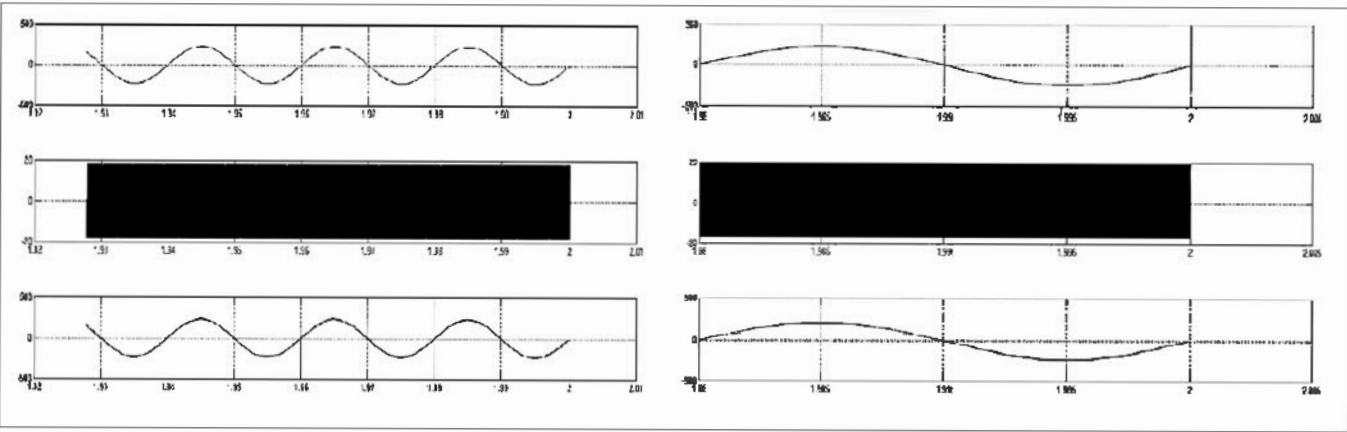


Рис. 5. Осциллограмма амплитуды напряжения в нормальном режиме работы (слева) и в случае включения майнинговой фермы (справа). Ось X – время, с; ось Y — амплитуда напряжения [12]

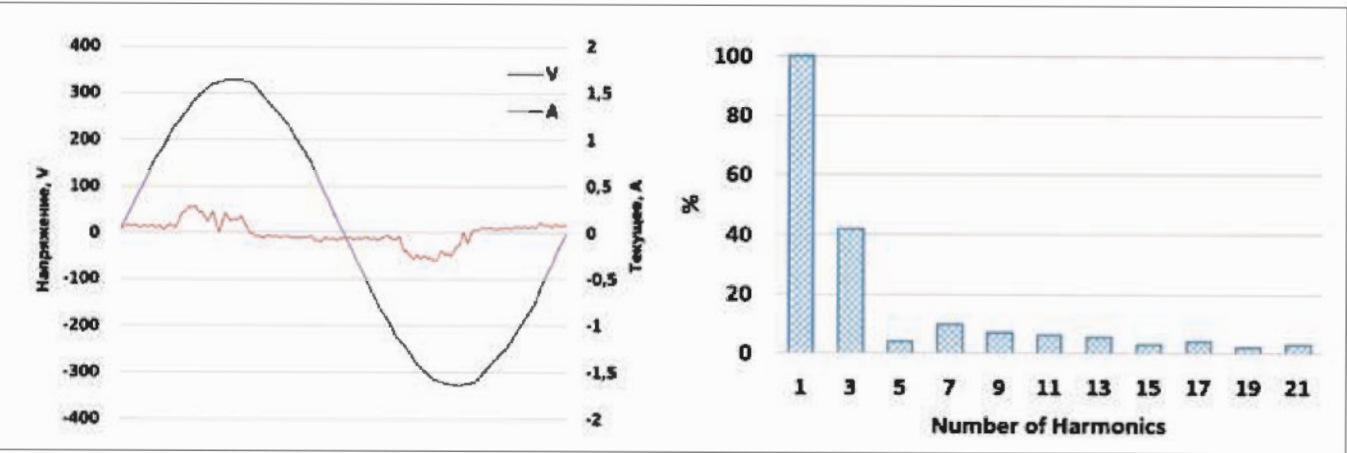


Рис. 6. Напряжение питания, несинусоидальная форма тока и гармонический спектр тока источников питания с переключаемым режимом SMPS [13]

▼ Метод анализа гармонических составляющих

Исследование ученых из Стамбульского университета показало, что выявление нелегальных майнинговых ферм возможно при анализе гармонических составляющих сети. Согласно [13], каждый нелинейный элемент потребляет гармонические токи из сети в различных количествах в зависимости от своих электрических характеристик. Соответственно, если гармонический спектр электрической системы получен, устройства внутри этой системы могут быть обнаружены. Производство криптовалют осуществляется рядом высокомоощных компьютеров. Для питания компьютеров используются источники питания с переключаемым режимом (SMPS). Источники питания с переключаемым режимом потребляют гармонический ток из электрической сети. Из-за того что многочисленные компьютеры, производящие высокие гармонические токи, объединены для произ-

водства криптовалют, объекты по производству криптовалют могут быть легко отслежены в распределительной сети через гармонические токи (рис. 6).
Распределительная сеть линейная, ток, протекающий по нейтральной линии, имеет только базовый компонент. Даже если нагрузки идеально сбалансированы в трехфазных четырехпроводных системах с нелинейными нагрузками, такими как источники питания с переключаемым режимом, видеокарты и источники бесперебойного питания (ИБП), нагрузки вызывают токи, протекающие по нейтральной линии, из-за их гармонических токов. Некоторые из гармонических токов ослабляют друг друга, а некоторые полностью компенсируются. Токи третьего порядка увеличиваются в нейтральном проводнике. Гармонические характеристики систем, таких как центры обработки данных и центры производства криптовалют, которые формируются путем объединения вычислительных компьютеров в ферму,

могут быть получены путем изучения уменьшающихся и увеличивающихся значений в гармонических составляющих сети. Наиболее отличительная характеристика электрического тока компьютера возникает в нейтральной линии из-за гармоник третьего порядка (третья, шестая, девятая и т. д.). В местах размещения майнинговых ферм общая мощность оборудования, используемого для производства криптовалюты, несравненно выше, чем у другого оборудования. Поэтому гармоники третьего порядка в нейтральном проводнике могут использоваться в качестве индикатора производства криптовалюты (рис. 7).
Из-за большого количества компьютеров, присутствующих в центрах криптовалют, производственные мощности криптовалют будут генерировать токи, доминируемые гармониками третьего порядка на нейтральной линии. Большое преимущество данного способа выявления майнинговых ферм — это отсутствие требований к наличию и рабочему состоянию ИСУЭ. Необходимо только наличие измерительного оборудования для замера гармонических составляющих в ТП 10/0,4 кВ.

▼ Анализ суточных графиков потребления электроэнергии

ПАО «Россети Кубань» реализует алгоритм определения мест размещения майнинговой инфраструктуры на основе ежемесячного анализа электропотребления разных категорий потребителей по статическому характеру нагрузки. Критерии выборки потребителей — среднемесячное потребление в текущем месяце и в течение предыдущих двух лет не опускалось ниже 5000 кВт·ч в месяц. Осуществляются выгрузка и анализ почасовых профилей мощности с приборов учета электроэнергии. Производится анализ дневных/ночных нагрузок, в случае выявления отклонения характера потребляемой мощности от обычной бытовой нагрузки (беспииковое потребление на протяжении всех суток) происходит визуальный осмотр объектов, подключенных от приборов учета, с определением характера и типа подключенной нагрузки (рис. 8) [14]. Контролируются уровень шума, наличие специфического запаха разогретой изоляции и т. п.

Метод применим только для объектов, имеющих подключение через расчетный прибор учета, и преследует цель выявления фактов потребления электроэнергии не для бытовых нужд.

▼ Отслеживание радиочастотного шума

Для обнаружения радиочастотного шума, возникающего от работы майнингового оборудования, можно использовать радиочастотные датчики. Сенсоры электромагнитных помех (EMI-сенсоры) используются для измерения и анализа радиочастотных помех, создаваемых электронным оборудованием, работающим на высокой мощности, таким как майнинговые установки. В процессе работы оборудования (например, серверов, видеокарт, систем охлаждения и преобразователей энергии) возникают радиочастотные помехи, которые могут распространяться через электрическую сеть.

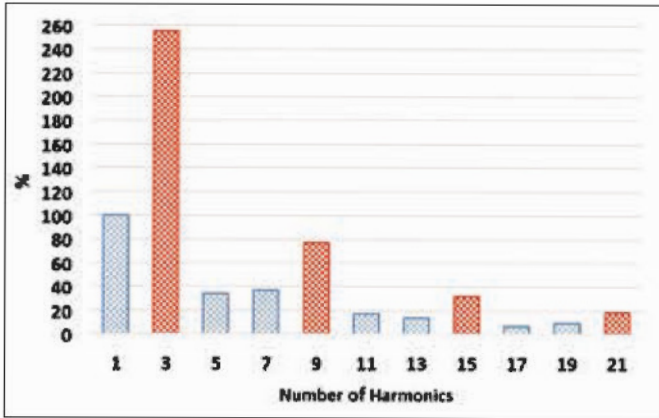


Рис. 7. Значение гармонических составляющих тока нейтрального проводника [13]

Сенсоры EMI фиксируют изменения в электромагнитном излучении, которое возникает в результате работы высокомоощных устройств. Эти изменения могут быть в виде скачков напряжения, высокочастотных колебаний и других аномальных электрических сигналов, характерных для майнинговых ферм. Сенсоры могут быть размещены в низковольтных шкафах ТП 10/0,4 кВ вблизи крупных жилых комплексов и зданий, в распределительных коробках на улицах.
После установки сенсоров и проведения калибровки система сенсоров подключается к централизованной системе мониторинга, которая анализирует данные в реальном времени. Это позволяет автоматически выявлять аномалии и оперативно уведомлять о возможных источниках помех, характерных для работы оборудования криптоферм [15]. Недостатки — ложные срабатывания от иных источников помех.

▼ Поиск теплового следа зданий с помощью общедоступных спутниковых данных

Поскольку майнинг криптовалют отличается высокой вычислительной нагрузкой, значительным энергопотреблением оборудования, требованиями к постоянному охлаждению составляющих криптоферм, высокой локализацией устройств в конкретном месте, разработан метод по отысканию нелегальных майнинговых ферм по тепловым сигнатурам с использованием общедоступных спутниковых данных с тепловым инфракрасным каналом Thermal Infrared, или TIR-каналом.
Специалистами Лаборатории передовых информационных систем (IAAA) Института инженерных исследований Арагона (Испания) предложена методика обнаружения деятельности человека в зданиях в удаленных или труднодоступных районах. Деятельность может быть связана с тепловыми выбросами, которые могут быть обнаружены в том числе в результате анализа спутниковых снимков с наложением теплового следа на карту местности [16].

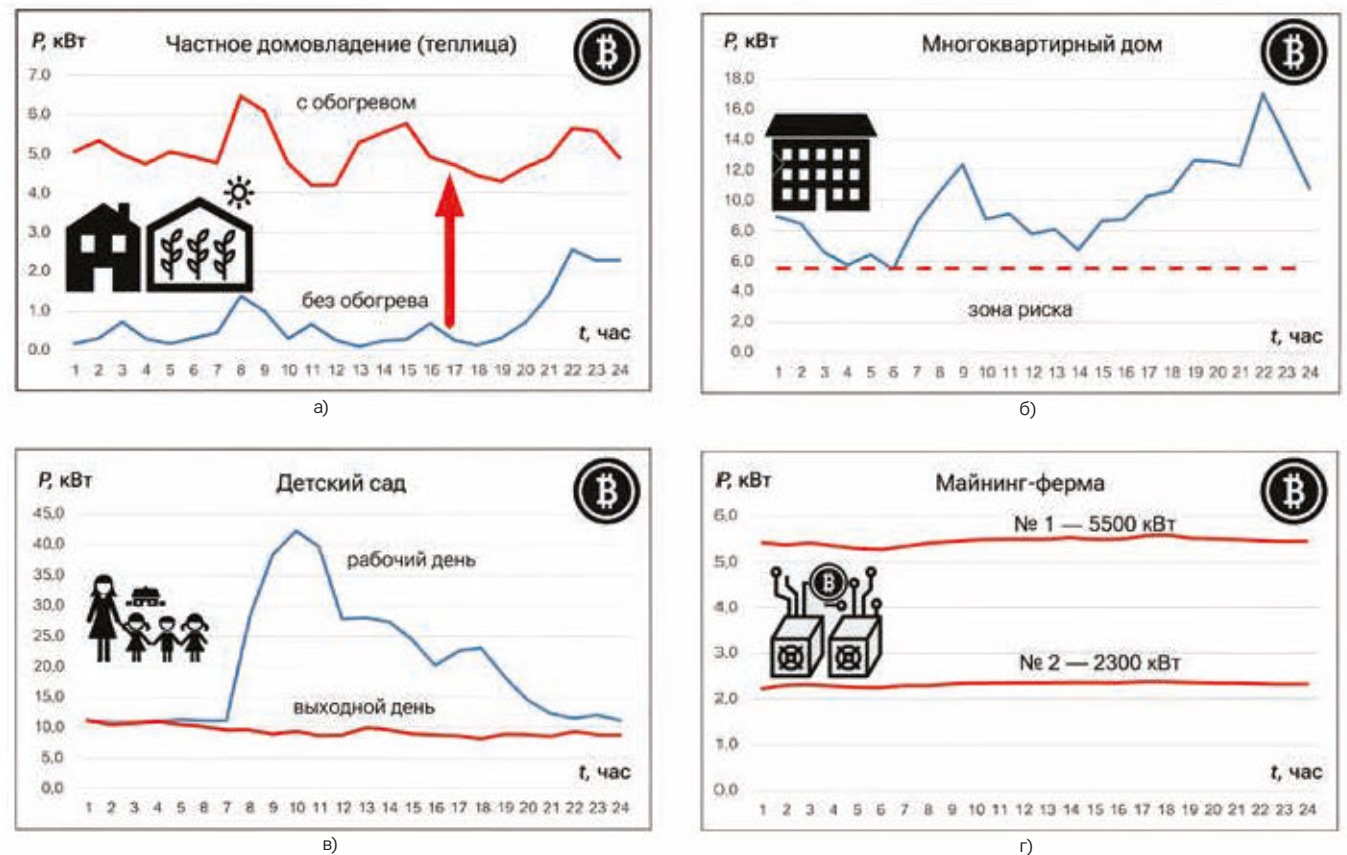


Рис. 8. Суточный график потребления: а) бытовой потребитель с постоянной нагрузкой (теплица/майнинг); б) многоквартирный дом; в) детский сад; г) промышленное предприятие (майнинг) [14]

Ученые сосредоточились на миссии Copernicus Sentinel-2, которая предоставляет частые обновления данных и обнаруживает широкий диапазон частот. Она состоит из двух спутников на полярной орбите, размещенных на одной и той же солнечно-синхронной орбите с временем повторного прохода от двух до пяти дней в зависимости от широты. Изучение производилось по полосе B12. Эта полоса работает в ближнем инфракрасном спектре, а не в диапазоне теплового инфракрасного излучения (8000–14000 нм), который обычно ассоциируется с выбросами тепла человека. В этом исследовании «тепловые сигналы» относятся к паттернам в спектральном ответе полосы B12, которые косвенно указывают на изменения в условиях зданий, такие как человеческая деятельность или использование оборудования.

