№ 3–4 (82) СЕНТЯБРЬ 2026 г. | 12 +
ISSN 2306-8345

ЭНЕРГИЯ ЕДИНОЙ СЕТИ

НАУЧНО-ТЕХНИЧЕСКИЙ ЖУРНАЛ

Стр. 24
Исследование аварийности конденсационных энергоблоков ОЭС Сибири и ОЭС Урала методами математического анализа

Стр. 33
Двухуровневая методика выбора объектов распределительной электрической сети для последующего анализа реконструкции и снятия сетевых ограничений

Стр. 54
Методический подход к определению диапазона установленной мощности ветровых и солнечных электростанций в России с учетом сетевых и режимных ограничений

РОССЕТИ
cigre Россия

РОССЕТИ

МАКСИМАЛЬНО ОБ ЭЛЕКТРОЭНЕРГЕТИКЕ

Подписывайтесь на канал компании «Россети» в МАКС

реклама

Дорогие читатели, авторы, коллеги!

2026 год — юбилейный для нашего издателя: АО «Россети Научно-технический центр» отмечает 20-летие. Сегодня Научно-технический центр вносит значимый вклад в обеспечение технологического суверенитета страны, участвуя в создании, испытаниях, сертификации и аттестации инновационного оборудования для электроэнергетической отрасли.
Важная часть этой работы — развитие отраслевой науки и обмен профессиональным опытом. И здесь особую роль играют ваши исследования и публикации.
Ключевая тема этого номера — повышение эффективности электросетевого комплекса как единой системы: от проектирования до эксплуатации.
Темы выпуска:

- адаптивные методы подавления колебаний для систем группового регулирования мощности ГЭС на базе исследования регулирования частоты в Норильско-Таймырской изолированной энергосистеме;
- оценка надежности генерирующего оборудования с использованием ключевых детерминант, полученных на основе анализа аварийности 127 угольных и газовых конденсационных энергоблоков ОЭС Сибири и Урала;
- методика приоритизации объектов распределительной сети, апробированная на данных электросетевого комплекса Кузбасса, для анализа их реконструкции и снятия сетевых ограничений;
- ранжирование подстанций при переводе сетей 6–10 кВ на резистивное заземление нейтрали;
- расчет диапазона установленной мощности для определения эффективности проектов ВЭС и СЭС в условиях ограниченной пропускной способности инфраструктуры.

Благодарим авторов за сотрудничество и вклад в развитие отраслевой науки.
Ждем новых публикаций о результатах ваших исследований и разработок!

С уважением,
редакция журнала «Энергия единой сети»

РОССЕТИ

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:
МУРОВ А.Е.
МОЛЬСКИЙ А.В.
ХАРИТОНОВ В.В.
ЕПИФАНОВ А.М.

Главный редактор:
ШЕРЕМЕТ С.Н.

Научный редактор:
ХРЕННИКОВ А.Ю. → д. т. н.

Корректура:
ИЗЮМОВА Е.Н.

Выпускающий редактор:
ДЕНИСОВА Е.В.

Редакционная коллегия:
АНТОНОВ А.В.
АСТАШЕВ М.Г. → д. т. н.
БЕЛОТЕЛОВ А.К. → к. т. н.
ВАХНИНА В.В. → д. т. н.
ВАРИВОДОВ В.Н. → д. т. н.
ДЕМЕНТЬЕВ Ю.А.
КУЛИКОВ А.Л. → д. т. н.
ЛАЗАРЕВ Г.Б. → к. т. н.
ЛАЧУГИН В.Ф. → д. т. н.
ЛЬВОВ М.Ю. → д. т. н.
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.
РЯБЧЕНКО В.Н. → д. т. н.
САВОТИН О.А.
СОРОКИН Д.В. → к. т. н.
СЫТНИКОВ В.Е. → д. т. н.
ХРЕННИКОВ А.Ю. → д. т. 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@rosseti.ru

Издатель журнала:
АО «Россети Научно-технический центр»
115201, г. Москва,
Каширское ш., д. 22, к. 3
тел.: +7 (495) 727-19-09
info@ntc-power.ru

Редакция:
editor@ntc-power.ru, info@ntc-power.ru

Журнал включен в Перечень рецензируемых научных изданий Высшей аттестационной комиссии при Министерстве науки и высшего образования Российской Федерации, включен в РИНЦ
ISSN: 2306-8345

Журнал внесен в «Белый список» Единого государственного перечня научных изданий (ЕГПНИ)

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

Сайт журнала:
www.энергия-единой-сети.рф

Отпечатано в ООО «КОНСТАНТА»
Юридический и почтовый адрес: 308519, Белгородская область, Белгородский район, пос. Северный, ул. Березовая, д. 1/12

Распространение: подписка (подписной индекс Е70526), адресная рассылка, свободная цена

Подписка:
ООО «Агентство «Книга-Сервис»
тел.: +7 (495) 680-94-92

Размещение рекламы:
тел.: +7 (495) 727-19-09, доб. 1304
editor@ntc-power.ru

Рисунки и фото к статьям предоставлены авторами.
В журнале также использованы фото ©:
фотобанк ПАО «Россети»,
www.cigre.org Copyright©2026CIGRE.

Мнение редакции может не совпадать с мнением автора статьи

CC BY 4.0

РОССЕТИ

НОВОСТИ РНК СИГРЭ 4

НОВОСТИ ОТРАСЛИ 6

ЭНЕРГОСИСТЕМЫ 14

→ Особенности общего первичного регулирования частоты в Норильско-Таймырской изолированной энергосистеме

ЭНЕРГОСИСТЕМЫ / РАБОТЫ МОЛОДЫХ УЧЕНЫХ 24

→ Исследование аварийности конденсационных энергоблоков ОЭС Сибири и ОЭС Урала методами математического анализа

ЭЛЕКТРИЧЕСКИЕ СЕТИ 33

→ Двухуровневая методика выбора объектов распределительной электрической сети для последующего анализа реконструкции и снятия сетевых ограничений

→ Определение весовых коэффициентов значимости при вычислении комплексного показателя приоритета перевода электрических сетей 6–10 кВ на режим резистивного заземления нейтрали 46

→ Методический подход к определению диапазона установленной мощности ветровых и солнечных электростанций в России с учетом сетевых и режимных ограничений 54

РЕЖИМЫ ЭНЕРГОСИСТЕМ 68

→ Математическая постановка задачи по определению граничных условий области допустимых электроэнергетических режимов

ДАЙДЖЕСТ 78

→ Аннотации статей на английском языке



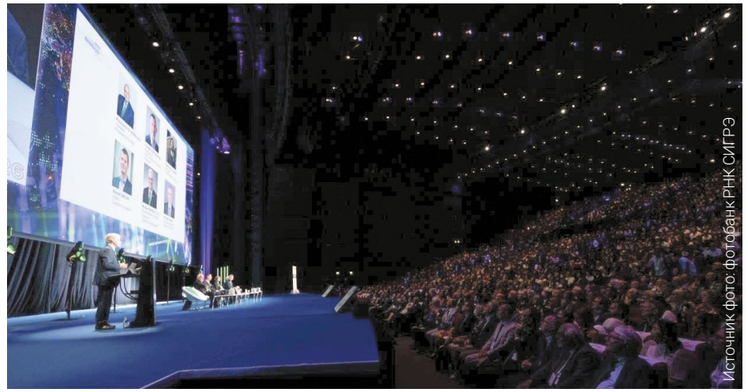
Источник фото: фотобанк РНК СИГРЭ

ЭНЕРГЕТИКИ ИЗ РОССИИ ПРЕДСТАВИЛИ НА СЕССИИ СИГРЭ УМНЫЕ РЕШЕНИЯ ДЛЯ ОТРАСЛИ

Более 70 отечественных специалистов приняли участие в работе 51-й сессии СИГРЭ. Делегацию возглавил Председатель Российского национального комитета СИГРЭ, первый заместитель генерального директора ПАО «Россети» Андрей Муров.

Традиционно на сессии обсуждались актуальные вызовы, с которыми сталкиваются энергосистемы по всему миру, и возможности развития отрасли. Особое внимание было уделено формированию безопасного и устойчивого энергетического будущего, внедрению достижений в сфере искусственного интеллекта.

«Отечественные энергетики подготовили более 50 научных докладов, в которых рассказали о приоритетных задачах: цифровой трансформации, интеграции в энергосистему ВИЭ и систем накопления, разработке новых решений для управления спросом и снижения воздействия на окружающую среду. Наша страна неизменно активно участвует в деятельности СИГРЭ. Сохранение профессионального диалога с ведущими мировыми экспертами имеет большое значение для будущего отрасли», — отметил Андрей Муров.



Источник фото: фотобанк РНК СИГРЭ

↓ От качества данных до искусственного интеллекта: НИК D2 на 51-й сессии СИГРЭ

ОТ КАЧЕСТВА ДАННЫХ ДО ИСКУССТВЕННОГО ИНТЕЛЛЕКТА: НИК D2 НА 51-Й СЕССИИ СИГРЭ

Как меняются информационные технологии в электроэнергетике, какие задачи уже решает искусственный интеллект и почему качество данных становится одним из ключевых факторов надежности энергосистем — эти вопросы были в центре внимания экспертов НИК D2 РНК СИГРЭ на 51-й сессии СИГРЭ, состоявшейся 23–28 августа в Париже.

В 2026 году цифровая повестка электроэнергетики все отчетливее смещается от отдельных пилотных решений к практическому применению технологий. В техническую программу 51-й сессии СИГРЭ вошли девять докладов экспертов НИК D2 РНК СИГРЭ. Исследования были посвящены качеству телеметрической и PMU-информации, применению AI/ML для валидации моделей и поиска аномалий, автоматизации работы с документацией РЗА, интеллектуальной диагностике оборудования, цифровым моделям и цифровым двойникам энергетических ресурсов на стороне потребителей, развитию архитектуры SCADA/EMS и вопросам информационного обмена и кибербезопасности, а также современным телекоммуникационным технологиям для распределительных сетей.

ИССЛЕДОВАТЕЛЬСКИЙ КОМИТЕТ А3 РНК СИГРЭ ПРЕДСТАВИЛ ДОКЛАД НА СЕССИИ В ПАРИЖЕ

В рамках 51-й сессии СИГРЭ состоялась постер-сессия ИК А3 «Оборудование для передачи и распределения» с участием энергетиков из Китая, Японии, Великобритании, Словении, США, Германии и Индии, где прошло заинтересованное обсуждение доклада АО «Россети Научно-технический центр»: «Расследование отказов элегазовых РУ на подстанциях, техобслуживание и ремонт» (авторы: Епифанов А.М., Хренников А.Ю., Галиаскаров И.М.). Докладчик — Александр Хренников, д.т.н., профессор, ученый секретарь НТС Департамента НТС и НТИ.

На основе анализа отключений за 2020–2023 гг. в 30 КРУЭ 110–500 кВ (903 заявки: 44 % плановых, 56 % внеплановых) предложено изменить подход к системе ремонтно-эксплуатационного обслуживания КРУЭ: перейти к РЭО на основе реальной оценки их технического состояния, ввести в повседневную практику использование показаний установленных систем мониторинга частичных разрядов и на постоянной основе анализировать продукты разложения элегаза — что является новым решением в эксплуатации.



Источник фото: фотобанк РНК СИГРЭ

↓ Энерготэк и РНК СИГРЭ провели семинар по повышению надежности ЛЭП

АНОНС: XV МЕЖДУНАРОДНАЯ КОНФЕРЕНЦИЯ «АВТОМАТИЗАЦИЯ И IT В ЭНЕРГЕТИКЕ»

Мероприятие состоится 17 ноября 2026 года с 11:00 до 17:00 в конференц-зале № 3 выставочного комплекса «Тимирязев центр». Организатор — Национальный исследовательский комитет D2 РНК СИГРЭ.

Эксперты отрасли представят доклады по следующим тематическим направлениям:

- цифровизация и автоматизация электроэнергетики, цифровые модели и интеллектуальные системы управления;
- информационные системы, данные и стандартизация обмена данными, включая CIM;
- искусственный интеллект и машинное обучение в эксплуатации и планировании энергосистем;
- кибербезопасность энергетической инфраструктуры;
- телекоммуникационные технологии нового поколения;
- практика внедрения цифровых и программно-технических решений в электроэнергетике.

В рамках конференции состоится ежегодный круглый стол НИК D2 РНК СИГРЭ «Информационные системы и телекоммуникации в электроэнергетике. Проблемы, решения, векторы и драйверы развития». В его программу войдет обзор докладов российских представителей НИК D2 и ключевых тенденций 51-й сессии СИГРЭ в Париже.

ЭНЕРГОТЭК И РНК СИГРЭ ПРОВЕЛИ СЕМИНАР ПО ПОВЫШЕНИЮ НАДЕЖНОСТИ ЛЭП

Семинар объединил более 120 специалистов электроэнергетической отрасли. В работе приняли участие представители ПАО «Россети» и его дочерних обществ, территориальных сетевых организаций, проектных институтов, научного сообщества и ведущих производителей оборудования.

Главной темой встречи стали современные технические решения для повышения надежности воздушных и кабельных линий электропередачи. Эксперты обсудили мировые тенденции развития отрасли, новые подходы к проектированию и строительству, опыт эксплуатации, а также вопросы совершенствования нормативной базы. На семинаре были озвучены вызовы, с которыми сталкиваются эксплуатирующие организации при работе с высоковольтными кабельными и воздушными линиями, влияние накопленного опыта эксплуатации на подходы к проектированию и выбору решений, соотношение мирового и отечественного опыта.

По итогам мероприятия решено сформировать протокол с ключевыми тезисами докладов, а в связи с широким интересом — провести большую отраслевую конференцию Энерготэк в феврале 2027 года.

ТЕХНИЧЕСКИЙ КОМИТЕТ РНК СИГРЭ ИНФОРМИРУЕТ О СОЗДАНИИ НОВЫХ РАБОЧИХ ГРУПП

A2 — новой рабочей группы (WG): WG A2.83 Dry Type Transformers Life Cycle Management;

A2 — новой рабочей группы (WG): WG A2.84 Guide for power transformer failure investigations;

B2 — новой рабочей группы (WG): WG B2.99 Enhanced Calculation of Overhead Line (OHL) Conductor Temperature;

B3/A3 — новой совместной рабочей группы (JWG): JWG B3/A3.76 Practical and Operational User Experiences from Non-SF_6 Gas and Gas-Mixtures in Substations;

B4 — новой рабочей группы (WG): WG B4.108 Roadmap and Technical Challenges for Integrated DC Power Grid;

C4/B4 — новой совместной рабочей группы (JWG): JWG C4/B4.82 Impedance-based Stability Assessment of Modern Power Systems;

D2 — новой рабочей группы (WG): WG D2.70 Technologies and Practices of Enhanced IPv6 Packet Networks for the Smart Grid;

D2 — новой рабочей группы (WG): WG D2.69 Strategies for Secure Identity and Access Management in Power Operational Technology Environments.

С общей информацией об участии в рабочих группах СИГРЭ можно ознакомиться на официальном сайте РНК СИГРЭ.



Источник фото: фотобанк ПАО «Россети»

↓ Владимир Путин дал старт работе новых энергообъектов Группы «Россети»

ВЛАДИМИР ПУТИН ДАЛ СТАРТ РАБОТЕ НОВЫХ ЭНЕРГООБЪЕКТОВ ГРУППЫ «РОССЕТИ»

Президент РФ Владимир Путин дал разрешение на пуск подстанции 500 кВ «Варяг» и линии электропередачи 500 кВ «Приморская ГРЭС — Варяг» — крупнейшего сетевого проекта России за два года. В церемонии пуска участвовали вице-премьер — полпред Президента в ДФО Юрий Трутнев и глава Минвостокразвития Алексей Чекунков. О реализации проекта Президенту РФ доложил генеральный директор ПАО «Россети» Андрей Рюмин.

Мощность подстанции — 501 МВА, протяженность транзита — 500 км. Инвестиции — почти 70 млрд рублей, импортозамещение — 100 %. Применены опоры, выдерживающие землетрясение до 9 баллов.

«В последние годы экономика Дальнего Востока демонстрирует значительный рост, что напрямую влияет на увеличение электропотребления. В связи с этим новая подстанция 500 кВ «Варяг» и линия электропередачи 500 кВ «Приморская ГРЭС — Варяг» имеют особое значение. Данные объекты усилят Приморское энергокольцо и обеспечат дополнительную мощность для электроснабжения города Владивостока и крупных промышленных предприятий. А самое главное — будет повышена надежность энергосистемы всего Дальнего Востока», — подчеркнул Андрей Рюмин.

ВСТРЕЧА МИХАИЛА МИШУСТИНА С ГЕНЕРАЛЬНЫМ ДИРЕКТОРОМ ПАО «РОССЕТИ» АНДРЕЕМ РЮМИНЫМ

Председатель Правительства РФ Михаил Мишустин провел встречу с генеральным директором ПАО «Россети» Андреем Рюминым. Обсуждались результаты за первое полугодие, задачи по технологическому развитию, готовность к осенне-зимнему сезону и подготовка кадров.

Выручка компании за первое полугодие составила 980 млрд рублей, а по итогам 2026 года прогнозируется более 2 трлн рублей. Инвестиционная программа на 2026 год оценивается в 1 трлн рублей — почти на треть больше, чем в 2025 году. При строительстве максимально используется российское оборудование.

Приоритетными направлениями остаются работа в новых субъектах РФ и приграничных районах, установка мощных накопителей энергии и развитие передачи постоянного тока, включая проект линии на Московский регион.

Ремонтная программа в 2026 году превышает 135 млрд рублей — на 12 % выше прошлогоднего уровня. Для оперативного проведения восстановительных работ сформировано более 10,5 тыс. бригад, это около 50 тыс. специалистов. Подготовлено порядка 8 тыс. резервных источников электроснабжения общей мощностью более 670 МВт.



Источник фото: фотобанк ПАО «Россети»

АНДРЕЙ РЮМИН ПРОИНСПЕКТИРОВАЛ СТРОИТЕЛЬСТВО НОВОГО ПИТАЮЩЕГО ЦЕНТРА ВЛАДИВОСТОКА

Глава Группы «Россети» Андрей Рюмин проверил ход работ на подстанции 220 кВ, строящейся на территории опережающего развития «Приморье». Сетевой объект будет участвовать в выдаче мощности новой ТЭЦ в Артеме.

«В последние годы в Приморском крае активно развиваются бизнес и туризм, ведется научная деятельность федерального значения. Электропотребление в регионе растет, и, конечно, основной спрос формируется во Владивостоке. Новая подстанция станет частью энергетического кольца 220 кВ и сыграет важную роль в электроснабжении агломерации. Работа идет по графику. Поставить оборудование под напряжение планируем уже в 2026 году», — сказал Андрей Рюмин.

Мощность подстанции составит 125 МВА, ее оснастят распределительными устройствами трех классов напряжения — 220, 110 и 35 кВ. Это будет высокоавтоматизированный объект, на котором внедрят технологию дистанционного управления и «цифровой сканер» энергосистемы — комплекс мониторинга переходных режимов. Проект реализуется со 100-процентным уровнем импортозамещения.



Источник фото: фотобанк ПАО «Россети»

«РОССЕТИ» ИНВЕСТИРОВАЛИ 470 МЛРД РУБЛЕЙ В ЭНЕРГЕТИКУ ДАЛЬНЕГО ВОСТОКА

На Восточном экономическом форуме прошла сессия «Свет в конце энергодефицита», где заместитель генерального директора по инвестициям и капитальному строительству ПАО «Россети» Алексей Мольский рассказал о задачах, которые решает компания.

За последние пять лет «Россети» инвестировали порядка 470 млрд рублей в развитие электросетевой инфраструктуры Дальнего Востока. Среди крупнейших проектов Алексей Мольский назвал ввод в эксплуатацию новых энерготранзитов системного значения в Якутии, прокладку сетей вдоль нефтепровода «Восточная Сибирь — Тихий океан», строительство объектов для электроснабжения Восточного полигона железных дорог — сейчас их используют и другие потребители.

«На Дальнем Востоке строятся крупные электростанции — нужно обеспечивать схемы выдачи мощности. Создаются новые производства — их необходимо снабжать электроэнергией. Если кто-то из потребителей будет строить собственную генерацию, нужно будет выдавать излишки электроэнергии в сеть. Поэтому, я уверен, развитие энергетической инфраструктуры Дальнего Востока продолжится», — подчеркнул Алексей Мольский.



Источник фото: фотобанк ПАО «Россети»

↓ «Россети» обсудили на ВЭФ роль молодежи в развитии энергетики

«РОССЕТИ» ПРИНЯЛИ УЧАСТИЕ В МЕРОПРИЯТИЯХ ПО РОССИЙСКО-КИТАЙСКОМУ СОТРУДНИЧЕСТВУ

В рамках ВЭФ прошло заседание Межправительственной Российско-Китайской комиссии по энергетическому сотрудничеству, которое провели заместитель Председателя Правительства РФ Александр Новак и заместитель премьера Госсовета КНР Дин Сюэсян. Обсуждались ключевые направления и задачи взаимодействия двух стран в ТЭК. В мероприятии участвовали представители Группы «Россети».

Также состоялся VIII Российско-Китайский энергетический бизнес-форум, ключевой целью которого стало повышение эффективности и расширение портфеля совместных проектов.

Заместитель генерального директора по инвестициям и капитальному строительству ПАО «Россети» Алексей Мольский выступил с докладом в рамках секции «Всестороннее взаимодействие России и Китая в энергетике как основа отношений всеобъемлющего партнерства и стратегического взаимодействия». Он рассказал о ключевых проектах компании и перспективах сотрудничества российских и китайских производителей электросетевого оборудования в области передовых решений, включая развитие технологий накопления и передачи энергии постоянным током.

«РОССЕТИ» ОБСУДИЛИ НА ВЭФ РОЛЬ МОЛОДЕЖИ В РАЗВИТИИ ЭНЕРГЕТИКИ

Специалисты Группы «Россети» приняли участие в работе молодежного форума «День будущего», который прошел в рамках ВЭФ-2026. В программе особое внимание было уделено возможностям для самореализации молодежи, современным технологиям, карьере и перспективам развития Дальнего Востока.

В рамках форума прошел круглый стол с участием молодых энергетиков Группы «Россети». Они представили свой взгляд на основные этапы профессионального пути в электросетевом комплексе — от первых месяцев работы до наставничества, обучения и карьерного развития, а также предложили конкретные улучшения.

Продолжила деловую программу международная дискуссия о молодежной политике, карьере и науке с участием представителей России, Узбекистана и Абхазии. Участники обменялись практиками привлечения и развития специалистов, обсудили вопросы преемственности, а также роль молодежи в научной и инновационной деятельности.



Источник фото: фотобанк ПАО «Россети»

КОМИССИЯ СОЮЗМАШ И ЭКСПЕРТНЫЙ СОВЕТ ГОСДУМЫ ОБСУДИЛИ ТЕХНОЛОГИИ ДЛЯ АРКТИКИ

Заседание провел первый заместитель генерального директора ПАО «Россети», член бюро Союза машиностроителей России Андрей Муров. Мероприятие впервые проводилось в совместном формате с Экспертным советом по обеспечению технологической независимости предприятий нефтегазового комплекса при Комитете Госдумы РФ по промышленности и торговле.

Участники обсудили вызовы, стоящие перед отраслью экологического машиностроения. Особое внимание было уделено инновационным разработкам для арктических условий и области применения новых материалов (в том числе техногенного происхождения). Андрей Муров отметил, что принципиально важно, чтобы российские решения в этой сфере были конкурентоспособными не только по экологическим характеристикам, но и по совокупной стоимости жизненного цикла.

В рамках заседания также рассматривались перспективы использования систем накопления энергии большой мощности. «Россети» активно участвуют в развитии этого направления. Такие технологии повышают гибкость энергосистемы и помогают стабильно закрывать пиковые нагрузки.



Источник фото: фотобанк ПАО «Россети»

↓ «Россети» обсудили консолидацию электросетевого хозяйства и развитие института СТСО

«РОССЕТИ» ОБСУДИЛИ КОНСОЛИДАЦИЮ ЭЛЕКТРОСЕТЕВОГО ХОЗЯЙСТВА И РАЗВИТИЕ ИНСТИТУТА СТСО

В Пскове под руководством заместителя генерального директора по правовому обеспечению ПАО «Россети» Даниила Краинского прошел семинар-совещание, на котором обсуждались наиболее актуальные вопросы регулирования сетевого комплекса и правоприменительной практики. В диалоге участвовали представители ФАС России, сетевых и специализированных компаний Группы «Россети» (инжиниринг, ИТ).

Участники семинара рассмотрели итоги текущей работы и планы на 2027 год. Центральными темами мероприятия стали консолидация и развитие института системообразующих территориальных сетевых организаций (СТСО), в том числе последние изменения соответствующих нормативных правовых актов и формируемая в Группе «Россети» судебная практика.

Обсуждались также проблемные вопросы правового регулирования размещения ВОЛС на объектах электросетевого хозяйства, изменения тарифного законодательства и антимонопольная практика.

«РОССЕТИ» РАССКАЗАЛИ ОБ ИНВЕСТИЦИОННЫХ ПЛАНАХ И УМНОМ ЭНЕРГОПОТРЕБЛЕНИИ

Заместитель генерального директора по инвестициям и капитальному строительству ПАО «Россети» Алексей Мольский на IV конференции ассоциации «Сообщество потребителей энергии» рассказал о формировании инвестиционных планов в электросетевом комплексе. В настоящее время подготовлен проект корректировки инвестиционной программы, который был проанализирован и полностью поддержан участниками рынка. Кроме того, в Группу «Россети» поступили предложения о дополнительных мероприятиях по созданию и модернизации энергообъектов с учетом потребностей экономики.

Отмечено, что растущие объемы обязательств должны быть обеспечены финансированием в условиях тарифных ограничений. Одним из вариантов является мотивация потребителей к ответственному отношению к запрашиваемой мощности при технологическом присоединении к сетям через внедрение механизма «бери или плати». Это позволит сократить затраты сетевого комплекса на содержание строящейся по заявкам недозагруженной инфраструктуры и направить средства на первоочередные задачи в сфере электроснабжения.



Источник фото: фотобанк ПАО «Россети»

«РОССЕТИ»: КОНФЕРЕНЦИЯ «ЭНЕРГОКРУЖКИ» В МЭИ СОБРАЛА УЧИТЕЛЕЙ ИЗ 64 РЕГИОНОВ

В НИУ «МЭИ» прошла ежегодная конференция преподавателей профориентационного проекта Группы «Россети» «Энергокружки». В мероприятии приняли участие заместитель генерального директора — руководитель аппарата ПАО «Россети» Владимир Харитонов, а также более 100 учителей физики из 64 регионов России.

«Развитие энергетики зависит не только от оборудования и технологий, но и от сильных специалистов. Будущее отрасли определят те, кто сегодня учится в школе и сидит за партами в классах энергокружков. Важно поддержать интерес ребят к точным и естественным наукам», — заявил Владимир Харитонов.

Педагогам, участвующим в проекте «Энергокружки» в течение трех сезонов, были вручены благодарственные письма за вовлеченность и вклад в развитие проекта.

«Энергокружки» — федеральный проект Группы «Россети», разработанный совместно с ведущим энергетическим вузом страны — НИУ «МЭИ». В сезоне 2026–2027 гг. на базе общеобразовательных школ в 64 регионах откроются 183 энергокружка, где будут заниматься 3,3 тыс. учащихся 8–11-х классов.



Источник фото: фотобанк ПАО «Россети»

ПОДВЕДЕНЫ ИТОГИ ПЕРВОГО ИССЛЕДОВАТЕЛЬСКОГО МАРАФОНА ГРУППЫ «РОССЕТИ»

В Интеллектуальной лаборатории цифровых сетей в Санкт-Петербурге прошел первый исследовательский марафон Группы «Россети». В нем приняли участие 50 молодых ученых из филиалов и дочерних обществ. Ключевой темой стало формирование облика энергетики будущего. В течение трех дней шесть команд искали ответы на технологические вызовы и прорабатывали перспективные решения в сфере управления и развития энергетической инфраструктуры.

Участники познакомились с современными подходами к решению изобретательских задач и технологическими трендами, прошли путь от исследовательской гипотезы до проработанной проектной инициативы.

Победителем стала команда № 2 с проектом «МИКО-ГРИД» — концепцией саморастущей и самовосстанавливающейся кабельной сети. Высокую оценку экспертного жюри получила команда № 3 с проектом «АЭРОЛЭП» — системой временного электроснабжения на базе аэростатов-дронов для оперативного восстановления подачи электроэнергии при повреждении сетевой инфраструктуры.



Источник фото: фотобанк ПАО «Россети»

НАУКА ДЛЯ ЭНЕРГЕТИКИ: «РОССЕТИ НАУЧНО-ТЕХНИЧЕСКИЙ ЦЕНТР» ОТМЕТИЛ 20-ЛЕТИЕ

Первый заместитель генерального директора ПАО «Россети» Андрей Муров поздравил работников «Россети Научно-технический центр» с 20-летием компании.

«За время работы коллектив научно-технического центра добился значительных результатов. Здесь было создано инновационное оборудование, которое успешно применяется в разных регионах страны, разработаны решения для энергоэффективных подстанций и крупнейшей в мире высокотемпературной сверхпроводящей кабельной линии постоянного тока — ее «Россети» построили в Санкт-Петербурге. Сегодня в научно-техническом центре трудятся почти 900 высококлассных специалистов: они занимаются не только проектированием и новыми технологиями, но и испытывают и сертифицируют отечественное оборудование. Это особенно важно сейчас, когда идет работа по обеспечению технологического суверенитета отрасли», — сказал Андрей Муров.

Научно-технический центр специализируется на выполнении НИОКР и проектировании электросетевых объектов. Также это крупнейший в России центр по испытаниям, сертификации и аттестации высоковольтного электрооборудования.



14 июля 2026 года исполнилось 80 лет известному ученому-электроэнергетику, главному научному сотруднику Управления организации научно-технического совета Департамента НТС и научно-технической информации АО «Россети Научно-технический центр», доктору технических наук, профессору, академику Академии электротехнических наук Российской Федерации Валерию Эдуардовичу Воротницкому.

ВАЛЕРИЙ ЭДУАРДОВИЧ ВОРОТНИЦКИЙ

К 80-ЛЕТИЮ ВАЛЕРИЯ ЭДУАРДОВИЧА ВОРОТНИЦКОГО

Свой трудовой путь Валерий Эдуардович начал в 1962 году. После окончания в 1968 году энергетического факультета Белорусского политехнического института в Минске по специальности «Электрические системы и сети» он был принят ассистентом на одноименную кафедру и одновременно продолжил обучение в очной аспирантуре.

В 1973 году Валерий Эдуардович пришел на работу в отдел автоматики, телемеханики и наладки МО АСУ института «Энергосетьпроект», где участвовал в разработке информационных моделей и методов оперативного управления распределительными электрическими сетями. Результаты этой работы легли в основу его кандидатской диссертации «Вопросы управления режимами и развитием распределительных сетей 6–10 кВ в условиях функционирования АСУ энергосистемами», защищенной в 1976 году, а также ряда нормативных документов по созданию автоматизированных систем управления предприятиями и районами электрических сетей.

В 1976 году Валерий Воротницкий был приглашен во Всесоюзный научно-исследовательский институт электроэнергетики (ВНИИЭ). За 50 лет работы он прошел практически все ступени научного и административного роста: от старшего научного сотрудника, заведующего сектором, лабораторией и отделом до заместителя исполнительного директора ВНИИЭ по научной работе, заместителя генерального директора — директора филиала ОАО «НТЦ электроэнергетики» — ВНИИЭ, заместителя директора по исследованиям и разработкам — начальника Центра энергоэффективности. В настоящее время Валерий Эдуардович занимает должность главного научного сотрудника АО «Россети Научно-технический центр».

Под его руководством и при непосредственном участии разработаны методы расчета, анализа и снижения потерь электроэнергии в сетях; информационные и геоинформационные технологии; автоматизированные системы управления электросетевыми предприятиями; решения в области метрологического обеспечения и совершенствования учета электроэнергии; программные комплексы для расчета режимов, потерь и балансов в сетях напряжением 0,4–220 кВ; методы энергоаудита и оценки экономической эффективности мероприятий по снижению потерь. Разработаны также средства экономии электроэнергии на собственные нужды подстанций за счет утилизации тепла нагрева силовых трансформаторов и автотрансформаторов. Проведена экспертиза нормативов технологических потерь электроэнергии.

В 1996 году Валерий Эдуардович защитил докторскую диссертацию «Методы и средства совершенствования управления распределительными сетями и повышения их экономичности».

На протяжении многих лет Валерий Эдуардович ведет активную научную и педагогическую работу. Он читал лекции в МГОУ, ВИПК ЭНЕРГО, Институте менеджмента РАО «ЕЭС России» и МЭИ, выступал официальным оппонентом в диссертационных советах. В 1999 году ему было присвоено ученое звание профессора. В 2000–2008 годах Валерий Эдуардович руководил во ВНИИЭ Международным семинаром по нормированию, анализу и снижению потерь электроэнергии.

Валерий Воротницкий — автор и соавтор более 260 печатных работ, в том числе 15 книг и учебно-методических пособий, пяти патентов на изобретения и 14 отраслевых нормативно-технических документов.

Валерий Эдуардович является одним из ведущих российских экспертов в области энергосбережения и повышения энергетической эффективности в электрических сетях напряжением 0,4–750 кВ, а также совершенствования учета электроэнергии и повышения ее качества.

Он активно участвует в работе научно-технических и экспертных органов: является членом научно-технической коллегии и трех секций НП «НТС ЕЭС», заместителем председателя Научно-технического совета и диссертационного совета АО «Россети Научно-технический центр», членом президиума и председателем секции надежности и безопасности эксплуатации энергообъектов Научно-технического совета АО «Интер РАО», членом Научно-экспертного совета по мониторингу законодательства в сфере энергетики при Комитете Совета Федерации по экономической политике, а также членом правления СРО НП «Совет энергоаудиторских фирм нефтяной и газовой промышленности».

Валерий Эдуардович входит в состав редакционных коллегий, выступает рецензентом и публикует статьи в журналах «Электрические станции», «Энергетик», «Энергоэксперт» и «РУМ». На протяжении многих лет он также являлся членом редакционной коллегии и автором научно-технического журнала «Энергия единой сети».

За личный вклад в развитие электротехники, энергетики и электрификации, внедрение энергоэффективных технологий и подготовку специалистов Валерий Эдуардович награжден медалью «В память 850-летия Москвы», медалью Академии электротехнических наук Российской Федерации «За заслуги в электротехнике», медалями ВДНХ СССР и ВВЦ России, почетными грамотами Минэнерго СССР, Минтопэнерго России, Комитета Государственной Думы по энергетике и Департамента топливно-энергетического хозяйства Правительства Москвы.

Валерий Эдуардович удостоен званий «Заслуженный работник Единой энергетической системы России», «Почетный энергетик», «Почетный работник топливно-энергетического комплекса» и «Ветеран ФСК ЕЭС».

Редакционная коллегия научно-технического журнала «Энергия единой сети» и коллеги сердечно поздравляют Валерия Эдуардовича с юбилеем, желают ему крепкого здоровья, активного долголетия, благополучия и новых творческих успехов на благо отечественной электроэнергетики.



Редакция журнала «Энергия единой сети» и отраслевое сообщество сердечно поздравляют Юрия Александровича Дементьева с 75-летием!

ЮРИЙ АЛЕКСАНДРОВИЧ ДЕМЕНТЬЕВ

ИНЖЕНЕР, НАСТАВНИК, АВТОР ТЕХНИЧЕСКОЙ ПОЛИТИКИ: ЮРИЮ АЛЕКСАНДРОВИЧУ ДЕМЕНТЬЕВУ — 75

Профессиональный путь Юрия Александровича — яркий пример того, как сочетаются классическая инженерная школа, стратегическое мышление и последовательная работа над нормативно-технической базой электрических сетей. Его вклад в формирование технической политики сетевой компании, разработку основополагающих отраслевых стандартов и норм проектирования подстанций и линий электропередачи стал частью фундамента, на котором строилась Единая национальная электрическая сеть.

В 1976 году Юрий Александрович окончил электроэнергетический факультет МЭИ по кафедре электрических станций и начал работать инженером службы релейной защиты и автоматики Управления эксплуатации дальних электропередач Минэнерго СССР (УДП). Здесь он проработал 18 лет. УДП в те годы было прообразом будущей Федеральной сетевой компании: оно строило и эксплуатировало ЛЭП 500–1150 кВ в европейской части нынешней России.

За это время Ю.А. Дементьев участвовал в организации строительства, освоения и эксплуатации системообразующих электрических сетей 500–1150 кВ. Занимался организацией разработки комплекса электротехнического оборудования, проектирования и строительства электропередачи постоянного тока 1500 кВ Экибастуз — Центр. Обосновывал применение управляемых средств компенсации реактивной мощности, а затем руководил внедрением и системными испытаниями первого в отечественной электроэнергетике статического тиристорного компенсатора (СТК) мощностью 150 Мвар на ПС 500 кВ «Луч» в Нижнем Новгороде.

В 1993–2001 гг. Юрий Дементьев работал в Департаменте электрических сетей РАО «ЕЭС России». Основной задачей Департамента была организация эксплуатационно-ремонтного обслуживания электросетей 330–1150 кВ, которые раньше принадлежали региональным энергокомпаниям. Так появились филиалы магистральных сетей РАО — впоследствии на их основе была создана Федеральная электросетевая компания.

В 1996 году Юрия Александровича командировали организовать восстановление электрических сетей АО «Грозэнерго». В 2001 году, возглавив комиссию по расследованию системной аварии в энергосистеме Забайкалья, он предложил построить в Читинской области вставку постоянного тока 220 кВ для взаимного резервирования Объединенных энергосистем Сибири и Востока. Это заметно повысило надежность электроснабжения объектов Транссиба и других потребителей.

В 2002–2012 гг. Ю.А. Дементьев работал в ОАО «ФСК ЕЭС», где возглавлял Департаменты систем передачи и преобразования электроэнергии, технологического развития и инновационного развития. Он активно участвовал в формировании технической политики компании, ее функциональной и организационной структуры. Главные результаты его работы:

- разработка Положения о технической политике ОАО «ФСК ЕЭС», Норм технологического проектирования ПС и ВЛ 35–750 кВ и Концепции интеллектуальной электроэнергетической системы России с активно-адаптивной сетью;
- обоснование и создание системы независимой аттестации и внедрения новой эффективной техники;
- подготовка и реализация программ разработки и внедрения стальных многогранных опор 220–500 кВ, систем грозопеленгации, высокотемпературных и компактированных проводов для ВЛ, ОПН для грозозащиты ВЛ;
- организация пилотного внедрения и системных испытаний новых видов управляемых средств компенсации реактивной мощности на объектах ЕНЭС: УШР (ПС 220 кВ «Чита»), СТК (ПС 500 кВ «Новоанжерская»), СТАТКОМ (ПС 400 кВ «Выборгская»), АСК (ПС 500 кВ «Бескудниково»).

С 2012 года Юрий Александрович работает в АО «Россети Научно-технический центр» и возглавляет Научно-технический совет компании. Он проводит совместные заседания с секциями НП «НТС ЕЭС», входит в секцию № 1 НТС ПАО «Россети» и в редколлегии журналов «Энергия единой сети» и «РУМ».

В 1994–2000 гг. Ю.А. Дементьев был официальным представителем России в исследовательском комитете «Подстанции» (ИК-23) CIGRE. В 2020 году удостоен почетного звания «Заслуженный деятель СИГРЭ» (CIGRE Distinguished Member).

Многолетний труд юбиляра в электросетевом комплексе отмечен званиями и наградами:

- звания «Почетный энергетик», «Заслуженный работник Единой энергетической системы России», «Почетный работник топливно-энергетического комплекса», «Ветеран электроэнергетики»;
- отраслевые нагрудные знаки «80 лет ГОЭЛРО» и «90 лет плана ГОЭЛРО»;
- памятная медаль «5 лет ФСК ЕЭС», знаки «За вклад в развитие Федеральной сетевой компании» 1-й и 2-й степени;
- почетные грамоты РАО «ЕЭС России» и Министерства промышленности и энергетики РФ.

Многие специалисты считают Юрия Александровича своим наставником: для них он — пример глубокой проработки технических вопросов, профессиональной компетентности и ответственности за принятые решения.

Желаем Юрию Александровичу крепкого здоровья, благополучия и неиссякаемой энергии! Пусть его опыт и знания по-прежнему служат опорой для отрасли, а новые поколения инженеров продолжают заложенные им традиции.

УДК 621.316.7
Шифр специальности ВАК 2.4.3.

ОСОБЕННОСТИ ОБЩЕГО ПЕРВИЧНОГО РЕГУЛИРОВАНИЯ ЧАСТОТЫ В НОРИЛЬСКО-ТАЙМЫРСКОЙ ИЗОЛИРОВАННОЙ ЭНЕРГОСИСТЕМЕ

Статья посвящена проблеме возникновения незатухающих колебаний частоты при общем первичном регулировании частоты (ОПРЧ) в технологически изолированных энергосистемах на примере аварии в Норильско-Таймырской энергосистеме. Цель работы: разработка и количественное сравнение двух адаптивных методов ОПРЧ. Метод № 1 плавно снижает скорость набора мощности в зависимости от времени, прошедшего с начала аварии. Метод № 2 скачкообразно уменьшает скорость при обнаружении смены знака отклонения частоты — признака начала раскачивания. Математическая модель в MATLAB, верифицированная по реальным данным, показала: оба метода обеспечивают затухание колебаний, тогда как при стандартном регулировании они остаются незатухающими. Предложенные алгоритмы могут быть внедрены в существующие системы группового регулирования мощности гидроэлектростанций.



Источник фото: фотобанк ПАО «Россети»

АВТОРЫ:
В.А. Фёдорова, аспирант,
ORCID ID 0009-0005-9607-5713,
win.victoria08@mail.ru,
fedorova@ntcsib.ru,
кафедра электрических станций,
Новосибирский государственный технический университет,
г. Новосибирск, РФ,
инженер 1 категории отдела РЗА и АСУ ТП филиала АО «Россети Научно-технический центр» — СибНИИЭ, г. Новосибирск, РФ

В.Ф. Кириченко, аспирант,
кафедра электрических станций,
Новосибирский государственный технический университет,
г. Новосибирск, РФ

Г.В. Глазырин, к.т.н., доцент,
ORCID ID 0000-0002-1422-7869,
glazyring@gmail.com, кафедра электрических станций,
Новосибирский государственный технический университет,
г. Новосибирск, РФ

КЛЮЧЕВЫЕ СЛОВА:
#общее первичное регулирование частоты; #технологически изолированная энергосистема; #математическая модель; #алгоритмы; #надежность энергосистемы

↓ ДЛЯ ЦИТИРОВАНИЯ:

Фёдорова В.А., Кириченко В.Ф., Глазырин Г.В. Особенности общего первичного регулирования частоты в Норильско-Таймырской изолированной энергосистеме // Энергия единой сети. 2026. № 3–4 (82). С. 14–22.

©℮

ВВЕДЕНИЕ

Данная работа посвящена исследованию особенностей процесса общего первичного регулирования частоты (ОПРЧ). Оно позволяет предотвратить значительные отклонения частоты от установленного значения, что обеспечивает надежную работу электростанций и снижает вероятность отключения потребителей электроэнергии под действием устройств противоаварийной автоматики[1]. Требования к первичному регулированию частоты изложены в ГОСТ Р 55890-2013[2] применительно как к единой энергетической системе России (ЕЭС России), так и к технологически изолированно работающим энергосистемам. В практической эксплуатации этих двух классов энергосистем выявлена разница. В объединенных системах, таких как ЕЭС России, стабильность обеспечивается за счет резерва мощности и высокой инерции синхронных генераторов. Однако в малоинерционных изолированных энергосистемах при значительных небалансах активной мощности унифицированные требования к настройкам не обеспечивают устойчивость переходного процесса. Причиной является несогласованное взаимодействие регуляторов отдельных станций, при котором фазовый сдвиг между управляющими воздействиями приближается к π и создает условия для незатухающих колебаний.

Показательным примером неэффективного ОПРЧ является авария, произошедшая в 2020 г. в изолированной энергосистеме Норильско-Таймырской энергетической компании (НТЭК). После ступенчатого снижения суммарной мощности тепловых электростанций в энергосистеме общим первичным регулированием частоты на Курейской (КГЭС) и Усть-Хантайской ГЭС (УхГЭС) были инициированы установившиеся колебания активной мощности, а также колебания частоты с периодом около 27 с. Колебания продолжались до отключения группового регулятора активной мощности (ГРАМ) через 150 с после начала процесса. Согласно акту расследования, причинами стали несовершенство действующих алгоритмов первичного регулирования и отсутствие координации регуляторов разных станций.

Примеры реальных инцидентов, таких как авария в энергосистеме НТЭК, свидетельствуют о том, что недостаточная чувствительность и несовершенство существующих алгоритмов ОПРЧ, особенно в изолированных энергосистемах, могут приводить к незатухающим колебаниям частоты и избыточному отключению потребителей и генерации. Аналогичная проблема исследована в работе [1] применительно к изолированным энергосистемам с гидроэлектростанциями. Общие особенности регулирования частоты и перетоков мощности в изолированно работающих энергосистемах России обобщены в [2], [3] с указанием на несовершенство нормативной базы в части требований к динамике первичного регулирования. Особенности первичного регулирования частоты в энергосистемах с обратной связью по активной мощности рассмотрены в работе [4].

Существующие подходы к повышению устойчивости ОПРЧ развиваются в нескольких направлениях. Классическое направление — настройка параметров регулирования: предложены методики подбора ПИД-параметров автоматического управления генерацией [5] и синтез регулятора активной мощности агрегата ГЭС, обеспечивающего минимизацию обратных забросов мощности [6]. Разрабатываются методы стабилизации режимов многомашинных энергосистем после больших возмущений [7]. Для ретроспективного анализа крупных системных аварий и восстановления доаварийных режимов сети по неполной информации применяются отечественные программные комплексы [8]. Противоаварийные стратегии управления при ультранизкочастотных колебаниях рассмотрены в [9]. Современные адаптивные подходы представлены вероятностной оценкой устойчивости частоты в операционном планировании [10], алгоритмами автоматического регулирования частоты на основе мультиагентного обучения с подкреплением [11], [12] и обзорными работами по стратегиям автоматического регулирования частоты и активной мощности в гибридных системах с возобновляемыми источниками энергии [13]. Между тем в литературе не представлены методы, специально ориентированные на координацию регуляторов отдельных электростанций при ОПРЧ в малоинерционных изолированных энергосистемах. Имеющиеся подходы либо ориентированы на регулирование на уровне отдельной станции, либо требуют модификации центральной автоматики, что ограничивает их применимость к существующим программно-аппаратным средствам ГРАМ.

Цель исследования заключается в разработке и количественной оценке эффективности двух адаптивных методов общего первичного регулирования частоты в изолированных энергосистемах, обеспечивающих подавление колебаний переходного процесса при сохранении требований ГОСТ Р 55890-2013 к установившемуся режиму регулирования.

Для достижения цели последовательно решаются следующие задачи:

1. Описание верифицированной по данным аварии математической модели энергосистемы НТЭК.
2. Разработка метода адаптивного управления скоростью изменения первичной мощности по времени развития аварии (метод № 1).
3. Разработка метода адаптивного управления по факту смены знака отклонения частоты (метод № 2).
4. Количественное сопоставление обоих методов с базовым сценарием по показателям качества регулирования.

Научная значимость исследования состоит в формулировке двух адаптивных алгоритмов, ориенти-

[1] Идельчик В.И. Электрические системы и сети. Энергоатомиздат, 1989.

[2] ГОСТ Р 55890-2013. Единая энергетическая система и изолированно работающие энергосистемы. Оперативно-диспетчерское управление. Регулирование частоты и перетоков активной мощности. Нормы и требования. М.: Стандартинформ, 2014, 51 с.

рованных на устранение колебательной неустойчивости при ОПРЧ в малоинерционных энергосистемах. Один из них реализует временной критерий снижения скорости регулирования по фазе развития аварии, второй — событийный, основанный на определении смены знака отклонения частоты в коротком временном окне. Практическая значимость заключается в возможности применения обоих методов на существующих программно-аппаратных средствах ГРАМ без изменения структуры основного регулирующего контура. Это позволяет внедрить методы непосредственно на электростанциях НТЭК и других технологически изолированных территориальных энергосистемах Российской Федерации.

РЕАЛИЗАЦИЯ ОПРЧ В ИЗОЛИРОВАННЫХ СИСТЕМАХ

Для реализации ОПРЧ в энергосистемах традиционно используется групповой регулятор активной мощности. ГРАМ представляет собой специализированную систему автоматического управления, которая координирует работу нескольких генераторов или энергоблоков, объединенных в группу, с целью поддержания оптимального баланса активной мощности и стабилизации частоты [6]. В изолированных энергосистемах такой подход приобретает особую важность, поскольку отсутствует возможность компенсировать временные дефициты мощности за счет соседних энергосистем.

В рамках данной работы рассмотрим практическую реализацию ОПРЧ с помощью ГРАМ на примере Норильско-Таймырской энергосистемы. На данный момент системы ГРАМ эксплуатируются на Усть-Хантайской и Курейской ГЭС.

На Курейской ГЭС ГРАМ осуществляет статическое регулирование частоты в режиме слежения за заданной мощностью ГЭС с коррекцией по частоте, превышающей «зону нечувствительности» $\Delta f_{\text{нечув.стат}}$. Статическое регулирование частоты осуществляется в соответствии с уравнением (1):

$$P_{\text{з}\Sigma\ \text{стат}} = \begin{cases} P_{\text{з}\Sigma} + \dfrac{P_{\text{ном}\Sigma}\Delta f}{k_{\text{ст}} f_{\text{з}}}, \text{если } |\Delta f| > \Delta f_{\text{нечув.стат}} \\ P_{\text{з}\Sigma}, \text{если } |\Delta f| \le \Delta f_{\text{нечув.стат}} \end{cases}, \quad (1)$$

где $P_{\text{з}\Sigma}$ — базовое задание активной мощности на группу генераторов, формируемое ГРАМ;
$P_{\text{з}\Sigma\ \text{стат}}$ — результирующее задание активной мощности на группу генераторов, формируемое алгоритмом статического регулирования ГРАМ путем коррекции базового задания;
$P_{\text{ном}\Sigma}$ — сумма номинальных мощностей агрегатов, входящих в группу;
$f_{\text{з}}$ — задание частоты;
$\Delta f = f_{\text{з}} - f$ — отклонение измеренного значения частоты (f) от задания;
$\kappa_{\text{ст}}$ — коэффициент статизма частотного корректора в составе ГРАМ.

На Усть-Хантайской ГЭС ГРАМ осуществляет астатическое регулирование частоты; задание активной мощности группы вычисляется на каждом шаге регулирования в соответствии с выражением (2):

$$P_{\text{з}\Sigma\text{астат}} = \begin{cases} P_\Sigma + k_f \Delta f - \dfrac{df}{dt} k_j, \text{если } |\Delta f| > \Delta f_{\text{нечув.астат}} \\ P_\Sigma, \text{если } |\Delta f| \le \Delta f_{\text{нечув.астат}} \end{cases}, \quad (2)$$

где P_Σ — текущая сумма мощностей агрегатов, входящих в группу;
$P_{\text{з}\Sigma\ \text{астат}}$ — результирующее задание активной мощности на группу генераторов, формируемое алгоритмом астатического регулирования ГРАМ путем коррекции базового задания;
κ_f, κ_j — постоянные коэффициенты;
$\Delta f_{\text{нечув.астат}}$ — «зона нечувствительности» по частоте при астатическом регулировании.

В изолированных системах даже небольшие колебания нагрузки могут привести к значительным отклонениям частоты, поэтому ГРАМ должен обеспечивать координацию работы агрегатов с учетом индивидуальных характеристик каждого устройства и существующих зон нечувствительности.

Таким образом, специфика ОПРЧ в изолированных энергосистемах определяется необходимостью быстрого, точного и согласованного управления активной мощностью генераторов.

АНАЛИЗ СУЩЕСТВУЮЩИХ МЕТОДОВ ОПРЧ В ИЗОЛИРОВАННЫХ СИСТЕМАХ

В качестве основы для анализа существующих методов ОПРЧ авторами работы выбрана многофункциональная математическая модель. Детальное описание разработки этой модели, включая математический аппарат, представлено в работах [14], [15]. Ниже представлены лишь основные моменты — для того, чтобы показать эффективность данного инструмента в анализе ОПРЧ изолированных энергосистем.

Цифровая математическая модель имитирует работу энергосистемы НТЭК, включающей две ГЭС — Усть-Хантайскую и Курейскую — и три теплоэлектроцентрали суммарной мощностью более 2200 МВт.

ОСНОВНЫЕ ЭЛЕМЕНТЫ МОДЕЛИ

Каждая электростанция представлена эквивалентным генератором, динамика которого описывается системой дифференциальных уравнений. Активная мощность генератора зависит от степени открытия направляющего аппарата и постоянной времени водовода. Связь данных параметров отображена в уравнении (3).

$$\frac{dP_t}{dt} = \frac{2}{T_w}\frac{dS_{wg}}{dt} - \frac{2}{T_w}\frac{P_t}{S_{wg}}, \quad (3)$$

где P_t — активная мощность турбины;
S_{wg} — текущее открытие НА;

T_w — постоянная времени водовода. Все составляющие данного уравнения представлены в относительных единицах (о. е.).

Гидравлические и электрические усилители, а также сервомоторы моделируются как апериодические звенья с учетом постоянной времени сервомотора в соответствии с уравнением (4):

$$\frac{dS_{wg}}{dt} = \frac{x - S_{wg}}{T_{sm}}, \quad (4)$$

где x — начальное открытие направляющего аппарата (о. е.);
T_{sm} — постоянная времени сервомотора (о. е.).

ЭЛЕКТРОМЕХАНИЧЕСКИЕ ПРОЦЕССЫ

Динамика ротора описывается уравнением его движения (5) и учитывает моменты инерции, синхронные и асинхронные электромагнитные моменты, а также внешние воздействия:

$$J\frac{d\omega}{dt} = M_{ext} + M_{syn} + M_{asyn}, \quad (5)$$

где J — момент инерции вращающихся частей, кг·м²;
ω — угловая частота вращения вала, рад/с;
M_{ext} — внешний механический момент на валу, Н·м;
M_{syn} и M_{asyn} — синхронная и асинхронная составляющие электромагнитного момента, Н·м.

ЭЛЕКТРОМАГНИТНАЯ СВЯЗЬ

Взаимодействие эквивалентных генераторов описывается матричной системой уравнений (6), полученной преобразованием уравнений по схеме замещения (рис. 1) в координаты d/q на рисунке 2.

$$\begin{bmatrix} R_{a1ls} & -x_{q1ls} & z_{ls\delta 11} & z_{ls\delta 12} \\ x_{d1ls} & R_{a1ls} & -z_{ls\delta 12} & z_{ls\delta 11} \\ R_{ls} & -x_{ls} & z_{ls\delta 21} & z_{ls\delta 22} \\ x_{ls} & R_{ls} & -z_{ls\delta 23} & z_{ls\delta 24} \end{bmatrix} \cdot \begin{bmatrix} I_{d1} \\ I_{q1} \\ I_{d2} \\ I_{q2} \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} -E_{xr} \\ E_1 - E_{xi} \\ E_2 \sin\delta - E_{xr} \\ E_2 \cos\delta - E_{xi} \end{bmatrix}. \quad (6)$$

ВЕРИФИКАЦИЯ МОДЕЛИ

Модель верифицирована на основе данных реальных осциллограмм, полученных во время аварийной ситуации в НТЭК в 2020 году. Подробный перечень исходных данных приведен в работе [14]. Разработанная математическая модель отражает ключевые особенности ОПРЧ в изолированных энергосистемах: низкую инерцию, ограниченность резервов мощности и рассогласование регуляторов.

На рис. 3 представлены результаты: красные линии для Курейской ГЭС со статическим регулированием и синие линии для Усть-Хантайской ГЭС с астатическим регулированием. На третьем графике рисунка реальные частотные колебания показаны пунктирной зеленой линией, а колебания, полученные по модели, — сплошной зеленой линией.

Полное совпадение результатов моделирования с реальными данными по активной мощности и частоте невозможно из-за упрощений, заложенных в математическую модель. Кроме того, модель не учитывает отключение ГРАМ в реальной аварийной ситуации через 150 с после начала процесса.

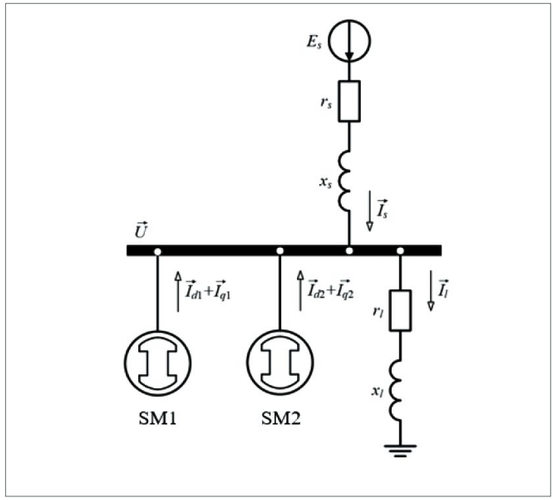


Рис. 1. Эквивалентная схема замещения двухмашинной энергосистемы

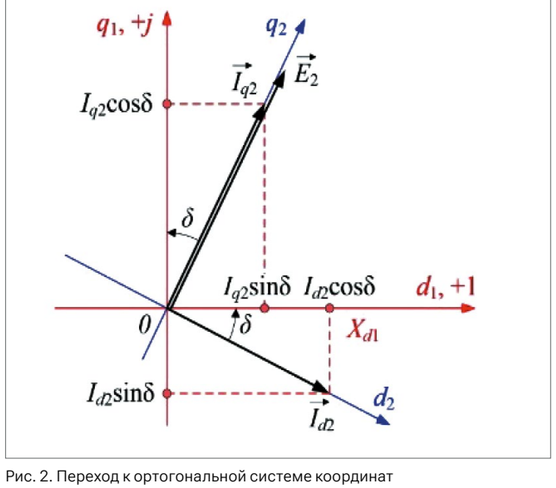


Рис. 2. Переход к ортогональной системе координат

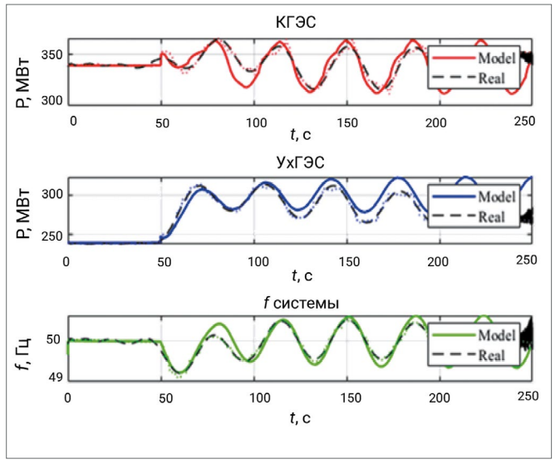


Рис. 3. Результаты верификации математической модели

АДАПТИВНОЕ УПРАВЛЕНИЕ СКОРОСТЬЮ ИЗМЕНЕНИЯ ПЕРВИЧНОЙ МОЩНОСТИ ПО ВРЕМЕНИ РАЗВИТИЯ АВАРИИ (МЕТОД № 1)

Базовый статический регулятор Курейской ГЭС формирует задание на изменение мощности пропорционально отклонению частоты за пределы мертвой зоны и передает это задание функции динамического отслеживания цели с фиксированным ограничением скорости $V_{\max}$.

Постоянство данного ограничения является источником проблемы. Регулятор не учитывает, в какой фазе находится переходный процесс — в начальной, когда быстрое наращивание мощности действительно необходимо, или в поздней, когда та же скорость становится причиной перерегулирования.

Физика явления связана с инерционностью гидравлического тракта. Постоянная времени водовода Курейской ГЭС T_{wl} = 4,5 с задает характерное время реакции турбины. Сразу после открытия направляющего аппарата давление в водоводе кратковременно снижается, и мощность сначала падает (обратный заброс), а затем нарастает. К моменту, когда турбина наберет значительную долю первичного ресурса (10–15 с от начала возмущения), частота в энергосистеме, как правило, уже перестает падать и начинает восстанавливаться. Если регулятор продолжает подавать задание с прежней (максимальной) скоростью, нарастающая мощность Курейской ГЭС превышает требуемый уровень, а значит, частота уходит выше номинала, знак отклонения меняется, и запускается обратный цикл колебаний. В аварии НТЭК именно такое взаимодействие двух разнотипных регуляторов сформировало период колебаний около 27 с, который сохранялся вплоть до ручного отключения ГРАМ.

Идея метода № 1 состоит в том, что фазы переходного процесса различаются не по величине отклонения частоты, а по времени, прошедшему с момента ее выхода за пределы мертвой зоны. Это время является доступным к измерению сигналом в любом цифровом контроллере и не требует дополнительных датчиков. В первые секунды аварии регулятор работает с максимальной скоростью. По мере того как развивается процесс и Курейская ГЭС набирает значительную часть первичной мощности, скорость плавно снижается. К моменту, когда система объективно приближается к равновесию, регулятор уже не способен вызвать перерегулирование — скорость задания становится для этого слишком малой. При этом целевое значение первичной мощности не меняется: оно по-прежнему определяется формулой статического регулятора в соответствии с ГОСТ Р 55890-2013 и зависит от величины отклонения частоты и коэффициента статизма. Адаптируется только динамика движения к этому значению, поэтому нормативные требования к установившемуся режиму регулирования соблюдаются в полной мере.

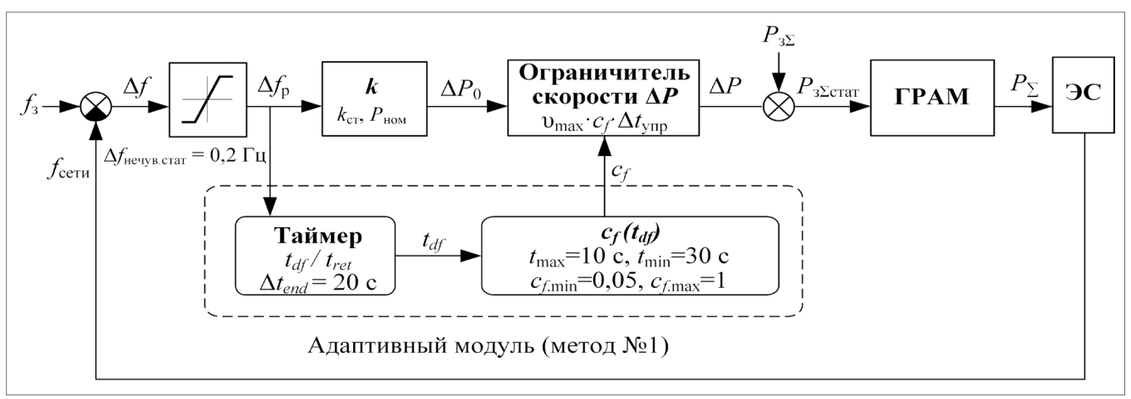


Рис. 4. Структурно-функциональная схема метода № 1

Структурно-функциональная схема метода № 1 представлена на рисунке 4. К стандартному контуру статического регулятора добавлен адаптивный модуль, выход которого формирует переменный коэффициент c_f, вычисляемый на каждом шаге управления как кусочно-линейная функция времени с момента выхода частоты за мертвую зону:

$$c_f(t_{df}) = \begin{cases} c_{f,\max} & t_{df} < t_{\max} \\ c_{f,\max} - \dfrac{(c_{f,\max} - c_{f,\min})(t_{df} - t_{\max})}{t_{\min} - t_{\max}}, & t_{\max} \le t_{df} < t_{\min} \\ c_{f,\min} & t_{df} \ge t_{\min} \end{cases}, \quad (7)$$

где t_{df} — накопленное время выхода частоты за мертвую зону, с;
$t_{\max}$ — длительность фазы максимальной скорости, с;
$t_{\min}$ — момент выхода на минимальную скорость, с;
$c_{f.\max}$ и $c_{f.\min}$ — максимальное и минимальное значения коэффициента, о. е.

Допустимое приращение задания за один шаг управления $\Delta t_{упр}$ составляет $\Delta P_{\max} = V_{\max} \cdot c_f(\Delta t_{df}) \cdot \Delta t_{упр}$. После возврата частоты в мертвую зону и удержания ее там в течение выдержки Δt_{end} счетчик Δt_{df} сбрасывается, и регулятор возвращается к максимальной скорости.

Базовые настройки параметров для условий энергосистемы НТЭК выбраны исходя из характеристик аварийного процесса: $t_{\max}$ = 10 с (примерно $2T_{wl}$, время разворота основной доли первичного ресурса), $t_{\min}$ = 30 с (близко к наблюдавшемуся периоду колебаний 27 с), $c_{f.\max}$ = 1 о. е., $c_{f.\min}$ = 0,05 о. е. (минимальное значение, при котором сохраняется физическая возможность отработки задания), Δt_{end} = 20 с. Для энергосистем с иными характеристиками гидроагрегатов и иными ожидаемыми периодами колебаний рекомендуется применять соотношения $t_{\max} \in$ м (1,5÷2,5)T_w и $t_{\min} \approx T_{кол}$, где T_w — постоянная времени водовода соответствующего гидроагрегата, $T_{кол}$ — ожидаемый период доминирующих колебаний.

АДАПТИВНОЕ УПРАВЛЕНИЕ СКОРОСТЬЮ ИЗМЕНЕНИЯ ПЕРВИЧНОЙ МОЩНОСТИ ПО ФАКТУ СМЕНЫ ЗНАКА ОТКЛОНЕНИЯ ЧАСТОТЫ (МЕТОД № 2)

В основе метода № 1 (уравнение 7) лежит предположение, что продолжительность аварийного процесса является достоверным индикатором его фазы. Это допущение выполняется при типовом сценарии: однократное возмущение, монотонное снижение частоты, последующее восстановление. Однако в реальных условиях изолированной энергосистемы переходный процесс не всегда следует этому шаблону. Астатический регулятор Усть-Хантайской ГЭС, работающий с существенно меньшей постоянной времени водовода T_{w2} = 1,48 с, может значительно перегрузить свою станцию еще до того, как пройдут 10 с от начала возмущения и частота быстро достигнет значения выше номинала. В этот момент таймер t_{df} еще не достиг $t_{\max}$, и алгоритм метода № 1 продолжает работать с полной скоростью — то есть статический регулятор Курейской ГЭС добавляет мощность тогда, когда требуется обратное.

Метод № 2 устраняет данный недостаток, ориентируясь не на время, а на фазовое состояние системы. Смена знака отклонения частоты с отрицательного на положительный или наоборот означает, что система прошла через точку равновесия. Частота либо опустилась ниже номинала и уже начала подниматься, либо поднялась выше и уже начала опускаться. По существу, это прямое свидетельство перехода из фазы дефицита мощности в фазу коррекции. Если смена знака произошла быстро, то это признак начала колебательного процесса. Именно в этот момент алгоритм снижает допустимую

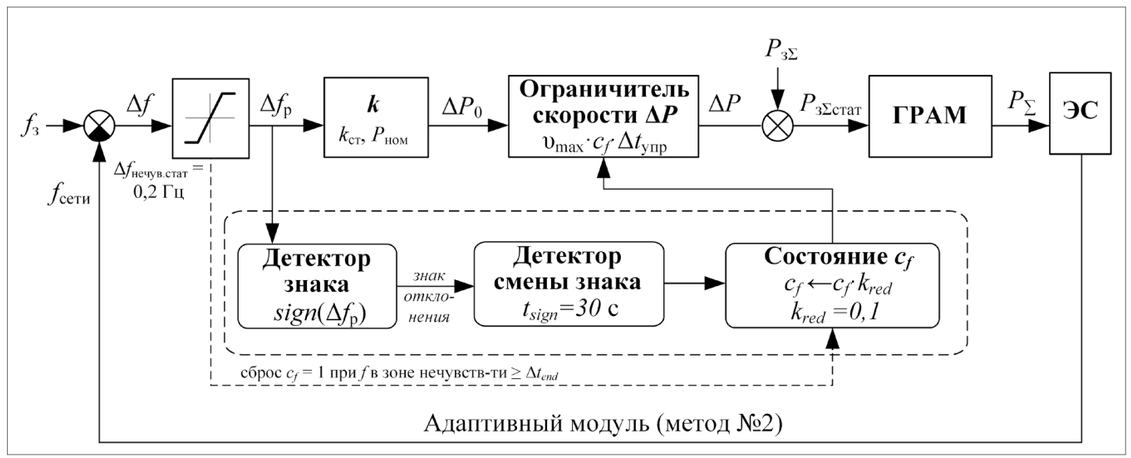


Рис. 5. Структурно-функциональная схема метода № 2

скорость изменения задания, демпфируя последующий полуцикл колебаний.

Структурно-функциональная схема метода № 2 представлена на рис. 5. Адаптивный модуль содержит три последовательных функциональных блока:

– детектор знака текущего отклонения частоты;
– детектор смены знака с временным фильтром;
– блок обновления коэффициента скорости.

Определение смены знака выполняется с временным окном t_{sign}: если знак отклонения изменился в течение t_{sign} с момента последнего выхода частоты за мертвую зону, фиксируется событие срабатывания и коэффициент скорости умножается на коэффициент снижения k_{red}:

$$\text{при } \operatorname{sgn}(\Delta f_p)_{\text{тек}} \neq \operatorname{sgn}(\Delta f_p)_{\text{пред}} \text{ и } t_{df} < t_{sign} : c_f \leftarrow c_f \cdot k_{red}, \quad (8)$$

где $\operatorname{sgn}(\Delta f_p)_{\text{тек}}$ и $\operatorname{sgn}(\Delta f_p)_{\text{пред}}$ — знаки отклонения частоты на текущем и предыдущем шагах управления;

t_{df} — время с момента последнего выхода за мертвую зону, с;

t_{sign} — ширина окна детектирования, с;

k_{red} — коэффициент снижения скорости, о. е.

Допустимое приращение задания за один шаг определяется по той же зависимости, что и в методе № 1, с заменой $c_f(t_{df})$ на текущее значение c_f. Временной фильтр исключает ложные срабатывания при плавном стабильном восстановлении частоты. Если знак отклонения изменился через интервал, больший t_{sign}, событие не фиксируется, а алгоритм продолжает работать с прежним c_f.

Важной особенностью метода (уравнение 8) является мультипликативный характер снижения. Если в ходе одного переходного процесса смена знака фиксируется повторно (т. е. система продолжает колебаться), каждое событие дает дополнительное умножение.

При k_{red} = 0,1 после первого срабатывания c_f = 0,1, после второго — c_f = 0,01. При сохранении колебательного процесса демпфирующее воздействие алгоритма нарастает с каждой фиксацией смены знака. На практике двух-трех срабатываний достаточно, чтобы фактически остановить динамическое воздействие со стороны статического регулятора Курейской ГЭС. Управление процессом восстановления частоты полностью переходит к астатическому регулятору Усть-Хантайской ГЭС. Сброс состояния c_f к единице происходит после удержания частоты в мертвой зоне в течение выдержки Δt_{end}.

Базовые настройки для условий энергосистемы НТЭК:

– t_{sign} = 30 с (примерно один период наблюдавшихся колебаний, что обеспечивает срабатывание уже на первом полупериоде восстановления частоты);
– k_{red} = 0,1 о. е. (значения выше 0,3–0,5 не рекомендуются, поскольку одного срабатывания становится недостаточно для эффективного демпфирования);
– Δt_{end} = 30 с (несколько длиннее выдержки в методе № 1, что обусловлено малыми значениями c_f к моменту возврата частоты в мертвую зону и нежелательностью преждевременного сброса).

Как и в методе № 1, оба регулятора работают в рамках допустимых коридоров ГОСТ Р 55890-2013, не изменяя целевую мощность первичного регулирования.

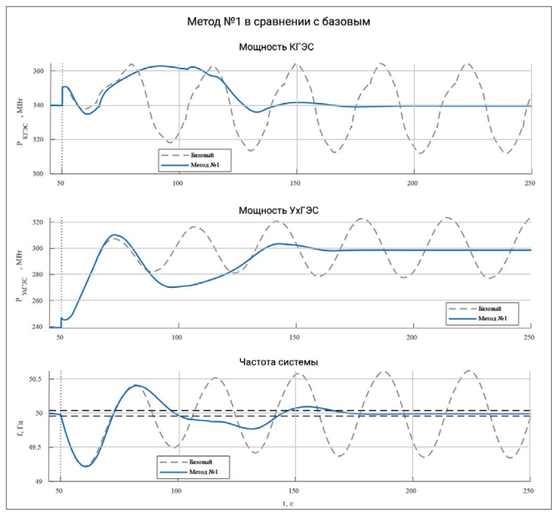


Рис. 6. Реализация адаптивного управления скоростью изменения первичной мощности по времени развития аварии (метод № 1)

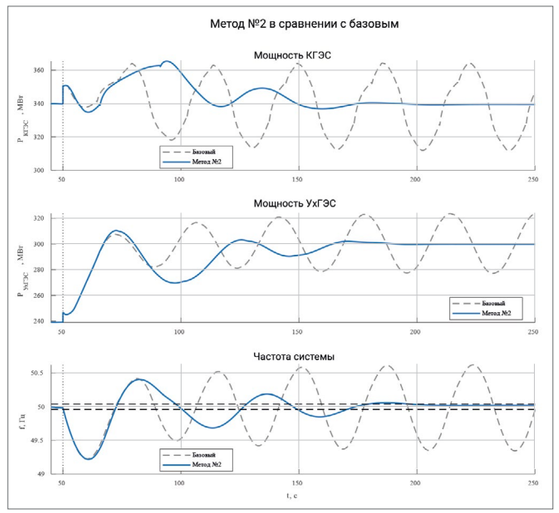


Рис. 7. Реализация адаптивного управления скоростью изменения первичной мощности по факту смены знака отклонения частоты (метод № 2)

Таблица 1. Сравнительные показатели качества ОПРЧ

Показатель	Базовый сценарий	Метод № 1	Метод № 2
Время стабилизации $t_{ст}$, с	Не стабилизируется	165,2	196,8
Макс. отклонение Δf_{max}, Гц	0,78	0,78	0,78
Амплитуда уст. колебаний A_f, Гц	0,41	0,02	0,05

КОЛИЧЕСТВЕННОЕ СОПОСТАВЛЕНИЕ МЕТОДОВ

Эффективность предложенных методов оценивалась путем сопоставления результатов моделирования аварии НТЭК при трех вариантах настройки статического регулятора Курейской ГЭС: базовом (без адаптивного модуля), с методом № 1 и с методом № 2. Исходные условия: ступенчатое снижение суммарной мощности тепловых электростанций на 60 МВт в момент времени t = 50 с от начала расчета, длительность моделирования — 250 с. Параметры остальных элементов модели — состав агрегатов, постоянные времени водоводов, настройки астатического регулятора Усть-Хантайской ГЭС — соответствуют значениям, использованным при верификации модели (см. рис. 3).

Результаты моделирования методом № 1 и методом № 2 представлены на рисунках 6 и 7 соответственно. Сравнение всех трех методов (базового и двух разработанных) представлено на рисунке 8. Сводные количественные показатели качества регулирования по трем вариантам расчета приведены в таблице 1.

Оба метода обеспечивают затухание колебаний, которые в базовом варианте оставались незатухающими в течение всего интервала моделирования. По характеру переходного процесса методы различаются принципиально.

Метод № 1 действует превентивно: снижение скорости начинается еще до того, как первые признаки колебаний проявились в сигнале частоты. Переходный процесс становится плавным и предсказуемым, но происходит более медленное нарастание мощности Курейской ГЭС в промежуточной фазе $t \in [t_{max}; t_{min}]$ и соответствующее перераспределение первичной мощности в пользу Усть-Хантайской ГЭС. Астатический регулятор берет на себя ту

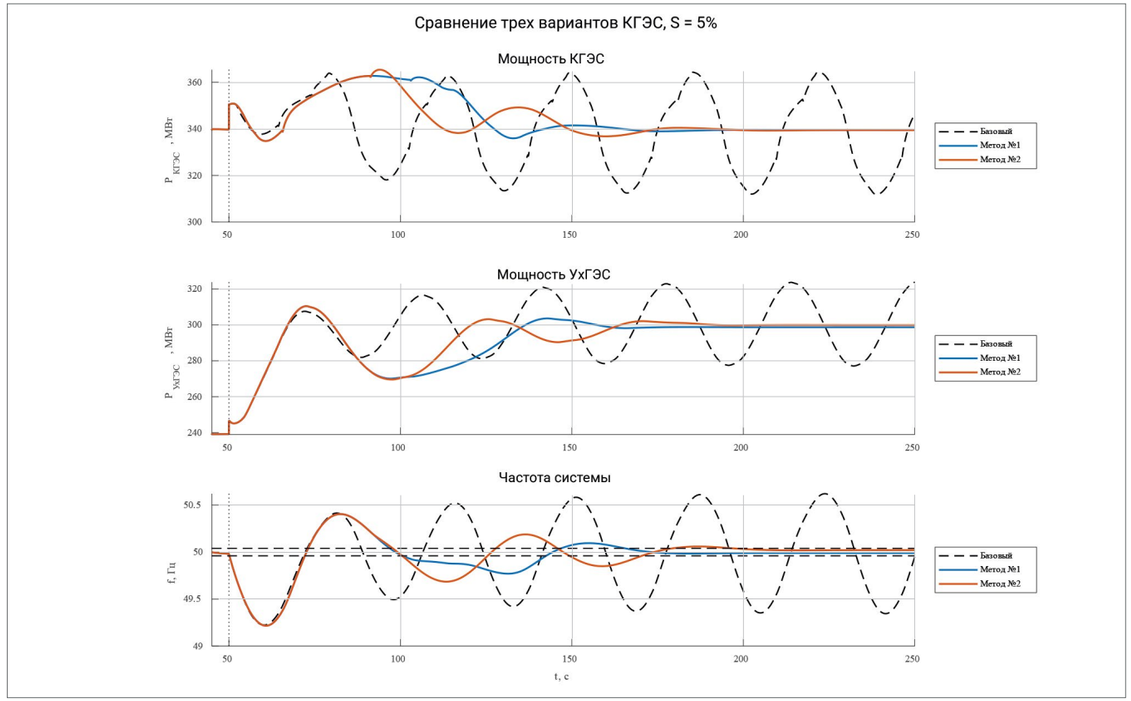


Рис. 8. Сравнение двух разработанных методов с базовым сценарием

часть первичного ресурса, которую Курейская ГЭС вносит медленнее. Данное перераспределение не выходит за допустимые пределы, пиковая мощность Усть-Хантайской ГЭС с методом № 1 не превышает значения базового варианта благодаря отсутствию колебательного раскачивания.

Метод № 2 реагирует только после того, как первый признак перерегулирования зафиксирован детектором смены знака. В начале переходного процесса Курейская ГЭС работает так же, как в базовом варианте. В момент срабатывания детектора снижение скорости происходит скачкообразно: коэффициент c_f уменьшается с 1,0 до 0,1. Такой механизм потенциально обеспечивает более быструю стабилизацию при условии своевременной фиксации события. Вместе с тем метод № 2 чувствительнее к настройке параметра t_{sign}. При значении, превышающем фактический полупериод колебаний, алгоритм пропускает первое срабатывание, и эффективность демпфирования снижается.

Оба метода применяются к статическому регулятору Курейской ГЭС и не затрагивают целевую мощность первичного регулирования, определяемую коэффициентом статизма. Это позволяет реализовать любой из них на действующих программно-аппаратных средствах ГРАМ без изменения структуры регулирующего контура и без необходимости пересмотра уставок других регуляторов энергосистемы НТЭК.

ВЫВОДЫ

В работе предложены усовершенствованные методы подавления колебаний частоты при ОПРЧ в изолированных энергосистемах. Полученные результаты открывают практические пути управления динамикой и устойчивостью энергосистем, предотвращения незатухающих колебаний и улучшения качества электроэнергии.

Рисунки к статье предоставлены авторами.

↓ СПИСОК ИСТОЧНИКОВ

1. Герасимов Д.А., Гуриков О.В. Анализ колебаний частоты и активной мощности в изолированных энергосистемах с гидроэлектростанциями // Известия НТЦ Единой энергетической системы. 2024. № 2 (91). С. 53–64.
2. Аюев Б.И. и др. Особенности регулирования частоты и перетоков мощности в изолированно работающих энергосистемах // Известия НТЦ Единой энергетической системы. 2020. № 1. С. 124–130.
3. Грабчак Е.П., Черезов А.В., Шаров Ю.В. и др. Анализ результатов проведения натурных испытаний по подтверждению возможности обеспечения автоматического регулирования частоты в условиях изолированно работающей энергосистемы Калининградской области // Энергетик. 2020. № 11. С. 3–8.
4. Касьянов С.Е., Гуриков О.В. Особенности первичного регулирования частоты в энергосистеме с обратной связью по активной мощности // Электроэнергетика глазами молодежи — 2018 : материалы конференции. 2018. С. 282–285.
5. Аллаев К.Р. Выбор настроек ПИД-регуляторов устройства автоматического управления генерацией в энергосистеме // Электричество. 2023. № 2. С. 50–59.
6. Глазырин Г.В., Казанцев Ю.В. Синтез регулятора активной мощности агрегата ГЭС, обеспечивающего минимизацию обратных забросов мощности // Новое в российской электроэнергетике. 2020. № 2. С. 16–22.
7. Коган Ф.Л. Стабилизация режимов современной многомашинной энергосистемы после больших возмущений // Электричество. 2023. № 5. С. 4–13.
8. Рабинович М.А., Моржин Ю.И., Потапенко С.П., Фролов В.И., Шеремет С.Н. Применение комплексов программ КАСКАД-НТ и РТ РЕТРЕН для восстановления доаварийных режимов электрической сети // Энергия единой сети. 2026. № 1 (80). С. 56–65.
9. Liu Q., et al. Emergency Control Strategy of Ultra-Low Frequency Oscillations Based on WAMS // IEEE PES Innovative Smart Grid Technologies — Asia (ISGT-Asia). 2019. P. 296–301.
10. Bu S., Wen J., Li F. A Generic Framework for Analytical Probabilistic Assessment of Frequency Stability in Modern Power System Operational Planning // IEEE Transactions on Power Systems. 2019. Vol. 34, № 5. P. 3973–3976.
11. Yang F., et al. Data-Driven Load Frequency Control Based on Multi-Agent Reinforcement Learning With Attention Mechanism // IEEE Transactions on Power Systems. 2023. Vol. 38, № 6. P. 5560–5569.
12. Huang S., et al. Optimized ESS Comprehensive Control Strategy for Primary Frequency Regulation of Power Systems // IEEE 2024 4th Power System and Green Energy Conference (PSGEC). 2024. P. 1314–1318.
13. Gulzar M.M., et al. Load Frequency Control (LFC) Strategies in Renewable Energy-Based Hybrid Power Systems: A Review // Energies. 2022. Vol. 15, № 10. Article № 3488.
14. Глазырин Г.В., Фёдорова В.А., Кириченко В.Ф., Матренин П.В. Математическая модель энергосистемы для анализа алгоритмов автоматических регуляторов частоты вращения генераторов // Электричество. 2024. № 7. С. 30–39.
15. Фёдорова В.А. Разработка математической модели для исследования переходных процессов при общем первичном регулировании частоты в энергосистемах // Интеллектуальная электротехника. 2023. № 4 (24). С. 90–107.



ОБЕСПЕЧЕНИЕ НАДЕЖНОЙ РАБОТЫ ЭЛЕКТРООБОРУДОВАНИЯ С УЧЕТОМ ПРЕДЫДУЩИХ И ПЕРСПЕКТИВНЫХ РАЗРАБОТОК ВЭИ

ШУЛЬГА Р.Н., ХРЕННИКОВ А.Ю.