Ученые обучили четыре модели машинного обучения (XGBoost, LGBM, DNN и CNN), используя изображения с Sentinel-2 B12 и метеорологические данные (температура). Эти модели были обучены на изображениях выборки зданий, полученных от датчиков B12 Sentinel-2, сделанных в разное время, информации о состоянии использования здания на каждом изо-

бражении и метеорологических данных с ежедневной температурой в каждой области, использованной для обучения. Модели выводят паттерны активности, которые коррелируют с изменениями в спектральном ответе полосы B12.

В качестве объекта исследования исследовались тепловые сигнатуры четырех сельскохозяйственных ферм в разное время года и с разным присутствием животных в самих помещениях. Производилось сравнение температур воздуха, земли, зданий и т. п. (рис. 9).

Основная цель этого исследования заключалась в том, чтобы изучить возможность использования данных спутника Sentinel-2 для предсказания занятости изолированных зданий в удаленных районах, стремясь обнаружить активность внутри помещений, коррелируя тепловые выбросы с внешними метеорологическими данными, учитывая ограничения общедоступных спутниковых данных и заметное отсутствие специфических датчиков, способных обнаруживать прямые тепловые выбросы изнутри зданий (рис. 10). Данный метод может быть очень эффективным для выявления объектов со значительным тепловым следом в труднодоступной, лесистой или горной местности.



Рис. 9. Определение файлов форм ферм [15]

Блокчейн-аналитика

Все майнеры подключаются к майнинговым пулам по определенным протоколам (наиболее распространенный протокол — Stratum) [10]. Пул агрегирует работу множества майнеров: формирует блоки и распределяет задачи по вычислению уникальных хеш-кодов. После нахождения блока пул распределяет вознаграждение между майнерами через криптокошельки. Как правило, пулы используют один или несколько Collector-кошельков, куда стекаются вознаграждения. На этом кошельке формируются суммы выплат для майнеров. Потом пул делает выплаты участникам (payouts).

Признаками Collector wallet являются:

- большое количество входящих транзакций от разных майнеров/узлов с примерно одинаковыми суммами;
- редкие исходящие транзакции, но крупные — когда кошелек переводит средства на биржи или распределяет по кошелькам участников;
- частое участие в паттерне Common Input Ownership (CIO) с объединением десятков входов.

CIO — это одна из самых распространенных эвристик в блокчейн-аналитике. Она объединяет сотни и тысячи адресов и используется для выявления «кошельковых» кластеров-групп [16]. Так можно идентифицировать биржи, пулы майнеров, сервисы. При выплатах пулам видно характерное объединение адресов. Через определенные промежутки времени пул разом распределяет вознаграждение всем участникам. На блокчейне это проявляется в виде одной транзакции с множеством выходов — хорошо заметный «всплеск» распределений [17]. Отследить данные транзакции позволяют blockchain explorers — сайты, которые дают возможность в реальное время просматривать блоки, транзакции и адреса [18].

CIO позволяет кластеризовать адреса-реципиенты по метрикам (количество соединений, суммы, повторяемость). Эвристика работает в ~90 % случаев, но не всегда:

- например, при использовании сервисов-миксеров CIO может дать ложные связи.
- Так как все майнеры подключаются к пулам через Stratum, пулы хранят информацию об IP-адресах. Им необходимо отслеживать стабильность соединения, считывать хешрейт по майнерам, вести учет доли каждого участника [19, 20]. Получить реестр IP-адресов можно либо через сотрудничество с пулом, либо через интернет-провайдеров.
- В России возможность выявления трафика упрощает «Закон Яровой», который предусматривает использование провайдерами технологии DPI (Deep Packet Inspection) [21]. DPI позволяет провайдеру не просто видеть, куда идет трафик (IP/порт), но и анализировать его содержимое (протоколы, тип данных). Stratum имеет характерный паттерн обмена пакетами, позволяющий DPI выделять его из общего трафика.
- При наличии данных о сетевом трафике, объеме и периодичности передаваемых пакетов, а также о частоте и объеме выплат майнерам пулами появляется возможность локализовать майнинговые фермы с привязкой к географической местности.
- Если представить процесс в виде схемы, блокчейн-анализ будет выглядеть следующим образом.
1. Из транзакций выплат пула через CIO выявляются группы связанных адресов (например, несколько выплат, объединенных общим владельцем). Это позволяет отделить мелких «домашних» майнеров от промышленных ферм, которые консолидируют доходы. Это необходимо для локализации адресов поиска для провайдеров, так как проверить всех получателей выплат невозможно.
 2. На основе выявленных кластеров выплат можно сузить круг потенциальных адресов. Далее с использованием данных пула (при сотрудничестве) или DPI-анализа провайдера возможно локализовать IP-адреса с характерным Stratum-трафиком. Если кластер выплат указывает на крупных получателей,

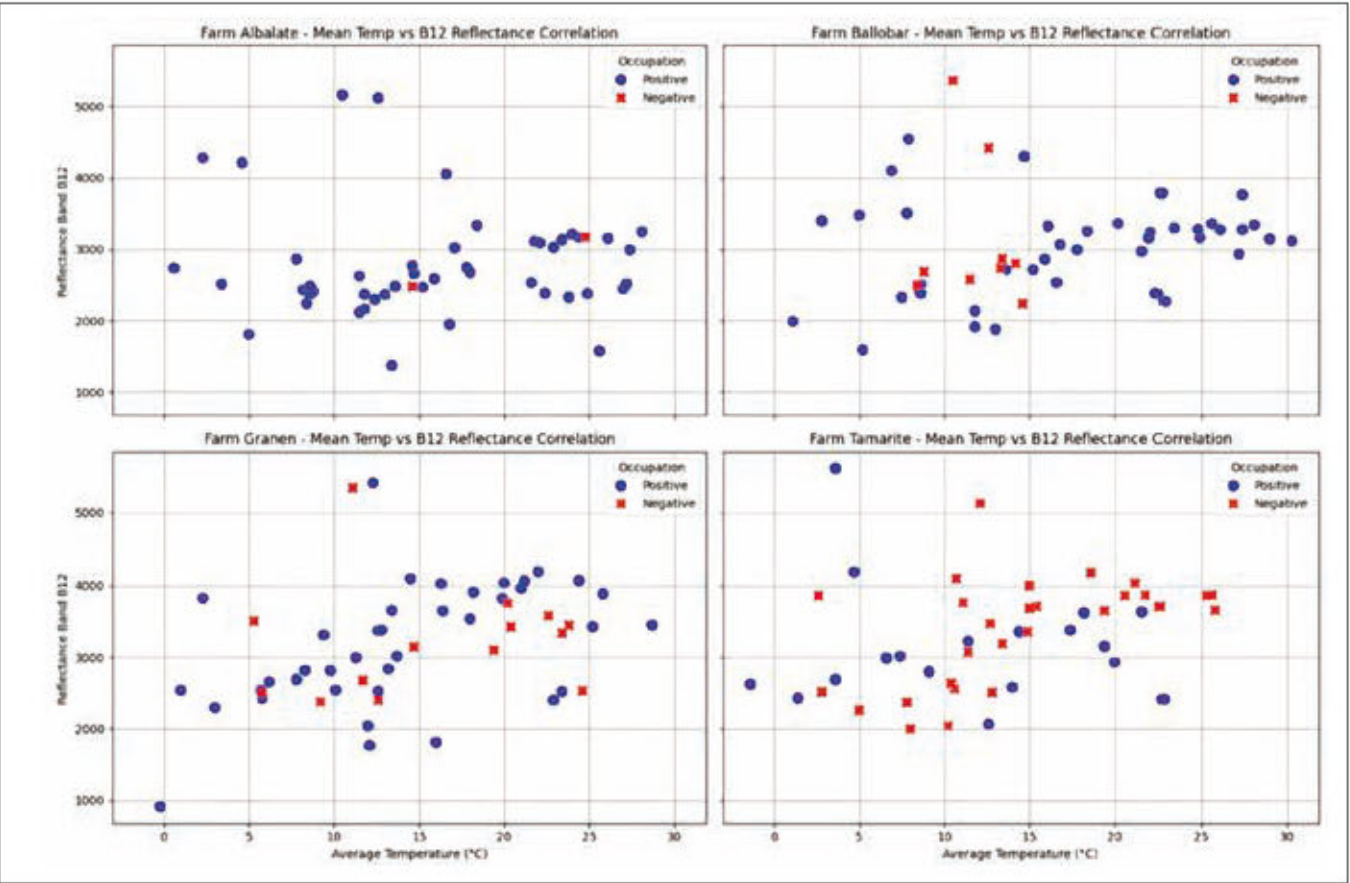


Рис. 10. Корреляция между средней внешней температурой и отражательной способностью в диапазоне B12 на каждой из четырех изученных ферм [15]

- эти адреса могут стать целевыми точками для дальнейшего анализа сетевого трафика.
3. После локализации объектов на местности проводится мониторинг характера нагрузки круглосуточно. Если почасовой график нагрузки имеет характерную для майнинговых ферм пологую кривую без типичных для бытовой нагрузки пиков, на основании данных о фактических потерях электроэнергии можно определить очаги нелегального потребления с привязкой к конкретным фидерам ВЛ 10 кВ и ТП 10/0,4 кВ [14].
4. По выявленному реестру возможных мест хищений электроэнергии нелегальными майнерами проводится обследование электроустановок (рис. 11).

Обнаружение термических аномалий с помощью беспилотных летательных аппаратов

Специалистами института фотограмметрии и геоинформации г. Лейбниц (Германия) предложен метод автоматического обнаружения тепловых аномалий. Как уже указывалось ранее, нелегальные майнеры стараются размещать фермы максимально скрытно: в подвалах, теплицах, контейнерах, нежилых или про-

изводственных помещениях, гаражах и т. п. Так как в процессе майнинга образуется значительное количество теплоты, вырабатываемой оборудованием, требуются постоянный отвод и вентиляция помещений с фермами.

Проблему локализации скрытно размещенных ферм можно решить с помощью воздушной тепловой инфракрасной (TIR) съемки на основе ортомозаики, сгенерированной с помощью строгой фотограмметрической обработки. Цель метода — обнаружение температурных аномалий на исследуемом участке поверхности земли.

Температурный след фиксируется как аномалия, если его температура превышает заранее установленный порог. Это достигается путем обнаружения горячих точек в тепловой ортомозаике. Горячие точки ярче, чем окружающая среда на тепловых изображениях, поэтому их можно рассматривать как пятна. Для обнаружения горячих точек в мозаике использован детектор блобов Лапласа — Гаусса.

Детектор блобов Лапласа — Гаусса (Laplacian of Gaussian, LoG) — это метод обнаружения блобов (областей на изображении, где свойства, такие как интенсивность или текстура, однородны или плавно меняются). Он

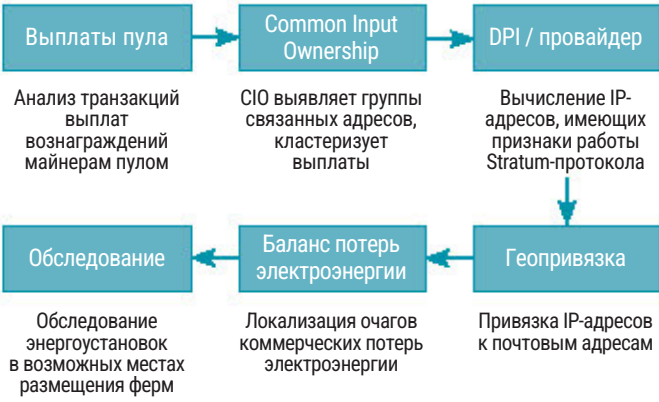


Рис. 11. Схема блокчейн-анализа

сочетает две операции: сглаживание Гаусса и оператор Лапласа (вторая производная). Детектор используется для идентификации и анализа блобов.

Принцип работы в том, что фильтр LoG сильно реагирует на круговые области изображения, где интенсивность резко меняется. Это позволяет обнаруживать блобы разных размеров — регулируя радиус фильтра (масштаб), можно находить блобы разных размеров, а также размечать области, которые выделяются из-за быстрых изменений в свойствах изображения.

Каждый блоб представляется координатами своего центра и соответствующим масштабом, который соответствует масштабу лапласиана (дифференциальный оператор, действующий в линейном пространстве гладких функций). Поскольку эллиптическое представление блоба позволяет лучше локализовать аномалии, впоследствии определяют большую и малую оси эллипса, приспособленного к области пятна. Оси рассчитываются на основе собственных значений и собственных векторов области, полученных из взвешенной матрицы Гессе сглаженного изображения.

На следующем этапе аномалии обнаруживаются на основе найденных горячих точек путем подразделения областей блобов на сегменты с более высокими и более низкими температурами.

В исследованиях использовался беспилотный летательный аппарат (БПЛА) с камерой, оборудованной радиометрическим тепловым имиджером FLIR и оптической камерой для захвата тепловых и визуальных изображений во время полета. Конечным результатом съемки является термографическая ортомозаика интересующего региона [22]. В процессе обнаружения тепловых аномалий неизбежны ложные срабатывания, которые требуют отработки путем обследования по факту уже на местности.

Преимущество метода — возможность обследовать большие по площади массивы частной застройки. Обследование нежилых, производственных огороженных территорий и прочего необходимо проводить, учитывая их соответствие критической инфраструктуре. Съемка может быть расценена как подозрение на разведывательную деятельность.

В России использование БПЛА также строго регулируется. Для запуска дрона массой свыше 150 г требуется регистрация в Росавиации. Полеты возможны только с разрешения уполномоченных органов и при условии согласования с органами управления воздушным движением. Запрещены полеты вблизи аэропортов, стратегических объектов, в городских зонах без специального допуска. С 2022 г. введены дополнительные ограничения на использование гражданских БПЛА в связи с вопросами безопасности — в большинстве регионов требуется специальное разрешение даже для небольших аппаратов.

В таблице приведены сравнительные характеристики рассматриваемых в статье методов выявления нелегальных майнинговых ферм. Их преимущества, недостатки и применимость на территории Российской Федерации.

ЗАКЛЮЧЕНИЕ

Опыт России и зарубежных стран показывает, что выявление нелегальных майнинговых ферм возможно с использованием различных подходов — от анализа сетевого трафика и блокчейн-операций до применения тепловизоров и БПЛА. Однако многие из этих методов требуют значительных ресурсов, участия операторов связи или применения сложных алгоритмов машинного обучения.

В условиях работы обычных районов электрических сетей ключевое значение приобретают простые и прикладные методы, которые могут быть реализованы силами энергетиков. Наиболее перспективным

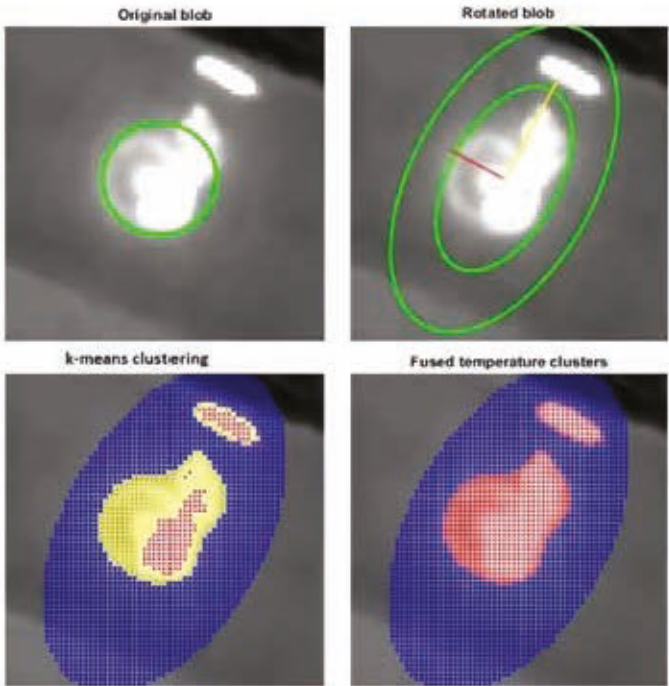


Рис. 12. Обнаружение температурных аномалий [22]

Таблица. Краткая характеристика методов выявления нелегальных майнинговых ферм

Метод	Признак фермы	Трудоемкость выявления	Эффективность	Достоинства	Недостатки	Применимость в РФ
Анализ сетевого трафика (Stratum/DPI)	Характерный паттерн протокола Stratum, длительные соединения, равномерный обмен данными	Высокая (сбор и обработка больших массивов сетевых пакетов)	Высокая при сотрудничестве с провайдерами	Позволяет точно выявлять фермы, опираясь на уникальные сетевые признаки	Требует доступа к данным операторов связи, вопросы законности	Ограниченно применим (зависит от операторов, но возможен по «Закону Яровой»)
PLC-модемы	Аномалии высокочастотного сигнала, шумы, изменение импеданса	Средняя (данные собираются ИСУЭ, требуется анализ)	Высокая при развитой сети PLC	Локализует до конкретного прибора учета, не зависит от профиля нагрузки	Требует инфраструктуры PLC, уязвим к ложным срабатываниям	Ограниченно, зависит от оснащения ИСУЭ PLC-модемами
Анализ гармонических составляющих	Наличие гармоник третьего порядка в нейтрали, характерных для нелинейных нагрузок	Средняя (нужны замеры на ТП 10/0,4 кВ)	Высокая (отличает майнинговые фермы от бытовых нагрузок)	Не требует ИСУЭ, применим для центров нагрузки	Нужна установка измерительного оборудования	Применим, особенно в распределительных сетях
Анализ графиков нагрузки	Ровный суточный график без пиков, постоянное высокое потребление	Низкая (данные уже собираются приборами учета)	Средняя (хорошо выявляет фермы у бытовых абонентов)	Простая методика, проверена «Россети Кубань»	Не применим при хищениях электроэнергии, помимо учета	Высокая применимость в России
Отслеживание радиочастотного шума (EMI)	Электромагнитные помехи от видеокарт, серверов, БП	Средняя (нужны сенсоры и сеть мониторинга)	Средняя, но с риском ложных срабатываний	Возможность автоматизации и онлайн-мониторинга	Помехи могут создаваться другим оборудованием	Ограниченно применим
Спутниковый анализ тепловых следов (Sentinel-2, TIR)	Тепловые аномалии зданий	Высокая (машинное обучение, корреляция с погодой)	Средняя (низкое пространственное разрешение)	Применим для труднодоступных мест, можно использовать общедоступные данные	Невысокая точность, не различает источники тепла	Ограниченно применим
Блокчейн-аналитика (CIO, выплаты пулов)	Транзакции Collector-кошельков, массовые выплаты	Высокая (нужны алгоритмы кластеризации)	Средняя (обнаруживает кластеры, но не адреса майнеров напрямую)	Позволяет выделить крупных участников для прицельного анализа	Уязвим к CoinJoin/миксерам	Применим совместно с DPI
ИК-съемка с БПЛА	Тепловые аномалии зданий (горячие точки)	Средняя-высокая (облет, построение ортомозаики)	Высокая (хорошо выявляет скрытые объекты)	Охват больших площадей, подходит для скрытых объектов	Ограничения на полеты, риск нарушить права собственности	Ограниченно применим из-за строгого регулирования БПЛА

в этом плане является анализ гармонических составляющих электрической сети, позволяющий фиксировать характерные признаки работы майнингового оборудования — высокочастотные гармоники в нейтральных проводниках. Данный метод не требует согласования с провайдерами или использования специализированных аналитических платформ, может быть реализован с помощью стандартных измерительных средств на трансформаторных подстанциях.

Таким образом, располагая даже ограниченными ресурсами, энергетические компании могут эффективно выявлять нелегальные майнинговые фермы, минимизируя потери электроэнергии и повышая надежность работы сетей.

Рисунки к статье предоставлены авторами.

↓ Л И Т Е Р А Т У Р А

1.

Буторин В.А., Клычков Е.Н. Прогнозирование потерь электроэнергии в АИИС КУЭ как инструмент оптимизации инвестиционных решений компании (на примере Магнитогорских электрических сетей) // Энергия единой сети. 2025. № 3-4 (78). С. 38-48.

2.

Электронный ресурс. <https://www.forbes.ru/finansy/487282-rossia-vysla-na-vtoroe-mesto-v-mire-po-majningu-kriptovalut>. (Дата обращения 30.04.2025).

3.

Постановление Правительства Российской Федера-

4.

Электронный ресурс. <https://www.moneytimes.ru/news/nezakonnaja-majning-ferma/48991/> (Дата обращения 01.05.2025).

5.

Электронный ресурс URL. https://www.rossetisk.ru/press_center/

6.

Электронный ресурс. <https://www.moneytimes.ru/news/nezakonnaja-majning-ferma/48991/> (Дата обращения 01.05.2025).

7.

Электронный ресурс URL. https://www.rossetisk.ru/press_center/

8.

Электронный ресурс. <https://www.moneytimes.ru/news/nezakonnaja-majning-ferma/48991/> (Дата обращения 01.05.2025).

9.

Электронный ресурс URL. https://www.rossetisk.ru/press_center/

10.

Электронный ресурс. <https://www.moneytimes.ru/news/nezakonnaja-majning-ferma/48991/> (Дата обращения 01.05.2025).

11.

Электронный ресурс URL. https://www.rossetisk.ru/press_center/

12.

Электронный ресурс. <https://www.moneytimes.ru/news/nezakonnaja-majning-ferma/48991/> (Дата обращения 01.05.2025).

13.

Электронный ресурс URL. https://www.rossetisk.ru/press_center/

14.

Электронный ресурс. <https://www.moneytimes.ru/news/nezakonnaja-majning-ferma/48991/> (Дата обращения 01.05.2025).

15.

Электронный ресурс URL. https://www.rossetisk.ru/press_center/

16.

Саплин Л.А., Буторин В.А., Клычков Е.Н. Обоснование эффективности внедрения автоматизированных систем контроля и учета энергоресурсов в целях снижения коммерческих потерь электроэнергии // Известия Оренбургского ГАУ. 2024. № 6 (110). С. 186-192.

17.

Буторин В.А., Гриценко А.В., Клычков Е.Н. Методика выявления коммерческих потерь электроэнергии // Вестник МЭИ. 2024. № 3. С. 17-24. DOI: 10.24160/1993-6982-2024-3-17-24

18.

Электронный ресурс. <https://www.kommersant.ru/doc/7180673> (Дата обращения 01.05.2025).

19.

Электронный ресурс. <https://www.interfax.ru/business/1032413> (Дата обращения 23.06.2025).

20.

Электронный ресурс. <https://achivx.com/ru/glossary/blok-kandidat/> (Дата обращения 23.06.2025).

21.

Dong L., Li Z., Li X., Wang X. & Liu Y. Identification technique of cryptomining behavior based on traffic features // Frontiers in Physics. 2023. № 11. P. 1269889. <https://doi.org/10.3389/fphy.2023.1269889>

22.

Awasthi M., Kumar A., Kumar D. & Pal I. J. Electric power system monitoring and theft detection using power line communication // International Journal of Engineering, Science and Information Technology. 2022. № 2(2). P. 79-85. <https://doi.org/10.52088/ijesty.v2i2.254>

23.

Gül Ö. The Detection of Illicit Cryptocurrency Mining Farms in Electrical Distribution Systems with Innovative Approaches. Preprints. 2021. <https://doi.org/10.20944/preprints202104.0308.v1>

24.

Богдан В., Попов А., Кизин В. Определение признаков майнинговых деятельности на основании графиков нагрузок // Электроэнергия. Передача и распределение.

25.

Ежеквартальный спецвыпуск. 2025. №1 (36). С. 2–8.

26.

Zhang G., Ji X., Li Y. & Xu W. Power-based non-intrusive condition monitoring for terminal device in smart grid // Sensors. 2020. № 13. P. 3635. <https://doi.org/10.3390/s20133635>

27.

Suaza-Medina M.E., Lacasta J., López-Pellicer F.J., Béjar R. & Zarazaga-Soria F.J. Detection of changes in the heat emissions signature of buildings related to indoor activity using publicly available satellite data // Earth Science Informatics. 2025. № 18(2). P. 420-435. <https://doi.org/10.1007/s12145-025-01926-6>

28.

Xie H. Bitcoin address clustering method based on multiple heuristic conditions // IET Blockchain. 2022. Vol. 2. Is. 2. P. 89-96. DOI: 10.1049/blc2.12014

29.

Электронный ресурс. <https://cseweb.ucsd.edu/classes/wi25/cse291-c/lectures/cse291c-wi25-Bitcoin.pdf> (Дата обращения 03.09.2025).

30.

Yousaf H., Biryukov A., Khovratovich D. Blockchain forensics: survey and open challenges // IEEE Access. 2024. Vol. 12. P. 77621-77645. DOI: 10.1109/ACCESS.2024.11865561

31.

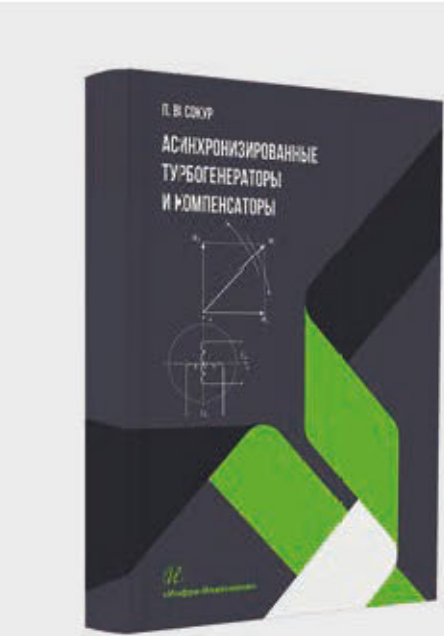
Электронный ресурс. <https://scispace.com/pdf/detecting-cryptocurrency-miners-with-netflow-ipfix-network-4tz5h7es6m.pdf> (Дата обращения 03.09.2025).

32.

Федеральный закон от 06.07.2016 № 374-ФЗ «О внесении изменений в Федеральный закон "О противодействии терроризму" ...» («Закон Яровой») Электронный ресурс // КонсультантПлюс. http://www.consultant.ru/document/cons_doc_LAW_200839/ (Дата обращения 03.09.2025).

33.

Sledz A., Unger J., Heipke C. UAV-based thermal anomaly detection for distributed heating networks // International Archives of the Photogrammetry, Remote Sensing and Spatial Information Sciences (ISPRS Archives). 2020. Vol. 43. № B1. P. 499-505. DOI: 10.5194/isprs-archives-XLIII-B1-2020-499-2020.



АСИНХРОНИЗИРОВАННЫЕ
ТУРБОГЕНЕРАТОРЫ
И КОМПЕНСАТОРЫ. МОНОГРАФИЯ

СОКУР П. В.
МОСКВА; ВОЛОГДА: ИНФРА-ИНЖЕНЕРИЯ,
2025. 156 С.
ISBN 978-5-9729-2188-1

Рассмотрены устройство асинхронизированных турбогенераторов и компенсаторов, их конструктивные особенности, работа в установившихся и переходных режимах, резервные режимы работы, в том числе асинхронный режим работы без возбуждения. Представлена математическая модель асинхронизированного турбогенератора, даны рекомендации по моделированию в программном пакете Matlab Simulink, в том числе по работе модели в режиме реального времени. В приложениях даны подробные справочные данные по эксплуатируемым и проектируемым асинхронизированным турбогенераторам и компенсаторам.

Для научных работников, преподавателей, аспирантов и студентов высших учебных заведений, специалистов проектных организаций, работников электростанций и других предприятий в сфере электроэнергетики.

УДК 621.316
Шифр специальности ВАК 2.4.2., 2.4.3, 6.2.1.

ОСОБЕННОСТИ ОПРЕДЕЛЕНИЯ ПАРАМЕТРОВ СИСТЕМЫ ВРЕМЕННОГО ЭЛЕКТРОСНАБЖЕНИЯ В УСЛОВИЯХ ДИНАМИКИ ПЕРЕМЕЩЕНИЯ ПОТРЕБИТЕЛЕЙ

Параметры системы временного электроснабжения напрямую зависят от динамики перемещения потребителей, что влечет за собой изменение точки подключения к стационарной электрической сети, плотности электрической сети, характеристик территории электроснабжения и энергопринимающих устройств. В качестве мобильных электроустановок, обеспечивающих временное электроснабжение, могут использоваться быстровозводимые электрические сети.

Представлен подход к обоснованию основных параметров системы временного электроснабжения, к которым относятся параметры питающей линии, количество и мощность быстровозводимых электрических сетей, параметры кабельной сети 0,4 кВ, параметры безопасности, а также количество и мощность резервных дизельных генераторных установок.