М.: НТФ «ЭНЕРГОПРОГРЕСС», 2021. 96 С. [БИБЛИОТЕЧКА ЭЛЕКТРОТЕХНИКА, 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 постоянного тока. На стенде переменного тока успешно испытан комплекс 1150 кВ с КРУЭ и другое оборудование. На МИС ВЭИ проведены испытания в режимах электродинамической стойкости к токам КЗ около 30 единиц силовых трансформаторов и реакторов мощностью от 25 до 666 МВА с напряжениями от 110 до 750 кВ. Описан разработанный в ВЭИ комплекс оборудования мобильной модульной испытательной лаборатории для испытаний резонансным методом электрооборудования 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.
Основное внимание в учебном пособии уделяется проблемам диагностики нештатных ситуаций, интеллектуальному мониторингу состояний электрических сетей, планированию послеаварийного восстановления электроснабжения. Подробно рассмотрен новый вид программного тренажера для диспетчеров электрических сетей — тренажер анализа нештатных ситуаций. Теоретический материал сопровождается множеством примеров 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 проектирования, разработки и внедрения современного диагностического оборудования для оперативного мониторинга технологических агрегатов энергетики, включая компрессорные станции магистрального транспорта газа. Предложены результаты комплексного исследования аварийности электротехнических систем и перспектив повышения надежности работы оборудования с техническим обслуживанием и ремонтом по фактическому состоянию агрегатов. Приведено теоретическое обоснование инновационных методов прогнозирования технического состояния агрегатов и других технологических установок электроэнергетических систем.

Для специалистов технологических, электроэнергетических и радиотехнических отраслей.

УДК 621.311.22
Шифр специальности ВАК 2.4.3.

ИССЛЕДОВАНИЕ АВАРИЙНОСТИ КОНДЕНСАЦИОННЫХ ЭНЕРГОБЛОКОВ ОЭС СИБИРИ И ОЭС УРАЛА МЕТОДАМИ МАТЕМАТИЧЕСКОГО АНАЛИЗА

В статье представлено исследование факторов, влияющих на коэффициент аварийности конденсационных энергоблоков в составе объединенных энергосистем (ОЭС) Сибири и Урала. Авторами сформирована база данных по 127 энергоблокам за 10-летний период (2008–2017 гг.), включающая технические и климатические параметры. С помощью методов математического анализа (корреляционный анализ, метод главных компонент (PCA), PLS-регрессия) выявлены ключевые детерминанты аварийности. Установлено, что средний коэффициент аварийности угольных энергоблоков в два раза превышает аналогичный показатель для газовых блоков. Выявлена взаимосвязь температурных условий региона (температуры самого теплого месяца) и типа топлива с коэффициентом аварийности. Полученные результаты исследования могут быть полезны для формирования гипотез при определении приоритетных направлений для повышения надежности генерирующего оборудования.



Источник фото: сгенерировано авторами с помощью ИИ

АВТОРЫ:
П.Н. Евсеенко, аспирант,
ORCID ID 0009-0006-5906-9610,
evs_pavel@mail.ru,
Новосибирский государственный технический университет,
г. Новосибирск, РФ
А.И. Дворцевой, к.т.н., доцент,
ORCID ID 0009-0004-3817-8813,
dvorcevoj@corp.nstu.ru,
Новосибирский государственный технический университет,
г. Новосибирск, РФ
А.Г. Русина, д.т.н., профессор,
ORCID ID 0000-0002-2591-4162,
rusina@corp.nstu.ru,
Новосибирский государственный технический университет,
г. Новосибирск, РФ

КЛЮЧЕВЫЕ СЛОВА:
#объединенная энергосистема; #конденсационный энергоблок; #коэффициент аварийности энергоблока; #база данных; #корреляционный анализ; #PCA-анализ; #PLS-регрессия

↓ ДЛЯ ЦИТИРОВАНИЯ:

Евсеенко П.Н., Дворцевой А.И., Русина А.Г. Исследование аварийности конденсационных энергоблоков ОЭС Сибири и ОЭС Урала методами математического анализа // Энергия единой сети. 2026. № 3–4 (82). С. 24–32.

©©

ВВЕДЕНИЕ

Планирование развития энергосистем — важный элемент системы надежного электроснабжения потребителей. Сегодня, когда спрос на электрическую энергию и мощность в ЕЭС России стремительно растет и появляются зоны с непокрываемым дефицитом мощности, остро встает вопрос развития объектов генерации. По состоянию на 01.01.2026 более 65 % установленной мощности ЕЭС России приходится на тепловые электростанции [1], в составе которых значительную часть составляют конденсационные энергоблоки. Тепловые электростанции также являются менее капиталоемкими объектами по сравнению с АЭС и ГЭС [2] и источниками гарантированной генерации в отличие от объектов ВИЭ, что делает их приоритетным вариантом для сооружения в рамках выполнения задач по ликвидации прогнозных дефицитов электрической энергии и мощности региональных энергосистем.

Механизм конкурентного отбора мощности новых генерирующих объектов, подлежащих строительству на территориях технологически необходимой генерации, предполагает в качестве критериев отбора стоимостные параметры объекта (капитальные затраты, эксплуатационные затраты, топливные затраты и пр.). При этом при выборе оборудования для реализации проектов по строительству новых объектов генерации важно также использовать адекватные критерии относительно его надежности. С этой точки зрения сравнение показателей надежности генерирующего оборудования и оценка факторов, определяющих ее уровень, являются актуальной темой для исследования.

В рамках настоящего исследования в качестве показателя надежности генерирующего оборудования будет использоваться показатель «коэффициент аварийности энергоблока». Это обусловлено п. 100 Методических указаний по проектированию развития энергосистем (утверждены приказом Минэнерго России от 06.12.2022 № 1286). В действующей проектной практике данный показатель используется в рамках расчетов балансовой надежности энергосистем.

Оценка балансовой надежности производится при планировании развития энергетических систем и используется для оценки риска возможного ограничения нагрузки, связанного со стохастической природой процессов производства, передачи и потребления электрической энергии [3].

При анализе аварийности генерирующих агрегатов выявлено, что для однотипного оборудования в разных объединенных энергетических системах (ОЭС) аварийность различается, а также что коэффициент аварийности в современных условиях эксплуатации отличается от значений, представленных в справочниках, что обусловливает необходимость его постоянной актуализации [4].

Примеры наиболее крупных аварий конденсационных энергоблоков ОЭС Сибири и ОЭС Урала:

- В 2014 году на Троицкой ГРЭС из-за образования свищей на поверхностях нагрева котла и неудовлетворительного состояния вспомогательного оборудования произошла серия внеплановых остановов энергоблоков. Данные отказы привели к существенному снижению располагаемой мощности станции и ослаблению надежности Челябинского энергоузла в составе ОЭС Урала.
- В 2015 году на Сургутской ГРЭС-2 из-за возгорания масла на питательном насосе и последующего обрушения кровли машинного зала на площади 400 м^2 произошло повреждение оборудования энергоблока № 4. В результате инцидента блок мощностью 800 МВт был аварийно выведен из эксплуатации для проведения длительных восстановительных работ.
- В 2016 году на Берёзовской ГРЭС возгорание мазута вследствие разгерметизации трубопровода вызвало масштабные разрушения котла и силовых каркасов энергоблока № 3. Восстановление мощности в 800 МВт заняло более пяти лет.

Надежность работы энергоблоков, как правило, исследуется в части сравнительного анализа надежности отдельных частей энергоблока (котлоагрегат, турбина, генератор, вспомогательное оборудование) [5], поиска наиболее аварийного элемента тепловой схемы электростанции [6], сравнения влияния различных марок угля на надежность энергоблока [7], сравнения надежности работы газовых энергоблоков с учетом конфигурации газотранспортной сети [8]. Типовые показатели надежности для различных типов оборудования приводятся в справочно-методической литературе [9]. При этом, с точки зрения авторов, интерес вызывает именно исследование надежности работы энергоблоков в целом и выявление факторов, определяющих их коэффициент аварийности.

Целью настоящего исследования является определение тех эксплуатационных параметров тепловых электростанций, которые оказывают значимое влияние на коэффициент аварийности генерирующего оборудования. Полученные результаты в дальнейшем могут быть использованы для корректировки методики расчета показателя эффективности, который применяется при оценке ценовых заявок на участие в отборе мощности новых генерирующих объектов, предусмотренном п. 112 (4) Правил оптового рынка электрической энергии и мощности [10].

Для поиска значимых параметров, влияющих на коэффициент аварийности генерирующего оборудования, может быть использован многомерный анализ данных.

ИСХОДНЫЕ ДАННЫЕ

Для практического изучения влияния различных факторов на аварийность электростанций авторами была подготовлена база данных, которая содержит информацию по 127 конденсационным энергоблокам: 62 в ОЭС Сибири и 65 в ОЭС Урала. Под «энергоблоком» в контексте данного исследования понимается комплекс оборудования, включающий котлоагрегат, паровую турбину и турбогенератор, а также набор вспомогательных систем. В базе данных содержатся характеристики энергоблоков, приведенные в таблице 1.

Коэффициент аварийности генерирующего оборудования характеризует относительное время внеплановых

Таблица 1. Обозначения исследуемых признаков

№ п/п	Наименование признака	Единицы измерения	Обозначение признака
1	Коэффициент аварийности энергоблока*	%	К_авар-ти
2	Установленная мощность энергоблока*	МВт	Р_уст.
3	Располагаемая мощность энергоблока*	МВт	Р_расп.
4	Год ввода в эксплуатацию энергоблока	–	Год_ввода
5	Тип основного топлива	уголь/газ	Тип_топлива
6	Технический минимум энергоблока в процентах от его установленной мощности*	%	Тех_мин.
7	Число часов капитальных ремонтов энергоблока в год*	ч	ЧЧ_кап.рем.
8	Число часов средних ремонтов энергоблока в год*	ч	ЧЧ_ср.рем.
9	Число часов текущих ремонтов энергоблока в год*	ч	ЧЧ_тек.рем.
10	Число часов работы энергоблока в год*	ч	ЧЧ_работы
11	Число часов ремонтов энергоблока (капитальных, средних и текущих) в году*	ч	ЧЧ_ремонтов
12	Температура наружного воздуха наиболее холодной пятидневки с обеспеченностью 0,92 [11]	°С	ТНВ_зима
13	Температура наружного воздуха теплого периода с обеспеченностью 0,98 [11]	°С	ТНВ_лето
14	Температура наружного воздуха наиболее теплого летнего месяца [11]	°С	ТНВ_лето макс.

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

(аварийных) ремонтов энергооборудования за год и рассчитывается по формуле:

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

где $t_{ав}$ – суммарное число часов простоя оборудования во внеплановых (включая аварийные) ремонтах в базовом периоде (ч);

$t_{раб}$ – продолжительность работы оборудования в базовом периоде (ч) [12].

Подготовленная информация характеризует рассматриваемые энергоблоки с точки зрения их территориального расположения и ряда технических параметров. Параметры, характеризующие время работы и ремонтов энергоблоков, а также их аварийность, усреднены за 10 лет наблюдений (с 2008 по 2017 год).

В ряде случаев на электростанциях Сибири и Урала функционируют энергоблоки, в составе которых работают турбины одинаковых марок. Так, например, энергоблоки с паровыми турбинами типа К-200-130 функционируют на Гусиноозёрской ГРЭС (Республика Бурятия) и на Сургутской ТЭЦ-1 (ХМАО), а энергоблоки с паровыми турбинами типа К-800-240 установлены на Берёзовской ГРЭС (Красноярский край) и на Нижневартовской ГРЭС (ХМАО). При этом все конденсационные энергоблоки электростанций Сибири в качестве основного топлива используют уголь, а подавляющее большинство (52 из 65) рассматриваемых энергоблоков в ОЭС Урала – природный газ.

На рис. 1 приведена диаграмма размаха («ящик с усами»), отражающая сравнение коэффициента аварийности газовых и угольных энергоблоков. Границами «ящика» служат первый и третий квартили (25-й и 75-й процентили соответственно), внутри находится 50 % всех данных, линия в середине «ящика» – медиана (50-й процентиль). Концы «усов» – края статистически значимой выборки (без выбросов), кружками обозначены выбросы.

Как следует из рис. 1, коэффициент аварийности угольного конденсационного энергоблока (0,046) в среднем в 2 раза выше соответствующего коэффициента газового энергоблока (0,023).

РАСЧЕТНЫЕ МЕТОДЫ

В настоящем исследовании были использованы следующие методы математического анализа: корреляционный анализ, PCA-анализ, PLS-регрессия.

Корреляционный анализ – это статистический метод, используемый для оценки степени линейной зависимости между двумя или более переменными. Основная цель данного метода заключается в определении силы и направления связи между исследуемыми величинами. В результате определяется коэффициент корреляции *r*, который принимает значения от –1 до +1. Значение *r*, близкое к ±1, свидетельствует о сильной линейной зависимости, тогда как значение около нуля указывает на отсутствие линейной связи между переменными. Положительное значение коэффициента корреляции означает прямую зависимость (увеличение одной переменной сопровождается увеличением другой), отрицательное – обратную (увеличение одной переменной ведет к уменьшению другой). Важно отметить, что наличие корреляции не обязательно подразумевает причинно-следственную связь между переменными [13].

Формула для расчета коэффициента корреляции Пирсона:

$$r = \frac{\sum(x_i - \bar{x})(y_i - \bar{y})}{\sqrt{\sum(x_i - \bar{x})^2 \cdot \sum(y_i - \bar{y})^2}}, \quad (2)$$

где x_i, y_i – значения переменных *X* и *Y*;

$\bar{x}, \bar{y}$ – средние значения переменных *X* и *Y*;

$\sum$ – сумма по всем наблюдениям.

Коэффициент ранговой корреляции Спирмена – непараметрический показатель связи между двумя переменными. В отличие от коэффициента корреляции Пирсона, он не требует предположений о характере распределения признаков в генеральной совокупности. Метод основан на ранжировании – замене исходных значений переменных их порядковыми номерами (рангами) в соответствующих выборках.

Коэффициент Спирмена вычисляется по формуле:

$$r_s = 1 - \frac{6\sum d_i^2}{n(n^2-1)}, \quad (3)$$

где n – количество наблюдений;

d_i – разность между рангами двух переменных для каждого наблюдения.

Значение коэффициента лежит в интервале от –1 до +1. При r_s = +1 ранжировки полностью совпадают, при r_s = –1 – полностью противоположны (наибольшему значению первого признака соответствует наименьшее значение второго). Коэффициент применяется для проверки гипотезы независимости двух признаков: если признаки независимы, математическое ожидание r_s равно нулю. Достоинство метода – возможность ранжирования признаков, которые нельзя выразить численно.

Метод главных компонент (Principal Component Analysis, PCA) – базовый подход к снижению размерности данных, широко применяемый в области анализа экспериментальных данных. Исходные данные представляются в виде матрицы X размерностью I строк (образцы) и J столбцов (переменные). Цель PCA – преобразование набора коррелированных переменных в новый набор некоррелированных переменных, называемых главными компонентами. Эти компоненты представляют собой линейные комбинации исходных переменных и упорядочиваются по убыванию объясняемой дисперсии: первая главная компонента захватывает максимально возможную долю изменчивости данных. Основная задача PCA – извлечение из данных значимой информации и снижение размерности при сохранении ключевых структур и взаимосвязей [14].

При проведении PCA-анализа встает вопрос о том, сколько главных компонент следует сохранить для интерпретации. В настоящей работе выбор количества компонент осуществлялся на основе общей доли объясненной дисперсии – широко распространенного критерия, согласно которому сохраняется такое число компонент, которое в совокупности объясняет заранее установленный порог дисперсии исходных данных.

Анализ показал, что первая главная компонента объясняет 50 % общей дисперсии; вторая добавляет 14,8 % (суммарно – 64,8 %); третья – 11,1 % (суммарно – 75,9 %); четвертая – 8,6 % (суммарно – 84,5 %).

Как видно из рис. 2, первые четыре компоненты в совокупности объясняют более 80 % общей дисперсии исходных данных. Дальнейшее увеличение числа компонент дает незначительный прирост объясненной дисперсии

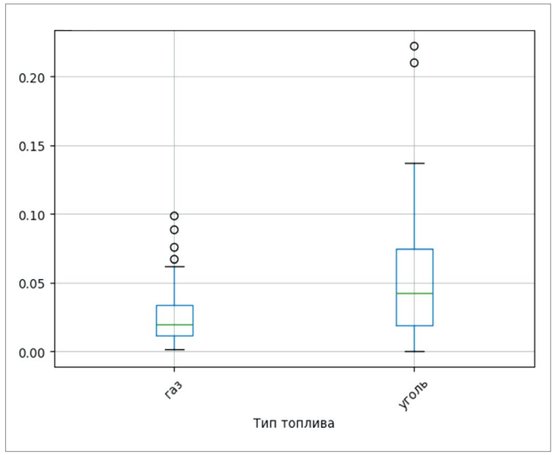


Рис. 1. Сравнение коэффициентов аварийности газовых и угольных конденсационных энергоблоков ОЭС Сибири и ОЭС Урала

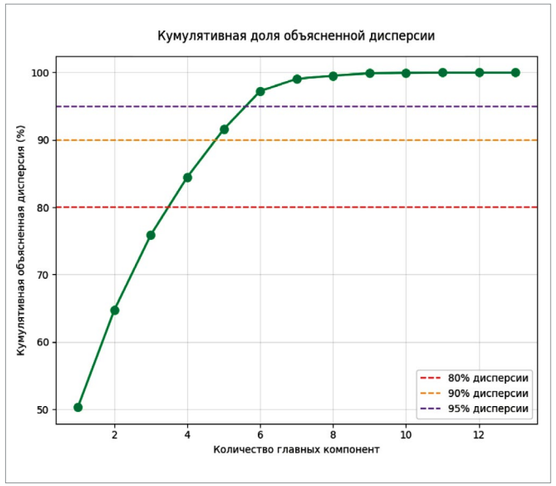


Рис. 2. Зависимость общей доли объясненной дисперсии от количества главных компонент

(пятая компонента добавляет около 6 %, шестая – около 6 % и т. д.), что говорит о том, что оставшиеся компоненты описывают преимущественно шумовую составляющую или малозначимые вариации.

В связи с этим для последующего анализа и интерпретации были выбраны первые четыре главные компоненты, что позволяет сохранить основную информационную структуру данных при существенном сокращении размерности признакового пространства.

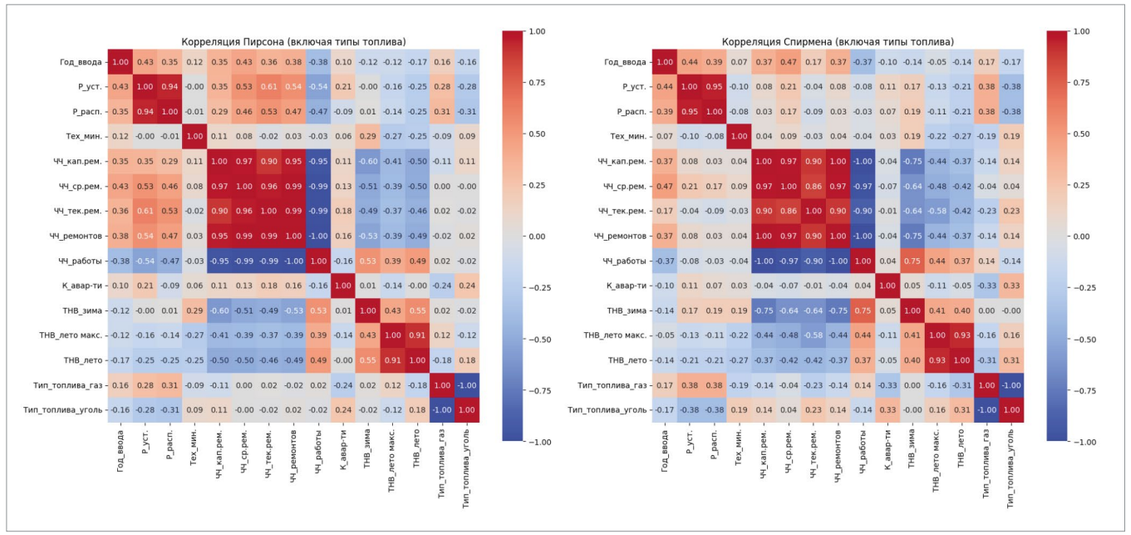


Рис. 3. Матрицы взаимосвязи параметров для конденсационных энергоблоков

PLS-регрессия (Partial Least Squares regression, проекции на латентные структуры) — метод статистического моделирования, обобщающий PCA и множественную линейную регрессию. В отличие от PCA, который строит компоненты, максимизирующие только дисперсию в пространстве предикторов, PLS строит латентные переменные, максимизирующие ковариацию между матрицей предикторов X и матрицей откликов Y [15].

В представленной работе PLS-регрессия применялась для количественной оценки совместного влияния всех рассматриваемых параметров на показатель аварийности энергоблоков.

Для проведения многомерного анализа данных была использована библиотека scikit-learn на языке программирования Python 3.10. Данная библиотека предназначена для машинного обучения, в ее состав входят различные алгоритмы, в том числе необходимые для решения задач классификации, регрессионного и кластерного анализа данных [16].

РЕЗУЛЬТАТЫ РАСЧЕТОВ

Результаты корреляционного анализа представлены на рисунке 3 в виде матриц корреляций Пирсона (слева) и Спирмена (справа) рассматриваемых признаков по отношению друг к другу. Для настоящего исследования в первую очередь интересен показатель коэффициента аварийности энергоблоков. Из представленных данных видно, что значение коэффициента корреляции Пирсона между параметрами аварийности и типом используемого энергоблоком топлива равняется 0,24 для угля и –0,24 для газа, что говорит о наличии между этими признаками умеренной линейной зависимости.

Коэффициент корреляции Пирсона оценивает силу и направление линейной связи между переменными. Для проверки устойчивости полученных выводов к возможным нелинейным искажениям и влиянию выбросов был дополнительно рассчитан ранговый коэффициент корреляции Спирмена для тех же признаков. Сравнение двух коэффициентов позволяет оценить, насколько выводы, сделанные на основе линейной корреляции, согласуются с ранговой мерой связи, которая не требует предположения о линейности.

В настоящем исследовании значения коэффициентов Пирсона и Спирмена для показателя аварийности в целом близки (табл. 2), что подтверждает надежность выявленных взаимосвязей и свидетельствует об отсутствии сильных нелинейных эффектов, способных исказить интерпретацию.

Такой подход согласуется с рекомендациями, приведенными в работе [17], где показано, что совместное использование коэффициентов Пирсона и Спирмена повышает обоснованность статистических заключений, но не заменяет специализированных тестов на нелинейность.

Как видно из таблицы, для части признаков различия между коэффициентами не превышают 0,09, что свидетельствует о преимущественно линейном характере связей с коэффициентом аварийности. Однако расхождение более 0,16 может указывать на наличие нелинейных составляющих в данных зависимостях. В частности, влияние года ввода энергоблока в эксплуатацию на его коэффициент аварийности, вероятно, не является строго линейным

Таблица 2. Сравнение коэффициентов Пирсона и Спирмена для показателя аварийности

Коэффициент	Год ввода	P_уст.	P_расп.	Тех_мин.	ЧЧ_кап.рем.	ЧЧ_ср.рем.	ЧЧ_тек.рем.	ЧЧ_ремонтов	ЧЧ_работы	ТНВ_зима	ТНВ_лето макс.	ТНВ_лето	Тип_топлива_газ	Тип_топлива_уголь
Пирсон	0,10	0,21	−0,09	0,06	0,11	0,13	0,18	0,16	−0,16	0,01	−0,14	0,00	−0,24	0,24
Спирмен	−0,10	0,11	0,07	0,03	−0,04	−0,07	−0,01	−0,04	0,04	0,05	−0,11	−0,05	−0,33	0,33
Разница	**0,20**	**0,10**	**0,16**	**0,03**	**0,16**	**0,20**	**0,19**	**0,20**	**0,20**	**0,05**	**0,03**	**0,04**	**0,09**	**0,09**

и может описываться, например, пороговыми эффектами (резкое увеличение аварийности после определенного срока эксплуатации) или экспоненциальным ростом интенсивности отказов.

Важно подчеркнуть, что корреляционный анализ и регрессионные модели позволяют оценить лишь статистическую связь между переменными, но не доказывают причинность. Наблюдаемая связь между типом топлива и аварийностью может быть следствием других, неучтенных факторов (например, различий в возрасте энергоблоков, качестве технического обслуживания, конструкции оборудования, региональных климатических условиях).

Выявление точного вида этих нелинейных зависимостей требует отдельного углубленного исследования с применением методов нелинейной регрессии, деревьев решений или нейросетевых подходов и выходит за рамки настоящей работы. Тем не менее полученные результаты подтверждают, что использование только коэффициента Пирсона в данном случае не является достаточным для полного описания структуры взаимосвязей, и требуются дополнительные методы анализа.

Для дальнейшего исследования выбран PCA-анализ. При его применении основные признаки преобразуются в новое признаковое пространство [18], в данном случае состоящее из четырех компонент (что обосновано в настоящей статье ранее). Эти компоненты позволяют максимизировать дисперсию в данных при уменьшении размерности, при этом по нагрузкам в компонентах возможно ранжировать исходные признаки по их важности.

На рисунке 4 представлена матрица нагрузок (factor loadings) исходных признаков на первые четыре главные компоненты. Коэффициенты, приведенные в матрице, отражают вклад каждого исходного признака в формирование соответствующей главной компоненты. Значения нагрузок находятся в диапазоне от –1 до 1: чем больше абсолютное значение коэффициента, тем сильнее связь между признаком и компонентой. Положительные значения указывают на прямую корреляцию признака с компонентой, отрицательные — на обратную.

Анализ матрицы нагрузок позволяет содержательно интерпретировать каждую из четырех главных компонент.

Первая главная компонента (PC1) — 50 % дисперсии. Наибольшие абсолютные значения нагрузок на PC1 имеют признаки, связанные с ремонтами и временем работы:

- ЧЧ_кап.рем. (–0,36) — капитальные ремонты;
- ЧЧ_ср.рем. (–0,38) — средние ремонты;
- ЧЧ_тек.рем. (–0,37) — текущие ремонты;
- ЧЧ_ремонтов (–0,38) — число часов в ремонтах суммарно;
- ЧЧ_работы (0,38) — число часов в работе.

Данная компонента интерпретируется как фактор ремонтной загрузки: энергоблоки с большим временем ремонтов имеют меньшее время работы, и наоборот. Эта компонента описывает технико-эксплуатационный режим энергоблоков.

Вторая главная компонента (PC2) — 14,8 % дисперсии. На PC2 наибольшие нагрузки имеют категориальные признаки типа топлива:

- Тип_топлива газ (0,56);
- Тип_топлива уголь (–0,56).

Таким образом, вторая главная компонента четко разделяет энергоблоки по типу используемого топлива: положительные значения PC2 соответствуют газовым энергоблокам, отрицательные — угольным.

Заметный вклад в PC2 вносит К_авар-ти (–0,19) — отрицательная нагрузка, что указывает на связь коэффициента аварийности с топливным фактором (угольные блоки имеют более высокую аварийность).

Таким образом, PC2 может быть интерпретирована как «топливный фактор», разделяющий угольные и газовые энергоблоки, что согласуется с выводами корреляционного анализа о влиянии типа топлива на коэффициент аварийности.

Третья главная компонента (PC3) — 11,1 % дисперсии. Наибольшие нагрузки на PC3 имеют:

- ТНВ_лето (0,53) — температура наружного воздуха теплого периода с обеспеченностью 0,98;
- ТНВ_лето макс. (0,45) — температура наружного воздуха наиболее теплого летнего месяца.

Данная компонента отражает климатические условия эксплуатации энергоблоков.

Четвертая главная компонента (PC4) — 8,6 % дисперсии. Наибольшие нагрузки на PC4 имеют:

- Тех_мин. (0,67);
- ТНВ_зима (0,41);
- К_авар-ти (0,24).

Данная компонента связана с температурными условиями и их возможным влиянием на работу оборудования.

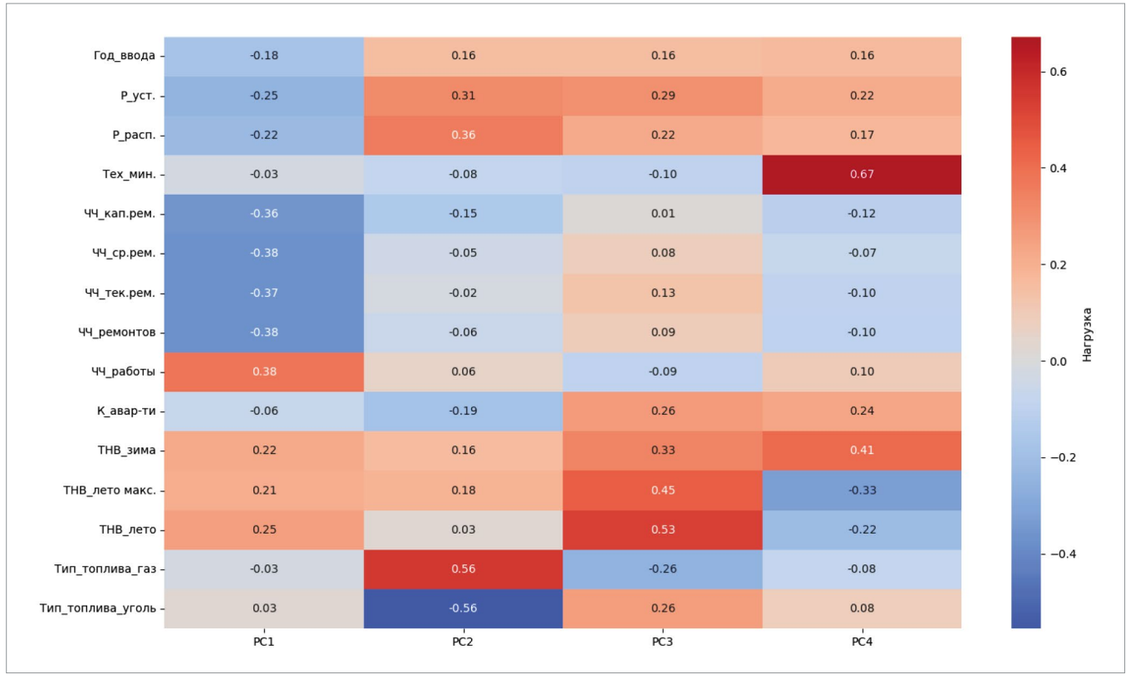


Рис. 4. Матрица нагрузок исходных признаков на главные компоненты PCA

Следует особо отметить, что коэффициент аварийности имеет сравнительно небольшие нагрузки на все компоненты:

– PC1: –0,06;
– PC2: –0,19;
– PC3: 0,26;
– PC4: 0,24.

Это указывает на то, что аварийность распределена между несколькими компонентами и не является доминирующей переменной ни в одной из них. Поэтому PCA не позволяет однозначно определить степень влияния отдельных параметров на аварийность. Для решения этой задачи требуются специализированные методы регрессионного анализа с выделением коэффициента аварийности в качестве целевой переменной.

Для учета корреляционной структуры признаков и повышения качества прогнозирования была применена PLS-регрессия (Partial Least Squares). PLS позволяет строить компоненты, максимизирующие ковариацию между предикторами и целевой переменной (K_авар-ти). Это позволяет выявить признаки, наиболее релевантные для прогнозирования аварийности, и оценить устойчивость выводов, полученных на основе корреляционного и PCA-анализа.

Коэффициент детерминации для PLS-модели составил R^2 = 0,42, что примерно на 7 п. п. превышает показатель обычной линейной регрессии (R^2 = 0,35). Это свидетельствует о том, что учет структуры данных позволяет улучшить качество модели, хотя значительная часть дисперсии коэффициента аварийности (58 %) остается необъясненной, что требует дальнейших исследований.

Матрица нагрузок исходных признаков на первые четыре компоненты PLS-регрессии приведена на рисунке 5. На рис. 6 приведена матрица корреляций между главными компонентами PCA-анализа и PLS-регрессии.

В таблице 3 представлены признаки с наибольшими по абсолютной величине коэффициентами PLS-регрессии. Коэффициенты отражают, насколько изменяется коэффициент аварийности при изменении признака на единицу.

Сопоставление трех методов — парных корреляций, PCA-анализа и PLS-регрессии — позволяет получить многомерную картину факторов аварийности. Корреляционный анализ выявляет лишь парные связи, тогда как PCA группирует признаки по внутренней структуре данных (ремонтные показатели, мощность, температура), но не связывает их напрямую с откликом. PLS, напротив, ранжирует признаки по вкладу в прогноз K_авар-ти, выделяя Год_ввода, THB_зима, THB_лето макс. как наиболее значимые, при этом ремонтные показатели и тип топлива оказываются второстепенными. Заметное расхождение (например, высокое место THB_зима в PLS при ее нулевой парной корреляции с K_авар-ти) объясняется мультиколлинеарностью температурных признаков. Такие различия между методами носят закономерный характер, так как PCA оптимизирует объяснение общей дисперсии, а PLS — ковариацию с откликом, поэтому их совместное использование не противоречит, а углубляет понимание структуры данных и позволяет обоснованно выделить приоритетные направления для снижения аварийности.

Проведенное исследование выявило статистические ассоциации между рядом параметров (температурные условия, тип топлива, ремонтные показатели) и показателем аварийности конденсационных энергоблоков. Наибольшая корреляция с аварийностью наблюдается для типа топлива (коэффициент Спирмена 0,33), что согласуется с более низкой средней аварийностью газовых энергоблоков по сравнению с угольными. Однако эти результаты не могут быть интерпретированы как доказательство причинно-следственной связи. Выявленные закономерности требуют дальнейшей проверки с привлечением дополнительных данных, с учетом смешивающих факторов и применением методов, позволяющих оценивать каузальные эффекты. Тем не менее полученные результаты могут быть полезны для формирования гипотез при определении приоритетных направлений для повышения надежности генерирующего оборудования.

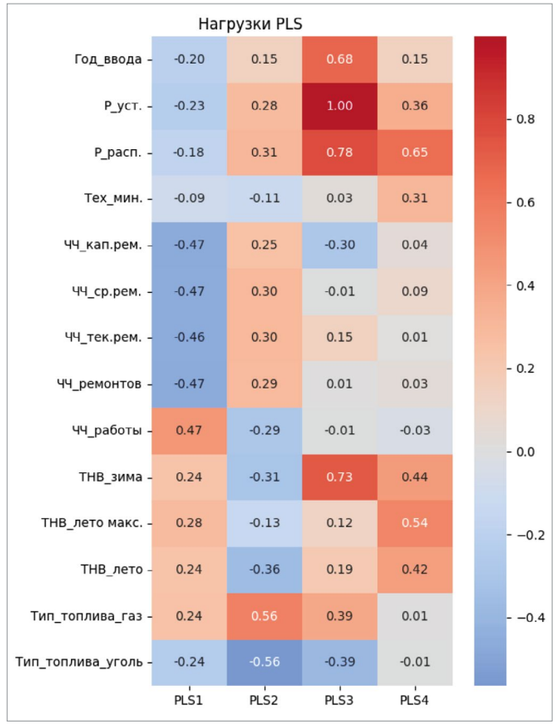


Рис. 5. Матрица нагрузок исходных признаков на главные компоненты PLS (первые четыре компоненты)

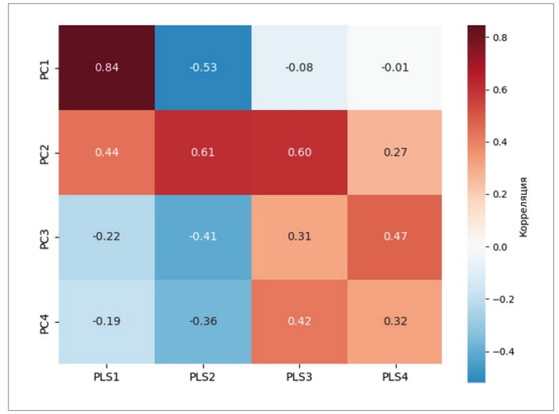


Рис. 6. Корреляция между компонентами PCA и PLS

Таблица 3. Перечень наиболее значимых признаков PLS-регрессии к K_авар-ти

Признак	Коэффициент PLS-регрессии к K_авар-ти
Год_ввода	0,35
THB_зима	0,33
THB_лето макс.	0,31
P_расп.	0,31
Тех_мин.	0,30

ЗАКЛЮЧЕНИЕ

На основе анализа данных по 127 конденсационным энергоблокам ОЭС Сибири и Урала установлено, что тип используемого топлива является значимым фактором, определяющим аварийность энергоблока. Средний коэффициент аварийности угольных энергоблоков (0,046) в два раза выше, чем у газовых (0,023), что подтверждается как диаграммами размаха, так и результатами корреляционного анализа.

Применение метода главных компонент позволило структурировать наблюдаемые признаки в четыре компоненты, объясняющие 84,5 % общей дисперсии в данных. Выявлено, что структура данных определяется прежде всего ремонтной загрузкой (PC1) и топливным фактором (PC2), при этом коэффициент аварийности не является доминирующей переменной ни в одной из компонент, а распределен между ними, что указывает на комплексную природу отказов.

PLS-регрессия показала, что возраст энергоблока имеет положительный коэффициент влияния на аварийность.

Использование метода PLS-регрессии позволило достичь более высокого качества аппроксимации (R^2 = 0,42) по сравнению с классической линейной регрессией. Это подтверждает целесообразность учета латентных взаимосвязей между техническими и климатическими параметрами при прогнозировании надежности. Данный метод был выбран для решения проблемы мультиколлинеарности между предикторами, которая возникает при использовании классической множественной линейной регрессии. При этом важно отметить, что классический PLS остается линейным методом и не учитывает нелинейные зависимости [19].

Результаты, полученные на основе углубленного статистического анализа с применением различных методов многомерного анализа данных, подтверждают выводы, сделанные авторами ранее на основе анализа изучаемой базы данных [20]. Выявленные в ходе исследования закономерности требуют дальнейшей проверки. Тем не менее полученные результаты исследования могут быть полезны для формирования гипотез при определении приоритетных направлений для повышения надежности генерирующего оборудования, в том числе при корректировке механизма отбора инвестиционных проектов по сооружению новых генерирующих объектов на территориях технологически необходимой генерации.

Рисунки к статье предоставлены авторами.

↓ СПИСОК ИСТОЧНИКОВ

1. Отчет о функционировании энергосистем России в 2025 году (на основе оперативных данных). АО «СО ЕЭС», 2025. 5 с. [Электронный ресурс]. Режим доступа: https://www.so-ups.ru/functioning/tech-disc/tech-disc2026/tech-disc2026ups/ (дата обращения: 08.09.2026).
2. Projected Costs of Generating Electricity 2020 / International Energy Agency, Nuclear Energy Agency [Электронный ресурс]. Режим доступа: https://www.iea.org/reports/projected-costs-of-generating-electricity-2020 (дата обращения: 08.09.2026).
3. Системный оператор Единой энергетической системы: глоссарий [Электронный ресурс]. Режим доступа: https://www.so-ups.ru/functioning/glossary/ (дата обращения: 08.09.2026).
4. Крупенёв Д.С., Бояркин Д.А., Якубовский Д.В., Северина Я.Д. Исследование влияния аварийности энергетического оборудования на показатели балансовой надежности и величину оперативного резерва электроэнергетических систем // Методические вопросы исследования надежности больших систем энергетики: материалы 92-го заседания семинара: в 3-х книгах С. 149–158.
5. Непомнящий В.А. Надежность оборудования энергосистем. М.: Изд-во журнала «Электроэнергия. Передача и распределение», 2013.
6. G. Souza et al. Combined-Cycle Gas and Steam Turbine Power Plant Reliability Analysis // Thermal Power Plant Performance Analysis, Springer Series in Reliability Engineering, 2012. https://doi.org/10.1007/978-1-4471-2309-5_9.
7. Yudisaputro H. et al. A study on the Performance and Reliability Effect of Low-Rank Coal to the Steam Power Plant // Journal of Physics: Conference Series. 2021. Vol. 1845. Art. no. 012053. https://doi.org/10.1088/1742-6596/1845/1/012053.
8. Zeng K. et al. Reliability Assessment of Power Systems in High-Load Areas with High Proportion of Gas-Fired Units Considering Natural Gas Loss // Applied Sciences. 2023. Vol. 13. Art. no. 6012. https://doi.org/10.3390/app13106012.
9. РД 34.20.574. Указания по применению показателей надежности элементов энергосистем и работы энергоблоков с паротурбинными установками.
10. Постановление Правительства Российской Федерации от 27.12.2010 № 1172 «Об утверждении Правил оптового рынка электрической энергии и мощности и о внесении изменений в некоторые акты Правительства Российской Федерации по вопросам организации функционирования оптового рынка электрической энергии и мощности».
11. Значения коэффициентов и расчетных температур наружного воздуха энергосистем, применяемых для расчетов электроэнергетических режимов и определении технических решений при перспективном развитии энергосистем. [Электронный ресурс]. Режим доступа: https://ppr.so-ups.ru/vis/design_data/ (дата обращения: 08.09.2026).
12. Приказ Минэнерго России от 06.12.2022 № 1286 «Об утверждении Методических указаний по проектированию развития энергосистем и о внесении изменений в приказ Минэнерго России от 28 декабря 2020 г. № 1195».
13. Прохоров А.В. Корреляционный анализ // Большая российская энциклопедия: в 35 т. / гл. ред. Ю.С. Осипов. М.: Большая российская энциклопедия, 2004–2017.
14. Гмурман В.Е. Теория вероятностей и математическая статистика: учебник для вузов. 12-е изд., перераб. и доп. М.: Высшее образование, 2008. 479 с.
15. Johnson R.A., Wichern D.W. Applied Multivariate Statistical Analysis. 6th ed. Upper Saddle River: Pearson Prentice Hall, 2007. 773 p. ISBN 978-0-13-187715-3.
16. Pedregosa F. et al. Scikit-learn: Machine Learning in Python // Journal of Machine Learning Research. 2011. Vol. 12. P. 2825–2830.
17. Лемешко Б.Ю., Дамдинжапова А.Д. Исследование статистических свойств оценок и критериев, используемых при анализе корреляционных связей // Обработка информации и математическое моделирование: материалы РНТК. Новосибирск, 2016.
18. Tobar F. A., Yacher L., Paredes R., and Orchard M. E. Anomaly detection in power generation plants usingsimilarity-based modeling and multivariate analysis // Proceedings of the 2011 American Control Conference. June 2011. P. 1940–1945.
19. Cook R.D., Forzani L. PLS regression algorithms in the presence of nonlinearity // Chemometrics and Intelligent Laboratory Systems. 2021. Vol. 213. Art. no. 104307 https://doi.org/10.1016/j.chemolab.2021.104307.
20. Evseenko P., Dvortsevoy A., Rusina A., Arestova A. Impact of condensing power plant parameters on failure rates // 2025 IEEE 26th International Conference of Young Professionals in Electron Devices and Materials (EDM): conference proceedings. Altai, Russian Federation, 2025. P. 1070–1074. https://doi.org/10.1109/EDM65517.2025.11096889.