АВТОРЫ:
Д.Н. Удинцев, д. т. н., доцент,
udintsevdn@mpei.ru
В.В. Черемисин, аспирант,
cheremisinvv@mpei.ru,
НИУ «МЭИ»
С.С. Кочнев, к. т. н., доцент,
kochnevss@mail.ru,
ВУНЦ СВ «ОВА ВС РФ»

КЛЮЧЕВЫЕ СЛОВА:
#стационарная электрическая
сеть; #временное
электроснабжение;
#быстровозводимые
электрические сети; #питающая
линия; #плотность нагрузки;
#кабельная сеть 0,4 кВ;
#параметры безопасности;
#резервная дизельная
генераторная установка

↓ ДЛ Я ЦИТИРОВАНИЯ:

Удинцев Д.Н., Кочнев С.С.,
Черемисин В.В. Особенности
определения параметров системы
временного электроснабжения
в условиях динамики перемещения
потребителей // Энергия единой
сети. 2025. № 5-6. С. 64–73.



Внешний вид комплекта БЭС

Фото: В.В. Черемисин

ВВЕДЕНИЕ

При организации временного электроснабжения потребителей, например для обеспечения проведения строительных работ, предъявляются особые требования к электроустановкам в части мобильности, времени развертывания, массогабаритных показателей и обеспечения электробезопасности. В качестве таких электроустановок могут применяться автономные источники электрической энергии, вместе с тем их применение не всегда является экономически и технически целесообразным, а при удаленности от центров снабжения задача по доставке топливных ресурсов значительно усложняется.

При наличии в районе выполнения работ стационарной электрической сети временное электроснабжение возможно осуществить с применением быстровозводимых электрических сетей (БЭС), которые предназначены для оперативной организации временного электроснабжения потребителей от электрической сети с возможностью совместного применения с электрогенераторными установками и представляют собой совокупность технических средств для передачи, преобразования и распределения электрической энергии [1].

Порядок расчета параметров элементов схем электроснабжения при подключении к электрическим сетям и требования к ним подробно изложены в [2–6]. Между тем в приведенных работах не предусмотрена возможность определения параметров системы с учетом ограничений по времени развертывания и нахождения на одном месте, изменения характеристик территории электроснабжения, энергопринимающих устройств потребителей электрической энергии и удаленности стационарной электрической сети, что, в свою очередь, оказывает существенное влияние на параметры питающей линии, мощность, количество электроустановок, состав кабельной сети и параметры электробезопасности.

Для обсуждения научным и отраслевым сообществом предлагается рассмотрение особенностей определения параметров системы временного электроснабжения, которые обусловлены динамикой перемещения потребителей.

ОПРЕДЕЛЕНИЕ ПАРАМЕТРОВ СИСТЕМЫ ВРЕМЕННОГО ЭЛЕКТРОСНАБЖЕНИЯ В УСЛОВИЯХ ДИНАМИКИ ПЕРЕМЕЩЕНИЯ ПОТРЕБИТЕЛЕЙ

В обобщенном виде система временного электроснабжения на основе применения БЭС состоит из следующих основных элементов: стационарная электрическая сеть среднего напряжения, питающая линия, мобильная трансформаторная подстанция, устройство заземления, кабельная сеть, резервный источник электрической энергии. Физическая модель системы временного электроснабжения на основе применения БЭС представлена на рис. 1.

Последовательность обоснования основных параметров системы временного электроснабжения на основе применения БЭС представлена на рис. 2.

Расчет параметров питающей линии БЭС осуществляется на основе данных о стационарной электрической сети, наиболее приближенной к территории временного электроснабжения [7]. При этом длина питающей линии БЭС должна отвечать требованиям по предельно возможному расстоянию от места установки БЭС до точки подключения к стационарной электрической сети и предельно возможной длине питающей линии БЭС по условию допустимого падения напряжения:

$$\sigma_{\text{сети}}^{-1} \cdot k_{\text{удл}} \leq L_{\text{ПЛ}}^{\text{БЭС}} \leq \frac{U_{\text{ном}} \cdot \Delta U \cdot \cos \varphi \cdot F_{\text{ПЛ}}^{\text{БЭС}}}{P_{\text{ном}}^{\text{БЭС}} \cdot \rho} \quad (1)$$

где $\sigma_{\text{сети}}$ — плотность электрической сети учитываемого класса напряжения на рассматриваемой территории, км⁻¹;

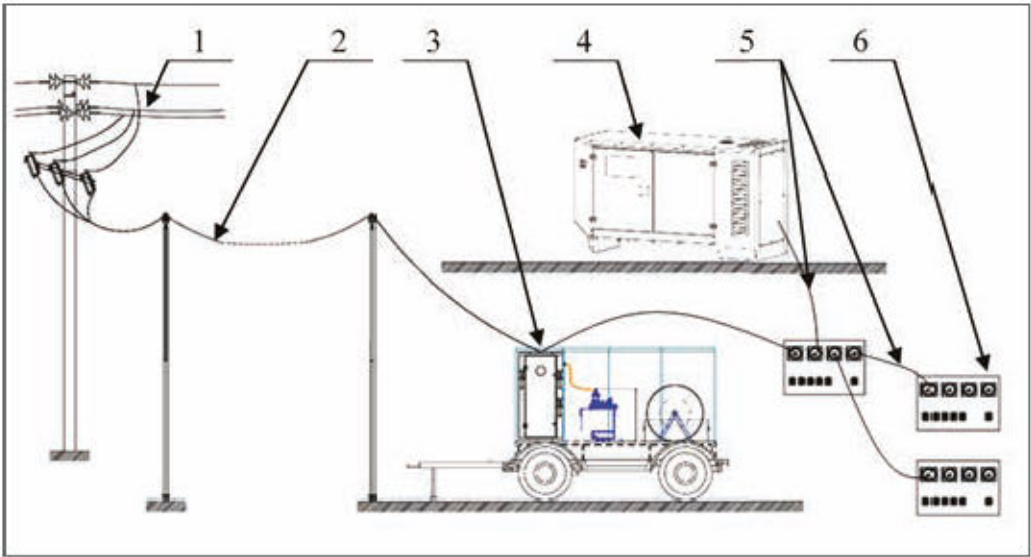


Рис. 1. Физическая модель системы временного электроснабжения на основе применения БЭС
Обозначения: 1 — стационарная электрическая сеть; 2 — питающая линия БЭС; 3 — мобильная трансформаторная подстанция; 4 — резервный источник электрической энергии; 5 — кабельная сеть 0,4 кВ; 6 — распределительный щит.

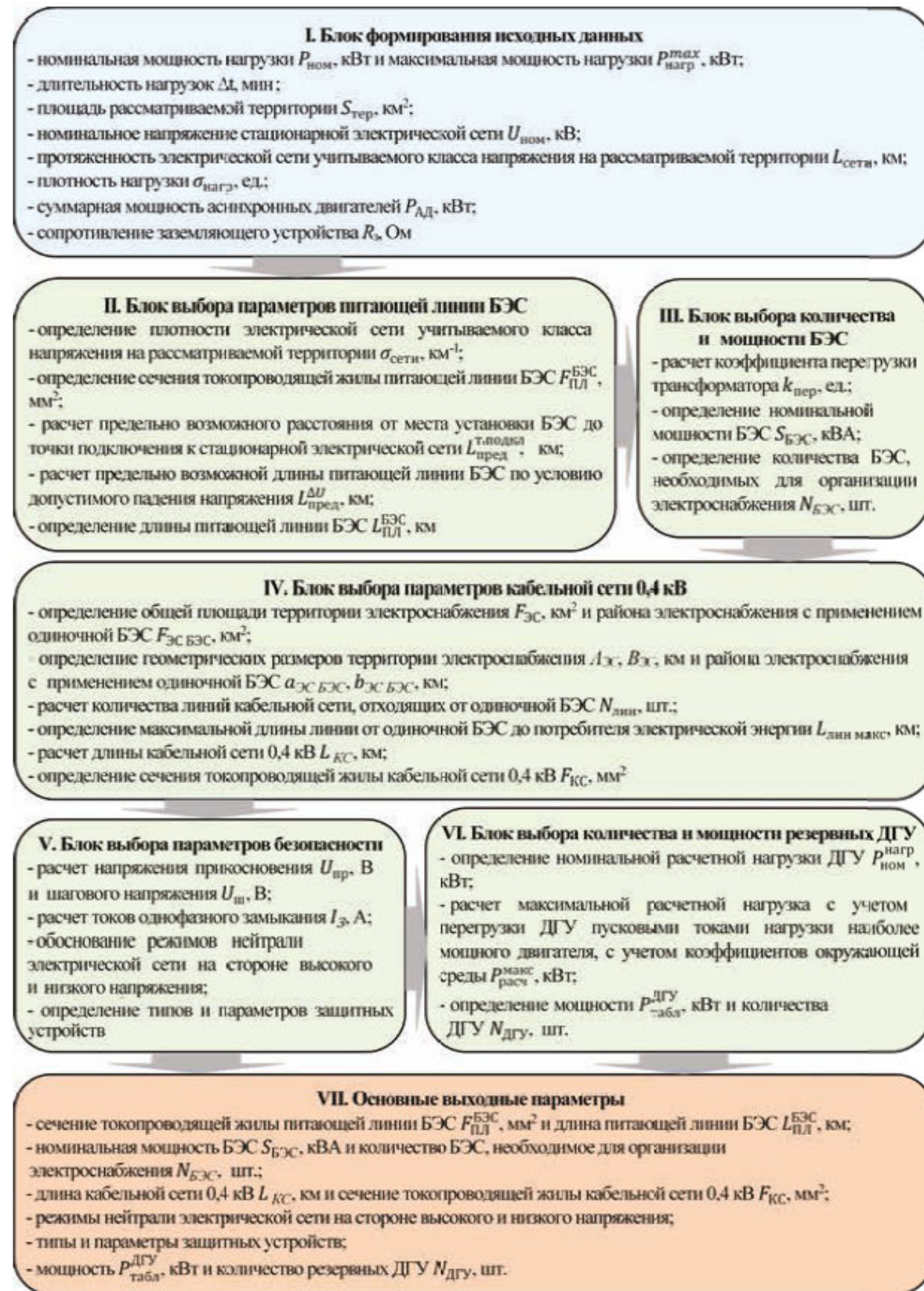


Рис. 2. Последовательность обоснования основных параметров системы временного электроснабжения на основе применения БЭС

$k_{удл}$ — коэффициент удлинения трасс линий электропередачи;
 $L_{пл}^{БЭС}$ — длина питающей линии БЭС, км;
 $U_{ном}$ — номинальное напряжение стационарной электрической сети, В;
 ΔU — допустимое падение напряжения, В;
 $F_{пл}^{БЭС}$ — сечение токопроводящей жилы питающей линии БЭС, мм²;
 $P_{ном}$ — номинальная мощность БЭС, Вт;
 ρ — удельное электрическое сопротивление токопроводящей жилы, Ом·мм²/м.

Для выбора номинальной мощности БЭС необходимо иметь информацию о суточном графике нагрузки, включающем максимальную, среднесуточную активную нагрузку, и продолжительность максимума нагрузки, учитывая перегрузочные способности трансформаторов [8].

Значения допустимой нагрузки выбираются в соответствии с графиком нагрузки и коэффициентом начальной нагрузки, а также в зависимости от температуры окружающей среды, при которой работает трансформатор [9].

Коэффициент начальной нагрузки $k_{пер}$ эквивалентного графика нагрузки рассчитывается по формуле

$$k_{пер} = \frac{1}{S_{ном}} \sqrt{\frac{s_1^2 \Delta t_1 + s_2^2 \Delta t_2 + \dots + s_m^2 \Delta t_m}{\Delta t_1 + \Delta t_2 + \dots + \Delta t_m}} \quad (2)$$

где $S_{ном}$ — номинальная нагрузка трансформатора;
 Δt — длительность нагрузок;
 s — среднее значение нагрузки в каждом интервале.

Таким образом, для выбора номинальной мощности БЭС необходимо соблюдение условия

$$S_{БЭС} \geq \frac{P_{нагр}^{max}}{k_{пер} \cdot \cos \varphi'} \quad (3)$$

где $S_{БЭС}$ — номинальная мощность БЭС, кВА;
 $P_{нагр}^{max}$ — максимальная мощность нагрузки, кВт;
 $k_{пер}$ — коэффициент перегрузки, ед.

Количество БЭС, необходимых для организации электроснабжения, выбирается по условию

$$N_{БЭС} \geq \frac{P_{нагр}^{max}}{S_{БЭС} \cdot k_{пер} \cdot \cos \varphi'} \quad (4)$$

С целью определения сечения токопроводящей жилы и длины кабельной сети 0,4 кВ для организации электроснабжения территории с применением БЭС построена топологическая модель системы электроснабжения района с применением одиночной БЭС (рис. 3) [10].

На основе анализа топологической модели и известных формул по расчету сечения кабелей получены зависимости для определения параметров кабельной сети с учетом

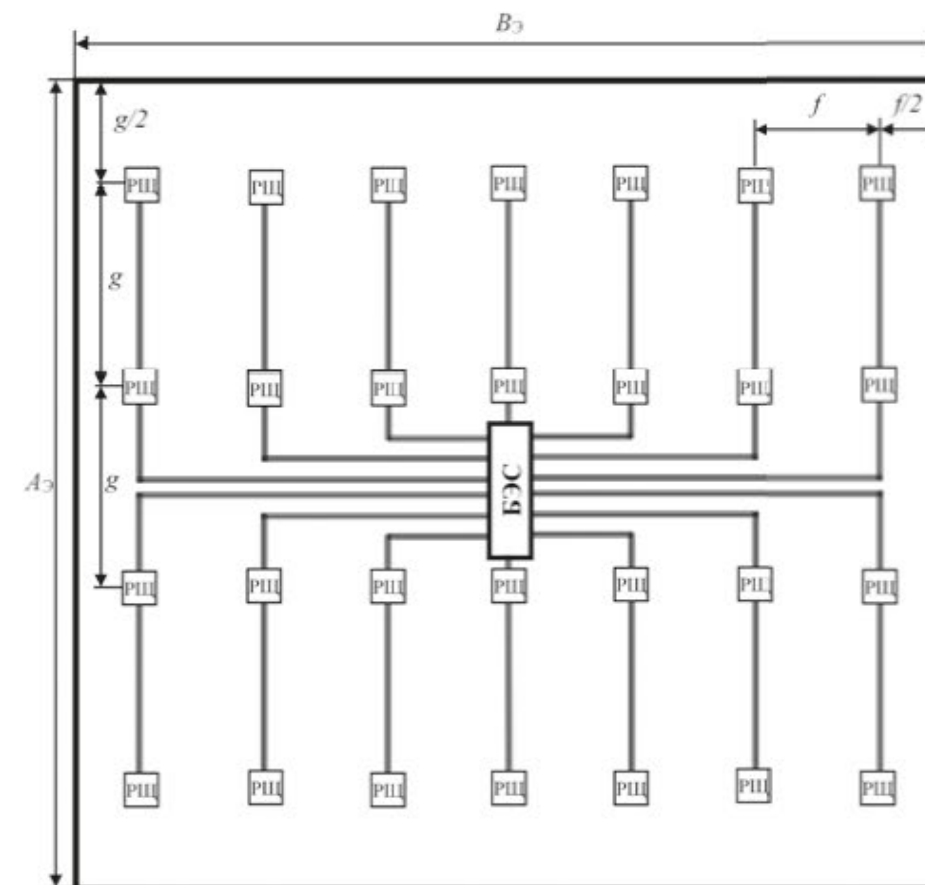


Рис. 3. Топологическая модель системы временного электроснабжения на основе применения БЭС

Обозначения:
 $A_{эс}$, $B_{эс}$ — геометрические размеры территории электроснабжения;
 g — расстояние между распределительными щитами по оси ординат; f — расстояние между распределительными щитами по оси абсцисс.