УДК 621.311.1:621.316.1
Шифр специальности ВАК 2.4.2

ДВУХУРОВНЕВАЯ МЕТОДИКА ВЫБОРА ОБЪЕКТОВ РАСПРЕДЕЛИТЕЛЬНОЙ ЭЛЕКТРИЧЕСКОЙ СЕТИ ДЛЯ ПОСЛЕДУЮЩЕГО АНАЛИЗА РЕКОНСТРУКЦИИ И СНЯТИЯ СЕТЕВЫХ ОГРАНИЧЕНИЙ

Предложена двухуровневая методика выбора объектов распределительной электрической сети для последующего анализа реконструкции и снятия сетевых ограничений. Методика предназначена для предварительной приоритизации объектов на ранней стадии анализа, когда выполнение детальных режимных и технико-экономических расчетов по всей региональной совокупности объектов затруднено из-за неоднородности исходных данных и различий сетевого масштаба. Первый уровень методики связан с анализом центров питания 35 кВ и выше, второй — с локализацией объектов распределительной сети ниже 35 кВ, электрически связанных с выбранным центром питания. В качестве расчетных признаков используются средняя установленная мощность, текущий резерв, резерв технологического присоединения, относительные резервные показатели и частота дефицитных состояний. Для оценки неоднородности совокупности применяется рангово-интервальный анализ с построением области допустимых значений, а итоговая приоритизация выполняется по сценарным индексам, учитывающим масштаб объекта, ограниченность резерва и устойчивость неблагоприятного состояния во времени. Апробация выполнена на данных электросетевого комплекса Кемеровской области — Кузбасса за 2017–2025 годы. Полученный результат рассматривается не как готовое проектное решение, а как расчетно обоснованный выбор объекта для последующей инженерной проверки, включающей анализ режимов, надежности, заявок технологического присоединения, вариантов реконструкции и технико-экономической эффективности мероприятий.

АВТОР:
И.Н. Паскарь,
старший преподаватель,
ORCID 0000-0002-4826-4967,
paskar-ivan@mail.ru,
ФГБОУ ВО «Кузбасский государственный технический университет имени Т.Ф. Горбачёва», г. Кемерово, РФ

КЛЮЧЕВЫЕ СЛОВА: #распределительная электрическая сеть; #центры питания; #реконструкция электрических сетей; #технологическое присоединение; #резерв мощности; #рангово-интервальный анализ; #область допустимых значений; #предварительная приоритизация объектов; #сетевые ограничения

↓ ДЛЯ ЦИТИРОВАНИЯ:

Паскарь И.Н. Двухуровневая методика выбора объектов распределительной электрической сети для последующего анализа реконструкции и снятия сетевых ограничений // Энергия единой сети. 2026. № 3–4 (82). С. 33–45.

©℗

ВВЕДЕНИЕ

Развитие распределительных электрических сетей связано с необходимостью своевременно выявлять участки, в которых ограниченность резерва мощности, рост нагрузки или повторяемость дефицитных состояний могут потребовать реконструкции, изменения схемы питания, перераспределения нагрузки либо иных мероприятий по снятию сетевых ограничений [1]. На ранней стадии анализа возникает задача не выбора конкретного технического решения, а определения объектов, по которым углубленная инженерная проверка должна выполняться в первую очередь. Такая постановка особенно важна для региональных электросетевых комплексов, где в одной системе данных одновременно присутствуют центры питания разных классов напряжения, распределительные подстанции, участки сети и потребители с различным характером нагрузки.

Вопросы развития распределительных электрических сетей в научной и инженерной литературе обычно рассматриваются через оценку загрузки оборудования, наличия резерва мощности, надежности электроснабжения, качества напряжения, технического состояния элементов сети, заявок технологического присоединения [2] и экономической эффективности мероприятий. Такой подход является необходимым при разработке конкретных схемных и инвестиционных решений, поскольку позволяет сопоставлять варианты реконструкции, строительства новых сетевых элементов, перераспределения нагрузки и подключения новых потребителей. Вместе с тем на ранней стадии анализа применение полного набора режимных, надежностных и технико-экономических расчетов ко всей региональной совокупности объектов затруднено. Причина не только в большом числе объектов, но и в различии их сетевого масштаба, неполноте исходных данных и необходимости предварительно определить зону, для которой детальная проверка действительно обоснована [3–5].

Предлагаемая методика рассматривается не как замена действующим процедурам перспективного планирования и проектирования электрических сетей, а как предварительный аналитический фильтр. Ее результат может использоваться для формирования перечня объектов, по которым затем требуется уточнять фактические и перспективные нагрузки, заявки технологического присоединения, схемные решения, уровни напряжения, загрузку линий и трансформаторов, надежность и экономическую эффективность мероприятий. Такая постановка согласуется с общей логикой перспективного развития электроэнергетики, в которой решения по развитию сетевой инфраструктуры должны опираться на анализ существующих и перспективных режимов, потребности в технологическом присоединении [2], надежность электроснабжения и обоснование мероприятий по развитию сети. В действующей системе планирования эти вопросы отражаются в Схеме и программе развития электроэнергетических систем России [1], а также в материалах, связанных с развитием энергосистем субъектов Российской Федерации. Предлагаемая методика не подменяет эти документы и не является самостоятельным основанием для включения объекта в инвестиционную программу. Ее роль более узкая: выделить из региональной совокупности объектов те участки распределительной сети, по которым дальнейшая инженерная проверка имеет наибольший приоритет.

Отдельное направление связано с технико-ценологическим и ранговым анализом сложных технических совокупностей. В работах Б.И. Кудрина заложены общие положения технетики и техноценологического представления технической реальности [6]. В.И. Гнатюком развиты методы рангового анализа, позволяющие выявлять структурную неоднородность совокупностей и оценивать положение объектов в ранговом распределении [7–10]. О.Р. Кивчун применяет ранговый аппарат к задачам управления электропотреблением объектов регионального электротехнического комплекса и режимного нормирования в условиях ресурсных ограничений [11, 12]. А.Р. Абельдаев показывает возможность использования ценологического подхода для задач оптимизации региональных электрогенерирующих мощностей [13]. В работах И.Н. Паскаря техноценологический подход используется для интервальной оценки электропотребления и планирования развития региональных энергетических систем [14, 15]. Указанные исследования подтверждают применимость рангового аппарата к анализу неоднородных технических совокупностей, однако для распределительной электрической сети требуется дополнительная адаптация: объект второго уровня должен рассматриваться не в общем региональном массиве, а внутри локальной совокупности, электрически связанной с выбранным центром питания.

Несмотря на наличие развитых подходов к планированию, реконструкции и ранговому анализу технических совокупностей, для распределительного электросетевого комплекса сохраняется методическая проблема предварительного перехода от регионального уровня к локальному объекту дальнейшей проверки. Региональная сеть включает центры питания разных классов напряжения, трансформаторные подстанции распределительной сети, участки сетей 6–10 кВ и 0,4 кВ, а также потребителей с различным характером нагрузки. Эти объекты нельзя корректно рассматривать как простой перечень независимых элементов. Центр питания 110/35/6 кВ и трансформаторная подстанция распределительной сети различаются по масштабу, функциям и роли в системе электроснабжения. Поэтому объединение таких объектов в один ранговый ряд приводит к потере сетевого смысла анализа и может исказить выбор объекта для последующей инженерной проверки.

На ранней стадии анализа эта проблема усиливается ограниченностью исходных данных. Для полноценной расчетной проверки нужны актуальные схемы сети, параметры линий и трансформаторов, графики нагрузки, данные о резерве мощности, сведения о заявках технологического присоединения и режимная информация. Однако такой набор данных часто неполон, неоднороден или доступен только для части объектов. Прямое детальное моделирование всех возможных участков региональной сети становится избыточным и методически неоправданным. Поэтому требуется предварительная приоритизация объектов, которая не заменяет режимный расчет, а формирует обоснованную исходную область для дальнейшей инженерной проверки.

В существующих подходах к планированию развития распределительных сетей приоритет объектов обычно определяется через режимные, надежностные, инвестиционные, заявочные или технические показатели [3–5]. При этом на ранней стадии анализа остается недостаточно формализованным переход от региональной совокупности центров питания к локальной совокупности нижестоящих объектов без смешения объектов разных классов напряжения и сетевого масштаба. Именно этот переход рассматривается в статье как самостоятельная методическая задача. Техноценологические методы позволяют оценивать неоднородность технических совокупностей [6–15], однако применительно к распределительной сети они требуют учета сетевой иерархии: объект второго уровня должен анализироваться не в общем региональном массиве, а в составе локальной расчетной совокупности, электрически связанной с выбранным центром питания.

Для уточнения места предлагаемой методики среди существующих подходов к выбору объектов развития распределительной сети в таблице 1 приведено их методическое сопоставление. Сравнение выполнено не по величине экономического эффекта (поскольку статья не содержит проектного расчета конкретного мероприятия), а по назначению подхода, составу исходных данных и роли в последовательности принятия инженерного решения [3–15].

Для решения этой задачи предлагается двухуровневая методика предварительной приоритизации объектов распределительной электрической сети. На первом уровне анализируются центры питания напряжением 35 кВ и выше. На втором уровне рассматриваются объекты распределительной сети ниже 35 кВ, электрически связанные с выбранным центром питания. Такой переход позволяет сохранить сетевой смысл анализа: сначала определяется приоритетная зона, затем внутри нее выбирается локальный объект, который целесообразно передать на последующую инженерную проверку.

В качестве расчетных признаков используются: средняя установленная мощность, текущий резерв, резерв технологического присоединения, относительные резервные показатели и частота дефицитных состояний. Для описания неоднородности совокупности применяется рангово-интервальный анализ. Положение объекта оценивается относительно расчетной ранговой зависимости и области допустимых значений. Итоговый приоритет формируется не только по масштабу объекта, но и по резервным ограничениям и повторяемости неблагоприятных состояний. Такой набор признаков позволяет использовать методику как предварительный фильтр перед последующим анализом вариантов реконструкции, перераспределения нагрузки, изменения схемы питания и иных мероприятий по снятию сетевых ограничений [3–5, 7–15].

Таблица 1. Сопоставление подходов к выбору объектов развития распределительной электрической сети

Подход	Что учитывает	Ограничение на ранней стадии анализа	Место предлагаемой методики
Отбор по установленной мощности	Масштаб объекта и его положение в структуре сети	Не отражает резервные ограничения, повторяемость дефицита и возможность технологического присоединения	Использует мощность как один из признаков, но не сводит выбор к наиболее крупному объекту
Отбор по текущему резерву мощности	Наличие свободной мощности или дефицита по объекту	Может фиксировать разовое состояние без учета устойчивости ограничения во времени	Дополняет резервные признаки оценкой частоты дефицитных состояний
Отбор по резерву технологического присоединения	Возможность подключения дополнительной нагрузки	Требует последующей проверки заявок, перспективной нагрузки и схемных условий	Использует резерв технологического присоединения как предварительный индикатор объекта, требующего углубленной проверки
Отбор по заявкам технологического присоединения	Перспективный спрос и запросы потребителей	Не всегда позволяет оценить историческую устойчивость сетевого ограничения	Может применяться до детального анализа заявок или совместно с ним для уточнения приоритетных зон
Режимный расчет участка сети	Уровни напряжения, загрузку линий и трансформаторов, потери, допустимость схемы	Требует подробной схемы, параметров сети и графиков нагрузки	Выполняется после предварительной приоритизации выбранных объектов
Технико-экономическое сравнение мероприятий	Стоимость, эффект, надежность, эксплуатационные последствия и экономическую эффективность	Не может быть корректно применено ко всей региональной совокупности без предварительного отбора объектов	Используется на следующем этапе для выбранного объекта и набора возможных мероприятий
Предлагаемая двухуровневая методика	Масштаб объекта, резервное состояние, повторяемость дефицита и сетевую иерархию	Не заменяет проектирование, режимные расчеты, анализ надежности и экономическое обоснование	Формирует перечень объектов распределительной сети для последующей инженерной проверки

Цель исследования — разработка и апробация двухуровневой методики предварительной приоритизации объектов распределительной электрической сети для последующего анализа развития, реконструкции, перераспределения нагрузки или иных мероприятий по снятию выявленных сетевых ограничений.

Для достижения поставленной цели необходимо решить следующие задачи:

- сформировать двухуровневую структуру анализа регионального электросетевого комплекса с разделением центров питания 35 кВ и выше и связанных с ними объектов распределительной сети ниже 35 кВ;
- определить расчетные признаки, отражающие масштаб объекта, резервное состояние, возможность технологического присоединения и устойчивость неблагоприятных состояний во времени;
- построить рангово-интервальную оценку центров питания 35 кВ и выше с использованием области допустимых значений;
- сформировать первоочередную группу центров питания для перехода к локальному анализу нижестоящей сети;
- выполнить переход от выбранного центра питания к локальной совокупности электрически связанных объектов ниже 35 кВ;
- выбрать объект распределительной сети для последующей инженерной проверки вариантов реконструкции, развития сети или снятия выявленных ограничений.

Расчетная апробация выполнена на данных электросетевого комплекса Кемеровской области — Кузбасса за период с I квартала 2017 г. по IV квартал 2025 года. На первом уровне рассматриваются центры питания 35 кВ и выше. На втором уровне для выбранного центра питания формируется локальная расчетная совокупность объектов ниже 35 кВ, электрически связанных с ним. Результатом является не готовое проектное решение, а обоснованная расчетная цепочка перехода от региональной совокупности центров питания к конкретному объекту распределительной сети, по которому далее должны выполняться режимные, надежностные и технико-экономические расчеты.

Научная значимость исследования состоит в развитии рангово-интервального подхода применительно к иерархически организованному распределительному электросетевому комплексу. Отличие предлагаемой методики в том, что ранговый анализ используется не для общего ранжирования всех объектов сети, а в составе связанной двухуровневой процедуры. Это позволяет избежать смешения объектов разных классов напряжения и сетевого масштаба.

Практическая значимость исследования заключается в возможности использовать предложенную методику как предварительный аналитический фильтр при подготовке перечня объектов для дальнейшей инженерной проверки. Методика не заменяет разработку схемных решений, режимные расчеты, оценку надежности, анализ заявок технологического присоединения и технико-экономическое сравнение мероприятий. Ее задача состоит в том, чтобы уже на раннем этапе сократить исходную совокупность объектов и определить, по каким участкам распределительной сети целесообразно в первую очередь выполнять углубленный анализ реконструкции, перераспределения нагрузки, изменения схемы питания или иных мероприятий по снятию ограничений.

Таблица 2. Характеристика расчетной базы первого уровня

Показатель	Значение
Объект анализа первого уровня	Центры питания 35 кВ и выше
Территория анализа	Кемеровская область — Кузбасс
Расчетный период	I квартал 2017 г. — IV квартал 2025 г.
Шаг наблюдения	Квартал
Число квартальных наблюдений после очистки	8986
Число идентифицированных центров питания за период	329
Число центров питания в действующей совокупности IV квартала 2025 г.	254
Назначение массива	Предварительная приоритизация центров питания для последующего анализа нижестоящей распределительной сети

МАТЕРИАЛЫ И МЕТОДЫ

Расчет выполнен по данным о наличии мощности, свободной для технологического присоединения, по объектам электросетевого комплекса Кемеровской области — Кузбасса. Расчетный период — с I квартала 2017 г. по IV квартал 2025 года. Шаг наблюдения — квартал. Исторический ряд используется не для прямого прогноза перспективной нагрузки, а для выявления объектов, у которых резервные ограничения или дефицитные состояния имеют повторяющийся характер. Такой подход позволяет отличить разовое неблагоприятное состояние от устойчивого признака, требующего последующей инженерной проверки. Перспективные нагрузки, заявки технологического присоединения и конкретные схемные мероприятия должны уточняться на следующем этапе анализа.

В качестве основной расчетной совокупности первого уровня приняты центры питания напряжением 35 кВ и выше. После очистки и нормализации исходного массива сформировано 8986 квартальных наблюдений. За расчетный период идентифицировано 329 центров питания, из которых 254 объекта присутствуют в действующей совокупности IV квартала 2025 года. Характеристика расчетной базы приведена в таблице 2.

Наличие данных за несколько лет принципиально для рассматриваемой задачи. Если объект имеет ограниченный резерв только в одном отчетном периоде, это может

быть связано с временными условиями эксплуатации, изменением состава потребителей или особенностями учета. Если же неблагоприятное состояние повторяется в нескольких кварталах, такой объект получает более высокий приоритет для последующей проверки. Поэтому в методике учитывается не только величина резерва, но и частота дефицитных состояний в доступном историческом ряду.

Методика строится как двухуровневая. Первый уровень предназначен для выделения приоритетных центров питания 35 кВ и выше. Второй уровень используется для анализа объектов распределительной сети ниже 35 кВ, электрически связанных с выбранным центром питания. Общая схема двухуровневой предварительной приоритизации объектов распределительной электрической сети приведена на рисунке 1.

Необходимость двух уровней связана с тем, что центр питания 110/35/6 кВ и объект распределительной сети ниже 35 кВ имеют разный масштаб и разную роль в системе электроснабжения. Их объединение в один ранговый ряд методически некорректно, поскольку крупный центр питания и локальная трансформаторная подстанция отражают разные уровни сетевой иерархии. Поэтому на первом этапе определяется приоритетная зона анализа, а на втором этапе внутри этой зоны выбирается локальный объект для последующей инженерной проверки.

Связь между уровнями задается по признаку электрической принадлежности. Муниципальная привязка, балансовая принадлежность и сходство наименований могут использоваться как вспомогательные признаки, но не заменяют подтвержденную электрическую связь. Это принципиально для сохранения сетевого смысла анализа: объект второго уровня рассматривается не как самостоятельная строка регионального перечня, а как часть локальной совокупности конкретного центра питания.

Для оценки объектов используются три группы признаков: масштаб объекта, резервное состояние



Рис. 1. Двухуровневая структура предварительной приоритизации объектов распределительной электрической сети
Источник: составлено автором

Таблица 3. Расчетные признаки предварительной приоритизации объектов распределительной электрической сети

Группа признаков	Показатель	Инженерный смысл
Масштаб объекта	Средняя установленная мощность	Показывает системную значимость объекта в расчетной совокупности
Текущее состояние	Средний текущий резерв	Отражает наличие свободной мощности или дефицита
Возможность технологического присоединения	Средний резерв технологического присоединения	Характеризует возможность подключения дополнительной нагрузки
Сопоставление объектов разного масштаба	Относительный текущий резерв	Позволяет сравнивать объекты с разной установленной мощностью
Сопоставление ограничений технологического присоединения	Относительный резерв технологического присоединения	Показывает ограниченность присоединения с учетом масштаба объекта
Устойчивость неблагоприятного состояния	Частота текущего дефицита	Отражает повторяемость отрицательного текущего резерва
Устойчивость ограничения технологического присоединения	Частота дефицита технологического присоединения	Отражает повторяемость ограничения по технологическому присоединению

и устойчивость неблагоприятного состояния. Состав признаков приведен в таблице 3.

Показатели таблицы 3 не являются самостоятельными проектными критериями. Они используются для предварительной приоритизации, то есть для выбора объектов, по которым затем должны выполняться более детальные расчеты. Например, низкий резерв технологического присоединения указывает на необходимость проверки перспективной нагрузки и заявок на подключение, но сам по себе не доказывает необходимость реконструкции. Аналогично высокая частота дефицитного состояния показывает устойчивость ограничения во времени, однако конкретное мероприятие может быть выбрано только после анализа схемы сети, режимов, надежности и экономики.

Для каждого объекта рассчитывается текущий резерв мощности. Если в исходных данных резерв задан напрямую, используется исходное значение. Если резерв определяется через установленную мощность и текущую загрузку, используется выражение:

$$R_{it} = P_{it}^{\text{уст}} - P_{it}^{\text{загр}}, \quad (1)$$

где R_{it} — текущий резерв мощности i-го объекта в квартале t;
$P_{it}^{\text{уст}}$ — установленная мощность;
$P_{it}^{\text{загр}}$ — текущая загрузка.

При $R_{it} > 0$ объект имеет свободную мощность. При $R_{it} < 0$ фиксируется дефицит. Для сопоставления объектов разного масштаба текущий резерв и резерв технологического присоединения дополнительно приводятся к относительному виду. Повторяемость неблагоприятного состояния оценивалась через частоту появления дефицита в квартальных наблюдениях. Если объект присутствовал в исходном массиве не на всем расчетном интервале 2017–2025 гг., агрегирование выполнялось по фактическому числу доступных наблюдений. Такой порядок выбран для того, чтобы не исключать из анализа объекты с неполной историей и одновременно не подставлять расчетные значения вместо отсутствующих данных.

На следующем этапе проверялась неоднородность совокупности по средней установленной мощности. Для этого объекты ранжировались по убыванию мощности, после чего для полученного ряда аппроксимировалась Н-кривая [7–12, 14, 15]:

$$P(r) = ar^{-b}, \quad (2)$$

где $P(r)$ — расчетное значение средней установленной мощности для ранга r;
a и b — параметры аппроксимации;
r — ранг объекта.

Н-кривая используется как инструмент описания ранговой неоднородности, а не как самостоятельное основание для выбора объекта. Поэтому дополнительно определяется область допустимых значений. После построения Н-кривой для каждого объекта сравнивались два значения: фактическая средняя установленная мощность и расчетная мощность, соответствующая его рангу. Отклонения брались в логарифмической форме. Это важно для рассматриваемого массива: центры питания заметно различаются по мощности, поэтому одинаковое абсолютное отклонение для крупного и малого объекта имеет разный смысл. Границы области допустимых значений задавались не вручную, а по распределению полученных отклонений. В качестве нижней границы использовался 10 % квантиль, в качестве верхней — 90 % квантиль [7–12, 14, 15]:

$$P_{\text{н}}(r) = P(r)\exp(q_{0,10}),\ P_{\text{в}}(r) = P(r)\exp(q_{0,90}), \quad (3)$$

где $P_{\text{н}}(r)$ и $P_{\text{в}}(r)$ — нижняя и верхняя границы области допустимых значений;
$q_{0,10}$ и $q_{0,90}$ — нижняя и верхняя квантильные границы логарифмических отклонений.

После этого объект получал один из трех статусов: ниже области допустимых значений, внутри нее или выше нее. Этот статус нужен не для автоматического отбора, а для интерпретации положения объекта в ранговом ряду. В дальнейшем он рассматривался вместе с резервными признаками. Поэтому объект с типичным положением по мощности мог оказаться приоритетным, если для него характерны низкий резерв или повторяющийся дефицит. Итоговая предварительная оценка выполнялась по трем сценарным индексам: масштаб объекта, ограниченность относительного резерва, устойчивость неблагоприятного состояния во времени. Сводный индекс рассчитывался как среднее значение этих трех оценок:

$$S_i = \frac{A_i + B_i + C_i}{3}, \quad (4)$$

где S_i — сводный индекс объекта;
A_i — индекс масштаба;
B_i — индекс ограниченности относительного резерва;
C_i — индекс устойчивости неблагоприятного состояния.

Формирование приоритетного перечня выполняется в следующей последовательности. Сначала задается расчетная совокупность первого уровня, включающая центры питания 35 кВ и выше. Для каждого центра питания рассчитываются мощностные, резервные и устойчивые признаки. Затем строится ранговая зависимость по средней установленной мощности и определяется область допустимых значений. После этого рассчитываются сценарные индексы масштаба, ограниченности резерва и устойчивости неблагоприятного состояния. По сводному индексу формируется первоочередная группа центров питания. Для выбранного центра питания задается локальная расчетная совокупность объектов ниже 35 кВ, электрически связанных с ним. Внутри этой совокупности расчет повторяется по той же логике, но уже без смешения объектов разных центров питания. Объект с наибольшим локальным приоритетом передается на последующую инженерную проверку. На следующем этапе для него должны анализироваться режимы работы сети, уровни напряжения, загрузка линий и трансформаторов, надежность электроснабжения, заявки технологического присоединения, варианты реконструкции, перераспределения нагрузки и технико-экономическая эффективность мероприятий.

На первом уровне сводный индекс используется для ранжирования центров питания 35 кВ и выше. Результатом является перечень приоритетных центров питания, которые могут быть переданы на второй уровень анализа. На втором уровне та же логика применяется внутри локальной расчетной совокупности объектов ниже 35 кВ, электрически связанных с выбранным центром питания. Такой порядок позволяет сохранить сетевую иерархию: объект второго уровня выбирается не из общего регионального массива, а из состава нижестоящей сети конкретного центра питания.

Итогом двухуровневой процедуры является расчетная цепочка:

$$C^{(1)} \to c_i \to C_i^{(2)} \to o_{ij}, \quad (5)$$

где $C^{(1)}$ — совокупность центров питания первого уровня;
c_i — выбранный центр питания;
$C_i^{(2)}$ — локальная расчетная совокупность объектов ниже 35 кВ, электрически связанных с выбранным центром питания;
o_{ij} — выбранный объект второго уровня, передаваемый на последующую инженерную проверку.

Эта цепочка не является готовым проектным решением. Она определяет объект, для которого дальнейшая инженерная проверка становится обоснованной. После такого выбора должны отдельно выполняться расчет режимной допустимости, проверка уровней напряжения, загрузки линий и трансформаторов, качества электрической энергии, надежности, заявок технологического присоединения и технико-экономической эффективности возможных мероприятий по снятию сетевых ограничений. К таким мероприятиям могут относиться реконструкция трансформаторной мощности, перераспределение нагрузки, перевод части потребителей на другой центр питания, изменение схемы питания, компенсация реактивной мощности, регулирование напряжения [3–5], а в отдельных случаях подключение распределенных ресурсов или средств управления нагрузкой [16–20].

РЕЗУЛЬТАТЫ И ОБСУЖДЕНИЕ

На первом уровне анализа была рассмотрена действующая совокупность центров питания 35 кВ и выше, присутствующих в отчетности за IV квартал 2025 года. Значения расчетных признаков определялись по всей доступной истории наблюдений за 2017–2025 годы. Такой порядок позволяет учитывать не только последнее состояние объекта, но и его положение в структуре расчетной совокупности за весь период наблюдений.

Базовым признаком для проверки ранговой неоднородности принята средняя установленная мощность. По расчетной совокупности из 254 центров питания получена степенная зависимость:

$$P(r) = 1477r^{-1,018},\ R^2 = 0,734.$$

Коэффициент детерминации показывает, что ранговая зависимость описывает существенную часть изменчивости установленной мощности. При этом полученная Н-кривая не используется как единственное основание для выбора объекта. Она задает расчетную основу для дальнейшего анализа: определения положения центров питания относительно области допустимых значений и последующей сценарной оценки.

Область допустимых значений построена как квантильная оболочка логарифмических отклонений фактических значений от расчетной Н-кривой. Нижняя квантильная граница составила $q_{0,10} = -0,613$, верхняя граница $q_{0,90} = 0,483$. В результате 202 центра питания расположены внутри области допустимых значений, 26 объектов находятся выше нее, еще 26 объектов расположены ниже. Ранговое распределение центров питания и область допустимых значений показаны на рисунке 2.

Полученное распределение подтверждает выраженную неоднородность совокупности центров питания. В верхней части рангового ряда находятся наиболее

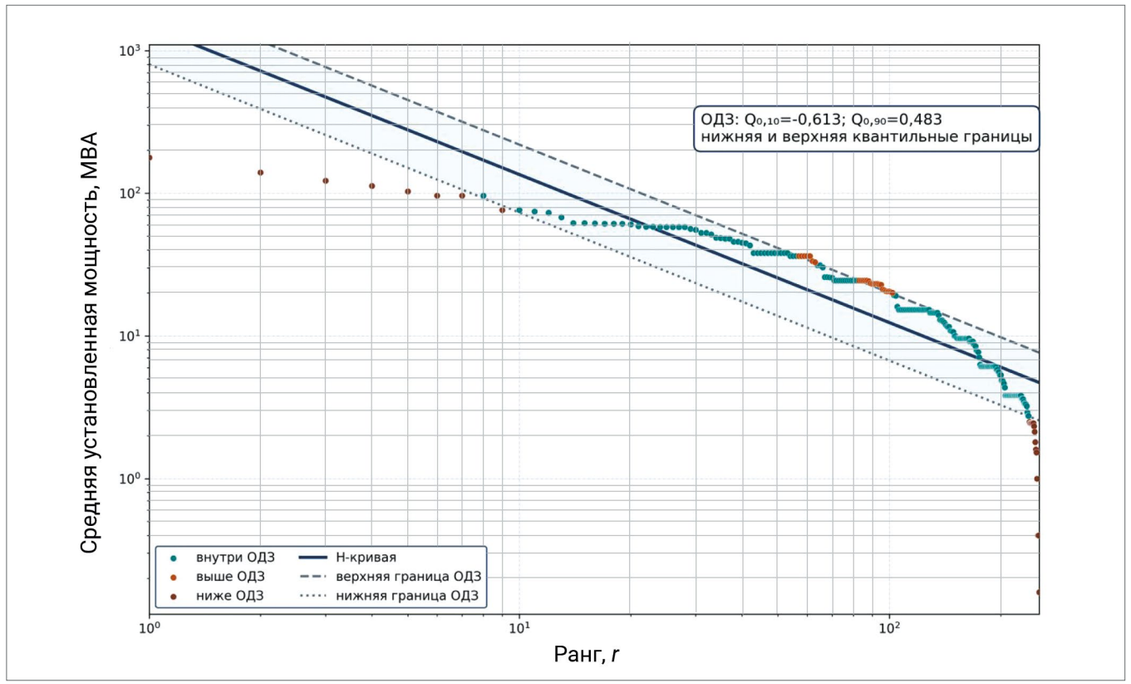


Рис. 2. Н-распределение и область допустимых значений центров питания 35 кВ и выше
Источник: составлено автором по результатам расчета

мощные объекты, но уже на этом этапе видно, что мощность не может быть единственным основанием предварительной приоритизации. Часть центров питания имеет значимый резервный или дефицитный характер при сравнительно невысокой установленной мощности. Поэтому дальнейшая оценка выполнялась не только по положению в ранговом распределении, но и по резервным признакам.

Для этого были рассчитаны три сценарных индекса: индекс масштаба A_i, индекс ограниченности относительного резерва B_i и индекс устойчивости неблагоприятного состояния C_i. Сводный индекс S_i использовался для формирования первоочередной группы центров питания, по которым целесообразно выполнять дальнейший локальный анализ нижестоящей распределительной сети. Результаты расчета ТОП-10 приведены в таблице 4.

Для всех объектов первой десятки характерно высокое значение индекса ограниченности относительного резерва. Минимальное значение этого индекса в ТОП-10 составляет 0,820 для ПС 110 кВ Топкинская, максимальное 0,989 — для ПС 110 кВ Ново-Чертинская. Следовательно, расчетное основание первоочередности связано не только с установленной мощностью, но и с резервным состоянием объекта с учетом его масштаба. В контексте последующего развития сети это означает, что указанные центры питания требуют первоочередного уточнения фактической загрузки, резерва технологического присоединения, перспективных нагрузок и возможных схемных ограничений [1–5].

Сравнение сценарных индексов показывает, что разные центры питания попадают в первоочередной перечень по разным основаниям. ПС 110 кВ Беловская и ПС 110 кВ Топкинская имеют сравнительно высокие значения индекса масштаба, поэтому их дальнейшая проверка связана с системной значимостью и резервным состоянием. ПС 110 кВ Яшкинская и ПС 110 кВ Ново-Чертинская выделяются по индексу устойчивости неблагоприятного состояния, что указывает на повторяемость ограничений во времени. ПС 35 кВ Красногорская-2 имеет низкий индекс масштаба, но входит в первую десятку за счет высоких значений резервного и устойчивого сценариев. Это показывает, что методика позволяет выявлять не только крупные центры питания, но и объекты с устойчивыми признаками ограничения.

Такой результат подтверждает, что предложенная процедура не сводится к выбору наиболее мощных центров питания. Например, ПС 110 кВ Ново-Чертинская имеет первый ранг по сводному индексу, но по средней

Таблица 4. ТОП-10 центров питания по сводному индексу первого уровня

Ранг	Центр питания	Класс напряжения	A_i	B_i	C_i	S_i
1	ПС 110 кВ Ново-Чертинская	110/35/6	0,326	0,989	0,576	0,630
2	ПС 110 кВ Беловская	110/35/6	0,580	0,909	0,371	0,620
3	ПС 110 кВ Красный Брод	110/35/6	0,327	0,928	0,494	0,583
4	ПС 110 кВ Топкинская	110/35/6	0,540	0,820	0,306	0,555
5	ПС 110 кВ Яшкинская	110/35/6	0,113	0,950	0,583	0,549
6	ПС 110 кВ Шахтовая	110/35/6	0,428	0,839	0,188	0,485
7	ПС 110 кВ Сидоровская	110/35/10	0,145	0,945	0,362	0,484
8	ПС 35 кВ Красногорская-2	35/6	0,054	0,952	0,444	0,483
9	ПС 110 кВ Колмогоровская	110/35/6	0,137	0,885	0,408	0,476
10	ПС 110 кВ Заречная	110/35/6	0,281	0,839	0,306	0,475

установленной мощности расположена внутри области допустимых значений. Ее приоритет формируется за счет сочетания ограниченного резерва и повторяемости неблагоприятного состояния. ПС 110 кВ Беловская и ПС 110 кВ Шахтовая имеют статус ниже ОДЗ по мощности. Это не означает техническую недостаточность объектов и не является прямым основанием для реконструкции. Такой статус показывает положение объекта относительно расчетной Н-кривой и должен интерпретироваться совместно с текущим резервом, резервом технологического присоединения и частотой дефицитных состояний.

Для перехода ко второму уровню недостаточно только места в ТОП-10. Центр питания должен иметь проверяемую локальную совокупность объектов ниже 35 кВ, электрически связанных с ним. В качестве расчетного представителя первоочередной группы выбрана ПС 110 кВ Колмогоровская. Она занимает 9-е место по сводному индексу первого уровня, имеет класс напряжения 110/35/6 кВ, расположена внутри области допустимых значений по средней установленной мощности и характеризуется доминированием сценария ограниченности относительного резерва. Значения сценарных индексов составляют: индекс масштаба A_i = 0,137, индекс ограниченности относительного резерва B_i = 0,885, индекс устойчивости неблагоприятного состояния C_i = 0,408, сводный индекс S_i = 0,476. Такой выбор нужен не для утверждения конкретного мероприятия, а для демонстрации полного перехода от регионального уровня к локальному объекту распределительной сети.

Выбор ПС 110 кВ Колмогоровская для перехода ко второму уровню связан с тремя обстоятельствами. Во-первых, объект входит в первоочередную группу центров питания. Во-вторых, его приоритет определяется не только мощностным положением, но и резервными признаками. В-третьих, для него сформирована локальная совокупность объектов ниже 35 кВ, что позволяет проверить полный переход от первого уровня анализа к выбору конкретного объекта последующей инженерной проверки.

Для ПС 110 кВ Колмогоровская сформирована локальная расчетная совокупность второго уровня, включающая 15 объектов распределительной сети ниже 35 кВ. Расчетная база второго уровня содержит 294 квартальных наблюдения за период с I квартала 2017 г. по IV квартал 2025 года. Объекты этой совокупности не объединялись с объектами других центров питания, поскольку это нарушило бы схемную принадлежность и привело бы к смешению локальных сетевых структур.

Для проверки неоднородности локальной совокупности построено Н-распределение по средней установленной мощности объектов второго уровня:

$$(r) = 1477r^{-1,413},\ R^2 = 0,811.$$

Значение $R^2 = 0,811$ показывает, что локальная совокупность имеет выраженную ранговую неоднородность по установленной мощности. По области допустимых значений 11 объектов расположены внутри ОДЗ, 2 объекта находятся выше ОДЗ и 2 объекта — ниже ОДЗ. При этом, как и на первом уровне, мощностной статус не используется как единственный критерий выбора. Локальный объект последующей инженерной проверки определяется по сочетанию масштаба, резервных ограничений и устойчивости неблагоприятного состояния.

Графическое представление локального рангового распределения позволяет уточнить, что объекты второго уровня также образуют неоднородную совокупность (рис. 3). При этом границы области допустимых значений используются не для автоматического исключения объектов, а для оценки их положения относительно локальной Н-кривой. Это важно, поскольку объект с наибольшим расчетным приоритетом может не быть крупнейшим по установленной мощности, но иметь более выраженное сочетание резервных и устойчивых признаков.

Из рис. 3 видно, что локальная совокупность объектов ниже 35 кВ не является однородной по установленной мощности. Часть объектов расположена внутри области допустимых значений, часть выходит за ее нижнюю или верхнюю границу. Однако само положение относительно ОДЗ не определяет итоговый выбор объекта. Для второго уровня оно используется как дополнительная

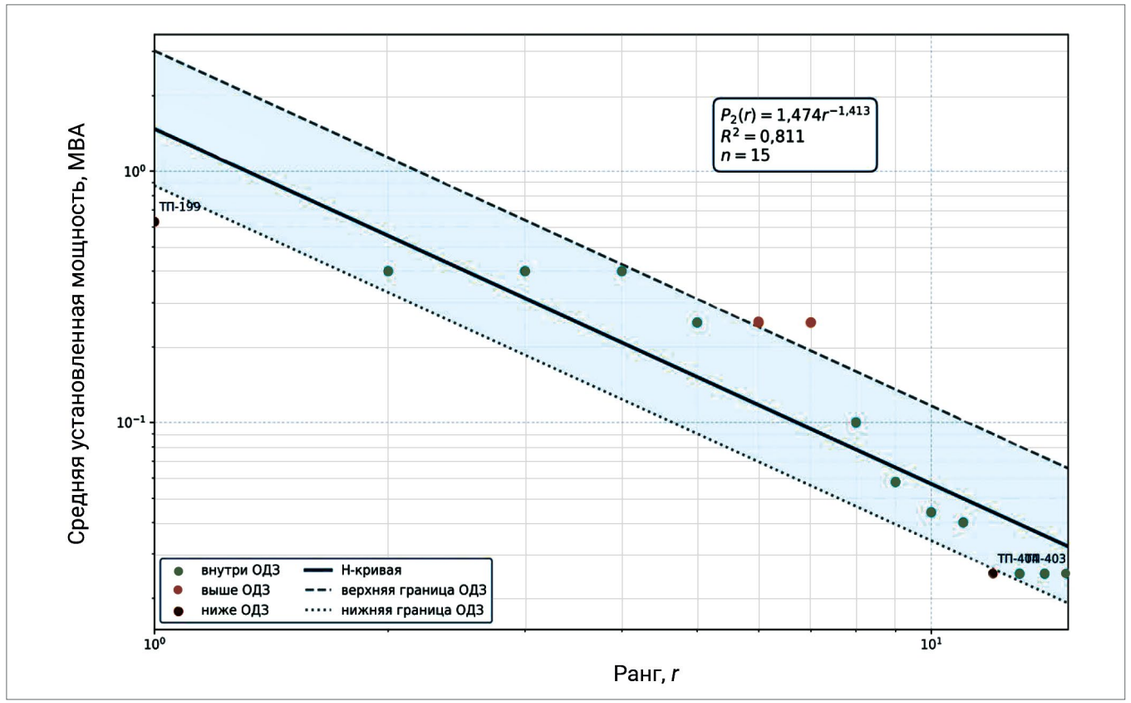


Рис. 3. Н-распределение и область допустимых значений объектов второго уровня в зоне ПС 110 кВ Колмогоровская
Источник: составлено автором по результатам расчета

характеристика локальной расчетной совокупности, а окончательный приоритет формируется по сценарной оценке, учитывающей масштаб объекта, ограниченность резерва и повторяемость дефицитного состояния. Результаты сценарной оценки объектов второго уровня приведены в таблице 5.

Локальное ранжирование объектов второго уровня по сводному индексу показано на рисунке 4.

Максимальный локальный приоритет получил объект ТП-404. Его сводный индекс составляет 0,612. При этом объект не является наиболее мощным в локальной совокупности: установленная мощность ТП-404 составляет 0,025 МВА, а индекс масштаба равен нулю. Приоритет ТП-404 связан с сочетанием резервных и устойчивых признаков. Для данного объекта средний резерв технологического присоединения составил 0,011 МВт, частота дефицита технологического присоединения — 0,314. В результате индекс резервного ограничения достиг 0,834, а индекс устойчивости неблагоприятного состояния — 1,000. Эти показатели не доказывают необходимость конкретного мероприятия по реконструкции, но указывают, что именно этот объект должен быть передан на первоочередную инженерную проверку.