возможности ввода данных об изменении характеристик территории электроснабжения.

Длина кабельной сети $L_{КС}$ при количестве отходящих линий $N_{лин} = 4 + 4 \cdot (n - 1)$, а также при $N_{лин} = 2$ определяется формулой

$$L_{КС} = N_{БЭС} \cdot \left(\left(\frac{2 \cdot f + f \cdot \left(\frac{N_{лин}}{2} - 1 \right) - 1}{2} \right) \cdot \frac{N_{лин}}{2} \right) + \left(N_{лин} \cdot \left(\frac{a_{ЭС БЭС}}{2} - \frac{g}{2} \right) \right), \quad (5)$$

где $N_{лин}$ — количество линий, отходящих от БЭС, шт.;

$a_{ЭС БЭС}$ — геометрические размеры района электроснабжения с применением одиночной БЭС по оси ординат, км.

При количестве отходящих линий $N_{лин} = 6 + 4 \cdot (n - 1)$ длина кабельной сети определяется по зависимости

$$L_{КС} = N_{БЭС} \cdot \left(\left(\frac{2 \cdot f + f \cdot \left(\frac{N_{лин}}{2} - 1 \right) - 1}{2} \right) \cdot \left(\frac{N_{лин}}{2} - 1 \right) \right) + \left(N_{лин} \cdot \left(\frac{a_{ЭС БЭС}}{2} - \frac{g}{2} \right) \right). \quad (6)$$

Сечение токопроводящей жилы кабельной сети $F_{КС}$ определяется по зависимости

$$F_{КС} = \frac{\rho \cdot \left(0,5 \cdot \left(\sqrt{F_{ЭС БЭС} \cdot C} - \frac{a_{ЭС БЭС}}{2 \cdot N_{РЩ}} \right) + 0,5 \cdot \left(\frac{a_{ЭС БЭС}}{C} - \frac{b_{ЭС БЭС} \cdot 2}{N_{лин}} \right) \right) \cdot P_{нагр}}{U_{ном} \cdot \Delta U}, \quad (7)$$

где $b_{ЭС БЭС}$ — геометрические размеры района электроснабжения с применением одиночной БЭС по оси абсцисс, км;

$F_{ЭС БЭС}$ — площадь района электроснабжения с применением одиночной БЭС, км²;

C — соотношение сторон территории электроснабжения, ед.;

$N_{РЩ}$ — количество распределительных щитов на одной отходящей линии, шт.;

$P_{нагр}$ — мощность нагрузки на отходящей линии, кВт.

Электрические сети 6–10 кВ, к которым подключается БЭС, эксплуатируются преимущественно в режиме изолированной или компенсированной нейтрали [2]. Для защиты от поражения электрическим током в электроустановках напряжением выше 1 кВ с изолированной нейтралью должно быть выполнено защитное заземление открытых проводящих частей, защита от замыканий на землю должна устанавливаться с действием на отключение по всей электрически связанной сети в тех случаях, в которых это необходимо по условиям безопасности. Сопротивление заземляющих устройств в электроустановках напряжением выше 1 кВ сети с изолированной нейтралью при прохожде-

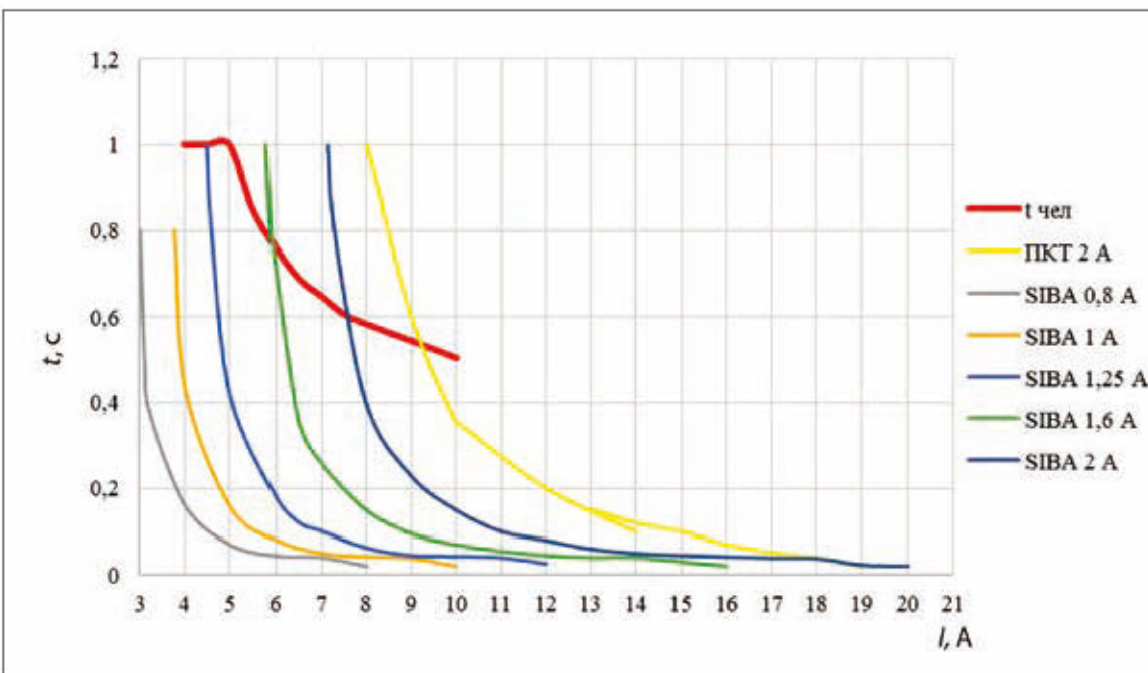


Рис. 4. Сравнительный график предельного времени отключения в зависимости от величины тока однофазного замыкания в электрических сетях напряжением 6–10 кВ с времятоковыми характеристиками предохранителей марки ПКТ и предохранителями марки SIBA

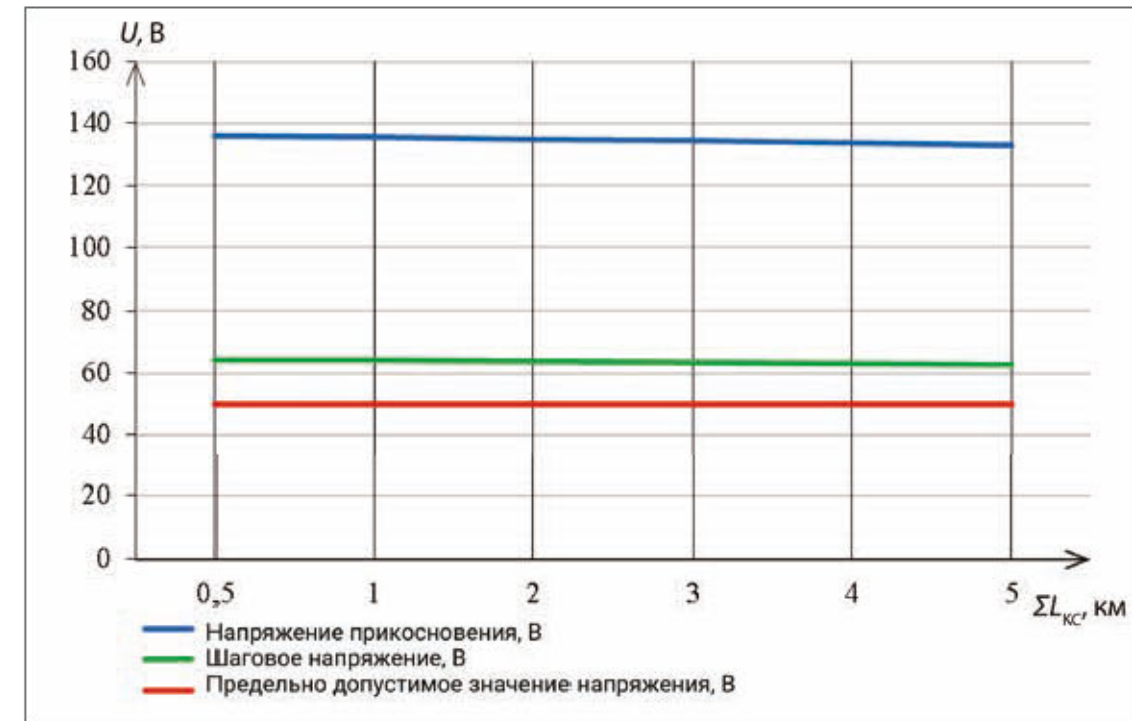


Рис. 5. График зависимости напряжения прикосновения и шагового напряжения от суммарной длины кабельной сети БЭС с глухозаземленной нейтралью при однополюсном прикосновении

нии расчетного тока замыкания на землю в любое время года с учетом сопротивления естественных заземлителей должно быть не более 10 Ом [2, п. 1.7.96].

Вместе с тем защитное заземление передвижных электроустановок с изолированной нейтралью может быть выполнено с соблюдением требований либо к его сопротивлению, которое должно быть не более 25 Ом, либо к напряжению прикосновения при однофазном замыкании на открытые проводящие части [2, п. 1.7.163].

В связи с тем что при использовании выключателей не выполняется условие термической стойкости линейной части БЭС к токам короткого замыкания, целесообразно использовать в качестве защитных аппаратов предохранители [11]. На рис. 4 представлен сравнительный график предельного времени отключения в зависимости от величины тока однофазного замыкания в электрических сетях напряжением 6–10 кВ с времятоковыми характеристиками предохранителей марки ПКТ и предохранителями марки SIBA, которые для обеспечения электробезопасности должны быть ниже кривой предельно допустимого времени протекания тока через тело человека $t_{чел}$.

Ограничивающим фактором применения предохранителей является их максимальный ток несрабатывания. Для предохранителей марки ПКТ и SIBA данный ток примерно равен $2 \cdot I_{ном}$ [2]. Наибольший номинальный ток предохранителя по условию возможности обеспечения безопасности при замыкании на корпус составляет 2 А, что с учетом максимального тока несрабатывания 4 А на напряжении 10 кВ соответствует мощности трансформатора 63 кВА.

При мощности трансформаторов свыше 63 кВА возможно обеспечение электробезопасности при условии поддержания работоспособности с применением способа защиты от однофазных замыканий на землю в сетях среднего напряжения, при котором выявляется повреждение фазного проводника и его устранение путем шунтирования поврежденной фазы на шинах центра питания и со стороны потребителя, обеспечивает его двустороннее заземление [12].

На стороне низкого напряжения допускается функционирование сети как в режиме изолированной, так и глухозаземленной нейтрали. При эксплуатации сети в режиме глухозаземленной нейтрали в целях обеспечения электробезопасности необходимо использовать устройства защитного отключения (УЗО), время защитного отключения в сети с номинальным фазным напряжением 220 кВ должно составлять не более 0,4 с, в сети с изолированной нейтралью и линейным напряжением 380 В — не более 0,4 с [2].

Для выбора режима нейтрали на стороне 0,4 кВ БЭС произведены расчеты параметров электробезопасности и построены графики. На рис. 5 представлен график зависимости напряжения прикосновения и шагового напряжения от суммарной длины кабельной сети БЭС с глухозаземленной нейтралью при однополюсном прикосновении.

График на рис. 5 подтверждает необходимость обязательной установки УЗО для БЭС с глухозаземленной нейтралью для обеспечения электробезопасности человека.

На рис. 6 представлен график зависимости напряжения прикосновения и шагового напряжения от суммарной

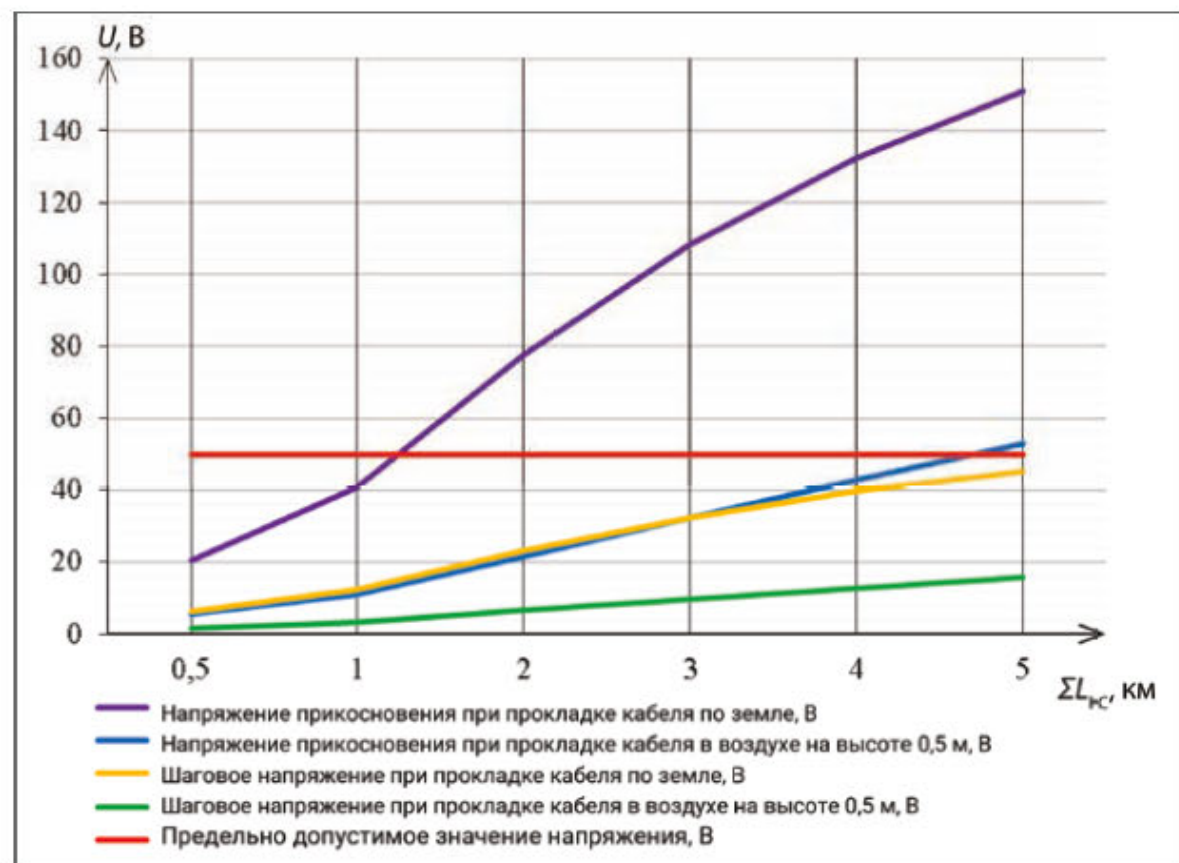


Рис. 6. График зависимости напряжения прикосновения и шагового напряжения от суммарной длины кабельной сети и способа прокладки для БЭС с изолированной нейтралью при однополюсном прикосновении

длины кабельной сети и способа прокладки для БЭС с изолированной нейтралью при однополюсном прикосновении.

Из рис. 6 видно, что параметры электробезопасности для БЭС с изолированной нейтралью на стороне 0,4 кВ обеспечиваются при длине кабельной сети, проложенной по земле, до 1,3 км. Данные параметры можно улучшить при прокладке кабельной линии в воздухе с увеличением расстояния от земли.

Наиболее безопасным является вариант применения глухозаземленной нейтрали в связи с тем, что при двухполюсном прикосновении на головном участке БЭС с изолированной нейтралью УЗО не сработает и человек будет находится под линейным напряжением. Вместе с тем при небольшой протяженности кабельной линии режим изолированной нейтрали обеспечивает соблюдение требований по параметрам безопасности, поэтому предлагается установка устройств, обеспечивающих переключение режима нейтрали на стороне низкого напряжения.

Таким образом, сделан вывод о том, что для обеспечения требуемого уровня электробезопасности БЭС целесообразна установка УЗО на всех отходящих линиях кабельной сети, прибора контроля изоляции для режима изолированной нейтрали и переключателя режима нейтрали.

Выбор резервных дизельных генераторных установок (ДГУ) осуществляется исходя из мощности и характера нагрузки, режима и условий использования. При расчетах мощности ДГУ необходимо учитывать потери мощности в сетях и на собственные нужды ДГУ. Номинальная расчетная нагрузка ДГУ $P_{\text{нагр}}^{\text{ном}}$ в этом случае составит

$$P_{\text{ном}}^{\text{нагр}} = \frac{P_{\text{нагр}} \cdot k_{\text{пот}}}{k_{\text{сн}}}, \quad (8)$$

где $k_{\text{пот}}$ – коэффициент, учитывающий потери мощности в сетях (принимается равным 1,05); $k_{\text{сн}}$ – коэффициент, учитывающий расход электроэнергии на собственные нужды ДГУ (принимается равным 0,95... 0,97).

Выбор ДГУ осуществляется по условию, что максимальная расчетная нагрузка $P_{\text{расч}}^{\text{макс}}$ с учетом перегрузки ДГУ пиковыми (пусковыми) токами нагрузки наиболее мощного двигателя и коэффициентов окружающей среды не должна превышать табличного значения номинальной мощности ДГУ [13, 14]:

$$P_{\text{расч}}^{\text{макс}} = \frac{P_{\text{ном}}^{\text{нагр}} \cdot k_{\text{нагр}} + P_{\text{Ад}} \cdot k_{\text{кр}}}{k_t \cdot k_h} \leq P_{\text{табл}}^{\text{ДГУ}}, \quad (9)$$

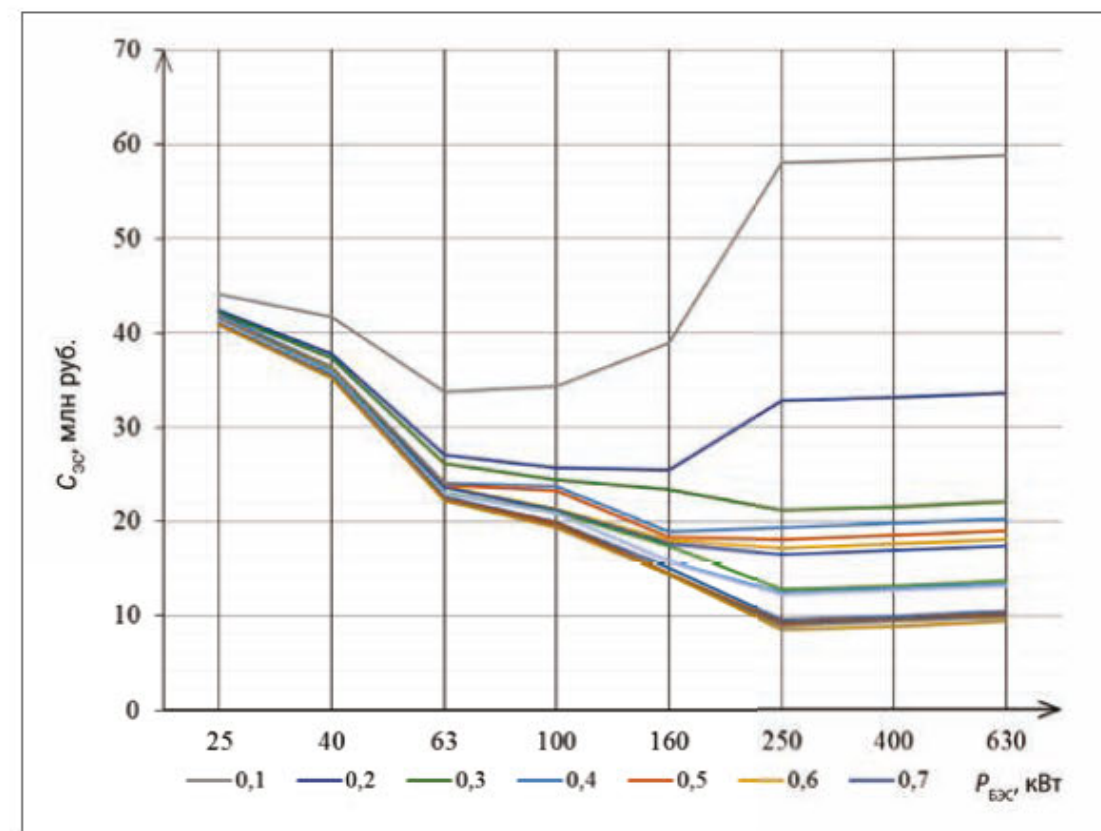


Рис. 7. График зависимости суммарной стоимости БЭС от номинальной мощности БЭС при фиксированной плотности нагрузки и максимальной нагрузке 250 кВт

где $k_{\text{нагр}}$ – коэффициент увеличения мощности по ограничению нагрузки с учетом достижения максимального срока службы (принимается равным 1,11); $P_{\text{Ад}}$ – мощность асинхронного двигателя, кВт; $k_{\text{кр}}$ – коэффициент кратности пускового тока; k_t – коэффициент, зависящий от температуры окружающей среды (принимается равным 1 при температуре до 30 °С); k_h – коэффициент, зависящий от высоты над уровнем моря (принимается равным 1 при высоте до 1000 м); $P_{\text{табл}}^{\text{ДГУ}}$ – табличное значение номинальной мощности ДГУ, кВт.

ОПТИМИЗАЦИЯ ПАРАМЕТРОВ БЭС С УЧЕТОМ ПОЛУЧЕННЫХ ЗАВИСИМОСТЕЙ

В условиях динамики перемещения потребителей и, как следствие, изменения характеристик территории электроснабжения в качестве критериев оптимальности системы электроснабжения целесообразно использовать суммарную стоимость на построение системы, общую массу элементов системы, а также время, необходимое для развертывания, с оптимизацией этих параметров до минимума.

Суммарная стоимость БЭС $C_{\text{БЭС}}$ будет включать в себя стоимость питающей линии среднего напряжения, мобильной комплектной трансформаторной подстанции и кабельной сети низкого напряжения:

$$\sum C_{\text{БЭС}} = L_{\text{ПЛ}}^{\text{БЭС}} \cdot C_{\text{уд ПЛ}}^{\text{БЭС}} + N_{\text{МКТП}} \cdot C_{\text{МКТП}} + L_{\text{КС}} \cdot C_{\text{уд КС}}, \quad (10)$$

где $C_{\text{уд ПЛ}}^{\text{БЭС}}$ – удельная стоимость питающей линии БЭС, руб/км; $N_{\text{МКТП}}$ – количество мобильных комплектных трансформаторных подстанций определенной мощности, шт.; $C_{\text{МКТП}}$ – стоимость мобильной комплектной трансформаторной подстанции, руб.; $C_{\text{уд КС}}$ – удельная стоимость кабельной сети низкого напряжения, руб/км.

На рис. 7 представлен график зависимости суммарной стоимости БЭС от номинальной мощности БЭС при фиксированной плотности нагрузки и максимальной нагрузке 250 кВт.

Из анализа данных, полученных в результате расчета и представленных на рис. 7, видно, что значительное влияние на суммарную стоимость оказывают сечение и длина кабельной сети 0,4 кВ, а также количество мобильных комплектных трансформаторных подстанций, необходимых для электроснабжения. При низкой плотности нагрузки наблюдается снижение суммарной стоимости БЭС при условии применения нескольких МКТП и уменьшение длины и сечения кабельной сети 0,4 кВ.

Общая масса элементов системы электроснабжения $m_{\text{БЭС}}$ будет включать в себя массу питающей линии среднего напряжения, мобильной комплектной трансформаторной подстанции и кабельной сети низкого напряжения:

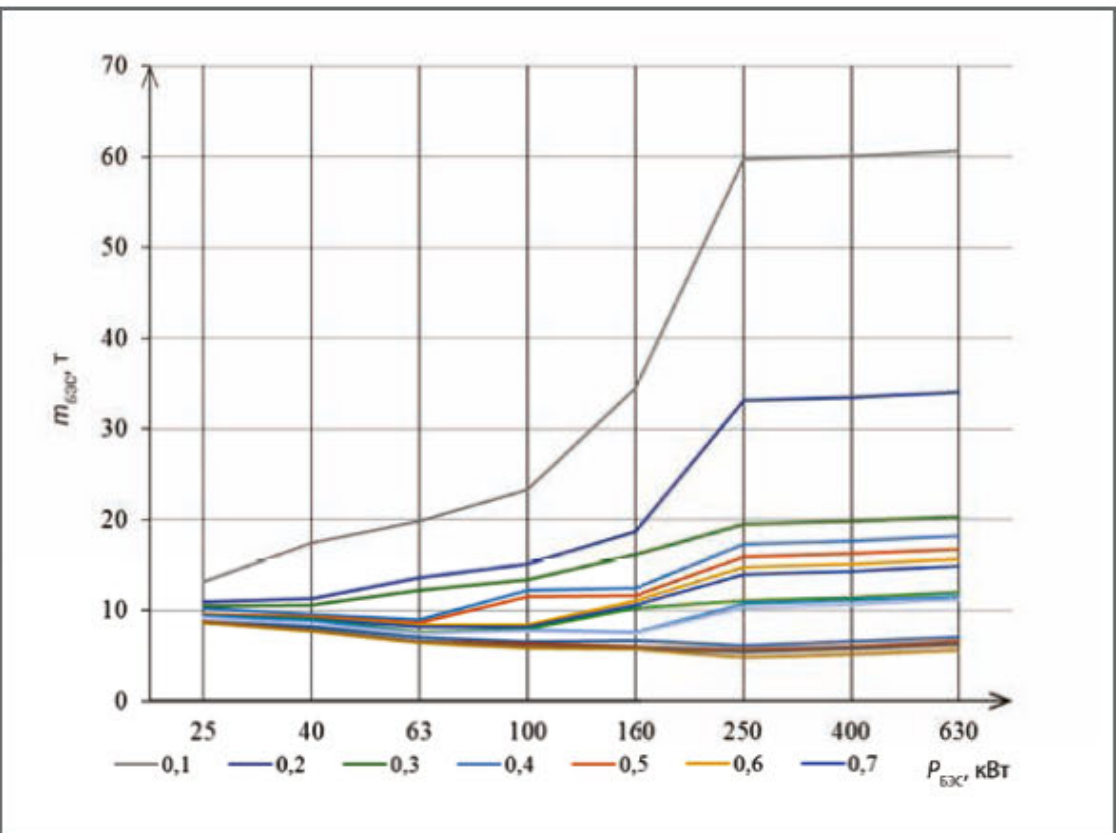


Рис. 8. График зависимости общей массы элементов системы электроснабжения от номинальной мощности БЭС при нагрузке 250 кВт

$$\sum C_{БЭС} = L_{ПЛ}^{БЭС} \cdot C_{уд ПЛ}^{БЭС} + N_{МКТП} \cdot C_{МКТП} + L_{КС} \cdot C_{уд КС}, \quad (11)$$
 где $m_{уд ПЛ}^{БЭС}$ — удельная масса питающей линии БЭС, кг/км;
 $m_{МКТП}$ — масса мобильной комплектной трансформаторной подстанции, кг;
 $m_{уд КС}$ — удельная масса распределительной кабельной сети, кг/км.

На рис. 8 представлен график зависимости общей массы элементов системы электроснабжения от номинальной мощности БЭС при фиксированной плотности нагрузки и максимальной нагрузке 250 кВт.

В свою очередь, время, необходимое для развертывания системы электроснабжения на основе применения БЭС $t_{разв. БЭС}$ определяется по зависимости

$$\sum t_{разв. БЭС} = L_{ПЛ}^{БЭС} \cdot t_{уд разв ПЛ}^{БЭС} + N_{МКТП} \cdot t_{разв МКТП} + t_{подкл ПЛ} + N_{лин} \cdot t_{подкл лин} + L_{КС} \cdot t_{уд разв КС} + t_{подкл БЭС}, \quad (12)$$

где $t_{уд разв ПЛ}^{БЭС}$ — удельное время развертывания питающей линии БЭС, ч/км;
 $t_{разв МКТП}$ — время развертывания мобильной комплектной трансформаторной подстанции, ч;
 $t_{подкл ПЛ}$ — время подключения питающей линии к БЭС, ч;
 $t_{подкл лин}$ — время подключения одной линии кабельной сети низкого напряжения к БЭС, ч;

$t_{уд разв КС}$ — удельное время развертывания кабельной сети низкого напряжения, ч/км;
 $t_{подкл БЭС}$ — время подключения питающей линии БЭС к стационарной электрической сети, ч.