Таблица 5. Первые пять объектов второго уровня в зоне ПС 110 кВ Колмогоровская

Ранг	Объект	S_j	Решение и основание
1	ТП-404	0,612	Объект первоочередной инженерной проверки: ограниченный резерв технологического присоединения и повторяемость дефицитного состояния
2	ТП-199	0,369	Резервный объект для сопоставления: высокий масштаб при слабой выраженности резервных и устойчивых признаков
3	ТП-403	0,299	Дополнительный объект для уточнения: наличие резервного ограничения и ненулевая частота дефицита технологического присоединения
4	ТП-369	0,256	Не входит в первоочередную группу: недостаточное сочетание приоритетных признаков
5	ТП-182	0,244	Не входит в первоочередную группу: достаточный резерв и отсутствие устойчивого дефицитного состояния

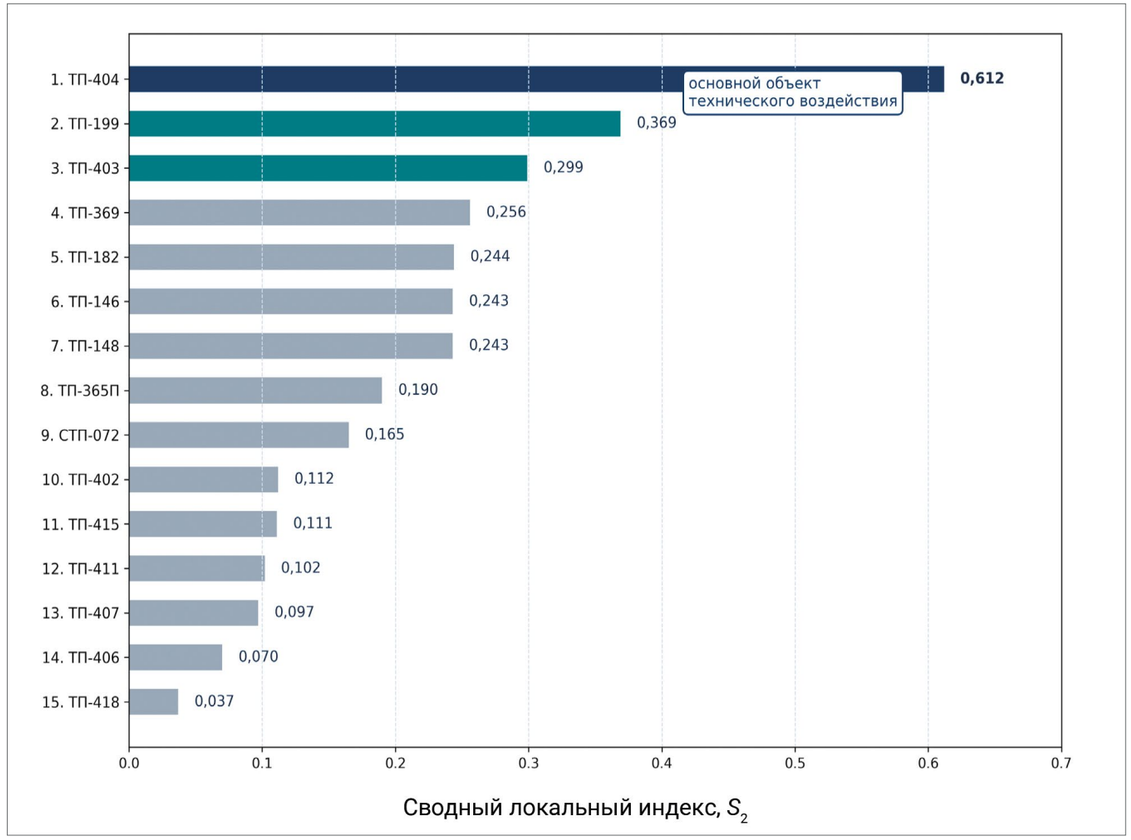


Рис. 4. Локальное ранжирование объектов второго уровня по сводному индексу
Источник: составлено автором по результатам расчета

Сопоставление ТП-404 и ТП-199 показывает, что локальный рейтинг не повторяет ранжирование по установленной мощности. ТП-199 имеет наибольшую мощность в рассматриваемой совокупности (0,630 МВА) и максимальный индекс масштаба. При этом резерв технологического присоединения по нему составляет 0,615 МВт, а частота дефицита технологического присоединения равна нулю. Следовательно, высокий масштаб объекта в данном случае не сопровождается признаками устойчивого ограничения. Это важно для обоснования методики: она не выбирает автоматически самый мощный объект, а выделяет объект с сочетанием признаков, указывающих на возможное сетевое ограничение.

Для ТП-404 ситуация иная. Его установленная мощность мала, но резерв технологического присоединения ограничен, а дефицитное состояние повторяется в расчетном периоде. За счет этого объект получил первое место в локальном рейтинге. ТП-199 сохраняет значение объекта для сопоставления при последующей проверке, но не рассматривается как основной объект первоочередного анализа, поскольку для него не выявлена повторяемость дефицита технологического присоединения.

ТП-403 занимает третье место. По нему также отмечены признаки резервного ограничения и ненулевая частота дефицита технологического присоединения, но они выражены слабее, чем у ТП-404. Поэтому ТП-403 может рассматриваться как дополнительный объект для уточнения исходных данных или проверки чувствительности локального ранжирования.

По итогам двухуровневого анализа получена расчетная цепочка:

центры питания 35 кВ и выше → ПС 110 кВ Колмогоровская → локальная расчетная совокупность объектов ниже 35 кВ, электрически связанных с выбранным центром питания → ТП-404.

Эта цепочка не является проектным решением и не задает конкретное мероприятие по реконструкции. Она показывает объект, для которого на следующем этапе необходимо выполнить расчет локального участка сети: проверить уровни напряжения, загрузку линий и трансформаторов, качество электрической энергии, надежность электроснабжения, фактические и перспективные заявки технологического присоединения, а также технико-экономическую допустимость возможных мероприятий.

На следующем этапе для выбранного объекта могут рассматриваться разные варианты снятия ограничения: реконструкция трансформаторной мощности, перераспределение нагрузки, перевод части потребителей на другой центр питания, изменение схемы питания [3–5], компенсация реактивной мощности, регулирование напряжения, подключение распределенных ресурсов или средств управления нагрузкой [16–20]. Выбор конкретного мероприятия требует отдельного режимного и технико-экономического расчета и не входит в предмет настоящей статьи.

Таким образом, двухуровневый анализ позволил перейти от региональной совокупности центров питания к конкретному объекту распределительной сети без смешения объектов разных классов напряжения и сетевого масштаба. В рассматриваемом примере выбор ТП-404 определен не одним показателем, а сочетанием резервного состояния и повторяемости неблагоприятных признаков. Такой подход снижает риск формального выбора наиболее крупного объекта и позволяет передавать на дальнейший расчет тот участок, где статистические признаки указывают на возможное устойчивое ограничение. Окончательное решение о реконструкции, перераспределении нагрузки или ином мероприятии должно приниматься только после последующей инженерной проверки.

Ограничение полученных результатов состоит в том, что они основаны на статистической обработке отчетных данных и не включают режимное моделирование выбранного участка сети. Поэтому локальный приоритет ТП-404 не следует трактовать как доказанную необходимость реконструкции. Он означает, что данный объект имеет более выраженное сочетание признаков резервного ограничения и повторяемости дефицитного состояния по сравнению с другими объектами локальной совокупности. Для принятия проектного решения необходимы дополнительные данные: схема сети, параметры линий и трансформаторов, графики нагрузки, фактические и перспективные заявки технологического присоединения [2], показатели надежности и стоимостные параметры возможных мероприятий.

ВЫВОДЫ

1. Предложена двухуровневая методика предварительной приоритизации объектов распределительной электрической сети для последующего анализа реконструкции и снятия сетевых ограничений. На первом уровне рассматриваются центры питания 35 кВ и выше, на втором — объекты распределительной сети ниже 35 кВ, электрически связанные с выбранным центром питания. Такое построение позволяет сохранить сетевую иерархию анализа и избежать объединения в один ранговый ряд объектов разного класса напряжения, масштаба и функционального назначения.
2. На данных электросетевого комплекса Кемеровской области — Кузбасса, за период с I квартала 2017 г. по IV квартал 2025 г. сформирована расчетная совокупность первого уровня, включающая 8986 квартальных наблюдений, 329 идентифицированных центров питания за весь период и 254 действующих центра питания в IV квартале 2025 года. Исторический ряд использован не для прямого прогноза перспективной нагрузки, а для оценки повторяемости резервных ограничений и дефицитных состояний. Положение объекта относительно области допустимых значений рассматривается как характеристика ранговой структуры совокупности и не используется как самостоятельное основание для выбора мероприятия по реконструкции.
3. Сценарная оценка центров питания показала, что первоочередная группа формируется не только по установленной мощности, но и по сочетанию масштаба, ограниченности относительного резерва и устойчивости неблагоприятного состояния во времени. Для демонстрации перехода ко второму уровню выбрана ПС 110 кВ Колмогоровская, входящая в ТОП-10 по сводному индексу первого уровня и имеющая проверяемую локальную совокупность объектов ниже 35 кВ. Для нее сформирована локальная расчетная совокупность второго уровня из 15 объектов распределительной сети, что позволило выполнить приоритизацию уже внутри электрически связанного участка сети, без смешения с объектами других центров питания.
4. По результатам локальной сценарной оценки наибольший приоритет получила ТП-404. Ее выбор определяется не установленной мощностью, а сочетанием ограниченного резерва технологического присоединения и повторяемости дефицитного состояния в расчетном периоде. Сопоставление с ТП-199 показало, что методика не сводится к выбору наиболее мощного объекта: при большей установленной мощности ТП-199 не имеет признаков устойчивого дефицита технологического присоединения. Полученная расчетная цепочка «центры питания 35 кВ и выше — ПС 110 кВ Колмогоровская — локальная расчетная совокупность объектов ниже 35 кВ — ТП-404» задает объект первоочередной инженерной проверки, но не является готовым проектным решением.
5. Практическая значимость методики состоит в сокращении исходной региональной совокупности объектов и формировании обоснованного перечня участков распределительной сети для дальнейших расчетов. Методика не заменяет режимное моделирование, анализ надежности, оценку качества электрической энергии, проверку заявок технологического присоединения и технико-экономическое сравнение мероприятий. После предварительной приоритизации для выбранного объекта должны рассматриваться возможные варианты снятия ограничений: реконструкция трансформаторной мощности, перераспределение нагрузки, перевод части потребителей на другой центр питания, изменение схемы питания, регулирование напряжения, компенсация реактивной мощности, а в отдельных случаях подключение распределенных ресурсов или средств управления нагрузкой.

Рисунки к статье предоставлены автором.

СПИСОК ИСТОЧНИКОВ

1. Схема и программа развития электроэнергетических систем России на 2026–2031 годы: утв. приказом Минэнерго России от 28.11.2025 № 1553 [Электронный ресурс]. URL: https://www.so-ups.ru/future-planning/sipr-ees/ (дата обращения: 08.07.2026).
2. Об утверждении Правил недискриминационного доступа к услугам по передаче электрической энергии и оказания этих услуг, Правил недискриминационного доступа к услугам по оперативно-диспетчерскому управлению в электроэнергетике и оказания этих услуг, Правил недискриминационного доступа к услугам коммерческого оператора оптового рынка и оказания этих услуг и Правил технологического присоединения энергопринимающих устройств потребителей электрической энергии, объектов по производству электрической энергии, а также объектов электросетевого хозяйства, принадлежащих сетевым организациям и иным лицам, к электрическим сетям: постановление Правительства РФ от 27.12.2004 № 861: ред. от 07.02.2026 [Электронный ресурс]. URL: https://www.consultant.ru/document/cons_doc_LAW_51030/ (дата обращения: 08.07.2026).
3. Rastgou, A. Distribution network expansion planning: An updated review of current methods and new challenges // Renewable and Sustainable Energy Reviews. 2024. Vol. 189, Part B. Article 114062. DOI: 10.1016/j.rser.2023.114062.
4. Pham, T.N. Low and medium voltage distribution network planning with distributed energy resources: a survey / T.N. Pham, R. Shah, M.N. Dao, N. Sultanova, S. Islam // Electrical Engineering. 2025. Vol. 107. P. 1797–1828. DOI: 10.1007/s00202-024-02535-0.
5. Yang, B.A. Critical Review of Active Distribution Network Reconfiguration: Concepts, Development, and Perspectives / B. Yang, R. Zhang, J. Zhang, X. Cheng, J. Li [et al.] // Energy Engineering. 2024. Vol. 121, № 12. P. 3487–3547. DOI: 10.32604/ee.2024.054662.
6. Кудрин Б.И. Введение в технетику / Б.И. Кудрин. 2-е изд., доп. и перераб. Томск: Изд-во Томского государственного университета, 1993. 552 с.
7. Гнатюк В.И. Закон оптимального построения техноценозов: монография / В.И. Гнатюк. 3-е изд., перераб. и доп. Калининград: КИЦ «Техноценоз», 2019. 991 с. URL: https://gnatukvi.ru/ind.html (дата обращения: 08.07.2026).
8. Гнатюк В.И. Оптимальное управление электропотреблением техноценоза методами рангового анализа // Вестник Сибирского государственного аэрокосмического университета. 2009. № 1. С. 181–186. URL: https://cyberleninka.ru/article/n/optimalnoe-upravlenie-elektropotrebleniem-tehnotsenoza-metodami-rangovogo-analiza (дата обращения: 08.07.2026).
9. Гнатюк В.И. Ранговый анализ в управлении / В.И. Гнатюк. М.; Берлин: Директ-Медиа, 2019.
10. Гнатюк В.И. Векторный ранговый анализ / В.И. Гнатюк, О.Р. Кивчун, В.Н. Васильев, Д.В. Луценко. Калининград: КИЦ «Техноценоз», 2019. 102 с. URL: https://gnatukvi.ru/vran.pdf (дата обращения: 08.07.2026).
11. Кивчун О.Р. Методика комплексирования процедур рангового анализа при управлении электропотреблением объектов регионального электротехнического комплекса // Известия Тульского государственного университета. Технические науки. 2021. № 12. С. 200–209. URL: https://cyberleninka.ru/article/n/metodika-kompleksirovaniya-protsedur-rangovogo-analiza-pri-upravlenii-elektropotrebleniem-obektov-regionalnogo-elektrotehnicheskogo (дата обращения: 08.07.2026).
12. Кивчун О.Р. Режимное нормирование электропотребления объектов регионального электротехнического комплекса в условиях ресурсных ограничений // Промышленная энергетика. 2023. № 3. С. 16–25. DOI: 10.34831/EP.2023.1090.3.003.
13. Абельдаев А.Р. Оптимизация региональных электрогенерирующих мощностей при помощи ценологического подхода на примере Астраханской области // Вестник Астраханского государственного технического университета. 2008. № 5. С. 32–36. URL: https://cyberleninka.ru/article/n/optimizatsiya-regionalnyh-elektrogeneriruyuschih-moschnostey-pri-pomoschi-tsenologicheskogo-podhoda-na-primere-astrahanskoy-oblasti (дата обращения: 08.07.2026).
14. Паскарь И.Н. Интервальное оценивание техноценоза по параметру потребления электроэнергии на примере Прокопьевского района Кузбасса / И.Н. Паскарь, М.В. Фролова // Горное оборудование и электромеханика. 2020. № 5 (151). С. 64–70. DOI: 10.26730/1816-4528-2020-5-64-70.
15. Паскарь И.Н. Применение техноценологического подхода для планирования развития генерирующих мощностей региональной энергосистемы // Горное оборудование и электромеханика. 2022. № 3. С. 55–61. URL: https://cyberleninka.ru/article/n/primenenie-tehnotsenologicheskogo-podhoda-dlya-planirovaniya-razvitiya-generiruyuschih-moschnostey-regionalnoy-energosistemy (дата обращения: 08.07.2026).
16. Илюшин П.В. Перспективные направления развития распределительных сетей при интеграции локальных интеллектуальных энергосистем // Электроэнергия. Передача и распределение. 2021. № 4 (67). С. 78–87. URL: https://eepir.ru/article/perspektivnye-napravleniya-razvitiya-raspredelitelynyhsetey-pri-integracii-lokalynyh-intellektualynyhenergosistem/ (дата обращения: 08.07.2026).
17. Илюшин П.В. Активные системы распределения электроэнергии и распределенные энергетические ресурсы: проблемы интеграции и управления / П.В. Илюшин, Д.А. Ивановский // Электрические станции. 2022. № 6. С. 32–41.
18. Ackermann, T. Distributed Generation: A Definition / T. Ackermann, G. Andersson, L. Söder // Electric Power Systems Research. 2001. Vol. 57, № 3. P. 195–204. DOI: 10.1016/S0378-7796(01)00101-8.
19. Pepermans, G. Distributed Generation: Definition, Benefits and Issues / G. Pepermans, J. Driesen, D. Haeseldonckx, R. Belmans, W. D'haeseleer // Energy Policy. 2005. Vol. 33, № 6. P. 787–798. DOI: 10.1016/j.enpol.2003.10.004.
20. Lopes, J.A.P. Integrating Distributed Generation into Electric Power Systems: A Review of Drivers, Challenges and Opportunities / J.A.P. Lopes, N. Hatziargyriou, J. Mutale, P. Djapic, N. Jenkins // Electric Power Systems Research. 2007. Vol. 77, № 9. P. 1189–1203. DOI: 10.1016/j.epsr.2006.08.016.

УДК 321.316
Шифр специальности ВАК 2.4.2.

ОПРЕДЕЛЕНИЕ ВЕСОВЫХ КОЭФФИЦИЕНТОВ ЗНАЧИМОСТИ ПРИ ВЫЧИСЛЕНИИ КОМПЛЕКСНОГО ПОКАЗАТЕЛЯ ПРИОРИТЕТА ПЕРЕВОДА ЭЛЕКТРИЧЕСКИХ СЕТЕЙ 6–10 кВ НА РЕЖИМ РЕЗИСТИВНОГО ЗАЗЕМЛЕНИЯ НЕЙТРАЛИ

В статье рассматривается проблема выбора очередности перевода подстанций электрических сетей 6–10 кВ на режим низкоомного резистивного заземления нейтрали, что позволит обеспечить надежность электроснабжения, селективность защит от однофазных замыканий на землю и снижение затрат на ремонт оборудования. Разработан подход к ранжированию списка подстанций на основе комплексного показателя приоритета, учитывающего семь единичных технико-экономических показателей, с учетом их весовых коэффициентов значимости. Для их оценки применен метод парного сравнения показателей на основе вербально-числовой шкалы Саати. Подход позволяет гибко адаптироваться к реальным условиям эксплуатации и может быть использован для приоритизации различных электросетевых объектов.



Источник фото: фотобанк ПАО «Россети»

АВТОРЫ:
Д.Б. Гвоздев[1], д.т.н., профессор, gvozdev-db@fskees.ru
А.А. Королев[2], korolyov-aa@fskees.ru
А.М. Григоров[3], аспирант, Grigorov.andrey1@yandex.ru
Д.А. Устинов[3], к.т.н., доцент, ORCID ID 0000-0002-1302-0743, Ustinov_DA@pers.spmi.ru
А.А. Пугачёв[4], к.т.н., доцент, aap@energan.ru
А.Н. Назарычев[3], д.т.н., профессор, ORCID ID 0000-0001-6223-4150, nazarychev_an@pers.spmi.ru
[1] Филиал ПАО «Россети» — МЭС Центра, г. Москва, РФ
[2] ПАО «Россети», г. Москва, РФ
[3] ФГБОУ ВО «Санкт-Петербургский горный университет императрицы Екатерины II», г. Санкт-Петербург, РФ
[4] ООО «Энерган», г. Санкт-Петербург, РФ

КЛЮЧЕВЫЕ СЛОВА:
#резистивное заземление нейтрали; #распределительные сети; #однофазное замыкание на землю; #показатель приоритета; #весовые коэффициенты; #метод парных сравнений; #шкала Саати; #надежность; #реконструкция сетей

↓ ДЛЯ ЦИТИРОВАНИЯ:

Гвоздев Д.Б., Королев А.А., Григоров А.М., Устинов Д.А., Пугачёв А.А., Назарычев А.Н. Определение весовых коэффициентов значимости при вычислении комплексного показателя приоритета перевода электрических сетей 6–10 кВ на режим резистивного заземления нейтрали // Энергия единой сети. 2026. № 3–4 (82). С. 46–53.

©℮

ВВЕДЕНИЕ

Обеспечение эксплуатационной надежности распределительных электрических сетей 6–10 кВ остается одной из главных задач современного развития систем электроснабжения (СЭС). Значительная часть электрооборудования СЭС в России имеет высокий уровень износа (до 50 % от общего количества) и часто продолжает эксплуатироваться сверх установленных сроков службы. Отсутствие достаточного уровня инвестиций и стимулирующих мер поддержки в ряде регионов страны привело к отставанию темпов технического перевооружения электрических сетей.

Существенную часть оборудования составляет зарубежная техника, которую в нынешних условиях сложно обслуживать и практически невозможно приобрести вновь. При этом в последние годы наблюдается фокус на импортозамещение, в связи с чем происходит постепенное развитие энергетической промышленности и увеличение доли отечественного электрооборудования, которое устанавливается в СЭС электротехнических комплексов. Однако доля изношенного оборудования является слишком серьезной, чтобы решить эту проблему в течение короткого времени. Требуются постепенное техническое перевооружение и модернизация — в первую очередь на самых ответственных направлениях развития СЭС в городах и промышленных предприятиях.

Одним из ключевых и актуальных вопросов при проектировании, эксплуатации, реконструкции и техническом перевооружении электрических сетей 6–10 кВ является выбор режима заземления нейтрали.

РЕЖИМЫ ЗАЗЕМЛЕНИЯ, ПРИМЕНЯЕМЫЕ В СЕТЯХ 6–10 кВ

Подавляющее большинство распределительных сетей 6–10 кВ в России имеет изолированный режим заземления нейтрали, что обусловлено рядом преимуществ: более низкой стоимостью из-за отсутствия потребности в дополнительном оборудовании; возможностью не отключать потребителей электроэнергии в случае однофазного замыкания на землю (ОЗЗ) [1].

При таком режиме ток ОЗЗ обусловлен только собственным емкостным током рассматриваемой сети и, как правило, сам по себе не представляет существенной опасности для системы электроснабжения в целом, что исторически в условиях начала индустриализации оказывало существенное влияние на его выбор. Однако режим изолированной нейтрали имеет также существенные недостатки, в числе которых:

- возникновение дуговых перенапряжений при ОЗЗ из-за постоянных зажиганий и погасаний дуги;
- высокая сложность обнаружения места повреждения при ОЗЗ;
- неселективная работа релейной защиты;
- опасность поражения электрическим током персонала в сетях с воздушными линиями электропередачи;
- возникновение феррорезонансных явлений.

Вышеперечисленные недостатки привели к тому, что данный вид заземления нейтрали в сетях среднего класса напряжения 6–10 кВ практически не используется в большинстве зарубежных стран, за исключением небольшого количества стран, в которых использование изолированной нейтрали обусловлено, например, географическим положением, как у Финляндии.

Второе место по распространению в России занимает режим работы сетей 6–10 кВ с компенсированной нейтралью, когда используется дугогасящий реактор (ДГР). Установка ДГР с высококачественной системой управления позволяет в очень малый промежуток времени настроить реактор на резонанс и снизить ток ОЗЗ практически до нуля, что устраняет все негативные факторы, которые возникают при ОЗЗ в сетях с изолированной нейтралью [2, 3].

Для эффективной компенсации необходимо наличие хорошо отлаженной системы управления, которая будет способна настроить ДГР в резонанс за короткое время. Помимо этого, даже если ток ОЗЗ снизится практически до нуля, устойчивое замыкание не сможет самоустраниться. При этом поиск места повреждения становится еще более трудной задачей ввиду снижения и без того малого тока ОЗЗ. Снижение тока не гарантирует безопасность персонала: если замыкание не будет устранено, то в любом случае существует вероятность попадания персонала под шаговое напряжение [4].

С относительно недавнего времени в России активно применяется заземление нейтрали через резистор. Такой вид заземления можно разделить на две группы в зависимости от собственного емкостного тока конкретной сети [5]:

1. Заземление через высокоомный резистор, который будет создавать относительно маленькую составляющую активного тока, протекающую через поврежденный участок, на котором произошло ОЗЗ. Как правило, суммарный ток, который включает составляющую собственного емкостного тока сети и активную составляющую, будет не больше 10 А. Такой ток не представляет существенной опасности для распределительной электрической сети. Поэтому нет необходимости отключать его за короткое время. Активная же составляющая, добавляемая резистором, позволит при этом устранить такие негативные факторы, как феррорезонансные явления, перенапряжения, перемежающуюся дугу и другие [6].
2. Заземление нейтрали через низкоомный резистор. В этом случае сопротивление резистора довольно малое, поэтому активная составляющая, которая протекает через поврежденное место, имеет уже намного большую величину по сравнению с предыдущим вариантом — то есть существенно превышает 10 А. Такой вид заземления позволяет селективно отключать присоединение, на котором произошло ОЗЗ, за наименьшее время.

СОВРЕМЕННЫЕ ТЕНДЕНЦИИ РАЗВИТИЯ РАСПРЕДЕЛИТЕЛЬНЫХ ЭЛЕКТРИЧЕСКИХ СЕТЕЙ 6–20 кВ КРУПНЫХ ГОРОДОВ

В крупных городах, таких как Москва, Санкт-Петербург, Новосибирск, Екатеринбург и других, развитие распределительных сетей представляет собой тесно связанную своими центрами питания энергетическую систему. Помимо того, что соединение между собой центров

питания, электростанций, трансформаторных подстанций позволяет осуществлять различные перетоки мощности, оно также обеспечивает резервирование потребителей, очень часто даже в тех случаях, если конкретные потребители относятся ко второй или даже к третьей категории надежности. В таких случаях резервирование осуществляется не только на среднем уровне напряжения — за счет использования, например, системы сборных шин, двух силовых трансформаторов, секционного выключателя с наличием АВР, — но и на высоком уровне напряжения 110 кВ и выше, за счет питания подстанций сразу несколькими (как минимум двумя) высоковольтными воздушными и кабельными линиями [7].

С учетом вышеизложенного прекращение питания потребителей становится крайне маловероятным из-за большого количества резервных источников. Поэтому в таких распределительных сетях 6–20 кВ крупных городов нет острой потребности «держать» однофазные замыкания на землю. Существующие защиты от ОЗЗ в таких сетях работают некачественно [8]. Основным способом поиска ОЗЗ по-прежнему остается поочередное отключение присоединений на секции шин. При этом всегда существует вероятность перехода ОЗЗ в межфазные короткие замыкания, которые сопровождаются огромными токами, способными повреждать большое количество электрооборудования и приводить к существенному снижению срока его службы.

В таких сетях все активнее применяется резистивное заземление нейтрали — а именно, ее заземление через низкоомный резистор. Причиной такого решения является тот факт, что селективное быстрое отключение поврежденного присоединения не влияет на питание остальных присоединений, так как отключено будет только поврежденное присоединение, а остальные потребители, в случае необходимости, перейдут на питание от резервного источника. Тогда исключается вероятность перехода ОЗЗ в межфазные короткие замыкания и, как следствие, отключения, например, всех секций сборной шины на подстанции, а также исключается возможность повреждения оборудования соседних присоединений.

РЕКОНСТРУКЦИЯ СУЩЕСТВУЮЩИХ ПОДСТАНЦИЙ

Ввиду ограниченности инвестиций в реконструкцию, развитие и строительство распределительных сетей 6–20 кВ, а также технической невозможности осуществить изменение режима заземления нейтрали на резистивное сразу на всех секциях шин всех подстанций (так как это потребовало бы отключения всех потребителей), процесс изменения режима заземления является последовательным и включается в инвестиционную программу с разными сроками реализации.

Главным вопросом при постепенном переводе подстанций на резистивное заземление является вопрос приоритизации (ранжирования) подстанций — то есть определение очередности их перевода на режим низкоомного заземления нейтрали.

Существуют различные критерии, согласно которым можно распределять подстанции по порядку перевода на резистивное заземление нейтрали. Например, распределить подстанции можно на основании критерия, основанного только на экономической целесообразности. Этот критерий может учитывать финансовые затраты, связанные с переводом на резистивное заземление. Согласно этому критерию, в первую очередь изменению режима заземления подлежат подстанции, для которых такие затраты — основную часть которых составляют капитальные вложения — минимальны. Также этот критерий может учитывать экономический эффект от перевода на резистивное заземление. Так как ОЗЗ будет отключаться за минимально возможное время, это исключает возможность повреждения основного электрооборудования, поэтому финансовые затраты на его ремонт снизятся. Для такого случая можно рассчитать чистый дисконтированный доход (ЧДД) и определить срок окупаемости перевода на резистивное заземление нейтрали, а подстанции, имеющие наименьший срок окупаемости, будут подлежать переводу на резистивное заземление в первую очередь [9].

С другой стороны, наименьшие затраты на изменение режима заземления нейтрали будут у тех подстанций, на которых, например, относительно недавно была произведена реконструкция и установлено новое оборудование. На такой подстанции расходование ресурса основного электрооборудования будет минимальным, и количество аварийных отключений, включая ОЗЗ, — тоже. Для перевода на резистивное заземление необходимо приобрести минимальное количество нового оборудования, поэтому и финансовые затраты будут минимальными. Надежность такой подстанции достаточно высока, и по критерию надежности нет необходимости переводить ее на резистивное заземление в первую очередь, так как повреждения на ней происходят редко [10].

Можно сказать, что не существует одного универсального критерия, по которому можно было бы определить очередность перевода подстанций на низкоомное резистивное заземление нейтрали. В одной ситуации экономическая целесообразность является определяющим фактором, а в другой — гораздо важнее учитывать повреждаемость распределительных сетей, и, следовательно, более важным оказывается критерий надежности. Также возможны ситуации, когда на подстанции отсутствует автоматический ввод резерва (АВР). В этом случае использовать резистивное заземление нецелесообразно, так как при ОЗЗ питание не будет сразу восстановлено из-за отсутствия АВР, и на некоторое время потребители останутся без электроснабжения.

ВЫБОР ВЕСОВЫХ КОЭФФИЦИЕНТОВ ЗНАЧИМОСТИ ПРИ ОПРЕДЕЛЕНИИ ПОРЯДКА ПЕРЕВОДА ПОДСТАНЦИЙ НА РЕЗИСТИВНОЕ ЗАЗЕМЛЕНИЕ

Для определения очередности перевода подстанций на резистивное заземление нейтрали предлагается использовать комплексный показатель приоритета,

который мог бы учитывать большое количество различных критериев. Каждый единичный детализированный критерий будет обладать своим весовым коэффициентом, показывающим важность критерия по сравнению с остальными.

Предлагается использовать метод парного сравнения, который позволил бы определять весовые коэффициенты значимости для различных ситуаций. Такой метод должен быть универсальным и учитывать различные ситуации — например, с несколькими критериями, обладающими одинаковой степенью важности. За основу предлагается взять работу [11], в которой рассмотрены основные подходы к парному сравнению различных критериев, определению и оценке весовых коэффициентов, а также описаны характерные для этого метода закономерности. Кроме того, в работе отмечена возможность практического применения данного метода для реальных систем.

Всего в работе рассматриваются восемь различных методов парного сравнения, которые основаны на одних и тех же закономерностях, но при этом отличаются формулами расчета весовых коэффициентов.

Для определения очередности перевода подстанций на резистивное заземление нейтрали весовые коэффициенты каждого критерия могут рассчитываться по-разному — в зависимости от выбранного метода. Необходимо исключить те подходы, которые нельзя использовать ввиду наличия каких-либо недостатков. Перечислим основные требования, которым должен отвечать выбираемый подход к определению очередности перевода подстанций распределительных сетей на резистивное заземление нейтрали:

- выбираемый подход должен иметь возможность учета ситуации, когда два или несколько критериев обладают одинаковой степенью важности и из них нельзя выбрать наиболее важный, поэтому весовые коэффициенты таких критериев должны иметь одинаковые значения;
- выбираемый подход должен позволять учитывать значимость отдельных критериев, повышая их весовые коэффициенты настолько, чтобы вклад остальных критериев становился пренебрежимо малым и не оказывал заметного влияния на итоговое значение комплексного показателя приоритета;
- выбираемый подход должен быть применимым в реальных системах.

Из указанных в работе [11] восьми методов первые шесть из них основаны на том, что все рассматриваемые критерии являются членами убывающей арифметической прогрессии. Весовые коэффициенты критериев при использовании этих методов будут равномерно убывать от критерия, обладающего наибольшим весовым коэффициентом, до критерия, обладающего наименьшим весовым коэффициентом. Такие подходы не позволяют учесть ситуации, когда два или более критерия в силу тех или иных причин имеют одинаковую степень важности и, следовательно, одинаковый весовой коэффициент значимости.

Кроме того, первые шесть критериев [11], как уже было сказано, являются членами арифметической прогрессии, поэтому разница весовых коэффициентов между двумя соседними по степени важности критериями является постоянной величиной. В таких подходах нельзя реализовать ситуацию, когда, например, два критерия будут иметь суммарный весовой коэффициент значимости 0,9: эти критерии гораздо важнее, чем оставшиеся 6, суммарный весовой коэффициент значимости которых будет равен 0,1 ввиду их низкой значимости. Рассмотренные шесть подходов из восьми не позволяют реализовать такую ситуацию.

Рассмотрим также восьмой подход из работы [11]. Он основан на экспоненциальном плавающем предпочтении, которое использует мультипликативный метод анализа иерархий [12]. Указанный подход, в отличие от первых шести, позволяет учесть ситуации с двумя или несколькими критериями, обладающими одинаковой степенью важности и аналогичными весовыми коэффициентами. Кроме того, последний подход позволяет также учитывать важность отдельных критериев так, чтобы их суммарный весовой коэффициент стремился к единице, тогда как суммарный коэффициент остальных критериев стремился к нулю — ввиду их ничтожно малой важности по сравнению с первыми.

Однако восьмой подход, представленный в [11], несмотря на все указанные выше достоинства, обладает существенным недостатком. В работе [12] для оценки адекватности каждого подхода вводится «показатель превосходства весового коэффициента наиболее важного критерия по сравнению с весовым коэффициентом наименее важного критерия, т. е. коэффициент наибольшего предпочтения показателей важности критериев, определяемый из выражения»:

$$\gamma = \frac{k_1}{k_n} = \frac{\alpha_1}{\alpha_n}, \quad (1)$$

где $a_1 \ldots a_n$ — значения весовых коэффициентов.

Если критерий, обладающий наибольшим весовым коэффициентом, будет иметь весовой коэффициент значимости, существенно превосходящий коэффициент значимости наименее важного критерия, то это ставит под вопрос возможность практического применения данного подхода. Если весовой коэффициент значимости наиболее важного критерия будет превосходить весовой коэффициент значимости наименее важного критерия, например, в 100 раз, то независимо от рассматриваемой ситуации критерий с наименьшей степенью важности не будет оказывать практически никакого влияния на итоговый комплексный показатель приоритета. В этом случае этот критерий можно вообще исключить из расчета из-за его пренебрежимо малого значения. Однако в реальности, даже если какой-то критерий обладает малой важностью по сравнению с другими, разница между весовыми коэффициентами таких критериев не должна отличаться на несколько порядков.

При этом в работе [12] автор сам указывает на сомнительную возможность практического применения: «Имеет место тенденция очень резкого увеличения γ с ростом числа критериев, когда $\gamma > n^2$, что снижает возможность практического использования этого подхода для расчета весовых коэффициентов критериев

линейного порядка ранжирования». Следовательно, чем больше используется критериев, тем менее реализуем этот подход на практике. Так, например, при количестве критериев n = 3 показатель γ равен 16,255, то есть разница между значением весового коэффициента наиболее важного и наименее важного критерия составляет больше, чем в 16 раз. Если же количество критериев увеличится до n = 4, то показатель γ резко возрастет, и его значение составит уже 253,667, то есть весовой коэффициент значимости наименее важного критерия будет составлять меньше 1 % от значения весового коэффициента наиболее важного критерия, и наименее важный критерий не будет оказывать практически никакого влияния на итоговое значение комплексного показателя приоритета. Ввиду того что количество критериев, которые могут быть использованы для определения очередности перевода подстанций на резистивное заземление нейтрали, будет больше одного, данный подход не является практически применимым для этой ситуации.

Рассмотрим оставшийся, седьмой подход работы [11], который подразумевает составление матрицы парного сравнения таким образом, чтобы коэффициенты, занесенные в матрицу, удовлетворяли условию:

$$k_{ij} \cdot k_{ji} = 1. \quad (2)$$

Седьмой подход основан на методе анализа иерархий — одном из наиболее распространенных методов парного сравнения критериев, разработанном Т.Л. Саати [13]. Данный подход подразумевает использование специальной вербально-числовой шкалы для оценки важности критериев относительно друг друга. Фундаментальная шкала относительной предпочтительности критериев, применяемая в методе анализа иерархий и предложенная Саати, представлена в таблице 1. Она позволяет экспертам сформировать качественные суждения о важности каждого критерия относительно остальных, а затем перевести эти суждения в количественные значения с помощью данной шкалы.

Таблица 1. Фундаментальная вербально-числовая шкала относительной предпочтительности критериев, используемая в методе анализа иерархий и предложенная Саати

№	Качественное определение уровня предпочтительности критериев	Количественное значение уровня предпочтительности критериев (k_{ij})
1	2	3
1	Равная предпочтительность	1
2	Слабая степень предпочтительности	2
3	Средняя степень предпочтительности	3
4	Предпочтительность выше среднего	4
5	Умеренно сильная предпочтительность	5
6	Сильная предпочтительность	6
7	Очень сильная предпочтительность	7
8	Очень-очень сильная предпочтительность	8
9	Абсолютная предпочтительность	9

Седьмой подход из [11] благодаря использованию фундаментальной вербально-числовой шкалы позволяет учесть недостатки первых шести подходов, рассмотренных ранее. Так, например, если, по мнению какого-либо эксперта, два каких-либо критерия имеют одинаковую степень важности и должны обладать одинаковыми весовыми коэффициентами, то ранжированный список важности критериев может выглядеть следующим образом:

$$K_1 > K_2 > K_3 = K_4 > K_5 > K_6 > \dots > K_n, \quad (3)$$

где K_1 — самый важный критерий, обладающий наибольшим весовым коэффициентом;
K_n — наименее важный критерий с наименьшим весовым коэффициентом.

В данном случае критерии K_3 и K_4 равнозначны, поскольку имеют одинаковую степень важности и, соответственно, одинаковый весовой коэффициент значимости.

Помимо этого, седьмой подход позволяет учитывать важность тех или иных критериев в большую или меньшую сторону так, чтобы суммарный весовой коэффициент значимости выбранных более важных критериев стремился к единице.

Рассмотрим случай с 6 единичными детализированными критериями. Пусть первый критерий является наиболее важным по сравнению со всеми остальными. В этом случае все 6 критериев будут сравниваться с первым, так как он обладает наибольшей степенью важности. При сравнении первого критерия с самим собой очевидно, что в соответствии с таблицей 1 он имеет уровень предпочтительности «Равная предпочтительность». Пусть второй критерий является менее важным по сравнению с первым, но также обладает высокой важностью, тогда в соответствии с таблицей 1 ему можно присвоить «Слабую степень предпочтительности». В этом случае второй критерий будет обладать весовым коэффициентом, величина которого немного меньше весового коэффициента первого критерия. Рассмотрим оставшиеся 4 критерия — с третьего по шестой. Предположим, что они обладают существенно меньшей значимостью по сравнению с первым критерием и при этом имеют одинаковую степень важности относительно друг друга. В этом случае в соответствии с таблицей 1 этим четырем критериям можно присвоить, например, «Очень сильную предпочтительность». В этом случае все 4 критерия будут иметь одинаковый весовой коэффициент значимости, при этом этот весовой коэффициент будет много меньше, чем весовые коэффициенты первого и второго критериев.

Кроме того, седьмой подход является практически применимым. Как указывает сам автор [13], при количестве критериев n = 9 показатель γ = 17,09. А при количестве критериев n = 4 показатель γ равен всего 4,86. В восьмом подходе, рассмотренном выше, при количестве критериев n = 4 показатель γ = 253,667. Разница между весовым коэффициентом наиболее важного критерия и весовым коэффициентом наименее важного критерия в седьмом подходе значительно меньше, чем в восьмом подходе, поэтому седьмой подход уже может использоваться в реальных задачах — в отличие от рассмотренного выше восьмого подхода. Пример матрицы парного сравнения для четырех критериев показан в таблице 2.

Таблица 2. Матрица парного сравнения для четырех критериев с рассчитанными весовыми коэффициентами

	K1	K2	K3	K4	C_i	Весовой коэффициент значимости
K1	1	2	3	4	2,21	0,4668
K2	1/2	1	2	3	1,31	0,2776
K3	1/3	1/2	1	2	0,76	0,1603
K4	1/4	1/3	1/2	1	0,45	0,0953

Зная значения уровня предпочтительности критериев из таблицы 2, можно определить собственные векторы критериев C_i:

$$C_i = (k_{i1} \cdot k_{i2} \cdot \dots \cdot k_{in})^{1/n}. \quad (4)$$

А определив их, можно найти весовые коэффициенты значимости по следующей формуле:

$$\alpha_i = \frac{c_i}{\sum_{i=1}^{n} c_i}. \quad (5)$$

КОМПЛЕКСНЫЙ ПОКАЗАТЕЛЬ ПРИОРИТЕТА

Определив важность каждого единичного детализированного критерия и определив их весовые коэффициенты значимости, можно определить комплексный показатель приоритета, который будет учитывать значимость всех критериев в соответствии с их степенью важности, а именно в соответствии с величиной весового коэффициента каждого единичного критерия. При этом используются значения конкретных показателей приоритета, а так как значение какого-либо показателя приоритета может равняться нулю, то произведения весовых коэффициентов и показателей приоритета должны суммироваться между собой, а не перемножаться. Итоговая формула для определения комплексного показателя приоритета перевода подстанций распределительных сетей 6–10 кВ на резистивное заземление нейтрали выглядит следующим образом:

$$\Pi_{\Sigma j} = (a_1 \cdot \Pi_1) + (a_2 \cdot \Pi_2) + (a_3 \cdot \Pi_3) + (a_4 \cdot \Pi_4) + (a_5 \cdot \Pi_5) + \\ + (a_6 \cdot \Pi_6) + (a_7 \cdot \Pi_7) + \dots + (a_i \cdot \Pi)_i, \quad (6)$$

где $\Pi_{\Sigma j}$ — комплексный показатель приоритета;
$\Pi_1 - \Pi_i$ — соответственно показатели приоритета по каждому критерию;
$a_1 - a_i$ — весовые коэффициенты значимости для каждого критерия;
i — количество критериев, i = 1, 2, 3, 4, 5, 6, 7...;
j — количество подстанций, j = 1, 2, 3, ..., J.

В зависимости от определенной степени важности каждого единичного критерия комплексный показатель может изменяться в ту или иную сторону. Поэтому для правильного определения комплексного показателя приоритета той или иной подстанции сначала должна быть правильно, с учетом всех особенностей, определена важность единичных детализированных критериев относительно друг друга. При этом определение значимости критериев может происходить путем опроса некоторого количества экспертов.

Различные эксперты, возможно, будут давать различные ответы, поэтому итоговая значимость будет определяться на основе статистики и будет более корректной.

Так, например, один эксперт может назвать наиболее важным критерием экономическую целесообразность, а другой — критерий надежности. Поэтому опрос некоторого количества экспертов позволит дать более объективную «картину» и получить более корректные результаты.

Показатели приоритета по каждому единичному детализированному критерию, используемые в комплексном показателе приоритета, будут определяться в зависимости от нормативных документов, действующих в электросетевой компании. При определении очередности перевода ПС на режим низкоомного резистивного заземления нейтрали предлагается использовать 7 единичных детализированных критериев, вычисляемых по следующим математическим выражениям.

1. Критерий надежности:

$$\Pi_{1i} = \frac{\omega_i}{\omega_{i.max}}, \quad (7)$$

где ω_i — среднее арифметическое количество аварийных отключений за последние три года;
$\omega_{i.max}$ — максимальное среднее арифметическое количество аварийных отключений за последние три года среди всех рассматриваемых подстанций.