ЗАКЛЮЧЕНИЕ

Изложенный в статье подход по определению параметров системы временного электроснабжения в условиях динамики перемещения потребителей позволяет осуществить выбор питающей линии БЭС в условиях неопределенности точки подключения, количества и мощности трансформаторов БЭС, кабельной сети с учетом изменения характеристик территории электроснабжения и энергопринимающих устройств потребителей электрической энергии при их перемещении, количества и мощности резервных дизельных генераторных установок, исходя из мощности и характера нагрузки, режима и условий использования. С целью обеспечения электробезопасности разработано предложение по конструктивному исполнению элементов в составе БЭС.

Оценка целесообразности применения различных вариантов построения системы временного электроснабжения с применением БЭС, полученных с использованием представленных зависимостей, осуществлена с учетом оптимизации до минимума суммарной стоимости, массы

и времени развертывания. Отмечена взаимосвязь минимумов данных показателей. Так, минимальная масса соответствует минимуму стоимости и времени развертывания данных сетей. Это позволяет определять условия минимизации массы комплекта БЭС и проводить проверку по двум другим показателям.

Рисунки к статье предоставлены авторами.

↓ ЛИТЕРАТУРА

1. Удинцев Д.Н., Тульский В.Н., Кочнев С.С., Черемисин В.В. Быстровозводимые электрические сети // Энергетик. 2024. № 3. С. 19-24.

2. Правила устройства электроустановок. Все действующие разделы 6-го и 7-го издания с изменениями и дополнениями по состоянию на 1 января 2013 г. М.: КноРус, 2013.

3. Производство, передача и распределение электрической энергии / Под общ. ред. проф. МЭИ В.Г. Герасимова и др. 9-е изд., М.: Издательство МЭИ, 2004.

4. Козлов В.А. Электроснабжение городов. 5-е изд. СПб.: Энергоатомиздат, 2016.

5. Макаров Е.Ф. Справочник по электрическим сетям 0,4–35 кВ. Под ред. И.Т. Горюнова, А.А. Любимова. М.: Папирус Про, 2013.

6. Сибикин Ю.Д., Сибикин М.Ю. Справочник по эксплуатации электроустановок промышленных предприятий: 6-е изд, испр. и доп. М.: Высшая школа, 2016.

7. Удинцев Д.Н., Кочнев С.С., Черемисин В.В., Шерстнев С.Г. Обоснование параметров питающей линии быстровозводимых электрических сетей // Энергетик. 2025. № 6. С. 19-25.

8. Быстрицкий Г.Ф., Кудрин Б.И. Выбор и эксплуатация силовых трансформаторов: учеб. для вузов. М.: Издательский центр «Академия», 2003.

9. ГОСТ 14209–85. Трансформаторы силовые

10. Глазунов А.А., Шведов Г.В., Акчурина С.А. Оптимизация структуры и параметров систем электроснабжения периферийных районов крупных городов с применением глубоких вводов высокого напряжения. М.: ООО «Аналитика», 2013.

11. Сапрыкин Д.А., рук. Удинцев Д.Н. Обеспечение электро-безопасности при эксплуатации быстровозводимых электрических сетей: выпускная квалификационная работа (магистерская диссертация). М.: НИУ «МЭИ», 2024.

12. Патент № 2823261 С1 Российская Федерация, МПК H02N 3/16. Способ защиты от однофазных замыканий на землю в сетях среднего напряжения: № 2023133613: заявл. 18.12.2023: опубл. 22.07.2024 / Д.Н. Удинцев, В.В. Зажигин, В.Н. Тульский, Г.В. Шведов, С.С. Кочнев и др.; заявитель НИУ «МЭИ».

13. ГОСТ 33115–2014. Установки электрогенераторные с дизельными и газовыми двигателями внутреннего сгорания. Общие технические условия. М.: Стандартинформ, 2015.

14. Расчет мощности электростанций (генераторных установок). Сайт компании «Энергодом»: <https://www.energodom.ru/?-module=articles&id=503>.

масляные общего назначения. Допустимые нагрузки. М.: Стандартинформ, 2009.



УПРАВЛЕНИЕ ЭЛЕКТРОПОТРЕБЛЕНИЕМ В ИНТЕЛЛЕКТУАЛЬНЫХ СИСТЕМАХ ЭЛЕКТРОСНАБЖЕНИЯ

ПАПКОВ Б.В., ОСОКИН В.Л.

М.: ТОНКИЕ НАУКОЕМКИЕ ТЕХНОЛОГИИ, 2023. 440 С.

Поставлены задачи управления электропотреблением в условиях перехода электроэнергетики к интеллектуальным системам с активно-адаптивной сетью в целях обеспечения надежности, безопасности и эффективности систем электроснабжения (СЭС) потребителей. Показаны сложность современных СЭС и необходимость учета системности проблемы анализа и расширения надежностных свойств интеллектуальных электрических систем. Приводится формализованное описание современных СЭС, отмечена необходимость расширения понятия «надежность», рассмотрены вопросы кибербезопасности. Определены особенности рационального управления объектами современной СЭС, включая системы распределенной генерации с возобновляемыми источниками энергии и активные элементы потребителей. Особое внимание уделено вопросам экономики надежности СЭС и управления электропотреблением.

Для научных работников, преподавателей, аспирантов и студентов высших учебных заведений, специалистов проектных организаций, работников электростанций и других предприятий в сфере электроэнергетики.

ВИТАЛИЙ АНДРЕЕВИЧ САВЕЛЬЕВ



Виталий Андреевич Савельев — д. т. н., профессор кафедры «Электрические станции, подстанции и диагностика электрооборудования» Ивановского государственного энергетического университета им. В.И. Ленина окончил Ивановский энергетический институт по специальности «Автоматизация производственных процессов и установок энергетической промышленности» и как молодой специалист был оставлен для работы ассистентом на кафедре автоматизации и релейной защиты энергосистем.

С 1971 по 1974 г. обучался в аспирантуре Ленинградского политехнического института. В 1974 г. досрочно защитил кандидатскую, а в 1991 г. — докторскую диссертацию. С 1978 по 1983 г. — доцент, с 1983 по 1985 г. — старший научный сотрудник, с 1986 по 2006 г. — заведующий кафедрой электрических станций (ныне ЭСП и ДЭ), с 2006 г. по настоящее время — профессор кафедры.

Профессор В.А. Савельев ведет курсы лекций для студентов Ивановского государственного энергетического университета по дисциплинам «Проектирование автоматизированных систем управления, контроля и учета», «Системы автоматизированного управления и диагностирования в электроэнергетике», «Энергетическая безопасность», «Современные проблемы электроэнергетики и электротехники», является руководителем магистерской программы и председателем методической комиссии по направлению «Электроэнергетика».

В течение ряда лет В. А. Савельев был ответственным исполнителем и научным руководителем хозяйственных работ, имеющих важное народно-хозяйственное значение для обеспечения энергетической безопасности страны. Его исследования в области технического диагностирования позволяют на ранней стадии выявлять дефекты и неисправности в энергетическом оборудовании и предотвращать его отказы благодаря современному проведению ремонтов по техническому состоянию.

Результаты научно-исследовательских работ, выполненных под руководством и при участии В. А. Савельева, используются во многих генерирующих и сетевых компаниях, а также на различных промышленных предприятиях России.

В.А. Савельев является основателем научной школы «Методы и новые технологии мониторинга, анализа, оценки состояния и прогнозирования отраслевых и региональных энергетических систем» (Сертификат РАО № 00809, Москва, 2013 г.). Разработанные в научной школе методики и подходы дали основания для внедрения новых технологий мониторинга, анализа, оценки состояния и прогнозирования развития отраслевых и региональных энергетических систем. В рамках научной школы подготовлены два доктора и 10 кандидатов наук.

Виталий Андреевич — автор более 400 научных работ. В их числе 10 монографий, 41 авторское свидетельство и два патента РФ, восемь учебных пособий, из них два с грифом Министерства образования РФ. Им выпущено 38 отчетов о выполненных научно-исследовательских работах, в РАО «ЕЭС России» внедрены две отраслевых разработки и издана отраслевая инструкция по эксплуатации.

В Стратегической программе развития и реконструкции топливно-энергетического комплекса Ивановской области на период 2007–2012 гг. и в Планах развития и реконструкции топливно-энергетического комплекса Ивановской области на период 2007–2012 гг. им подготовлен раздел «Оценка и характеристика энергетической безопасности Ивановской области».

В составе ведущих ученых-энергетиков Виталий Андреевич в начале 2000-х готовил обращение к руководству нашей страны об ошибках проводимой реформы в энергетике. Неоднократно выступал в местной печати и на телевидении, давал интервью ивановскому телеканалу «Барс», участвовал в телепередаче «Актуально», публиковал статьи в газетах «Будни-2» и «Частник» (2005 г.).

С 2003 г. по личному представлению лауреата Нобелевской премии Жореса Ивановича Алфёрова В.А. Савельев, наравне с лауреатами Нобелевской премии в области физики и химии, лауреатами премий Kyoto, Max Planck, Людвиг Больцмана, шейха Заида, членами Российской и иностранных академий наук, лауреатами Международной премии «Глобальная энергия» является специально приглашенным ученым РФ, обладающим уникальным правом выдвигать претендентов на международную премию «Глобальная энергия».

В.А. Савельев — член комиссии РАН по уточнению и модификации терминологии в области надежности систем энергетики и энергетической безопасности.

В 1997–1998 и 1999–2000 гг. на конкурсной основе Виталию Андреевичу назначалась президентская научная стипендия. Он выигрывал научные гранты Госкомвуза (1994–1995 гг.) и Минобразования РФ (1998–2000 гг.) на разработку научных основ, методов и комплекса устройств контроля и диагностирования электрооборудования собственных нужд тепловых и атомных станций.

В.А. Савельев участвовал в работе комиссии Росэнергоатома по оценке надежности электрооборудования Ново-Воронежской и Южно-Украинской АЭС, работал в качестве эксперта от России по определению причин отказа электрооборудования на Тянь-Ваньской АЭС (Китай, 2005 г.). Читал заказные лекции на 1-й Всесоюзной научной школе-семинаре «Научные и практические проблемы надежности систем энергетики» (Плес, 1989 г.), проводимой научным советом Отделения физико-технических проблем энергетики АН СССР, и на 2-й школе-семинаре РАН на тему «Методические и практические задачи надежности систем энергетики» (Минск, 2004 г.).

В.А. Савельев принимал участие в проектировании АСУ ТП электрической части Березовской ГРЭС-1 и Запорожской АЭС, в создании и внедрении устройств и систем контроля, защиты и диагностирования электрооборудования на Киевской ТЭЦ-6, Ивановских ТЭЦ-2, ТЭЦ-3, на Рязанской ГРЭС, Костромской ГРЭС и Калининской АЭС.

Персоналия В.А. Савельева занесена в энциклопедию «Ученые России» и в справочник «Кто есть кто в энергетике России» (Санкт-Петербург: Информационно-издательское агентство «Корвет», 1995.).

В.А. Савельев — член диссертационного совета Д212.064.01 при Ивановском государственном энергетическом университете. В 1986–1995 гг. был членом Учебного методического объединения Минвуза РСФСР. С 1986 г. — член Международного программногo комитета постоянно действующего Международного научного семинара РАН им. акад. Ю.Н. Руденко «Методические вопросы исследования надежности больших систем энергетики», а также Международного совета по технической диагностике «Методы и средства оценки состояния энергетического оборудования».

В.А. Савельев был организатором международного семинара «Опыт применения средств технической диагностики и контроля за состоянием электротехнического оборудования» (Суздаль, 1986 г.), совместного семинара Российской академии наук, Сибирского энергетического института Сибирского отделения Российской академии наук с Институтом энергоустановок и энергохозяйства технического университета г. Ахена (Германия), проводимого на базе Ивановского государственного энергетического университета в городах Плесе (Россия, 1993 г.) и Ахене (Германия, 1994 г.).

Им впервые в стране разработаны программы и внедрены в учебный процесс новые курсы «АСУ ТП электрической части станций и подстанций», «Методы и технические средства диагностики электрического оборудования», «Энергетическая безопасность регионов и методы ее оценки». Программа нового специального курса «Автоматизированные системы управления в энергетике» утверждена Минвузом СССР как типовая

(1984 г.). Учебное пособие «Основы построения АСУ ТП электрической части станций» на региональной выставке литературы, выпускаемой высшими учебными заведениями, научно-исследовательскими институтами министерств и ведомств РСФСР, награждено дипломом.

В.А. Савельев — руководитель и автор программ нескольких направлений повышения квалификации и переподготовки руководителей и специалистов электрических станций, подстанций и электрических сетей в ИПК ПК при ИГЭУ.

В.А. Савельев награжден Почетной грамотой Минэнерго СССР, бронзовой медалью ВДНХ СССР, знаком «Почетный работник высшего профессионального образования РФ», памятной медалью «К 90-летию ИВПИ — ИЭИ — ИГЭУ», памятным знаком «Технический университет-Варна», благодарностью от Ивановской городской думы, почетной грамотой губернатора Ивановской области. В рамках национальной программы «Золотой фонд отечественной науки» награжден орденом «LABORE ET SCIENTIA — трудом и знанием», медалью Ассамблеи народов России «Дружба народов — единство России», медалью им. А. Нобеля, медалью Академии электротехнических наук РФ «За заслуги в электротехнике», как технический эксперт Международного союза ветеранов атомной энергетики и атомной промышленности — юбилейной медалью «75 лет атомной отрасли России» и юбилейной медалью «10 лет МСВАЭП».

В.А. Савельев — победитель конкурса «Золотые имена высшей школы» 2018 г. в номинации «За вклад в науку и высшее образование». Его имя занесено в книгу почета преподавателей вузов Российской Федерации «Золотые имена высшей школы», является техническим экспертом Международного экспертного совета ветеранов атомной энергетики и промышленности, постоянно участвует в качестве эксперта Арбитражного суда при рассмотрении аварий и технологических нарушений в электроэнергетике.

Профессор кафедры «Электроэнергетика и электромеханика» ФГБОУ ВО «Санкт-Петербургский горный университет», вице-президент АЭН РФ, Почетный энергетик, доктор технических наук, профессор Александр Николаевич Назарычев

USING ACTIVE AND REACTIVE COMPONENT OF CURRENT TO IDENTIFY SHORT CIRCUITS IN 6-35 KV NETWORKS

The purpose of the study is to search for new information features that separate energy installations start-up modes from short-circuit modes. The dynamics of changes in the components of the phase current of the medium-voltage network in the model in nominal, start-up, and short circuit modes is considered. The availability of changes in the active and reactive components of the current in the case of a short circuit is discovered. The results can be used to increase the sensitivity of the defenses using a special logic organ.