2. Критерий возможности реализации резистивного заземления:

$$\Pi_{2i} = \frac{N_{б/р}}{N_{всего}}, \quad (8)$$

где $N_{б/р}$ — количество фидеров без резервирования;
$N_{всего}$ — суммарное количество фидеров.

3. Критерий возможности обеспечения эффективной компенсации:

$$\Pi_{3i} = \frac{I_{iфакт}}{I_{iмакс}}, \quad (9)$$

где $I_{iфакт}$ — максимальный емкостный ток среди всех секций шин рассматриваемых подстанций;
$I_{iмакс}$ — максимальный ток установленного дугогасящего реактора.

4. Критерий технико-экономического обоснования:

$$П_{4i} = 1 - \frac{З_i - З_{эк.\ эффект\ i}}{З_{iмакс} - З_{эк.\ эффект\ imax}}, \quad (10)$$

где $З_i$ — капитальные затраты на *i*-ой ПС для реализации резистивного заземления нейтрали;
$З_{iмакс}$ — затраты на ПС, для которой требуются максимальные финансовые вложения;
$З_{эк.\ эффект\ imax}$ — экономический эффект для подстанции с наибольшими экономическими затратами на оборудование.

5. Критерий развития сети:

$$П_{5i} = 1 - \frac{T_i - 2025}{T_{iмакс} - 2025}, \quad (11)$$

где T_i — срок начала реализации развития (строительства нового объекта на существующей подстанции) *i*-ой ПС;
$T_{iмакс}$ — срок начала реализации развития (строительства нового объекта на существующей подстанции) наиболее поздней ПС.

6. Критерий реконструкции сети:

$$П_{6i} = 1 - \frac{T_i - 2025}{T_{iмакс} - 2025}, \quad (12)$$

где T_i — срок начала реализации реконструкции *i*-ой ПС;
$T_{iмакс}$ — срок начала реализации реконструкции наиболее поздней ПС.

7. Критерий наличия на ПС кабелей с СПЭ-изоляцией:

$$П_{7i} = \frac{L_i}{L_{iмакс}}, \quad (13)$$

где L_i — протяженность СПЭ кабелей i-ой ПС;
$L_{iмакс}$ — протяженность СПЭ кабелей у i-й ПС, которая имеет максимальную протяженность СПЭ кабелей среди всех ПС.

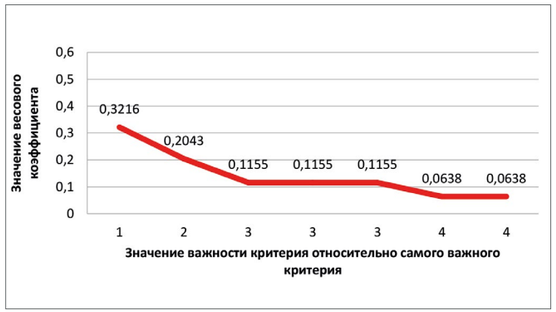


Рис. 1. Зависимость весового коэффициента значимости от важности критерия приоритизации

В соответствии с методом парного сравнения, приведенным ранее, были рассчитаны весовые коэффициенты значимости для семи единичных детализированных критериев. Результаты расчета весовых коэффициентов значимости приведены в таблице 3.

Зависимость весового коэффициента значимости от важности единичного детализированного критерия (показателя) приоритизации перевода электрической сети 6–10 кВ на режим резистивного заземления нейтрали показана на рисунке 1.

ЗАКЛЮЧЕНИЕ

Разработанный комплексный показатель приоритета является основой для определения порядка (очередности) перевода распределительных устройств подстанций напряжением 6–10 кВ на режим резистивного заземления нейтрали.

Таблица 3. Значения весовых коэффициентов значимости

№ п.п.	Обозначение весового коэффициента значимости		Наименование единичного детализированного критерия (показателя) приоритета	Весовые коэффициенты значимости
	Методика парного сравнения	Комплексный показатель приоритета		
1.	К1	a_1	Надежности	0,3216
2.	К4	a_4	Технико-экономического обоснования	0,2043
3.	К2	a_2	Возможности реализации резистивного заземления	0,1155
4.	К3	a_3	Возможности обеспечения эффективной компенсации	0,1155
5.	К7	a_7	Доля кабелей с СПЭ-изоляцией на каждой ПС	0,1155
6.	К6	a_6	Реконструкции сети	0,0638
7.	К5	a_5	Развития сети	0,0638

Он позволяет учесть несколько единичных детализированных критериев с учетом весовых коэффициентов значимости каждого из них по отношению друг к другу. Рассмотрены детализированные критерии приоритизации перевода электрических сетей 6–10 кВ на режим низкоомного резистивного заземления нейтрали. Указаны основные допущения, принятые при расчете единичных детализированных критериев.

В зависимости от особенностей конкретной электросетевой компании весовые коэффициенты значимости каждого единичного критерия могут быть скорректированы в большую или меньшую сторону в зависимости от реальной ситуации и важности основных критериев при принятии решения о приоритизации. Для одних компаний определенные критерии являются ключевыми при определении порядка приоритета подстанций для изменения режима нейтрали. Для других компаний эти критерии могут не являться ключевыми ввиду тех или иных причин, поэтому предложенный комплексный показатель приоритета позволяет гибко подстраиваться под конкретные условия.

Для одной из электросетевых компаний мегаполиса получены весовые коэффициенты значимости для семи единичных показателей (критериев) перевода распределительных электрических сетей 6–10 кВ на режим низкоомного резистивного заземления нейтрали.

Предложенный комплексный показатель приоритета может быть использован не только для определения очередности перевода подстанций на режим резистивного заземления нейтрали, но также и для ранжирования подстанций при решении других задач, например реконструкции подстанций, строительстве новых подстанций и т. д.

В зависимости от решаемой задачи набор единичных критериев может быть заменен на актуальный состав критериев с корректировкой их весовых коэффициентов.

Рисунок к статье предоставлен авторами.

СПИСОК ИСТОЧНИКОВ

1. Бабырь К.В. Организация селективной защиты от однофазных замыканий на землю электрических сетей горных предприятий / К.В. Бабырь, Д.Н. Пеленев // Новые идеи в науках о Земле : Материалы XIV Международной научно-практической конференции: в 7 томах, Москва, 02–05 апреля 2019 года. Том 4. Москва : Российский государственный геологоразведочный университет им. С. Орджоникидзе, 2019. С. 31–33. EDN ARPWZE.
2. Niu L. Single-Phase Fault Line Selection in Distribution Network Based on Signal Injection Method / L. Niu, G. Wu, Z. Xu // IEEE Access. 2021. Vol. 9. P. 21567–21578. DOI 10.1109/ACCESS.2021.3055236.
3. Chowdhury R. Restricted Earth Fault Protection in Low-Impedance Grounded Systems With Inverter-Based Resources / R. Chowdhury, M. Alla, N. Fischer, S. Samineni // IEEE Transactions on Power Delivery. 2023. Vol. 38, No. 1. P. 505–512. DOI 10.1109/TPWRD.2022.3195741.
4. Aikaterini B., Nikolaos U. Development of a portable device for preventing injuries due to a loss of grounding and broken neutral // IEEE Potentials. 2022. Vol. 41, No. 5. P. 44–51. DOI 10.1109/MPOT.2014.2363404.
5. О формировании технических требований к конструкции, надежности и оценке технического состояния дугогасящих реакторов 6–35 кВ / А.Н. Назарычев, С.С. Титенков, А.А. Пугачев [и др.] // Электроэнергия. Передача и распределение. 2022. № 3(72). С. 136–142. EDN RKREWP.
6. Naghizadeh M. A Common-Grounded Single-Phase AC/Bipolar DC Hybrid Microgrid With a Four-Leg Interlinking Converter / M. Naghizadeh, H. Hojabri, E. Muljadi // IEEE Journal of Emerging and Selected Topics in Power Electronics. 2023. Vol. 11, No. 5. P. 5337–5353. DOI 10.1109/JESTPE.2023.3312210.
7. Borghetti A. Assessment of the Effects of the Electromagnetic Pulse on the Response of Overhead Distribution Lines to Direct Lightning Strikes / A. Borghetti, K. Ishimoto, F. Napolitano, C. A. Nucci, F. Tossani // IEEE Open Access Journal of Power and Energy. 2021. Vol. 8. P. 522–531. DOI 10.1109/OAJPE.2021.3099596.
8. Abramovich B. N. Efficiency estimation of hybrid electrical complex for voltage and current waveform correction in power systems of oil enterprises / B.N. Abramovich, Y.A. Sychev, R.Y. Zimin // Proceedings of the 2019 IEEE Conference of Russian Young Researchers in Electrical and Electronic Engineering (ElConRus 2019), Saint Petersburg — Moscow, 28–30 January 2019. Saint Petersburg — Moscow : Institute of Electrical and Electronics Engineers Inc., 2019. P. 401–406. DOI 10.1109/EIConRus.2019.8657081. EDN RGOCUW.
9. Seyed-Bouzari S.A. Controllability-Oriented Design Method of DFIGs in Wind Turbine Systems / S. A. Seyed-Bouzari, A. Muetze, J. P. Bacher, B. Polajžer // 2025 IEEE International Electric Machines & Drives Conference (IEMDC), Houston, TX, USA, 2025. P. 512–517. DOI 10.1109/IEMDC60492.2025.11061162.
10. Ustinov D.A. Determination of Dynamic Characteristics for Predicting Electrical Load Curves of Mining Enterprises / D.A. Ustinov, K.A. Khomiakov // Electricity. 2022. Vol. 3, No. 2. P. 162–181. DOI 10.3390/electricity3020010. EDN TKUQWL.
11. Спиридонов С.Б. Анализ подходов к выбору весовых коэффициентов критериев методом парного сравнения критериев / С.Б. Спиридонов, И.Г. Булатова, В.М. Постников // Интернет-журнал «Науковедение». 2017. Т. 9, № 6. С. 13. EDN YSAHCJ.
12. Ларичев О.И. Теория и методы принятия решений. Москва : Университетская лавка, Логос, 2008. 392 с.
13. Саати Т.Л. Метод анализа иерархий. Москва : Мир, 1993. 120 с.

УДК 621.311
Шифр специальности ВАК 2.4.5, 2.4.3

МЕТОДИЧЕСКИЙ ПОДХОД К ОПРЕДЕЛЕНИЮ ДИАПАЗОНА УСТАНОВЛЕННОЙ МОЩНОСТИ ВЕТРОВЫХ И СОЛНЕЧНЫХ ЭЛЕКТРОСТАНЦИЙ В РОССИИ С УЧЕТОМ СЕТЕВЫХ И РЕЖИМНЫХ ОГРАНИЧЕНИЙ

Тренд на декарбонизацию энергетики способствует массовому строительству ветровых (ВЭС) и солнечных электростанций (СЭС) в России и мире. В ряде стран существуют проблемы с технологическим присоединением (ТП) ВЭС и СЭС к электрическим сетям и их экономической эффективностью из-за сетевых и режимных ограничений. Выполнен анализ практики ввода режимных ограничений мощности ВЭС и СЭС и стоимости технологического присоединения на основе международного и отечественного опыта. Показан системный характер проблем и отсутствие комплексного подхода к учету сетевых и режимных ограничений при технико-экономическом обосновании (ТЭО) ВЭС и СЭС. Разработан методический подход, позволяющий обеспечить экономическую эффективность проектов ВЭС и СЭС в условиях ограничений пропускной способности электросетевой инфраструктуры, основанный на использовании модифицированного показателя чистой приведенной стоимости. Он позволяет определить пороговую величину, а также экономически эффективный диапазон установленной мощности ВЭС и СЭС без проведения масштабной реконструкции электрических сетей. Внедрение методического подхода на примере энергосистемы Астраханской области показало, что диапазон установленной мощности ВЭС, с учетом сетевых и режимных ограничений, составляет 10–35 МВт при оптимальной мощности ВЭС — 15 МВт. Полученные результаты могут быть использованы при обосновании установленной мощности ВЭС и СЭС в территориальных энергосистемах России.

АВТОРЫ:
В.П. Строков, аспирант,
OCRID ID 0009-0002-3959-1170,
viktor.strokov.2001@mail.ru,
ФГБОУ ВО «Национальный исследовательский университет «МЭИ», г. Москва, РФ
П.В. Илюшин, д.т.н., доцент,
OCRID ID 0000-0002-5183-3040,
ilyushin.pv@mail.ru,
ФГБОУ ВО «Национальный исследовательский университет «МЭИ», г. Москва, РФ,
ФГБУН «Институт энергетических исследований Российской академии наук», г. Москва, РФ

КЛЮЧЕВЫЕ СЛОВА:
#ветровая электростанция; #солнечная электростанция; #электрические сети; #пропускная способность; #технологическое присоединение; #сетевое ограничение; #режимное ограничение; #установленная мощность; #технико-экономическое обоснование

↓ ДЛЯ ЦИТИРОВАНИЯ:

Строков В.П., Илюшин П.В. Методический подход к определению диапазона установленной мощности ветровых и солнечных электростанций в России с учетом сетевых и режимных ограничений // Энергия единой сети. 2026. № 3–4 (82). С. 54–67.

©⊜

ВВЕДЕНИЕ

Глобальный энергетический переход, ключевым элементом которого является строительство объектов на основе возобновляемых источников энергии (ВИЭ), характеризуется опережающим ростом суммарной установленной мощности по сравнению с темпами нового строительства и реконструкции электросетевой инфраструктуры [1]. По данным Международного агентства по возобновляемым источникам энергии (IRENA), к 2024 г. суммарная установленная мощность ВЭС и СЭС достигла 4448 ГВт, а их доля в объеме введенных в эксплуатацию новых электростанций превысила 90 % [2].

На рис. 1 представлена динамика изменения доли объектов ВИЭ в структуре генерирующих мощностей энергосистем мира. С 2016 по 2025 г. этот показатель вырос с 30,8 до 49,4 % [2]. Таким образом, по суммарной установленной мощности ВИЭ стали доминирующими источниками электроэнергии. Однако дальнейшее увеличение их доли требует развития электросетевой инфраструктуры.

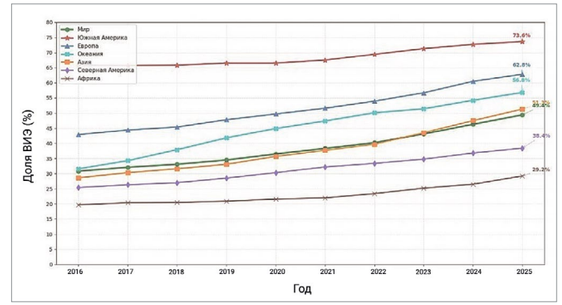


Рис. 1. Динамика изменения доли объектов ВИЭ в мире (2016–2025 гг.)

В России развитие ветровой и солнечной энергетики — одно из стратегических направлений модернизации генерирующих мощностей, что закреплено в ряде программных документов, включая Энергетическую стратегию до 2050 г. и Генеральную схему размещения объектов электроэнергетики до 2042 года [3, 4]. Основным механизмом ввода объектов ВИЭ на оптовом рынке электрической энергии и мощности (ОРЭМ) является система договоров о предоставлении мощности (ДПМ ВИЭ). В апреле 2026 г. установленная мощность объектов ВИЭ, введенных в рамках ДПМ ВИЭ, составила: ВЭС — 2857,5 МВт, СЭС — 2332,2 МВт [5]. Запущенный в 2025 г. дополнительный отбор проектов для покрытия дефицита электроэнергии в Объединенной энергосистеме (ОЭС) Востока (отобрано 520 МВт ВЭС и 1044 МВт СЭС) свидетельствует о возрастающей роли объектов ВИЭ [6].

Дальнейшее увеличение количества и суммарной установленной мощности ВЭС и СЭС уже сталкивается и будет сталкиваться с сетевыми и режимными ограничениями, обусловленными недостаточной пропускной способностью электрических сетей. По данным АО «СО ЕЭС», длительность ограничений мощности ВЭС в ОЭС Юга по командам диспетчеров филиалов увеличилась в 2024 г. до 396 ч, что почти в 4 раза превышает показатель 2023 г., а максимальная мощность ограничений достигла 1384 МВт [7]. Для СЭС длительность ограничений за тот же период выросла с 15 до 60 ч [6].

В научной литературе и отраслевых нормативно-технических документах отсутствует единый методический подход к определению нижней границы экономической эффективности проектов ВИЭ. При этом встречаются различные оценочные значения, которые требуют системного анализа для условий России. Существующие подходы к технико-экономическому обоснованию размещения ВЭС и СЭС ориентированы либо на оценку эффективности отдельного объекта ВИЭ, либо на локальный анализ режимов работы территориальных энергосистем [8–10]. В [11–15] представлены методические основы оптимизации размещения объектов ВИЭ и учета режимных факторов. Однако в них не устанавливается прямая связь между сетевыми ограничениями и показателями инвестиционной эффективности проектов на этапе определения установленной мощности и локации объектов ВИЭ. В доступной литературе отсутствует комплексная методика, позволяющая на этапе предпроектных проработок количественно оценивать влияние сетевых и режимных ограничений на результаты ТЭО и определять диапазон установленной мощности ВЭС и СЭС, при котором их строительство остается целесообразным.

Таким образом, существует научно-практическая задача по разработке подхода к определению диапазона установленной мощности ВЭС и СЭС, в котором объект ВИЭ одновременно является экономически целесообразным и технически реализуемым в условиях ограниченной пропускной способности электрических сетей. Целью исследования является определение пороговой величины установленной мощности в проектах новых ВЭС и СЭС, обеспечивающей их экономическую эффективность в условиях сетевых и режимных ограничений в территориальных энергосистемах России.

ОПРЕДЕЛЕНИЕ ПОРОГОВОЙ ВЕЛИЧИНЫ УСТАНОВЛЕННОЙ МОЩНОСТИ ВЭС И СЭС

Анализ международного опыта показывает, что в мире не существует единого подхода к определению пороговой величины установленной мощности для ВЭС и СЭС. В ряде стран используются различные механизмы, учитывающие как экономическую эффективность проектов ВИЭ, так и системные ограничения [16–21]. Изучение существующих механизмов и подходов позволяет выделить основные принципы, которые могут быть адаптированы к условиям России с учетом особенностей системы ДПМ ВИЭ.

В большинстве развитых стран минимальная мощность объектов ВИЭ, привлекательных для инвесторов, определяется балансом между снижением удельных капитальных затрат от масштабирования и ростом затрат на интеграцию в территориальную энергосистему. При установленной мощности объекта ВИЭ ниже пороговой величины удельные затраты на проектирование,

Таблица 1. Минимальные пороговые величины установленной мощности ВЭС и СЭС

Страна/регион	ВЭС, МВт	СЭС, МВт	Механизм поддержки	Стоимость ТП, % от CAPEX
США (CAISO)	10–15	5–10	Оптовый рынок; долгосрочные договоры купли-продажи электроэнергии (Power Purchase Agreement — PPA)	6–8
США (PJM)	10	10	Аукционы мощности	8–10
США (ERCOT)	15	10	Рынок электроэнергии	5–7
Китай	10	5	Долгосрочные фиксированные тарифы (Feed-in Tariff — FiT)	2–5
Германия	1	0,75	Аукционы (Erneuerbare-Energien-Gesetz — EEG)	3–5
Великобритания	10	5	Аукционы (Contracts for Difference — CfD)	5–15
Испания	15	10	Аукционы (Régimen Nacional de Vente de Energía Renovable — RNVR)	4–8
Польша	3	1	Национальные аукционы	5–10
Австралия	10	5	Механизм инвестирования в энергетическую инфраструктуру (Capacity Investment Scheme — CIS)	3–6

технологическое присоединение и эксплуатационные расходы превышают экономию от эффекта масштаба, а внутренняя норма доходности опускается ниже минимально необходимого уровня. В табл. 1 систематизированы минимальные пороговые значения установленной мощности ВЭС и СЭС в отдельных странах и регионах.

Из табл. 1 видно, что в США, Китае и странах Евросоюза минимальные пороговые величины составляют 10–15 МВт для ВЭС и 5–10 МВт — для СЭС. При этом Германия и Польша допускают к участию в аукционах проекты с меньшей установленной мощностью (0,75–3 МВт), что обусловлено их энергетической политикой, ориентированной на развитие распределенной генерации.

Исследование, выполненное в 2025 г. West African Science Service Centre, результаты которого приведены в [19], подтверждает наличие статистически значимой обратной зависимости между установленной мощностью объекта ВИЭ и *LCOE* (Levelized Cost of Electricity — нормированная/выровненная стоимость электроэнергии) как для ВЭС, так и для СЭС. Анализ рис. 2 позволяет выявить нелинейность кривой для ВЭС, где затраты снижаются с ростом установленной мощности до определенной величины (50–70 МВт), после чего начинают возрастать из-за проблем с выдачей мощности в электрическую сеть. Это обосновывает необходимость определения пороговой величины установленной мощности для территориальных энергосистем России с учетом региональных особенностей электросетевой инфраструктуры.

Следовательно, важно установить верхнюю границу установленной мощности объекта ВИЭ, что связано с ограниченной пропускной способностью электрических сетей и стоимостью технологического присоединения.

По данным Berkeley Lab, в очереди на технологическое присоединение в США находится более 2600 ГВт генерирующих мощностей, 95 % из которых приходится на объекты ВИЭ и системы накопления электроэнергии (СНЭЭ). Эта величина более чем в два раза превышает суммарную установленную мощность всех генерирующих

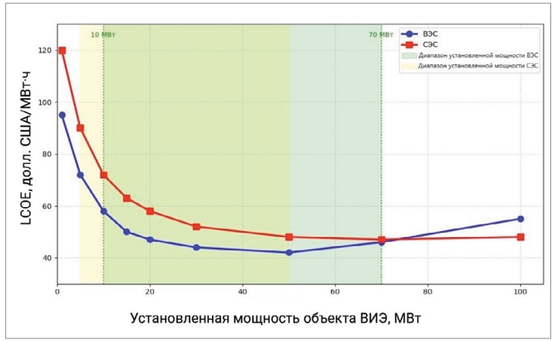


Рис. 2. Зависимость LCOE от установленной мощности ВЭС и СЭС

мощностей в стране. При этом среднее время исполнения заявки на ТП составляет от 4 до 9 лет, уровень отказов достигает 80 %, стоимость ТП составляет в среднем 373 долл. США/кВт, тогда как для действующих объектов ВИЭ — 73 долл. США/кВт [22].

Это свидетельствует о том, что высокая стоимость ТП и неопределенность в сроках исполнения заявки являются одними из главных причин отказа инвесторов от реализации проектов на ранних стадиях. Как видно из рис. 3, стоимость ТП в США для объектов ВИЭ установленной мощностью более 100 МВт может достигать 1000–1250 долл. США/кВт, что сопоставимо с капитальными затратами на все оборудование для этого объекта.

Исследование CRU Group показывает, что затраты на интеграцию объектов ВИЭ в энергосистемы начинают расти только после того, как их доля в энергобалансе достигает 10–15 % [23]. В Германии при высокой доле объектов ВИЭ затраты на ликвидацию «узких мест» (увеличение пропускной способности электрической сети) и балансировку энергосистемы доходят до 95 евро/МВт·ч, что выше стоимости производства электроэнергии. Это является важным фактом для России, где доля объектов ВИЭ пока невелика (< 2 %), но при ее росте до 10–15 % затраты на интеграцию в ЕЭС России начнут расти нелинейно.

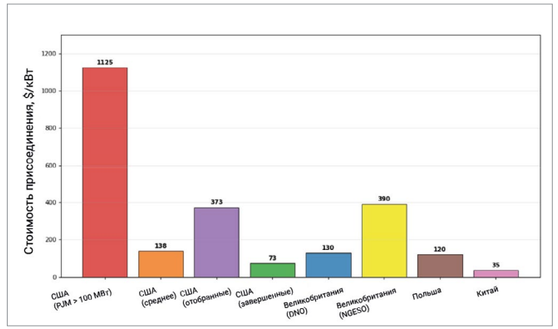


Рис. 3. Зависимость LCOE от мощности ВЭС и СЭС в различных странах

Как видно из табл. 2, в развитых странах используются разные подходы к компенсации за ограничение мощности объектов ВИЭ. В США и Китае применяются превентивные меры, тогда как в Великобритании и Германии действуют компенсационные механизмы. Австралия использует гибридный подход, подразумевающий обязательное применение СНЭЭ. Эти механизмы позволяют инвесторам учитывать риски ограничений мощности, однако не решают проблему недостаточной пропускной способности электрических сетей.

Важным событием последних лет в методологии оценки проектов стало введение показателя *Firm Levelised Cost of Electricity* (*Firm LCOE*). В отличие от классического LCOE, отражающего лишь среднюю стоимость производства электроэнергии, Firm LCOE включает «премию за гарантированную выработку» с целью учета дополнительных капитальных затрат на СНЭЭ, резервирование мощности и др. [24].

Firm LCOE рассчитывается по формуле (1) как отношение дисконтированных затрат к дисконтированной гарантированной поставке электроэнергии, обеспечиваемой с заданной вероятностью (90 %, 95 %, 99 %):

$$\text{Firm LCOE} = \frac{\sum_{t=1}^{T} \frac{\text{CAPEX}_t + \text{OPEX}_t + \text{СНЭЭ}_t + \text{Curtailment}_t}{(1+r)^t}}{\sum_{t=1}^{T} \frac{E_{\text{firm},t}}{(1+r)^t}}, \quad (1)$$

где T — расчетный период (срок окупаемости проекта), лет;
t — номер года в расчетном периоде;
r — ставка дисконтирования, %;
CAPEX_t — капитальные затраты в год t, долл. США/год (руб./год);
OPEX_t — эксплуатационные расходы в год t, долл. США/год (руб./год);
СНЭЭ_t — затраты на СНЭЭ в год t, долл. США/год (руб./год);
Curtailment_t — потери от ограничений мощности в год t, долл. США/год (руб./год);
$E_{\text{firm},t}$ — выработка электроэнергии (МВт·ч/год), гарантированная с учетом избыточной установленной мощности и СНЭЭ.

В регионах с высоким ресурсным потенциалом ВИЭ стоимость гарантированной электроэнергии от гибридных энергетических комплексов (ГЭК) в 2025 г. составила 54–82 долл. США/МВт·ч, а к 2035 г. прогнозируется ее снижение до уровня менее 50 долл. США/МВт·ч. В Китае минимальное значение Firm LCOE для СЭС с СНЭЭ уже составляет 30 долл. США/МВт·ч при вероятности 90 % [24].

В отчете IRENA приведен пример СЭС мощностью 100 МВт в Лас-Вегасе, для которой LCOE составляет 43 долл. США/МВт·ч. Для достижения 95 % вероятности гарантированной поставки электроэнергии требуется СНЭЭ энергоемкостью 592 МВт·ч и дополнительная мощность на СЭС величиной 62 МВт, что увеличивает Firm LCOE до 113 долл. США/МВт·ч. Премия за гарантированную выработку электроэнергии в размере 70 долл. США/МВт·ч почти вдвое превышает классический LCOE, что позволяет оценить величину

Таблица 2. Учет сетевых ограничений в странах мира

Страна	Механизм	Пороговая величина установленной мощности объектов ВИЭ
США (CAISO)	Очередь на присоединение к электрическим сетям	Полная техническая экспертиза проектов мощностью более 100 МВт
Великобритания	Компенсационные выплаты за ограничение мощности	Выплаты собственникам при ограничениях мощности на величину более 5 %
Германия	Корректировка плановых диспетчерских графиков; специальные тарифы на электроэнергию от объектов ВИЭ	Приоритетное подключение объектов ВИЭ в зонах без ограничения пропускной способности электрических сетей
Китай	Провинциальные квоты на ввод новых объектов ВИЭ	Лимитирование вводов новых объектов ВИЭ в зависимости от загрузки межсистемных связей
Австралия	Программа инвестирования в генерирующие мощности	Проведение тендеров на диспетчируемую мощность объектов ВИЭ с учетом обязательного применения СНЭЭ

дополнительных инвестиций, необходимых для обеспечения гарантированной выработки электроэнергии объектами ВИЭ [24].

В ГЭК удается снизить *Firm LCOE* на 30–40 % по сравнению с применением отдельных технологий. Например, в Намибии гибридная ветро-солнечная система имеет *Firm LCOE* = 60 долл. США/МВт·ч при вероятности 95 %, тогда как для ВЭС с СНЭЭ *Firm LCOE* = 95 долл. США/МВт·ч [24].

Анализ международного опыта показывает, что в большинстве стран существуют минимальные требования к мощности объектов ВИЭ (5–15 МВт) для участия в оптовых рынках и различных программах поддержки, а также процедуры определения их максимальной мощности, с учетом особенностей ТП. Проблема исполнения заявок на ТП и его стоимости имеет глобальный характер. Использование *Firm LCOE* предоставляет методическую основу для учета затрат на обеспечение гарантированной выработки электроэнергии объектами ВИЭ. Однако в мире отсутствуют комплексные методики, позволяющие учитывать экономические показатели проектов ВИЭ, сетевые и режимные ограничения, а также пространственную асинхронность ресурсов ВИЭ. Это требует адаптации международного опыта к условиям России, включая ДПМ ВИЭ, региональные особенности и развитие электросетевой инфраструктуры.

Таблица 3. Сравнение механизмов ДПМ ВИЭ 1.0 и ДПМ ВИЭ 2.0

Параметр	ДПМ ВИЭ 1.0	ДПМ ВИЭ 2.0
Период действия	2013–2024 гг.	2025–2035 гг.
Объем поддержки	~ 400 млрд руб.	360 млрд руб. (в ценах 2021 г.)
Критерий отбора	Минимальные CAPEX	Минимальная одноставочная цена на электроэнергию (руб./МВт·ч)
Объем ввода мощностей	~ 5,4 ГВт (факт)	~ 6,7 ГВт (план)
Требования к локализации	Целевые показатели (65 % ВЭС, 70 % СЭС)	Балльная система, увеличение требований ~ в 2 раза
Штрафы за локализацию	65 % (СЭС)	95–100 % (ужесточение)
Экспортные обязательства	Отсутствовали	4–8 % от CAPEX
Расчет платы за мощность	На основе CAPEX	На основе заявленной одноставочной цены на электроэнергию

МЕХАНИЗМЫ ПОДДЕРЖКИ И ОГРАНИЧЕНИЯ МОЩНОСТИ ВЭС И СЭС В РОССИИ

В ЕЭС России экономические и технические факторы, влияющие на ТП и условия функционирования объектов ВИЭ, имеют специфические особенности, обусловленные механизмами государственной поддержки возобновляемой энергетики, требованиями к локализации оборудования, стоимостью ТП и ограничениями пропускной способности электросетевой инфраструктуры.

Для стимулирования инвестиций в развитие возобновляемой энергетики в России функционирует комплекс мер поддержки, включающий конкурсные отборы инвестиционных проектов объектов ВИЭ на ОРЭМ и розничных рынках электроэнергии (РРЭ). Система ДПМ ВИЭ (стоимость ТП, требования к коэффициенту используемой мощности — $k_{иум}$ и локализации оборудования) формирует экономические пороги мощности объектов ВИЭ, ниже которых проекты теряют инвестиционную привлекательность. Результаты сравнения механизмов стимулирования развития ВИЭ в России приведены в табл. 3: 1 этап — ДПМ ВИЭ 1.0; 2 этап — ДПМ ВИЭ 2.0.

Помимо ОРЭМ в России действует механизм поддержки проектов ВИЭ на РРЭ в виде обязательства по первоочередной покупке электроэнергии по специальным тарифам, а в технологически изолированных территориальных энергосистемах (ТИТЭС) реализуется механизм окупаемости инвестиций за счет замещения дорогостоящей дизельной генерации [6].

Минимальная экономически эффективная мощность проектов ВЭС и СЭС в рамках ДПМ ВИЭ определяется тремя факторами [5, 6]:

1) высокой долей фиксированных затрат на проектно-изыскательские работы и экспертизы, мало зависящих от мощности объекта (для СЭС мощностью 2 МВт удельные CAPEX могут быть на 40–60 % выше, чем для СЭС 10 МВт);
2) привязкой тарифной выручки к целевому $k_{иум}$ (27 % для ВЭС и 14 % для СЭС), которого в проектах до 5 МВт сложнее достичь из-за ограниченности площадок, затенений и турбулентности, приводящих к снижению фактической выручки и увеличению срока окупаемости;
3) штрафами за невыполнение требований по локализации (до 95–100 % от платежа за мощность) и экспортными обязательствами (4–8 % от CAPEX), которые для объектов ВИЭ мощностью менее 10 МВт экономически нецелесообразно выполнять, что вынуждает инвесторов либо увеличивать мощность объекта ВИЭ, либо отказываться от участия в конкурсных отборах инвестиционных проектов.

На ОРЭМ эмпирически сложились следующие нижние пороги: для ВЭС — 10–15 МВт, для СЭС — 5–10 МВт. Эти величины подтверждаются статистическими данными по реализованным проектам в рамках ДПМ ВИЭ 1.0, где средняя мощность СЭС составила 7,2 МВт, а ВЭС — 12,4 МВт. Проекты меньшей мощности в отборах обычно не участвуют, но могут реализовываться через альтернативные механизмы: на РРЭ эффективны проекты мощностью 1–5 МВт, а в ТИТЭС при замещении дизельных электростанций по энергосервисным контрактам — даже 0,5–2 МВт [5]. Таким образом, для СЭС мощностью до 5 МВт и ВЭС — до 10 МВт стандартный механизм ДПМ ВИЭ на ОРЭМ становится неэффективным, что определяет нижнюю границу зоны поиска пороговой величины

Таблица 4. Ограничения мощности ВЭС в ЕЭС России за 2021–2025 гг.

Год	Энергосистема	Ограничение мощности по команде диспетчеров филиалов АО «СО ЕЭС»		Ограничение на выдачу мощности от ЦС АРЧМ	
		Количество часов ограничений (за год)	Максимальное ограничение, МВт (за год)	Количество часов ограничений (за год)	Максимальное ограничение, МВт (за год)
2021	ЕЭС России (ОЭС Юга)	56	475	–	–
2022	ЕЭС России (ОЭС Юга)	49	372	186	71
2023	ЕЭС России	96	347	2054	103
	в т. ч. ОЭС Юга	65	347	0	0
	в т. ч. ОЭС Северо-Запада	31	58	2054	103
2024	ЕЭС России	396	1341	2855	179
	в т. ч. ОЭС Юга	334	1151	0	0
	в т. ч. ОЭС Северо-Запада	62	190	2855	179
2025	ЕЭС России	184	1358	2248	165,9
	в т. ч. ОЭС Юга	127	1173,9	0	0
	в т. ч. ОЭС Северо-Запада	57	184	2248	165,9

в рамках настоящего исследования и обосновывает необходимость учета региональных особенностей и ограничений [5, 6].

Стоимость технологического присоединения к электрическим сетям является одним из основных экономических барьеров, влияющих на пороговую величину установленной мощности объектов ВИЭ. Согласно исследованию АО «Норд Энерджи», проведенному на основе тарифных решений региональных энергетических комиссий и данных сетевых компаний за 2025–2026 гг., стоимость подключения для промышленных потребителей в различных регионах России находится в диапазоне от 20 до 85 млн руб. за 1 МВт. Самые высокие расценки зафиксированы в регионах с закрытыми центрами питания и сложными климатическими условиями: в Приморском крае — 55–85 млн руб./МВт, в Москве — 50–80 млн руб./МВт, в Республике Саха (Якутия) — 60–70 млн руб./МВт [25].

Однако основным фактором при определении порогового величины установленной мощности является нелинейный характер зависимости стоимости ТП от мощности объекта ВИЭ, так как при переходе затраты резко возрастают. Порог в 5 МВт обоснован в соответствии с [26], где тарифные ставки дифференцируются для категории «свыше 5 МВт», что связано с переходом на II категорию надежности электроснабжения, требующую резервирования от двух независимых источников [27]. Порог в 25 МВт обусловлен тем, что, как правило, для его ТП требуется строительство новой или реконструкция существующей ПС 110–220 кВ, что подтверждается примерами реализованных проектов [28].

Статистические данные по динамике ввода ограничений мощности ВЭС и СЭС в России за период 2021–2025 гг., приведенные на рис. 4, указывают на рост количества режимных ограничений.

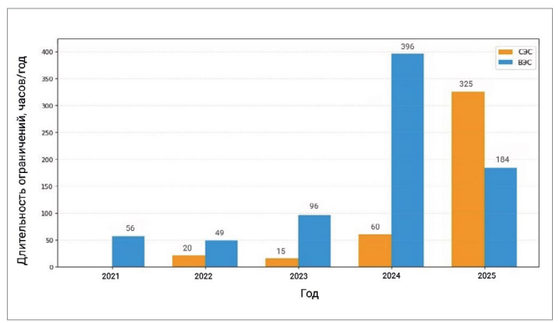


Рис. 4. Динамика ввода ограничений мощности ВЭС и СЭС в ЕЭС России (2021–2025 гг.)

В 2024 г. длительность ограничений мощности ВЭС увеличилась почти в 4 раза — до 396 часов (против 96 часов в 2023 г.), при этом максимальная мощность ограничений достигла 1341 МВт, как показано на рисунке 5 [7].

В табл. 4 и 5 представлена детализированная информация о динамике ввода ограничений мощности ВЭС и СЭС в ЕЭС России.

В 2022–2023 гг. ограничения носили эпизодический характер (15–20 ч). В 2024 г. произошел резкий скачок: часы ограничений выросли в 4 раза (до 60), а максимальная мощность достигла 477 МВт, причем 98,9 % этой мощности пришлось на ОЭС Юга. В 2025 г. ситуация кардинально изменилась: общая длительность ограничений выросла до 325 ч, но основные ограничения стали вводиться на объектах ВИЭ в ОЭС Сибири (310 ч), что связано

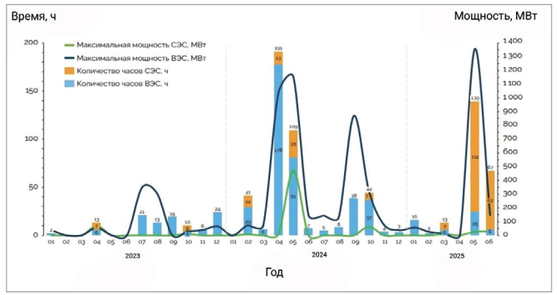


Рис. 5. Длительность и мощность ограничений мощности ВЭС и СЭС в России (2023–2025 гг.)

Таблица 5. Ограничения мощности СЭС в ЕЭС России за 2021–2025 гг.

Год	Энергосистема	Ограничение мощности по команде диспетчеров филиалов АО «СО ЕЭС»	
		Количество часов ограничений (за год)	Максимальное ограничение, МВт (за год)
2021	ЕЭС России	0	0
2022	ЕЭС России	20	26
	в т. ч. ОЭС Сибири	10	1
	в т. ч. ОЭС Юга	10	25
2023	ЕЭС России	15	52
	в т. ч. ОЭС Сибири	9	4
	в т. ч. ОЭС Юга	6	48
2024	ЕЭС России	60	477
	в т. ч. ОЭС Средней Волги	12	5
	в т. ч. ОЭС Юга	48	472
2025	ЕЭС России	325	121,3
	в т. ч. ОЭС Сибири	310	45,5
	в т. ч. ОЭС Средней Волги	3	0
	в т. ч. ОЭС Юга	22	75,8

с вводом новых крупных СЭС в Республике Бурятия и Забайкальском крае.

Динамика по ВЭС указывает на системный характер проблемы. В 2021–2022 гг. ограничения составляли 50–60 ч. В 2023 г. они выросли до 96 ч. В 2024 г. произошел кратный скачок — до 396 часов, при этом 84 % всех ограничений было сосредоточено в ОЭС Юга (334 ч, 1151 МВт). Ограничения, вводимые Централизованной системой автоматического регулирования частоты и перетоков активной мощности (ЦС АРЧМ) [29, 30], были значительными: в 2024 г. они составили 2855 ч в ОЭС Северо-Запада (Мурманская область).

Анализ Схемы и программы развития электроэнергетических систем России на 2026–2031 гг. (СиПР) позволил выявить ряд энергорайонов (табл. 6), в которых возможно возникновение дефицита мощности в прогнозном периоде [31].

Наиболее сложная ситуация наблюдается в ТИТЭС (Сахалинская область, Республика Саха), где показатель балансовой надежности составляет 0,35–0,59, что обусловлено изолированной работой энергорайонов и зависимостью от дизельных электростанций. В ОЭС Сибири дефицит мощности связан с ростом электропотребления промышленными предприятиями при ограниченной пропускной способности межсистемных связей. В ОЭС Востока дефицит мощности частично будет покрываться за счет отобранных проектов ВИЭ (1,7 ГВт в рамках дополнительного отбора 2025 г.) [25]. В ОЭС Юга, несмотря на относительно высокий показатель балансовой надежности (0,92–0,98), локальные дефициты мощности фиксируются в Республике Крым и г. Севастополе. Данная ситуация требует развития распределенной генерации и реконструкции электросетевой инфраструктуры напряжением 110–220 кВ.

Прогнозируемые дефициты мощности создают объективную потребность в строительстве новых объектов ВИЭ, однако существующие сетевые ограничения существенно сужают возможности их реализации в отдельных энергорайонах.

Для учета региональных особенностей при определении пороговых значений мощности целесообразно использовать типологию энергосистем (табл. 7), разработанную на основе анализа состояния электросетевой инфраструктуры, структуры нагрузки и доступности энер-

Таблица 6. Прогнозируемый дефицит мощности в энергосистемах России (2026–2031 гг.)

Энергосистема/ энергорайон	Регионы	Показатель балансовой надежности	Планируемые меры
ОЭС Сибири (юго-восточная часть)	Иркутско-Черемховский, Тулуно-Зиминский районы Иркутской обл.; Южная Бурятия; Забайкальский край	0,80–0,97	Ввод объектов ВИЭ, модернизация электрических сетей, развитие межсистемных связей
ОЭС Востока	Приморский край (южная часть); Хабаровский край; Амурская область (западная часть)	0,84–0,95	Ввод объектов ВИЭ, реконструкция ПС, развитие распределенной генерации
ТИТЭС	Республика Саха (Якутия); Сахалинская область	0,35–0,59	ГЭК (ВЭС/СЭС + СНЭЭ + дизельные электростанции), энергосервисные контракты
ОЭС Юга	Краснодарский край; Республика Адыгея; Республика Крым; г. Севастополь	0,92–0,98	Реконструкция ПС 110–220 кВ, развитие межсистемных связей, ввод объектов ВИЭ

Примечание. Показатель балансовой надежности меньше 0,9999 указывает на наличие дефицита мощности в энергосистеме.

Таблица 7. Типология энергосистем России по условиям размещения ВЭС и СЭС

Группа	Характеристика	Примеры	Особенности ТЭО
А	Сильные сети (220–500 кВ), высокая доля объектов ВИЭ	ОЭС Юга	Учет перегрузок, анализ ограничений мощности
Б	Средняя готовность, сети 110–220 кВ	ОЭС Средней Волги, Урала	Учет «горячего резерва»
В	Слабые сети (низкая пропускная способность)	Амурская область, отдельные энергорайоны	Обязательный учет СНЭЭ, анализ устойчивости
Г	Изолированные энергорайоны	Чукотка, Камчатка	ГЭК (ВЭС/СЭС + СНЭЭ + дизельные электростанции)
Д	Высокий ресурс ВИЭ, но низкая пропускная способность сетей	Калмыкия, Прикаспий	Распределенная генерация + СНЭЭ

горесурсов [32]. Данная типология позволяет дифференцировать подходы к ТЭО размещения ВЭС и СЭС.

Анализ опыта эксплуатации объектов ВИЭ показывает, что в России отсутствует нормативно установленный порог экономической эффективности проектов ВЭС и СЭС. Система ДПМ ВИЭ позволяет определять ориентировочные границы, основанные на балансе капитальных затрат и тарифной выручки, однако эти значения не учитывают региональные особенности и могут существенно варьироваться в зависимости от особенностей региона, стоимости ТП, режимно-балансовых характеристик энергосистемы и сетевых ограничений.

Для определения минимальной экономически эффективной мощности объекта ВИЭ необходима комплексная методика, позволяющая интегрировать экономические показатели, сетевые и режимные ограничения, адаптироваться к типу энергосистемы, учитывать пространственную асинхронность ресурсов ВИЭ, а также определять рациональное соотношение мощностей ВЭС и СЭС в составе ГЭК, с количественной оценкой влияния ограничений на экономику проекта.

МЕТОДИЧЕСКИЙ ПОДХОД К ОПРЕДЕЛЕНИЮ ДИАПАЗОНА УСТАНОВЛЕННОЙ МОЩНОСТИ ВЭС И СЭС В РОССИИ

Анализ международного и отечественного опыта показал, что существующие подходы к ТЭО проектов ВЭС и СЭС рассчитывают экономические показатели без учета сетевых и режимных ограничений, что приводит к завышению ожидаемой доходности проектов и недоучету реальных рисков. Для устранения этого пробела предлагается использовать диапазон установленной мощности [$P_{мин}$; $P_{макс}$], в котором одновременно выполняются два условия:

– экономическая целесообразность: проект обеспечивает внутреннюю норму доходности *IRR* ≥ *WACC* (средневзвешенная стоимость капитала) и положительную чистую приведенную стоимость NPV > 0 при заданных параметрах механизма поддержки;
– техническая реализуемость: проект не приводит к недопустимым ограничениям мощности ($K_{орг} \le K_{орг.доп}$) ВЭС или СЭС и не требует значительных затрат на их технологическое присоединение.

Для оценки экономической эффективности проектов ВЭС и СЭС используются стандартные показатели, рекомендованные IRENA [24]:

Нормированная стоимость электроэнергии (LCOE):

$$\mathrm{LCOE} = \frac{\sum_{t=1}^{T} \frac{\mathrm{CAPEX}_t + \mathrm{OPEX}_t}{(1+r)^t}}{\sum_{t=1}^{T} \frac{E_t}{(1+r)^t}}. \quad (2)$$

Чистая приведенная стоимость (NPV), показывающая абсолютный доход от реализации проекта, может быть вычислена по формуле (3):

$$\mathrm{NPV} = \sum_{t=1}^{T} \frac{CF_t}{(1+r)^t} - \mathrm{CAPEX}_{\mathrm{total}}. \quad (3)$$

Внутренняя норма доходности (IRR) определяется по формуле (4):

$$\sum_{t=1}^{T} \frac{CF_t}{(1+\mathrm{IRR})^t} - \mathrm{CAPEX}_{\mathrm{total}} = 0. \quad (4)$$

Для России примем, что денежный поток CF_t рассчитывается с учетом следующих корректирующих коэффициентов:

$$\mathrm{CF}_t = E_{ном}\left(1 - K_{огр}\right) \cdot P_{ээ} + P \cdot P_{мощн} \cdot \left(1 - K_{штраф}\right) - \mathrm{OPEX}. \quad (5)$$

Суммарные капитальные затраты (CAPEX) вычисляются по формуле (6):

$$\mathrm{CAPEX}_{сумм} = \mathrm{CAPEX}_{удельн.} \cdot P + C_{ТП}, \quad (6)$$

где P — установленная мощность, МВт;
T — срок проекта, 15 лет (срок действия ДПМ ВИЭ);
$r = WACC$ — средневзвешенная стоимость капитала;
$E_{ном}$ — номинальная выработка электроэнергии, МВт·ч/год;
$K_{орг}$ — коэффициент ограничения мощности, отражающий долю электроэнергии, которая не может быть выдана в сеть из-за ограничений;
$P_{ээ}$ — цена электроэнергии на ОРЭМ, руб./МВт·ч;

$P_{мощн}$ — плата за мощность по ДПМ ВИЭ, млн руб./МВт·год;
$K_{штраф}$ — коэффициент штрафных санкций;
$CAPEX_{удельн.}$ — удельные капитальные затраты на оборудование и строительство, млн руб./МВт;
OPEX — эксплуатационные расходы, принимаемые в объеме 2 % от $CAPEX_{сумм}$;
$C_{ТП}$ — стоимость ТП, млн руб.

Коэффициент ограничения мощности $K_{орг}$ (табл. 8) следует использовать в энергосистемах (энергорайонах) с сетевыми ограничениями (табл. 4, 5), где вводятся ограничения мощности объектов ВИЭ [7]. Источниками данных для рекомендуемых значений $K_{орг}$ являются отчеты АО «СО ЕЭС» по объектам ДПМ ВИЭ, в которых указаны часы и мощность ограничений, СиПР для оценки прогнозных дефицитов мощности по энергосистемам, обзоры АРВЭ и др. [6].

Таблица 8. Рекомендуемые значения $K_{орг}$ при отсутствии полных исходных данных

Тип региона	Рекомендуемый $K_{орг}$, % *	Обоснование
Сильные сети (ОЭС Центра)	0–3	Ограничения минимальные
Средние сети (ОЭС Урала, Сибири)	5–10	Эпизодические ограничения
Слабые сети (ОЭС Юга, Востока)	10–20	Регулярные ограничения
ТИТЭС	1–3	Минимальные ограничения, но дорогое ТП

* Составлено на основе статистических данных АО «СО ЕЭС» за 2021–2025 гг. [7].

Таблица 9. Рекомендуемые значения $K_{штраф}$ при отсутствии полных исходных данных

Сценарий	$K_{штраф}$	Обоснование
Базовый	0,15	Умеренные штрафы, выполнение большинства требований
Пессимистичный	0,5	Значительные штрафы, проблемы с локализацией
Критический	0,8	Максимальные штрафы по всем параметрам

Таблица 10. Рекомендуемые значения $K_{деф}$ при отсутствии полных исходных данных

Сценарий	$K_{деф}$	Обоснование
Базовый	1,0	Стандартные риски
Дефицит имеется (по СиПР)	0,8–0,9	Снижение рисков за счет наличия гарантированного спроса на электроэнергию в регионе
Критический дефицит (ТИТЭС)	0,7–0,8	Высокая потребность в любых новых электростанциях (объектах ВИЭ)

$$K_{орг} = \frac{E_{орг}}{E_{ном}} = \frac{\sum_{h=1}^{8760} P_{орг,h} \cdot \Delta t}{P \cdot k_{иум} \cdot 8760}, \quad (7)$$

где $E_{орг}$ — объем ограничений выработки электроэнергии, МВт·ч/год;
$E_{ном}$ — номинальная выработка при отсутствии ограничений мощности;
$P_{орг,h}$ — величина ограничений мощности в час h, МВт;
Δt = 1 час.

Коэффициент штрафных санкций $K_{штраф}$ (табл. 9) применяется к плате за мощность, так как штрафы удерживаются именно из этой составляющей дохода. В ДПМ ВИЭ 2.0 (2025–2035 гг.) введены жесткие штрафные санкции за невыполнение обязательств, которые напрямую влияют на денежный поток проекта и должны учитываться на этапе ТЭО в соответствии с формулой (8):

$$K_{штраф} = 1 - (1 - K_{лок}) \cdot (1 - K_{эксп}) \cdot (1 - K_{выр}), \quad (8)$$

где $K_{лок}$ — доля штрафа за локализацию (0 при выполнении, 0,75–1,0 при невыполнении);
$K_{эксп}$ — доля штрафа за экспорт (0 при выполнении, 0,1–0,33 при невыполнении);
$K_{выр}$ — доля штрафа за отклонение выработки (0 при выполнении, 0,3–0,8 при значительном отклонении).

В табл. 9 представлены рекомендуемые значения , которые возможно использовать при отсутствии полных исходных данных.

Коэффициент учета дефицита мощности (табл. 10) отражает снижение инвестиционных рисков в дефицитных энергосистемах (энергорайонах) и применяется к ставке дисконтирования WACC, так как дефицит мощности влияет на стоимость капитала через изменение рисков. Это позволяет создавать более благоприятные условия для ввода объектов ВИЭ, что может выражаться в более высоких тарифах на электроэнергию, приоритетном ТП и др.:

$$WACC_{эфф} = WACC \cdot K_{деф}. \quad (9)$$

В табл. 10 представлены рекомендуемые значения $K_{деф}$, которые возможно использовать при отсутствии полных исходных данных.

АПРОБАЦИЯ РАЗРАБОТАННОГО МЕТОДИЧЕСКОГО ПОДХОДА

Для апробации разработанного методического подхода в качестве объекта исследования была выбрана Астраханская область по следующим причинам:
- регион занимает второе место в России по установленной мощности объектов ВИЭ — 694,04 МВт [5];
- область обладает высоким ветровым потенциалом, обеспечивающим $k_{иум}$ на уровне 28–38 % [6];
- в области создана необходимая сетевая инфраструктура (рис. 6) для выдачи мощности пяти действующих

Таблица 11. Диапазоны основных экономических параметров для ВЭС в России

Параметр	Минимальное значение	Среднее значение	Максимальное значение
CAPEX, $/кВт	1 375	1 625	1 875
CAPEX, руб./кВт (при курсе 80 руб./$)	110 000	130 000	150 000
CAPEX, млн руб./МВт	110	130	150
$k_{иум}$, %	28	33	38
OPEX, $/кВт в год	25	34	44
OPEX, руб./кВт в год	2 000	2 750	3 500

ВЭС (340 МВт) и построена ПС «Зубовка» (400 МВА), что минимизирует ограничения мощности объектов ВИЭ;
- до 2031 г. запланирован ввод 270 МВт на ВЭС [6] и уже реализуются проекты СЭС (Богдинская СЭС — 68,6 МВт, Болхунская СЭС — 250 МВт) [28].

Таким образом, Астраханская область является репрезентативным регионом для апробации разработанного методического подхода в силу сочетания высокого ресурсного потенциала, развитой электросетевой инфраструктуры и наличия крупных действующих объектов ВИЭ, а также планируемых проектов.

Для расчетов были использованы макропараметры, рекомендованные в [6]: курс доллара — 80 руб./$; уровень инфляции — 4 %; налог на прибыль — 25 %. На основе данных из [6] для ВЭС в России были определены диапазоны основных экономических параметров, приведенные в таблице 11.

Дополнительные данные для расчетов:
- коэффициент ограничения мощности $K_{орг}$ изменяется с увеличением мощности объекта ВИЭ от 0 до 10 %;
- коэффициент штрафных санкций $K_{штраф}$ изменяется с увеличением мощности до 0,15 о. е.;
- коэффициент учета дефицита мощности $K_{деф}$ = 1,0 (базовый сценарий);
- цена электроэнергии $P_{ээ}$ = 5500 руб./МВт·ч (экспертная оценка);
- плата за мощность $P_{мощ}$ = 2,5 млн руб./МВт·год (экспертная оценка);
- срок проекта T = 15 лет (срок ДПМ ВИЭ);
- ставка дисконтирования WACC = 15 % (рекомендация АРВЭ).

Для оценки влияния неопределенности основных параметров на экономическую эффективность проектов ВЭС были выполнены расчеты для трех сценариев: минимального, среднего и максимального. Полученные результаты расчетов сведены в табл. 12–14, где C_F — денежный поток (cash flow).

В минимальном сценарии диапазон установленной мощности ВЭС составляет 15–20 МВт. При мощности ВЭС 15 МВт NPV достигает 35 млн руб. при IRR = 15,5 %, что превышает WACC = 15 %. При мощности ВЭС 20 МВт NPV становится отрицательным (–128 млн руб.), а IRR снижается до 15,0 %, что соответствует пограничному состоянию эффективности. Проекты мощностью менее 15 МВт убыточны, так как не достигают порога окупаемости из-за высоких удельных капитальных затрат. При мощности более 20 МВт проекты ВЭС также неэффективны по причине роста сетевых ограничений и штрафных санкций.

В среднем сценарии диапазон установленной мощности ВЭС расширяется до 10–35 МВт. Максимальная эффективность достигается при 15 МВт, так как NPV = 475 млн руб., а IRR = 17,5 %.

Таблица 12. Результаты расчета для минимального сценария

P, МВт	$CAPEX_{сумм}$, млн руб.	$K_{орг}$, %	$K_{штраф}$, о.е.	E, тыс. МВт·ч/год	C_F, млн руб./год	NPV, млн руб.	IRR, %	Статус
5	875	0	0	10,2	141,0	–88	13,0	✘
10	1 650	0	0	19,8	275,0	–41	14,0	✘
15	2 425	0	0	29,8	410,0	+35	15,5	✔
20	3 200	1	0,055	38,3	525,0	–128	15,0	Риск
25	3 975	2	0,07	44,8	613,8	–384	14,5	✘
30	4 675	3	0,08	52,4	702,5	–564	14,0	✘
40	6 075	4	0,09	69,2	872,5	–970	13,5	✘
50	7 475	5	0,10	85,9	1 040,0	–1 390	13,0	✘
60	8 875	6	0,11	102,1	1 205,0	–1 825	12,5	✘
70	10 275	7	0,12	117,7	1 367,5	–2 275	12,0	✘
80	11 675	8	0,13	132,5	1 520,0	–2 780	11,5	✘
90	13 075	9	0,14	146,7	1 670,0	–3 300	11,0	✘
100	14 475	10	0,15	160,1	1 807,5	–3 900	10,5	✘



Рис. 6. Принципиальная схема электрических соединений энергосистемы Астраханской области

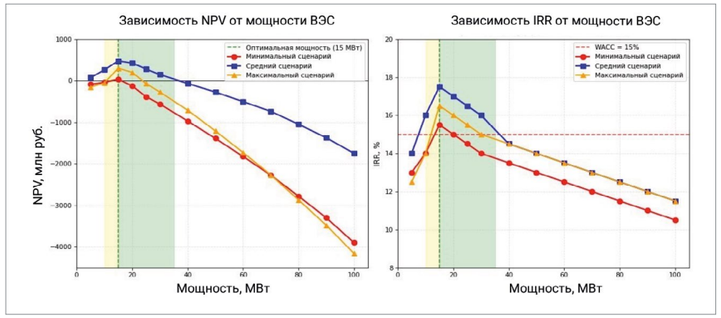


Рис. 7. Зависимость NPV и IRR от мощности ВЭС для трех сценариев.
Зеленым цветом показан диапазон установленной мощности (15–35 МВт);
желтым — зона риска (10–15 МВт);
горизонтальная пунктирная линия на графике IRR соответствует WACC = 15 %;
вертикальная зеленая пунктирная линия указывает на оптимальную мощность — 15 МВт

На рис. 7 представлены графики зависимости NPV и IRR от установленной мощности ВЭС для всех трех сценариев, что позволяет визуально определить диапазон установленной мощности ВЭС и оптимальную мощность проекта. Минимальному сценарию соответствует красная линия, где NPV становится положительным только в узком диапазоне мощностей 15–20 МВт, а IRR пересекает уровень WACC = 15 % только при мощности ВЭС 15 МВт.

В максимальном сценарии (табл. 14) диапазон установленной мощности ВЭС сужается до 15–20 МВт. Для наглядного сравнения эффективности проектов в трех сценариях все основные показатели были сведены в таблицу 15.

При мощности ВЭС 15 МВт все три сценария показывают положительный NPV и IRR выше WACC = 15 %. Наибольшая эффективность достигается в среднем сценарии, что подтверждает устойчивость проекта к изменению основных параметров. Максимальный сценарий, несмотря на самый высокий $k_{иум}$, уступает среднему из-за более высоких капитальных и эксплуатационных затрат, как показано на рисунке 7. Наиболее широкий диапазон установленной мощности ВЭС (10–35 МВт) получен в среднем сценарии, что определяет высокую устойчивость проекта к сочетанию основных параметров. Минимальный и максимальный сценарии характеризуются суженным диапазоном мощности (15–20 МВт), что указывает на высокую чувствительность проекта к изменению основных параметров.

ПРАКТИЧЕСКАЯ ЗНАЧИМОСТЬ И ПЕРСПЕКТИВНЫЕ НАПРАВЛЕНИЯ ИССЛЕДОВАНИЯ

В рамках исследования определена минимальная экономически эффективная мощность ВЭС, которую можно присоединить к существующей электросетевой инфраструктуре без проведения ее масштабной реконструкции. Выполненные расчеты показали: диапазон установленной мощности ВЭС в Астраханской области составляет 10–35 МВт в зависимости от выбранного сценария, а оптимальная мощность — 15 МВт, обеспечивая во всех сценариях положительные значения NPV и IRR.

Разработанный методический подход является универсальным и может быть адаптирован для других регионов России посредством корректировки пороговых значений коэффициентов под местные особенности. Задача определения оптимальной мощности объектов ВИЭ носит многопараметрический и многокритериальный характер, а разработанный методический подход позволяет системно учитывать все рассмотренные факторы.

Полученные результаты создают основу для разработки программного комплекса поддержки принятия решений при планировании размещения ВЭС, позволяя автоматизировать расчеты диапазона установленной мощности объектов ВИЭ для различных регионов России, проводить сценарный анализ проектов и формировать рекомендации по выбору их оптимальной мощности.

Развитие разработанного методического подхода планируется выполнить в следующих направлениях: учет стохастического характера ветрового потока и солнечной инсоляции, интеграция в модель СНЭЭ и ГЭК (ВЭС/СЭС + СНЭЭ + дизельные электростанции), а также учет динамики изменения тарифов на электроэнергию (мощность) и стоимости капитала.

Результаты исследования могут быть использованы:

- потенциальными инвесторами для обоснования выбора мощности проектов ВИЭ;
- филиалами АО «СО ЕЭС» — для прогнозирования загрузки электросетевой инфраструктуры и определения допустимых объемов присоединения объектов ВИЭ в конкретных территориальных энергосистемах;
- сетевыми компаниями — для выявления «узких мест» и обоснования инвестиций в развитие электросетевой инфраструктуры;
- органами государственной власти — для корректировки параметров ДПМ ВИЭ и разработки мер поддержки проектов ВИЭ в регионах с сетевыми и режимными ограничениями;
- научно-исследовательскими и проектными организациями — для совершенствования методик ТЭО размещения объектов ВИЭ.

Таблица 13. Результаты расчета для среднего сценария

P, МВт	CAPEX$_{сумм}$, млн руб.	$K_{орг}$, %	$K_{штраф}$, о. е.	E, тыс. МВт·ч/год	$C_г$, млн руб./год	NPV, млн руб.	IRR, %	Статус
5	975	0	0	12,4	170,0	+70	14,0	✘
10	1 850	0	0	24,1	335,0	+260	16,0	✔
15	2 725	0	0	36,3	500,0	+475	17,5	✔
20	3 600	1	0,055	46,6	638,8	+425	17,0	✔
25	4 475	2	0,07	54,6	745,8	+280	16,5	✔
30	5 275	3	0,08	63,9	853,8	+145	16,0	✔
40	6 875	4	0,09	84,5	1 060,8	−68	14,5	✘
50	8 475	5	0,10	104,9	1 265,0	−275	14,0	✘
60	10 075	6	0,11	124,7	1 465,0	−505	13,5	✘
70	11 675	7	0,12	143,7	1 663,8	−740	13,0	✘
80	13 275	8	0,13	161,8	1 850,0	−1 050	12,5	✘
90	14 875	9	0,14	179,1	2 033,8	−1 375	12,0	✘
100	16 475	10	0,15	195,5	2 205,0	−1 750	11,5	✘

Таблица 14. Результаты расчета для максимального сценария

P, МВт	CAPEX$_{total}$, млн руб.	$K_{орг}$, %	$K_{штраф}$, о.е.	E, тыс. МВт·ч/год	$C_г$, млн руб./год	NPV, млн руб.	IRR, %	Статус
5	1 075	0	0	13,9	190,0	−155	12,5	✘
10	2 050	0	0	27,0	375,0	−55	14,0	✘
15	3 025	0	0	40,6	562,5	+300	16,5	✔
20	4 000	1	0,055	52,2	717,5	+200	16,0	✔
25	4 975	2	0,07	61,1	837,5	−70	15,5	✘
30	5 875	3	0,08	71,5	957,5	−275	15,0	✘
40	7 675	4	0,09	94,4	1 185,0	−710	14,5	✘
50	9 475	5	0,10	117,2	1 410,0	−1 210	14,0	✘
60	11 275	6	0,11	139,2	1 632,5	−1 730	13,5	✘
70	13 075	7	0,12	160,4	1 852,5	−2 270	13,0	✘
80	14 875	8	0,13	180,7	2 060,0	−2 870	12,5	✘
90	16 675	9	0,14	200,0	2 265,0	−3 480	12,0	✘
100	18 475	10	0,15	218,2	2 457,5	−4 160	11,5	✘

Таблица 15. Сравнение сценариев при оптимальной мощности ВЭС (15 МВт)

Сценарий	Диапазон установленной мощности ВЭС, МВт	$P_{опт}$, МВт	NPV, млн руб.	IRR, %	Статус
Минимальный	15–20	15	35	15,5	Зона риска
Средний	10–30	15	475	17,5	Наиболее устойчивый
Максимальный	15–20	15	300	16,5	Зона риска

ЗАКЛЮЧЕНИЕ

В исследовании решена важная научно-практическая задача определения диапазона установленной мощности ВЭС и СЭС, в котором объект ВИЭ одновременно является экономически эффективным и технически реализуемым при ограниченной пропускной способности электросетевой инфраструктуры.

Анализ международного опыта показал, что в мировой практике сложились минимальные пороговые значения

мощности для проектов ВИЭ: 10–15 МВт для ВЭС и 5–10 МВт для СЭС. Выявлено, что использование *Firm LCOE* является перспективным методическим инструментом, позволяющим учитывать затраты на выравнивание графика выдачи мощности объектами ВИЭ, однако прямой перенос данного подхода в условиях России затруднен из-за особенностей системы ДПМ ВИЭ и высокой стоимости капитала.

Анализ отечественных механизмов поддержки проектов ВИЭ, сетевых и режимных ограничений показал, что в России отсутствует нормативно установленный порог экономической эффективности проектов ВЭС и СЭС. Практика ввода ограничений мощности ВЭС и СЭС в ЕЭС России и прогнозируемые дефициты мощности в ряде территориальных энергосистем (энергорайонов) подтверждают необходимость комплексного учета системных ограничений при определении пороговых величин установленной мощности объектов ВИЭ.

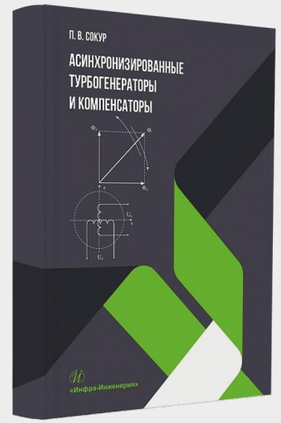
Разработан методический подход к определению диапазона установленной мощности ВЭС и СЭС, базирующийся на модифицированном показателе чистой приведенной стоимости и учитывающий основные влияющие факторы. Его применение позволяет количественно оценить влияние сетевых и режимных ограничений на экономические показатели проекта и определить диапазон установленной мощности ВЭС и СЭС, когда их строительство целесообразно.

Результаты апробации разработанного методического подхода на примере энергосистемы Астраханской области показали, что диапазон установленной мощности ВЭС составляет 10–35 МВт, при оптимальной мощности — 15 МВт, обеспечивая во всех сценариях положительный NPV и IRR. Полученные результаты исследования могут быть эффективно использованы при обосновании выбора установленной мощности объектов ВИЭ, прогнозировании загрузки электросетевой инфраструктуры и корректировке параметров ДПМ ВИЭ.

Рисунки к статье предоставлены авторами.

↓ СПИСОК ИСТОЧНИКОВ

1. Воропай Н.И. Направления и проблемы трансформации электроэнергетических систем // Электричество. 2020. № 7. С. 12–21.
2. Report IRENA, Renewable capacity statistics 2026, International Renewable Energy Agency, Abu Dhabi. URL: https://www.irena.org/-/media/Files/IRENA/Agency/Publication/2026/Mar/IRENA_DAT_RE_capacity_statistics_2026.pdf (дата обращения 09.06.2026).
3. Распоряжение Правительства РФ от 12.04.2025 № 908-р «Об утверждении Энергетической стратегии Российской Федерации до 2050 года». URL: http://static.government.ru/media/files/LWYfSENa10uBrrBoyLQqAAOj5eJYIA60.pdf (дата обращения 11.06.2026).
4. Распоряжение Правительства РФ от 30.12.2024 № 4153-р «О Генеральной схеме размещения объектов электроэнергетики до 2042 года». URL: https://docs.cntd.ru/document/1310847116?ysclid=mrne1p6brz209676015 (дата обращения 10.06.2026).
5. АРВЭ. Ежеквартальный информационный обзор рынка ВИЭ в России. I квартал 2026 года. URL: https://rreda.ru/upload/iblock/763/b6k8qpvqotg09xrfyk4j12g1pebt8vya/202605_RREDA_quarterly_report_q_1_2026.pdf (дата обращения 12.06.2026).
6. АРВЭ. Рынок возобновляемой энергетики России: текущий статус и перспективы развития (2024 год — первое полугодие 2025 года). Информационный бюллетень. Июль 2025. URL: https://rreda.ru/products/yearly-reviews/review-3786 (дата обращения 13.06.2026).
7. АО «Системный оператор Единой энергетической системы» / Отчет о фактическом режиме работы объектов ДПМ ВИЭ. URL: https://www.so-ups.ru/news/newonsite-view/news/26803/ (дата обращения 14.06.2026).
8. Илюшин П.В. Системный подход к развитию и внедрению распределенной энергетики и возобновляемых источников энергии в России // Энергетик. 2022. № 4. С. 20–27.
9. Артемьев А.Ю. Совершенствование методологии оценки решений по вводу ветроэнергетических мощностей на основе системного подхода: дис. … канд. техн. наук: 05.14.01. Братск, 2019. 178 с.
10. Папков Б.В., Куликов А.Л., Илюшин П.В. Задачи надежности современного электроснабжения. Вологда: ООО «Издательство «Инфра-Инженерия». 2022. 260 с.
11. Щипицин П.И., Липилин М.С., Дворкин Д.В., Волков М.С., Чемборисова Н.Ш. Выбор оптимальной точки подключения ВЭС с учетом широкого диапазона выдачи и приема реактивной мощности в режимах сниженной выработки активной мощности // Электроэнергия. Передача и распределение. 2024. № 5. С. 36–42.
12. Шакиров В.А., Курбацкий В.Г., Томин Н.В., Гулиев Г.Б. Распределенное размещение ветроэлектростанций для минимизации влияния колебаний мощности на электроэнергетическую систему // Надежность и безопасность энергетики. 2021. № 14. С. 52–60.
13. Shakirov V., Kurbatsky V., Tomin N., Guliyev H. Siting and sizing of wind farms taking into account stochastic nature of generation // E3S Web of Conferences. 2020. Vol. 216. Art. 01020. DOI: 10.1051/e3sconf/202021601020.
14. Шакиров В.А., Курбацкий В.Г., Томин Н.В., Гулиев Г.Б. Учет стохастического характера генерации мощности ветроэлектростанций при их размещении в составе электрических систем // Методические вопросы исследования надежности больших систем энергетики: 92-е заседание Международного научного семинара им. Ю.Н. Руденко, В 3-х книгах. Вып. 71 Книга 1. Иркутск: Институт систем энергетики им. Л.А. Мелентьева СО РАН. 2020. С. 280–289.
15. Tomin N., Shakirov V., Kozlov A., Sidorov D., Kurbatsky V., Rehtanz Ch., Lora Electo E.S. Design and optimal energy management of community microgrids with flexible renewable energy sources // Renewable Energy. 2022. Vol. 183. P. 903–921.
16. EIA (U.S. Energy Information Administration). California ISO curtailed more solar and wind generation in 2024 than previous years. 2025. URL: https://www.eia.gov/todayinenergy/detail.php?id=65364 (дата обращения 16.06.2026).
17. Thunder Said Energy. Cost of grid interconnection. 2026. URL: https://thundersaidenergy.com/downloads/wind-and-solar-costs-of-grid-interconnection/ (дата обращения: 17.06.2026).
18. ERCOT. Market Participation Requirements. 2025. URL: https://www.ercot.com/ (дата обращения 18.06.2026).
19. IRENA. Renewable power generation costs in 2024. Abu Dhabi: International Renewable Energy Agency. 2025. 120 p. URL: https://www.irena.org/-/media/Files/IRENA/Agency/Publication/2025/Jul/IRENA_TEC_RPGC_in_2024_2025.pdf (дата обращения: 19.06.2026).
20. Lu S., Wu D., Ma X., Wu G., Liu L., Cheng Z., Zhang S. Cost Evolution Mechanisms of Renewable Energy Technologies: Onshore Wind Power and Photovoltaics in China // Energies. 2026. Vol. 19. 1679.
21. BMWK. Erneuerbare-Energien-Gesetz (EEG 2023). 2023. URL: https://www.bundeswirtschaftsministerium.de/Redaktion/DE/Dossier/erneuerbare-energien.html (дата обращения: 01.07.2026).
22. Berkeley Lab. Grid Connection Barriers to New-Build Power Plants in the United States / Lawrence Berkeley National Laboratory. 2025. URL: https://emp.lbl.gov/news/grid-connection-barriers-new-build-power-plants-united-states/ (дата обращения 02.07.2026).
23. CRU Group. Grid upgrades imperative: Renewables shift becoming costly. 2025. URL: https://www.crugroup.com/en/communities/thought-leadership/2025/grid-upgrades-imperative-renewables-shift-becoming-costly/(дата обращения 03.07.2026).
24. IRENA. 24/7 renewables: The economics of firm solar and wind. Abu Dhabi: International Renewable Energy Agency. 2026. 60 p. URL: https://www.irena.org/-/media/Files/IRENA/Agency/Publication/2026/May/IRENA_TEC_24-7_renewables_2026 (дата обращения 04.07.2026).
25. АО «Норд Энерджи». Анализ тарифных решений региональных энергетических комиссий и данных сетевых компаний на 2025–2026 годы. URL: https://energyland.info/news-show-tek-electro-283184 (дата обращения 05.07.2026).
26. Приказ ФАС России от 04.12.2025 № 1032/25 «Об утверждении платы за технологическое присоединение энергопринимающих устройств потребителей электрической энергии, объектов по производству электрической энергии, а также объектов электросетевого хозяйства, принадлежащих сетевым организациям и иным лицам, к объектам единой национальной (общероссийской) электрической сети в виде формулы на 2026 год». URL: https://www.em-ens.ru/wp-content/uploads/2026/01/Prikaz-FAS-1032-25-ot-04.12.2025-po-S1-na-2026-god.pdf (дата обращения 15.06.2026).
27. Правила устройства электроустановок (ПУЭ). Издание 7. URL: https://en-res.ru/wp-content/uploads/2020/02/pue.pdf?ysclid=mrow6eo1lh242757322 (дата обращения 06.07.2026).
28. АО «СО ЕЭС». Обеспечение включения ПС 110 кВ для предприятия мощностью 25 МВт. Пресс-релиз, 08.04.2025. URL: https://www.so-ups.ru/odu-ural/news/odu-ural-news-view/news/27157/ (дата обращения 10.07.2026).
29. Илюшин П.В. Учет особенностей объектов распределенной генерации при выборе алгоритмов противоаварийного управления в распределительных сетях // Электро. Электротехника, электроэнергетика, электротехническая промышленность. 2011. № 4. С. 19–25.
30. Илюшин П.В. Выбор управляющих воздействий противоаварийной автоматики в распределительных сетях для повышения надежности электроснабжения потребителей // Релейная защита и автоматизация. 2013. № 3. С. 74–81.
31. Приказ Минэнерго России от 28.11.2025 № 1553 «Об утверждении схемы и программы развития электроэнергетических систем России на 2026–2031 годы». URL: https://www.minenergo.gov.ru/upload/iblock/0ee/qk0fgtteujwd4pwydt7h72i53bm4ybqc/Prikaz-Minenergo-1553-SIPR-2026_2031.pdf (дата обращения 11.07.2026).
32. Строков В.П., Илюшин П.В. Технико-экономическое обоснование размещения ветровых и солнечных электростанций в условиях ограниченной пропускной способности электрических сетей: проблемные вопросы и подходы к их решению // Энергетик. 2026. № 6. С. 36–45.



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 621.311
Шифр специальности ВАК: 2.4.3. «Электроэнергетика»

МАТЕМАТИЧЕСКАЯ ПОСТАНОВКА ЗАДАЧИ ПО ОПРЕДЕЛЕНИЮ ГРАНИЧНЫХ УСЛОВИЙ ОБЛАСТИ ДОПУСТИМЫХ ЭЛЕКТРОЭНЕРГЕТИЧЕСКИХ РЕЖИМОВ

АВТОР:
А.А. Складчиков, к.т.н., доцент,
ORCID ID 0009-0003-2989-6824,
skladchikov-aa@mail.ru,
Филиал ФГБОУ ВО «СамГТУ»
в г. Новокуйбышевске, РФ

Сформулированы теоретические основы математической постановки задачи по определению граничных условий области допустимых режимов энергосистем. Дано определение понятия «область допустимых электроэнергетических режимов». Перечислены исходные данные для постановки математической задачи поиска граничных условий области допустимых режимов, включая номинальные значения и диапазоны допустимых отклонений (по величине и длительности) от номинального значения в нормальном, вынужденном и послеаварийном режимах, а также состав нормативных аварийных возмущений в энергосистеме.

Приведены методы формулирования математической задачи поиска граничных условий области допустимых режимов. Сформулирована математическая задача по определению граничных условий области допустимых режимов энергосистем для нормального, вынужденного и послеаварийного режимов. Описаны математические функции зависимости параметров от изменения балансов активной и реактивной мощности, получены полиномиальные функции взаимовлияния параметров режима, в том числе при наличии устройств противоаварийной автоматики на энергообъектах. Также описаны возможности расширения граничных условий области допустимых режимов энергосистемы при их применении.

Приведен пример некорректной математической постановки задачи по определению граничных условий области допустимых режимов по параметру токовой нагрузки воздушной линии электропередачи и некорректной настройки устройства противоаварийной автоматики, что может привести к неэффективности устройства при реверсе активной мощности.

КЛЮЧЕВЫЕ СЛОВА:
#математическая постановка задачи; #энергосистема; #параметры; #электроэнергетический режим; #граничные условия; #область допустимых режимов

↓ ДЛЯ ЦИТИРОВАНИЯ:

Складчиков А.А. Математическая постановка задачи по определению граничных условий области допустимых электроэнергетических режимов // Энергия единой сети. 2026. № 3–4 (82). С. 68–74.

©℗

ВВЕДЕНИЕ

Область допустимых электроэнергетических режимов (ОДР) — это совокупность параметров электроэнергетического режима энергосистемы (перетоки активной мощности, в том числе в контролируемых сечениях (КС), токовые нагрузки ЛЭП и электросетевого оборудования (ЭСО) 110 кВ и выше, напряжения на шинах энергообъектов с номинальным напряжением 110 кВ и выше, частота электрического тока (далее — частота)), находящихся в границах требований (условий), установленных Правилами технологического функционирования электроэнергетических систем [1, 2].

Следует учитывать, что граничные условия ОДР различаются для нормального (исходного), вынужденного и послеаварийного режимов.

Проблема определения границ ОДР имеет длительную историю изучения. В.А. Веников и его школа [16–18] связали математический аппарат с практическими задачами электроэнергетики. Работы В.П. Васина [19–21] заложили основы анализа областей существования установившихся режимов в пространстве мощностей узлов, ввели понятие λ-функций для нахождения границ без прямого расчета режима и исследовали топологическую структуру таких областей (односвязность, неодносвязность). А.В. Крюков [22–24] разработал методы расчета предельных по статической устойчивости режимов. Р.А. Вайнштейн [25, 26] и А.З. Гамм [27, 28] внесли вклад в автоматическое управление и вероятностное моделирование. В последние годы Е.Н. Грязина и Д.Ю. Балуев [29] предложили эффективные алгоритмы генерации точек внутри ОДР с использованием метода Ньютона с условием трансверсальности.

Несмотря на значительный объем выполненных исследований, современные вызовы — интеграция возобновляемых источников энергии (ВИЭ) с нестабильной генерацией, внедрение систем накопления электрической энергии (СНЭЭ), резкопеременные нагрузки, широкое внедрение противоаварийной автоматики — требуют пересмотра и уточнения математической постановки задачи.

Математическая постановка (формулирование) задачи по определению граничных условий нахождения параметров ОДР относится к задачам оптимизации при перспективном развитии энергосистем, планировании и оперативном управлении режимом работы энергосистемы.

Оптимизация регулирования параметров электроэнергетического режима является результатом решения системы уравнений, определяющей функцию конкретного параметра режима в области (диапазоне) допустимых значений.

При этом указанное решение приведет или не приведет к выбору механизмов (мест и способов) регулирования параметра режима как при перспективном развитии энергосистемы, так и при управлении режимом энергосистемы оперативно-диспетчерским персоналом или автоматически с использованием устройств режимной и противоаварийной автоматики [2, 3].

Также ключевым моментом при постановке задачи является определение области регулирования [4], т. е. энергосистемы или части энергосистемы, в которых необходимо обеспечить допустимость электроэнергетических режимов.

ИСХОДНЫЕ ДАННЫЕ ДЛЯ МАТЕМАТИЧЕСКОЙ ПОСТАНОВКИ ЗАДАЧИ

Для постановки математической задачи по определению ОДР необходимо учесть следующие исходные данные:

1) номинальное значение параметра режима (к примеру, номинальное значение частоты, равное 50,000 Гц);
2) диапазон допустимых отклонений от номинального значения в нормальном режиме (к примеру, допустимое отклонение частоты в 1-й синхронной зоне ЕЭС России в пределах 50 ± 0,05 Гц без ограничения по времени или, к примеру, допустимые токовые нагрузки ЛЭП и электросетевого оборудования не выше длительно допустимой токовой нагрузки (ДДТН));
3) диапазон допустимых отклонений от номинального значения в вынужденном режиме (к примеру, перетоки активной мощности в КС не выше значений, определенных по критериям для данного режима (ВДП));
4) диапазон допустимых отклонений от номинального значения в послеаварийном режиме (к примеру, перетоки активной мощности в КС не выше значений, определенных по критериям для данного режима (АДП) или, к примеру, допустимые токовые нагрузки не выше аварийно допустимой токовой нагрузки (АДТН));
5) допустимое время отклонения от диапазона регулирования в нормальном режиме (к примеру, допустимое отклонение значений частоты в 1-й синхронной зоне ЕЭС России в диапазоне 50 ± 0,2 Гц с восстановлением частоты до уровня 50 ± 0,05 Гц за время не более 15 минут) [5];
6) допустимое время отклонения от диапазона регулирования в послеаварийном режиме (к примеру, в послеаварийном режиме допустимые токовые нагрузки не выше АДТН в течение 20 минут или, к примеру, нахождение уровня напряжения сети 500 кВ выше наибольшего рабочего от 525 до 538 кВ не более 8 часов, т. е. при коэффициенте 1,025) [5];
7) состав нормативных аварийных возмущений, которые установлены как наиболее вероятные аварии и ненормальные режимы в энергосистемах [30–33] и подлежат учету при определении ОДР (например, отключение сетевого элемента основной защитой при однофазном коротком замыкании с неуспешным автоматическим повторным включением) [6, 25].

МЕТОДЫ, ПРИМЕНЯЕМЫЕ ДЛЯ МАТЕМАТИЧЕСКОЙ ПОСТАНОВКИ ЗАДАЧИ

Поиск граничных условий нахождения параметров ОДР сводится к применению следующих математических методов:

– определения равенства функции с применением методов математического анализа — метода математической

индукции (истинности значений на каждом шаге сравнения), метода интервалов (определение знака функции на каждом из полученных промежутков) или метода замены переменной (например, в уравнении движения ротора при исследовании электромеханических переходных процессов, когда электрический и механический моменты замещаются мощностями турбины и генератора);
- определения неравенства функции с применением методов математического анализа — метода математической индукции, метода интервалов или метода замены переменной;
- поиска экстремумов функции с применением методов полного перебора, дихотомии, Лагранжа, Гаусса, Ньютона — Рафсона и др.;
- метода λ-функций [8], позволяющий оценивать границы без полного расчета режима;
- метода Ньютона с условием трансверсальности [20] для генерации точек внутри ОДР.