D.S. Demidov, ORCID ID 0009-0006-8556-7891, LLC «Scientific-Production Enterprise Microprocessor technologies», Novosibirsk, Russia
A.A. Kolesnikov, Cand. Sci. (Techn.), ORCID ID 0000-0002-3907-9591, LLC "OVIST", Moscow, Russia
A.L. Kulikov, Doc. Sci. (Techn.), ORCID ID 0000-0003-1092-7136, anton8094@mail.ru, Nizhny Novgorod State Technical University n.a. R.E. Alekseev, Nizhny Novgorod, Russia

Keywords:
#current components; #relay protection; #self-star; #transient

DETERMINATION AND MONITORING OF THE SWITCHING ENDURANCE OF A MEDIUM-VOLTAGE SYNCHRONOUS VACUUM CIRCUIT BREAKER

The article addresses the current challenge of determining and monitoring the residual switching resource of synchronous vacuum circuit breakers in medium-voltage networks. The authors have analyzed existing resource assessment methods based on nameplate data and standard parameters, identifying their key drawback: the failure to account for the actual energy impact on the arc quenching device during each specific breaking operation. A new methodology is proposed, the core idea of which is to calculate the wear fraction from each operation based on the value of the Joule integral, determined from actual current and current flow time oscillograms recorded by the built-in recorders of the synchronous vacuum circuit breaker. The practical implementation of the methodology is embodied in specialized software that enables real-time monitoring, residual resource forecasting, and apparatus condition visualization

D.A. Pavliuchenko, Cand. Sci. (Techn.), Associate professor, ORCID ID 0000-0003-4522-9557, dap@keps.pro, Novosibirsk State Technical University (NSTU), Novosibirsk, Russia
E.V. Prokhorenko, Cand. Sci. (Techn.), Associate professor, ORCID ID 0009-0005-0963-7184, evp@keps.pro, GK «KEPS», Novosibirsk, Russia
V.N. Cherepansky, ORCID ID 0009-0004-6702-432X, ch_vn@keps.pro, GK «KEPS», Novosibirsk, Russia
V.A. Khayrullin, ORCID ID 0009-0005-5854-6748, khay.slava.01@mail.ru, Novosibirsk State Technical University (NSTU), Novosibirsk, Russia
M.R. Zhilyaev, ORCID ID 0009-0008-4508-9711, maks.it@keps.pro, GK «KEPS», Novosibirsk, Russia

Keywords:
#synchronous vacuum circuit breaker; #medium voltage; #switching endurance; #Joule integral; #condition monitoring

VACUUM MAKE SWITCH DEVICE

This paper examines the key problems of make switch device of high-power laboratory. The characteristic features of the switching devices are considered. A fundamentally new device for a high-power laboratory based on a vacuum chamber has been proposed. The characteristic advantages of using a vacuum switching device are listed, which significantly improve the quality of testing high-voltage equipment in a high-power laboratory.

M.S. Alferov, ORCID ID 0009-0005-5868-3152, Federal State Unitary Enterprise «Russian Federal Nuclear Center – Zababakhin All-Russia Research Institute of Technical Physics», Snezhinsk, Chelyabinsk Oblast, Russia
M.M. Alferova, ORCID ID 0009-0002-7202-1647, Central Research Automobile and Motor Vehicle Institute NAMI, Moscow, Russia

Keywords:
#make switch device; #high-power testing laboratory; #vacuum arc interrupter; #magnetic actuator

ON SOME ASPECTS OF TRANSFORMER PARAMETER ASSESSMENT DURING MONITORING UNDER OPERATING VOLTAGE AND UNDER LOAD. PART 2.

The article discusses a number of aspects of evaluating transformer parameters during monitoring of the state under operating voltage and under load associated with errors of measuring transformers from which information about currents and voltages in the transformer windings is removed. Calculations show that the presence of errors of measuring transformers can lead to the impossibility of evaluating such parameters as current and no-load losses. Algorithms for evaluating the real no-load losses of the transformer, active and reactive short-circuit resistance of transformers in the conditions of measuring parameters with maximum permissible errors, in accordance with the requirements of GOST, are proposed.

V.V. Smekalov, Cand. Sci. (Technical),
Smekalov_VV@ntc-power.ru,
Rosseti R&D Center JSC, Moscow, Russia

Keywords:
#diagnostics; #monitoring; #control of parameters under operating voltage; #power transformer; #voltage transformer; #current transformer; #no-load current; #noload losses; #short-circuit resistance; #measurement errors; #magnetic core condition; #winding geometry; #contact system

A METHOD FOR VERIFYING THE SYNCHRONOUS MACHINE PARAMETERS BASED ON WAMS IN TRANSIENT PROCESSES OF INITIAL FIELD EXCITATION AND FIELD SUPPRESSION

The article proposes a method for verifying the adequacy of synchronous machine parameters based on synchrophasor measurements, which can be used both on the basis of archival measurements and in the real-time. The basis of the approach is the supply of the actual measured excitation voltage to the generator model under conditions of previously identified characteristic events transients of initial excitation or field suppression. Moreover, numerical integration of the machine's equations is performed and the responses of the model and the real object are compared, in terms of stator voltage and rotor current. The proposed method makes it possible to objectively verify the correctness of the dynamic parameters of the model along the d axis and can be used to improve the accuracy of developing models of power systems designed for calculations of transients and stability, as well as in intelligent monitoring systems.

K.V. Prokhorov, ORCID ID 0009-0008-5455-7193,
prokhorov-kv@ntcees.ru, Joint Stock Company
«Scientific and Technical Center of Unified Power System», Saint Petersburg, Russia

Keywords:
#power system; #synchronous machine; #wide area measurement system; #monitoring system; #mathematical model; #evaluation of the correctness of model parameters

DETERMINATION OF THE REQUIRED FREQUENCY OF CLEARING THE CLEARINGS OF 35-110 KV OVERHEAD POWER LINES OF THE FAR EASTERN DISTRIBUTION GRID COMPANY BASED ON MODELING THE GROWTH OF FOREST TREES AND SHRUBS

The work contains studies aimed at determining the productivity and composition of tree species growing in the protected zones of the overhead power lines, identifying the fastest growing tree species, assessing their growth rate and establishing the required frequency of clearing the overhead power lines clearings. Optimization of the growth patterns of the wood-shrub vegetation, establishing the relationship between the height and age of the wood-shrub vegetation of a certain species and quality class, was carried out. Databases and digital sets of spatial data were formed, containing fly-by-flight information on the characteristics of forest wood-shrub vegetation and the recommended frequency of clearing the overhead power lines clearings.

S.A. Bartalev, Doc. Sci. (Techn.),
Professor, ORCID ID 0000-0001-6596-1732,
bartalev@d902.iki.rssi.ru, Space Research Institute of the Russian Academy of Sciences, Moscow, Russia
A.S. Murachev, Murachev_AS@ntc-power.ru,
JSC Rosseti R&D Center, Moscow, Russia
D.Yu. Zhdankin, JSC "Far-Eastern Grids Company",
Blagoveshchensk, Russia
A.K. Sergeev, sergeev-ak@drsk.ru,
JSC "Far-Eastern Grids Company",
Blagoveshchensk, Russia

Keywords:
#overhead power lines; #wood-shrub vegetation; #periodicity of clearing clearings; #models of growth, satellite data

OVERVIEW OF SELECTED PRACTICES FOR IDENTIFYING ILLEGAL MINING FARMS

The amount of electricity losses in excess of the technological consumption is to be paid by the network organizations, as the electricity losses that occurred in the network facilities owned by them. The costs of network companies to compensate for commercial losses of electricity to the guaranteed suppliers do not allow network companies to fully carry out the modernization of networks, to implement high-tech technical solutions to improve the quality of electricity supply. The fight against commercial losses of electricity remains one of the key tasks in the industry, since it is the reliability of the volume of useful electricity supply that determines the validity of the volumes of energy transmission services provided.

It should be noted that "black" or illegal cryptocurrency mining accounts for a significant portion of the total commercial electricity losses. The development of mining farms leads to excessive electricity consumption, as mining is an energy-intensive process. In 2024, the Rosseti group of companies suffered over 1.3 billion rubles in damages due to the activities of "black" miners. As a result, 40 criminal cases were initiated under the Criminal Code of the Russian Federation, with potential prison sentences. The article discusses innovative solutions for detecting illegal mining farms connected to power grids. It provides both practical and under-development methods and techniques.

V.A. Butorin, Dr. Sci. (Tech.), Professor,
ORCID ID 0000-0001-6225-4995, butorin_chgau@list.ru, South Ural State Agrarian University,
Chelyabinsk, Russia
E.N. Klychkov, ORCID ID 0009-0003-2988-5260,
klichkov74@yandex.ru, Bredinsky RES of Magnitogorsk Electric Networks, a branch of Rosseti-Ural, Bredi, Russia

Keywords:
#electricity theft; #illegal mining; #ISUE; #innovation

FEATURES OF DETERMINING THE PARAMETERS OF A TEMPORARY POWER SUPPLY SYSTEM IN THE CONTEXT OF CONSUMER MOVEMENT DYNAMICS

The parameters of the temporary power supply system directly depend on the dynamics of consumer movement, which leads to changes in the point of connection to the stationary power supply system, the density of the power supply system, the characteristics of the power supply area, and the energy-consuming devices. Rapidly constructed power supply systems can be used as mobile power supply systems for temporary power supply.

The article presents an approach to justifying the main parameters of the temporary power supply system, which include the parameters of the power supply line, the number and capacity of the rapidly constructed power supply systems, the parameters of the 0.4 kV cable network, the safety parameters, and the number and capacity of the backup diesel generator sets.

D.N. Udintsev, Dr. Sci. (Tech.), Professor,
udintsevdn@mpei.ru, National Research University «Moscow Power Engineering Institute», Moscow, Russia
S.S. Kochnev, Cand. Sci. (Tech.),
Associate professor, kochnevss@mail.ru, Military Training and Research Center of the Ground Forces «Combined Arms Academy of the Armed Forces of the Russian Federation», Moscow, Russia
V.V. Cheremisin, postgraduate student,
cheremisinvv@mpei.ru,
National Research University «Moscow Power Engineering Institute», Moscow, Russia

Keywords:
#stationary electrical network; #temporary power supply; #prefabricated electrical networks; #power line; #load density; #0.4 kV cable network; #safety parameters; #and a backup diesel generator set



ДЕФЕКТЫ ТРАНСФОРМАТОРОВ ИЛЛЮСТРИРОВАННЫЙ КАТАЛОГ

ДОЛИН А.П.
М.: ИЗДАТЕЛЬСТВО «ЗНАК», 2024.
200 с., ил. ISBN 978-5-87789-087-9

Рассмотрены основные дефекты силовых трансформаторов напряжением 35 кВ и выше, а также некоторые дефекты трансформаторов 6–10 кВ, результаты диагностического контроля, осмотров активной части при капитальных ремонтах и расследованиях технологических нарушений.

Даны иллюстрированные примеры и диагностические образы характерных дефектов. Обобщен многолетний опыт проведения комплексных диагностических обследований, анализов причин отказов.

Для специалистов в области электроэнергетического оборудования, выполняющих эксплуатацию, диагностирование, ремонт и производство силовых трансформаторов, а также для студентов высших учебных заведений в качестве учебного пособия по курсу «Диагностика электрооборудования».

6-я МЕЖДУНАРОДНАЯ
НАУЧНО-ТЕХНИЧЕСКАЯ КОНФЕРЕНЦИЯ

CIM

COMMON
INFORMATION
MODEL

В РОССИИ И МИРЕ ▪ 2026

ПОДРОБНАЯ ИНФОРМАЦИЯ О КОНФЕРЕНЦИИ И РЕГИСТРАЦИЯ УЧАСТНИКОВ

www.so-ups.ru/conf-cim/conf-cim-2026/

ОРГАНИЗАТОР



ПРИ ПОДДЕРЖКЕ

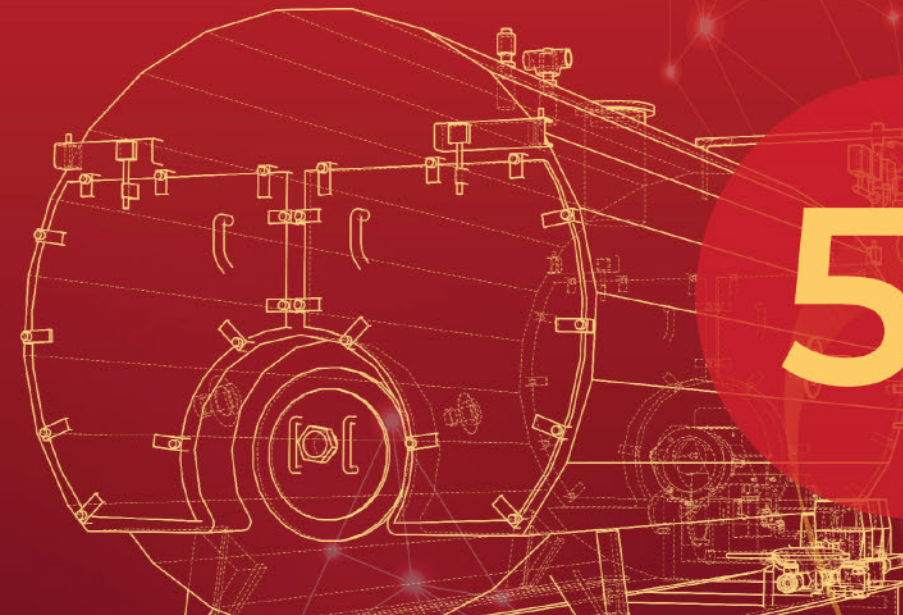


МИНИСТЕРСТВО ЭНЕРГЕТИКИ
РОССИЙСКОЙ ФЕДЕРАЦИИ



5 – 6 февраля 2026 года, Сочи

реклама



5 ЛЕТ
ОБЪЕДИНЯЕМ
ЛИДЕРОВ
ЭНЕРГЕТИЧЕСКОЙ
ОТРАСЛИ

ТЕПЛО и ЭНЕРГЕТИКА
HEAT & ELECTRO

19–21 мая 2026

ВК «Тимирязев Центр»
Москва

Международная выставка энергетического оборудования
для теплоснабжения и электрогенерации на промышленных
предприятиях и муниципальных объектах

ВСЕ СПЕКТР ОБОРУДОВАНИЯ ДЛЯ БОЛЬШОЙ И МАЛОЙ ЭНЕРГЕТИКИ:
ОТ ПРОЕКТИРОВАНИЯ ДО СТРОИТЕЛЬСТВА И МОДЕРНИЗАЦИИ

>100
компаний
участников

>6 000
профильных
посетителей

Энергетический
Форум
3 дня отраслевых
конференций



Регистрация на выставку
и бесплатный билет!

GEFERA MEDIA

+7 495 649 87 75 | marketing@heatelectro.ru | heatelectro.ru

реклама