МАТЕМАТИЧЕСКАЯ ПОСТАНОВКА ЗАДАЧИ

Параметры в нормальном (исходном) режиме с учетом граничных условий ОДР имеют вид:

$$\begin{cases} f_{\text{ф}} = \lim f_{\text{ном}}, \ \text{при} \\ 49{,}95\ \text{Гц} \le \lim\limits_{t\to\infty} f_{\text{ном}} \le 50{,}05\ \text{Гц} \ \text{и} \\ 49{,}80 \div 49{,}95\ \text{Гц} \le \lim\limits_{t\to 15\text{мин}} f_{\text{ном}} \le 50{,}05 \div 50{,}20\ \text{Гц}, \\ \lim\limits_{t\to\infty} I_{\text{ф}} \le I_{\text{ДДТН}}, \\ U_{\text{МДН}} \le \lim\limits_{t\to\infty} U_{\text{ф}} \le U_{\text{НРН}}, \\ \lim\limits_{t\to\infty} P_{\text{ф}} \le P_{\text{МДП+НК}} \end{cases}, \quad (1)$$

где $f_{\text{ф}}$ — квазиустановившееся значение частоты (усредненное на 20-секундном временном интервале);
$f_{\text{ном}}$ — номинальное значение частоты (50,000 Гц) с учетом допустимых отклонений по величине и длительности для нормального режима энергосистемы, определенное [4];
$I_{\text{ф}}$ — фактическое значение токовой нагрузки ЛЭП и ЭСО;
$I_{\text{ДДТН}}$ — длительно допустимое значение (без ограничения по времени) токовой нагрузки ЛЭП и ЭСО;
$U_{\text{ф}}$ — фактическое значение напряжения на шинах энергообъектов;
$U_{\text{МДН}}$ — минимально допустимое значение напряжения на шинах энергообъектов, определенное в соответствии с [6];
$U_{\text{НРН}}$ — наибольшее рабочее напряжение ЛЭП и ЭСО, установленное [7];
$P_{\text{ф}}$ — фактическое значение перетока активной мощности в контролируемом сечении энергосистемы;
$P_{\text{МДП+НК}}$ — максимально допустимое значение перетока активной мощности в контролируемом сечении энергосистемы, увеличенное на величину нерегулярных колебаний активной мощности, определенное в соответствии с критериями [6].

Параметры в вынужденном режиме с учетом граничных условий ОДР имеют вид:

$$\begin{cases} f_{\text{ф}} = \lim f_{\text{ВР}}, \ \text{при} \\ 49{,}60\ \text{Гц} \le \lim\limits_{t\to t_{\text{ВР}}} f_{\text{ВР}} \le 50{,}40\ \text{Гц}, \\ \lim\limits_{t\to t_{\text{ВР}}} I_{\text{ф}} \le I_{\text{АДТН}}, \\ U_{\text{АДН}} \le \lim\limits_{t\to t_{\text{ВР}}} U_{\text{ф}} \le U_{\text{НРН}}, \\ \lim\limits_{t\to t_{\text{ВР}}} P_{\text{ф}} \le P_{\text{ВДП}} \end{cases}, \quad (2)$$

где $t_{\text{ВР}}$ — допустимое время работы энергосистемы в вынужденном режиме, ограниченное в соответствии с [8];
$f_{\text{ф}}$ — квазиустановившееся значение частоты;
$f_{\text{ВР}}$ — номинальное значение частоты с учетом допустимых отклонений для вынужденного режима энергосистемы, определенное [2] с учетом требований [9];
$I_{\text{ф}}$ — фактическое значение токовой нагрузки ЛЭП и ЭСО;
$I_{\text{АДТН}}$ — аварийно допустимое значение (с учетом величины и длительности) токовой нагрузки ЛЭП и ЭСО;
$U_{\text{ф}}$ — фактическое значение напряжения на шинах энергообъектов;
$U_{\text{АДН}}$ — аварийно допустимое значение напряжения на шинах энергообъектов, определенное в соответствии с [6];
$U_{\text{НРН}}$ — наибольшее рабочее напряжение ЛЭП и ЭСО, установленное [7];
$P_{\text{ф}}$ — фактическое значение перетока активной мощности в контролируемом сечении энергосистемы;
$P_{\text{ВДП}}$ — допустимый переток активной мощности в контролируемом сечении энергосистемы при ее работе в вынужденном режиме.

Параметры в послеаварийном режиме с учетом граничных условий ОДР имеют вид:

$$\begin{cases} f_{\text{ф}} \xrightarrow[t_{\text{ПАР}}\to 0]{} \lim f_{\text{ном}}, \\ \lim\limits_{t_{\text{ПАР}}\to 0} I_{\text{ф}} \le I_{\text{АДТН}}, \\ U_{\text{АДН}} \le \lim\limits_{t_{\text{ПАР}}\to 0} U_{\text{ф}} \le U_{\text{НРН}}\left(t_{\text{доп}}\right), \\ \lim\limits_{t_{\text{ПАР}}\to 0} P_{\text{ф}} \le P_{\text{АДП}}, \end{cases}, \quad (3)$$

где $t_{\text{ПАР}}$ — время работы энергосистемы в послеаварийном режиме, которое должно быть сведено к минимуму реализацией мероприятий субъектами электроэнергетики, в соответствии с [5];
$f_{\text{ф}} \to f_{\text{ном}}$ — восстановление частоты до номинального значения в минимально возможное время, конкретные значения частоты определяются допустимым временем работы генерирующего оборудования электростанций по величине и длительности;
$I_{\text{ф}}$ — фактическое значение токовой нагрузки ЛЭП и ЭСО;
$I_{\text{АДТН}}$ — аварийно допустимое значение (с учетом величины и длительности) токовой нагрузки ЛЭП и ЭСО;
$U_{\text{ф}}$ — фактическое значение напряжения на шинах энергообъектов;

$U_{\text{АДН}}$ — аварийно допустимое значение напряжения на шинах энергообъектов, определенное в соответствии с [6];
$U_{\text{НРН}}(t_{\text{доп}})$ — наибольшее рабочее напряжение ЛЭП и ЭСО с допустимым временем превышения, а для сети 500 кВ и 750 кВ с учетом требований количества превышений в год, установленных [5, 7];
$P_{\text{ф}}$ — фактическое значение перетока активной мощности в контролируемом сечении энергосистемы;
$P_{\text{АДП}}$ — допустимый переток активной мощности в контролируемом сечении энергосистемы при ее работе в послеаварийном режиме, определенный в соответствии с критериями [6].

В любой энергосистеме параметры режима, указанные в формулах (1)–(3), будут меняться при изменении:
- баланса активной мощности, включая изменение сальдо перетоков и/или потребления энергосистемы;
- баланса реактивной мощности, включая изменение выдачи/потребления реактивной мощности генерирующим оборудованием электростанций при соответствующем изменении активной мощности;
- температуры наружного воздуха (ТНВ), при этом взаимосвязь между ТНВ и $I_{\text{ф}}$, $P_{\text{ф}}$ обратно пропорциональна; обычно применяется шаг в 5 °С, кроме того, линейная интерполяция не всегда допустима.

Важно установить математические зависимости влияния на изменение параметров режима для исключения нарушений граничных условий ОДР:

$$\begin{cases} F(f,I,U,P) = k_{\text{эф}}P_{\text{ЭС}-1} \pm \dots \\ F(f,I,U,P) = k_{\text{эф}}Q_{\text{ЭС}-1} \pm k_{\text{эф}}Q_{\text{ИРМ}-1} \pm \dots \end{cases}$$

$$\begin{array}{l} \dots \pm k_{\text{эф}}P_{\text{ЭС}-n} \\ \dots \pm k_{\text{эф}}Q_{\text{ЭС}-n} \pm k_{\text{эф}}Q_{\text{ИРМ}-n} \end{array}, \quad (4)$$

где $F\ (f, I, U, P)$ — функция параметров электроэнергетического режима;
$k_{\text{эф}}$ — коэффициент эффективности влияния на изменение параметра электроэнергетического режима;
$P_{\text{ЭС}-1}\ (P_{\text{ЭС}-n})$ — фактическое значение активной мощности электростанции *n (m)*, влияющее на изменение параметра электроэнергетического режима;
$Q_{\text{ЭС}-1}\ (Q_{\text{ЭС}-n})$ — фактическое значение реактивной мощности электростанций, влияющее на изменение параметра электроэнергетического режима;
$Q_{\text{ИРМ}-1}\ (Q_{\text{ИРМ}-n})$ — фактическое значение реактивной мощности источников реактивной мощности (ИРМ), влияющих на изменение параметра электроэнергетического режима.

Следует отметить, что возможности регулирования генерирующего оборудования электростанций определяются *P-Q*-диаграммой генератора, характеризующей зависимость минимальной и максимальной реактивной мощности от выдаваемой генератором активной мощности, что в свою очередь будет влиять на изменение баланса активной и реактивной мощности в энергосистеме.

При этом необходимо учитывать, что на изменение каждого из параметров энергосистемы, с учетом баланса активной и реактивной мощности, могут влиять несколько источников, поэтому математическая постановка задачи должна учитывать полиномиальную (рациональную) функцию:

$$\begin{cases} F\ (f,I,U,P) = k_{\text{эф}-1}P_{\text{ЭС}-1}k_{\text{эф}-2}P_{\text{ЭС}-2} \pm \dots \\ F(f,I,U,P) = k_{\text{эф}-1}Q_{\text{ЭС}-1}k_{\text{эф}-2}Q_{\text{ИРМ}-1} \pm \dots \end{cases}$$

$$\begin{array}{l} \dots \pm k_{\text{эф}-n}P_{\text{ЭС}-n}k_{\text{эф}-m}P_{\text{ЭС}-m} \\ \dots \pm k_{\text{эф}-n}Q_{\text{ЭС}-n}k_{\text{эф}-m}Q_{\text{ИРМ}-m} \end{array}, \quad (5)$$

где 1, 2, *n*, *m* — индексы, обозначающие соответствующий энергообъект и/или средство регулирования параметра электроэнергетического режима на одном энергообъекте.

Отметим также, что при значениях коэффициента эффективности $k_{\text{эф}} \le 0{,}03$ (3 %) такими средствами регулирования обычно пренебрегают ввиду низкой эффективности регулирования и высоких экономических затрат на их реализацию [8].

Также для определения граничных условий ОДР — в первую очередь напрямую по параметру активной мощности и косвенно (учитывая изменение баланса активной и реактивной мощности) на остальные параметры режима — следует учитывать нерегулярные колебания активной мощности (НК), т. е. колебания активной мощности, которые не повторяются через равные промежутки времени. Они возникают при непредвиденном изменении потребления в энергосистеме и/или изменении активной мощности генераторов под воздействием автоматического регулирования устройствами режимной автоматики энергосистем [10].

НК определяются эмпирически — по результатам статистических наблюдений в энергосистеме — или, при отсутствии опыта эксплуатации, теоретически, в соответствии с [6]. НК приводят к изменению перетоков активной мощности, в том числе в контролируемых сечениях, и должны учитываться при определении граничных условий ОДР [12–16]:

$$\begin{array}{l} F\ (f,I,U,P) = k_{\text{эф}-1}P_{\text{ЭС}-1}k_{\text{эф}-2}P_{\text{ЭС}-2} \pm \dots \\ \dots \pm k_{\text{эф}-n}P_{\text{ЭС}-n}k_{\text{эф}-m}P_{\text{ЭС}-m} - \Delta P_{\text{НК}}, \end{array} \quad (6)$$

где $\Delta P_{\text{НК}}$ — амплитуда нерегулярных колебаний активной мощности в энергосистеме.

Соблюдение граничных условий ОДР должно обеспечиваться в том числе с использованием средств режимной автоматики энергосистем [10, 11].

Граничные условия ОДР могут быть расширены за счет реализации управляющих воздействий устройств или комплексов противоаварийной автоматики (ПА) энергосистем [10, 12, 13]:

$$\begin{cases} F\ (f,I,U,P) = k_{\text{эф}-1}P_{\text{ЭС}-1}k_{\text{эф}-2}P_{\text{ЭС}-2} \pm \ldots \pm k_{\text{эф}-n}P_{\text{ЭС}-n}k_{\text{эф}-m}P_{\text{ЭС}-m} - \Delta P_{\text{НК}} + k_{\text{эфПА}}\Delta P_{\text{ПА}} \\ k_{\text{эфПА_ЭЭС}-1} = \dfrac{P_{\text{потрЭЭС}-2}}{P_{\text{потрЭЭС}-1} + P_{\text{потрЭЭС}-2}} \\ k_{\text{эфПА_ЭЭС}-2} = \dfrac{P_{\text{потрЭЭС}-1}}{P_{\text{потрЭЭС}-1} + P_{\text{потрЭЭС}-2}} \end{cases}, \quad (7)$$

где $\Delta P_{\text{ПА}}$ — объем управляющих воздействий от противоаварийной автоматики (отключение генерации, отключение нагрузки, загрузка генераторов, разгрузка турбин); $k_{\text{эфПА_ЭЭС-1}}$, $k_{\text{эфПА_ЭЭС-2}}$ — коэффициенты эффективности реализации управляющих воздействий противоаварийной автоматики в электроэнергетической системе № 1 (ЭЭС-1) или № 2 (ЭЭС-2) при коэффициенте статической частотной характеристики, равном единице; $P_{\text{потрЭЭС-1}}$, $P_{\text{потрЭЭС-2}}$ — потребление ЭЭС-1 (ЭЭС-2) [17–24].

ПРИМЕР НЕКОРРЕКТНОЙ МАТЕМАТИЧЕСКОЙ ПОСТАНОВКИ ЗАДАЧИ

Необходимо рассчитать экстремумы функции АДТН воздушной линии электропередачи (ВЛ) 110 кВ А — Б для выбора алгоритма функционирования (уставок по току и контроля направления тока) устройства автоматики ограничения перегрузки оборудования (АОПО) [14]. Условно считаем, что рассчитано максимальное значение тока для температуры наружного воздуха +25 °С, равное 600 А. Принимаем это значение за максимум функции, а значение минимума функции, на первый взгляд, необходимо задать равным 0 А (минимальный экстремум). При этом можно сделать вывод, что граничные условия ОДР будут изменяться в диапазоне от 0 до 600 А (рис. 1) и с соответствующим контролем направления тока от шин энергообъекта «А» к шинам энергообъекта «Б».

В нормальном режиме положительное направление тока — от шин энергообъекта «А» к шинам энергообъекта «Б». Однако в процессе эксплуатации ввиду ряда причин, к примеру, отключения генерации (особенно крупных блоков АЭС или ГРЭС), изменения нагрузки электростанций на основе ВИЭ, аварийного отключения генерирующего оборудования электростанций, аварийного сброса нагрузки потребителем или сброса резкопеременной нагрузки, внепланового изменения гидрологической обстановки на ГЭС (например, вызванного образованием шуги или необходимостью удаления древесно-кустарниковой растительности с сороудерживающих решеток в верхнем бьефе ГЭС в период паводка) и т. д., может произойти реверс перетоков активной мощности по ВЛ 110 кВ А — Б и, как следствие, изменение направления тока от шин энергообъекта «Б» к шинам энергообъекта «А».

При этом устройство АОПО ВЛ 110 кВ А — Б будет неэффективно по ранее выбранным граничным условиям ОДР, так как изменятся условия срабатывания по направлению тока из-за некорректной математической постановки задачи по выбору нижнего экстремума функции тока, принятой 0 А. Отсюда следует, что граничные условия ОДР по току ВЛ 110 кВ А — Б должны изменяться в диапазоне от –600 А до +600 А (рис. 2), т. е. с контролем направления тока от шин энергообъекта «А» к шинам энергообъекта «Б» и в обратную сторону — от шин энергообъекта «Б» к шинам энергообъекта «А».

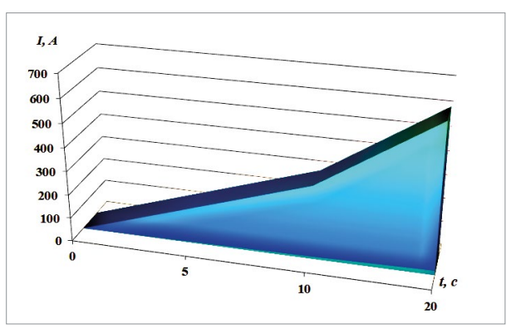


Рис. 1. Пример определения экстремума функции аварийно допустимой токовой нагрузки ВЛ 110 кВ А — Б без учета реверса токовой нагрузки

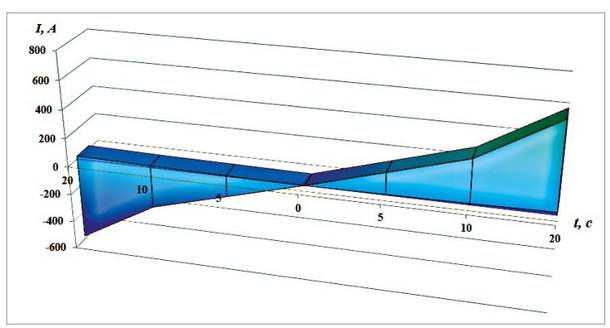


Рис. 2. Пример определения экстремумов функции аварийно допустимой токовой нагрузки ВЛ 110 кВ А — Б при учете реверса токовой нагрузки

ВЫВОДЫ

Корректность формулирования математической задачи по определению граничных условий ОДР позволяет обеспечить адекватность и точность моделей энергосистем, определить вычислительный алгоритм расчета параметров электроэнергетического режима, выбрать параметры настройки устройств РЗА и оценить выполнение требований к устойчивости для обеспечения надежного функционирования энергосистем.

Постановка математической задачи по определению граничных условий ОДР становится особенно актуальной в связи с интеграцией в энергосистему потребителей с резкопеременной нагрузкой (к примеру, металлургических производств), растущей долей ВИЭ и развитием СНЭЭ. Солнечные и ветровые электростанции имеют переменную мощность, поэтому их характеристики и влияние на граничные условия ОДР требуют специальных подходов. Необходимы методики прогнозирования генерации ВИЭ с учетом погодных условий и времени суток. Результаты прогноза должны учитываться в балансах мощности энергосистемы. Для компенсации возможного дефицита требуется поддерживать необходимый и достаточный объем резервов мощности [15] на традиционных электростанциях и активно внедрять СНЭЭ.

Рисунки к статье предоставлены автором.

СПИСОК ИСТОЧНИКОВ

1. Федеральный закон от 26.03.2003 № 35-ФЗ (ред. от 26.06.2026) «Об электроэнергетике» // Собрание законодательства РФ. 2003. № 13. С. 1177.
2. Постановление Правительства РФ от 13.08.2018 № 937 (ред. от 01.07.2026) «Об утверждении Правил технологического функционирования электроэнергетических систем и о внесении изменений в некоторые акты Правительства Российской Федерации». Официальный интернет-портал правовой информации. URL: http://pravo.gov.ru (дата обращения: 15.08.2026).
3. Постановление Правительства РФ от 27.12.2004 № 854 (ред. от 01.07.2026) «Об утверждении Правил оперативно-диспетчерского управления в электроэнергетике» // Собрание законодательства РФ. 2003. № 52, ч. 2. С. 5518.
4. ГОСТ Р 57114-2022. Единая энергетическая система и изолированно работающие энергосистемы. Электроэнергетические системы. Оперативно-диспетчерское управление в электроэнергетике и оперативно-технологическое управление. Термины и определения: дата введения 01.02.2023 / Федеральное агентство по техническому регулированию и метрологии. Москва: ФГБУ «Российский институт стандартизации». 2023. 36 с.
5. Приказ Министерства энергетики РФ от 12.07.2018 № 548 (ред. от 06.07.2026) «Об утверждении требований к обеспечению надежности электроэнергетических систем, надежности и безопасности объектов электроэнергетики и энергопринимающих установок „Правила предотвращения развития и ликвидации нарушений нормального режима электрической части энергосистем и объектов электроэнергетики“». Официальный интернет-портал правовой информации. URL: http://pravo.gov.ru (дата обращения: 25.09.2025).
6. Приказ Министерства энергетики РФ от 06.07.2026 № 765 «Об утверждении Методических указаний по устойчивости энергосистем и внесении изменений в некоторые акты Минэнерго России». Официальный интернет-портал правовой информации. URL: http://pravo.gov.ru (дата обращения: 15.08.2026).
7. ГОСТ Р 57382-2017. Единая энергетическая система и изолированно работающие энергосистемы. Электроэнергетические системы. Стандартный ряд номинальных и наибольших рабочих напряжений: дата введения 01.09.2017 / Федеральное агентство по техническому регулированию и метрологии. Москва: Стандартинформ, 2017. 10 с.
8. Приказ Министерства энергетики РФ от 13.02.2019 № 99 (ред. от 06.07.2026) «Об утверждении Правил перехода энергосистемы на работу в вынужденном режиме и условий работы в вынужденном режиме». Официальный интернет-портал правовой информации. URL: http://pravo.gov.ru (дата обращения: 15.08.2026).
9. Приказ Министерства энергетики РФ от 28.08.2023 № 690 «Об утверждении требований к качеству электрической энергии, в том числе распределению обязанностей по его обеспечению между субъектами электроэнергетики и потребителями электрической энергии». Официальный интернет-портал правовой информации. URL: http://pravo.gov.ru (дата обращения: 15.08.2026).
10. ГОСТ Р 59909-2021. Единая энергетическая система и изолированно работающие энергосистемы. Релейная защита и автоматика. Классификация: дата введения 01.01.2022 / Федеральное агентство по техническому регулированию и метрологии. Москва: ФГБУ «Российский институт стандартизации», 2021. 8 с.
11. ГОСТ Р 55890-2013. Единая энергетическая система и изолированно работающие энергосистемы. Оперативно-диспетчерское управление. Регулирование частоты и перетоков активной мощности. Нормы и требования: дата введения 01.09.2014 (с изм. от 25.12.2019) / Федеральное агентство по техническому регулированию и метрологии. Москва : Стандартинформ, 2014. 23 с.
12. ГОСТ Р 55105-2019. Единая энергетическая система и изолированно работающие энергосистемы. Оперативно-диспетчерское управление. Автоматическое противоаварийное управление режимами энергосистем. Противоаварийная автоматика энергосистем. Нормы и требования: дата введения 01.03.2020 / Федеральное агентство по техническому регулированию и метрологии. Москва: Стандартинформ, 2020. 24 с.
13. ГОСТ 34045-2023. Межгосударственный стандарт. Электроэнергетические системы. Оперативно-диспетчерское управление. Автоматическое противоаварийное управление режимами энергосистем. Противоаварийная автоматика энергосистем. Нормы и требования: дата введения 01.06.2023 / Федеральное агентство по техническому регулированию и метрологии. Москва: ФГБУ «Российский институт стандартизации». 2023. 28 с.
14. ГОСТ Р 59384-2025. Единая энергетическая система и изолированно работающие энергосистемы. Релейная защита и автоматика. Автоматическое

противоаварийное управление режимами энергосистем. Устройства автоматики ограничения перегрузки оборудования. Нормы и требования: дата введения 01.08.2025 / Федеральное агентство по техническому регулированию и метрологии. Москва: ФГБУ «Российский институт стандартизации», 2025. 50 с.
15. Приказ Министерства энергетики РФ от 15.10.2018 № 882 (ред. от 03.02.2025) «Об утверждении Методических указаний по определению объемов и размещению резервов активной мощности в Единой энергетической системе России при краткосрочном планировании электроэнергетического режима». Официальный интернет-портал правовой информации. URL: http://pravo.gov.ru (дата обращения: 15.08.2026).
16. Веников В.А., Литкенс И.В., Маркович И.М. и др. Электрические системы. Математические задачи электроэнергетики. М.: Высшая школа, 1970. 336 с.
17. Веников В.А. Математические задачи электроэнергетики. М.: Высшая школа. 1981.
18. Веников В.А., Журавлев В.Г., Филиппова Т.А. Оптимизация режимов электростанций и энергосистем. М.: Энергоатомиздат. 1990.
19. Васин В.П. Области существования установившихся режимов электрических систем / Под ред. Л.А. Жукова. М.: МЭИ, 1982. 84 с.
20. Васин В.П. Расчеты режимов электрических систем. Проблема существования решения. М.: МЭИ, 1981. 72 с.
21. Васин В.П., Чупахин В.Д. Упрощенный метод исследования предельных режимов ЭЭС с помощью метода λ-функций // Изв. АН СССР. Энергетика и транспорт. 1989. № 5.
22. Крюков А.В. Предельные режимы электроэнергетических систем. Иркутск: ИрГУПС, 2012. 236 с.
23. Крюков А.В., Сенько В.В. Расчеты предельных режимов электроэнергетических систем для целей оперативного управления // Изв. ВУЗов. Электромеханика. 2014. № 3. С. 21–23.
24. Крюков А.В., Сенько В.В. Определение допустимых режимов электроэнергетических систем. Иркутск: ИрГУПС, 2016.
25. Вайнштейн Р.А. Автоматическое управление электроэнергетическими системами в нормальных и аварийных режимах: Учеб. пособие. Томск: Изд-во ТПУ, 2015.
26. Вайнштейн Р.А., Коломиец Н.В., Шестакова В.В. Основы управления режимами энергосистем по частоте и активной мощности, по напряжению и реактивной мощности. Томск: Изд-во ТПУ. 2018.
27. Гамм А.З. Вероятностные модели режимов электроэнергетических систем. Новосибирск: Наука. 1992.
28. Гамм А.З. Статистические методы оценивания состояния электроэнергетических систем. М.: Наука, 1976.
29. Грязина Е.Н., Балуев Д.Ю. Исследование допустимых и предельных режимов работы энергетических систем // Автоматика и телемеханика. 2024. № 5. С. 112–128.
30. Хренников А.Ю., Клюшкин Н.Г., Александров Н.М. Анализ аварийных событий в электрических сетях: Учебное пособие. Москва: Директ-Медиа, 2023. 149 с.
31. Хренников А.Ю., Александров Н.М. Проверка и наладка электрооборудования. Учебное пособие. Москва: КНОРУС, 2024. 360 с.
32. Хренников А.Ю., Александров Н.М., Кашин М.А. Техническое обслуживание подстанций. Учебное пособие. Москва: КНОРУС, 2024. 245 с.
33. Хренников А.Ю., Александров Н.М. Устранение и предупреждение аварий и неполадок электрооборудования. Москва: КНОРУС, 2024. 270 с.



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.



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.



ЮРИЙ ДАНИЛОВИЧ ВИНИЦКИЙ (22.07.1942–25.05.2026)

25 мая 2026 года ушел из жизни выдающийся специалист в области электрических машин с полупроводниковыми преобразователями частоты, известный в российской и мировой энергетике доктор технических наук Юрий Данилович Виницкий.

Свой инженерный путь он начал в 1964 году сразу после окончания Харьковского политехнического института. В 1970-м, окончив аспирантуру Энергетического института им. Г.М. Кржижановского, блестяще защитил кандидатскую диссертацию, посвященную созданию систем управления высоковольтными тиристорными блоками для передач и вставок постоянного тока — одну из первых в стране работ по применению тиристоров для высоковольтных преобразователей — и продолжил научную деятельность в Московском отделении НИИ постоянного тока. После объединения отделения с ВНИИЭ и до 2001 года Юрий Виницкий возглавлял лабораторию тиристорных пусковых устройств.

Под его руководством и при непосредственном участии разработаны и внедрены на ряде электростанций страны тиристорные пусковые устройства для частотного пуска паровых и газовых турбин.

Ю.Д. Виницкий обосновал применение систем частотного пуска с учетом технологии работы турбины в переменных режимах, предложил решения по системам регулирования возбуждения и защиты турбогенератора, реализация которых повысила эффективность пуско-остановочных режимов энергоблоков. Результаты этих работ были обобщены в его докторской диссертации. Возглавляемая Юрием Даниловичем лаборатория успешно реализовала проекты адаптации и внедрения современных зарубежных регулируемых электроприводов на сетевых насосах Мосэнерго.

В течение многих лет Юрий Виницкий активно занимался организацией крупных международных конференций, был членом Консультативного Совета международной выставки-конференции Russia Power (PowerGen Russia). С 1990 года он также был членом Российского национального комитета Международного совета по большим электрическим системам высокого напряжения СИГРЭ (РНК СИГРЭ) и более 20 лет официально представлял в СИГРЭ Российскую Федерацию. При его активном участии подготовлены несколько технических брошюр, проведен коллоквиум Исследовательского комитета А1 СИГРЭ «Вращающиеся электрические машины» в Москве. В 2002 г. за многолетнее сотрудничество и активную работу Ю.Д. Виницкий удостоен звания «Заслуженный деятель СИГРЭ».

Юрий Данилович руководил двумя международными проектами по программе Европейского сообщества INTAS, а также двумя проектами по программе TACIS, посвященными исследованиям в области создания и применения мощных электромашинных систем для производства и передачи электрической энергии.

Результаты научно-исследовательской деятельности Ю.Д. Виницкого нашли отражение в его печатных трудах. Он — автор и соавтор более 160 печатных работ, в том числе одной монографии и 20 докладов на международных конференциях; ему принадлежат 65 авторских свидетельств и патентов.

В течение 15 лет Юрий Данилович был директором электроэнергетических программ в Инженерном центре «Дженерал Электрик» в Москве, осуществлял научно-техническое руководство электроэнергетическим направлением и активно участвовал в создании новых крупных электрических машин и машинно-вентильных систем с переменной частотой вращения. Он создал группы сервис-инжиниринга и руководил их работами в составе Инженерного центра. В сотрудничестве со специалистами ОАО «Силовые машины» и рядом генерирующих компаний России Юрий Виницкий развивал современные технологии диагностики отечественных и зарубежных турбогенераторов.

В 2015–2017 гг. Ю.Д. Виницкий был главным технологом Управления НИОКР концерна «Русэлпром» и активно участвовал в организации современного сервисного обслуживания и создании отечественных систем мониторинга и диагностики производимых концерном электрических машин.

С 2018 по 2023 г. Юрий Данилович занимался созданием и внедрением систем мониторинга и диагностики крупных турбогенераторов в ООО «Интер РАО — Инжиниринг», оптимизацией датчиков состояния различных узлов турбогенераторов, разработкой технических требований к системам мониторинга и диагностики мощных турбогенераторов, требований к алгоритмам превентивной диагностики и прогнозирования вероятности отказов турбогенераторов.

В 2019 г. Ю.Д. Виницкий принимал активное участие в подготовке международной научно-практической конференции по системам мониторинга и диагностики высоковольтных вращающихся машин, которую провели РНК СИГРЭ, ООО «Интер РАО — Инжиниринг», НИУ «МЭИ» и ООО «БО-Энерго»; в ней участвовали свыше 200 специалистов-энергетиков.

За многочисленными профессиональными достижениями Юрия Даниловича Виницкого всегда стояли его человеческие качества — доброта, порядочность, надежность и любовь к людям. Дело его жизни никогда не заслоняло семью.

Таким он навсегда останется в памяти всех, кто его знал.

Редколлегия и редакция журнала «Энергия единой сети» выражают глубокие соболезнования семье, родным и близким Юрия Даниловича Виницкого, его коллегам и друзьям.

FEATURES OF GENERAL PRIMARY FREQUENCY CONTROL IN ISOLATED POWER SYSTEMS

The paper addresses the problem of sustained frequency oscillations during general primary frequency control (GPFC) in isolated power systems, motivated by the accident in the Norilsk-Taimyr power system. The aim is to develop and quantitatively compare two adaptive GPFC methods that suppress oscillations without changing GOST-compliant setpoints. Method 1 smoothly reduces the active power ramp rate as a function of time elapsed since the disturbance onset. Method 2 stepwise decreases the ramp rate upon detecting a sign reversal of the frequency deviation — a clear indicator of incipient oscillation. MATLAB simulations, verified against real-world oscillograms, show that both methods force the oscillations to decay, while the standard regulation leaves them undamped. The proposed algorithms can be integrated into existing group active power regulators of hydroelectric plants.

V.A. Fyodorova, ORCID ID 0009-0005-9607-5713, win.victoria08@mail.ru, fedorova@ntcsib.ru, PhD student Novosibirsk State Technical University (Novosibirsk, Russia); Branch of Rosseti R&D Center, JSC — SibNIIE (Novosibirsk, Russia)
V.F. Kirichenko, viktorkirichenko-v@mail.ru, PhD student Novosibirsk State Technical University (Novosibirsk, Russia)
G.V. Glazyrin, Cand. Sci. (Tech.), Associate Professor, ORCID ID 0000-0002-1422-7869, glazyring@gmail.com, Novosibirsk State Technical University (Novosibirsk, Russia)

Keywords:
#general primary frequency control; #ultra-low frequency oscillations; #isolated power systems; #mathematical modeling; #adaptive control; #frequency stability; #MATLAB simulation

A STUDY OF THE SIBERIAN AND URAL UNIFIED POWER SYSTEMS CONDENSING POWER UNITS' ACCIDENT RATE USING MATHEMATICAL ANALYSIS METHODS

The article presents a study of factors influencing the reliability of condensing power units within the Siberian and Ural Unified Power Systems (UPS). The authors developed a database covering 127 power units over a 10-year period (2008–2017), including technical, economic, and climatic parameters. Using mathematical analysis methods (correlation analysis, Principal Component Analysis (PCA), and PLS regression), key determinants of the accident rate were identified. It was established that the average accident rate for coal-fired units is twice as high as for gas-fired units. A significant influence of regional temperature conditions (the warmest month's temperature) and fuel type on reliability indicators was revealed. The results obtained can be used to improve competitive selection mechanism for investment projects aimed at building new generating facilities in regions with technologically essential generation.

P.N. Evseenko, ORCID ID 0009-0006-5906-9610, evs_pavel@mail.ru, PhD student Novosibirsk State Technical University (Novosibirsk, Russia)
A.I. Dvortsevoy, Cand. Sci. (Tech.), Associate Professor, ORCID ID 0009-0004-3817-8813, dvorcevoj@corp.nstu.ru, Novosibirsk State Technical University (Novosibirsk, Russia)
A.G. Rusina, Dr. Sci. (Tech.), Professor, ORCID ID 0000-0002-2591-4162, rusina@corp.nstu.ru, Novosibirsk State Technical University (Novosibirsk, Russia)

Keywords:
#unified power system; #condensing steam power unit; #accident rate of the power unit; #database; #correlation analysis; #PCA analysis; #PLS regression

A TWO-LEVEL METHODOLOGY FOR PRE-DESIGN SELECTION OF TECHNICAL INTERVENTION OBJECTS IN A REGIONAL ELECTRIC GRID COMPLEX

The paper proposes a two-level methodology for pre-design selection of a technical intervention object in a regional electric grid complex. The first level analyzes supply centers of 35 kV and above, while the second level localizes electrically related objects below 35 kV. The methodology uses rank-interval analysis, a permissible value area and scenario indices that account for scale, reserve limitations and persistence of deficit states. The approach is tested using data from the Kuzbass.

I.N. Paskar, ORCID ID 0000-0002-4826-4967, paskar-ivan@mail.ru, Senior Lecturer T.F. Gorbachev Kuzbass State Technical University (Kemerovo, Russia)

Keywords:
#regional electric grid complex; #supply centers; #technocenological analysis; #rank-interval analysis; #permissible value area; #technological connection reserve; #distributed energy resources; #intelligent control

DETERMINING THE WEIGHTING FACTORS FOR SIGNIFICANCE WHEN CALCULATING THE COMPLEX PRIORITY INDICATOR FOR SWITCHING 6–10 KV ELECTRICAL NETWORKS TO A NEUTRAL RESISTIVE GROUNDING MODE

It is shown that in conditions of limited investment resources, a formalized procedure for ranking substations is necessary, taking into account many technical and economic factors. To address this task, substations based on a composite priority index that incorporates seven individual technical-economic indicators, taking into account their respective significance weights. To determine the significance coefficients for each criterion, the paired comparison method based on the Saaty verbal-numerical scale is used. Mathematical expressions are provided for calculating the individual indicators and the final integral criterion. It is shown that the proposed methodology allows for flexible adaptation to the conditions of a specific enterprise and can be used to rank various objects.

D.B. Gvozdev, Dr. Sci. (Tech.), Professor, gvozdev-db@fskees.ru, Branch of PJSC Rosseti — Main Electric Networks of the Center (MES Center) (Moscow, Russia)
A.A. Korolev, korolyov-aa@fskees.ru, «Rosseti», PJSC (Moscow, Russia)
A.M. Grigorov, Grigorov.andrey1@yandex.ru, PhD student Saint Petersburg Mining University of Empress Catherine II (Saint Petersburg, Russia)
D.A. Ustinov, Cand. Sci. (Tech.), Associate Professor, ORCID ID 0000-0002-1302-0743, Ustinov_DA@pers.spmi.ru, Saint Petersburg Mining University of Empress Catherine II (Saint Petersburg, Russia)
A.A. Pugachev, Cand. Sci. (Tech.), Associate Professor, aap@energan.ru, Deputy General Director, LLC "Energan" (Saint Petersburg, Russia)
A.N. Nazarychev, Dr. Sci. (Tech.), Professor, ORCID ID 0000-0001-6223-4150, nazarychev_an@pers.spmi.ru, Saint Petersburg Mining University of Empress Catherine II (Saint Petersburg, Russia)

Keywords:
#resistive neutral grounding; #distribution networks; #single-phase ground fault; #priority indicator; #weighting factors; #paired comparison method; #Saaty scale; #reliability; #network reconstruction

METHODOLOGICAL APPROACH TO DETERMINING THE RANGE OF INSTALLED CAPACITY OF WIND AND SOLAR POWER PLANTS IN RUSSIA, TAKING INTO ACCOUNT NETWORK AND REGIME LIMITATIONS

This article analyzes the practice of imposing restrictions on the regime limitations of WPPs and SPPs, as well as the cost of technological connection, taking into account international and national experience. The systemic nature of these challenges and the lack of a comprehensive approach to considering network and regime limitations in WPPs and SPPs feasibility studies are demonstrated. A methodological approach has been developed to ensure the economic efficiency of WPPs and SPPs projects in the face of networks infrastructure capacity constraints, based on the use of a modified net present value indicator. This approach allows for the determination of the threshold value and the economically viable range of installed capacity for WPPs and SPPs without large-scale networks reconstruction. A pilot study of the methodological approach using the Astrakhan Region power system. These results can be used to justify the installed capacity of WPPs and SPPs in Russia's regional power systems.

V.P. Strokov, ORCID ID 0009-0002-3959-1170, viktor.strokov.2001@mail.ru, PhD student National Research University «Moscow Power Engineering Institute» (Moscow, Russia)
P.V. Ilyushin, Dr. Sci. (Tech.), ORCID ID 0000-0002-5183-3040, ilyushin.pv@mail.ru, Energy Research Institute of the Russian Academy of Sciences (Moscow, Russia), National Research University «Moscow Power Engineering Institute» (Moscow, Russia)

Keywords:
#wind power plant; #solar power plant; #networks; #transmission capacity; #technological connection; #network limitation; #regime limitation; #installed capacity; #feasibility study

MATHEMATICAL FORMULATION OF THE PROBLEM FOR DETERMINING THE BOUNDARY CONDITIONS OF THE FEASIBLE POWER SYSTEM OPERATING REGIMES

This article formulates the theoretical foundations of the mathematical formulation of the problem for determining the boundary conditions of the feasible operating regimes of power systems. The concept of the «feasible power system operating regime domain» is defined and the initial data required for the mathematical problem formulation are listed. Methods for formulating the mathematical problem of determining the boundary conditions of the feasible regime domain are presented. The mathematical problem for determining the boundary conditions of the feasible power system operating regimes is formulated for normal, forced, and post fault regimes. Mathematical functions describing the relationship between parameters and changes in active and reactive power balances are described. Polynomial functions of parameter interdependence are derived, including cases with emergency automation devices installed at power facilities. The potential to expand the boundary conditions of the feasible regime domain through the use of such devices is also discussed.

A.A. Skladchikov, Cand. Sci. (Tech.), Associate Professor, ORCID ID 0009-0003-2989-6824, skladchikov-aa@mail.ru, Branch of Samara State Technical University in Novokuybyshevsk (Novokuybyshevsk, Russia)

Keywords:
#mathematical problem formulation; #power system; #parameters; #power system operating regime; #boundary conditions; #feasible regime domain

РОССЕТИ
НАУЧНО-ТЕХНИЧЕСКИЙ ЦЕНТР

Диссертационный совет

Диссертационный совет
75.1.066.01
при АО «НТЦ ФСК ЕЭС»
по присуждению ученых степеней
кандидата и доктора технических
наук по научной специальности:

- 2.4.2 «Электротехнические комплексы и системы» (технические науки)

- действует на основании Приказа Министерства науки и высшего образования РФ от 22.06.2023 № 1312/нк

13
докторов технических наук

65
упешных защит в диссертационном совете

Контакты:

Тел: +7 (495) 727-19-09
Факс: +7 (495) 727-19-09

115201, Россия, Москва,
Каширское ш., д. 22, к. 3

Уважаемые коллеги, редакция журнала приносит глубочайшие извинения за техническую ошибку в выходных данных статьи «Опытно-промышленная эксплуатация систем пакетной передачи данных между ПС на базе протокола МЭК 61850 R-GOOSE» (печатная версия номера 2 (81) июнь 2026.). При указании ученой степени Кокорина Е.Л. Просим использовать правильные данные: Е.Л. Кокорин, к. т. н., Kokorin_EL@ntc-power.ru, ORCID 0000-0002-6317-5911, АО «Россети Научно-технический центр», Москва, Россия.

РОССЕТИ

КЛУБ АМБАССАДОРОВ ГРУППЫ «РОССЕТИ»

КЛЮЧЕВЫЕ ЗАДАЧИ КЛУБА:

> профориентационная работа

> работа со студентами и молодыми специалистами

> адаптация новых сотрудников

> молодежные проекты

> внутренние коммуникации

> экспертная и профессиональная повестка

> корпоративные мероприятия

> бренд работодателя

> продвижение Клуба амбассадоров

Вся информация о Клубе, порядке вступления и заданиях — на корпоративной платформе «Движение заряженных людей»

Приложение доступно в RuStore и на сайте ckp.rosseti.digital

ХОЧЕШЬ СТАТЬ АМБАССАДОРОМ?
Заполни анкету участника

Российская Энергетическая Неделя 2026

РОСКОНГРЕСС
Пространство доверия

ПРАВИТЕЛЬСТВО РОССИЙСКОЙ ФЕДЕРАЦИИ

МИНИСТЕРСТВО ЭНЕРГЕТИКИ РОССИЙСКОЙ ФЕДЕРАЦИИ

ПРАВИТЕЛЬСТВО МОСКВЫ

МЕЖДУНАРОДНЫЙ ФОРУМ

ЦВЗ «Манеж»

ВЫСТАВКА ОБОРУДОВАНИЯ И ТЕХНОЛОГИЙ ДЛЯ ТЭК

Гостиный двор

МОСКВА, РОССИЯ

14-16 ОКТЯБРЯ 2026 г.

Подробнее на сайте

Реклама 6+