

ЭНЕРГЕТИКА

Научная статья

УДК 621.311

EDN: SLFCKA

DOI: 10.21285/1814-3520-2026-2-292-309



Исследование использования электромеханического фильтра для фиксации аварийного возмущения и дозировки управляющих воздействий балансирующей противоаварийной автоматики

М.З. Одинабеков^{1✉}, А.Г. Фишов², А.Х. Гуломзода³

¹⁻³Новосибирский государственный технический университет, Новосибирск, Российская Федерация

Резюме. Цель – обеспечение динамической устойчивости режимов электростанций на базе синхронной генерации с электромеханической инерционностью 1-2 с, работающих в островном режиме на собственную нагрузку или параллельно с внешней электрической сетью. Исследования предлагаемого способа экспресс-выявления аварийного возмущения и дозировки управляющих воздействий с помощью электромеханического фильтра при набросах/сбросах электрической нагрузки генераторов проводились на физической и цифровой моделях переходных электромеханических процессов в простой энергосистеме. Показано, что динамическая устойчивость режимов малоинерционной генерации при расчетных возмущениях (отключениях генераторов или крупных нагрузок, линий электропередачи по связям с внешней энергосистемой, включением крупных нагрузок) обеспечивается при условии ввода экстренных противоаварийных балансирующих управляющих воздействий (отключение части генерации или нагрузки) за время не более 0,1 с определением их дозировки на интервале 1-2 периода промышленной частоты. Выявлено, что требуемое быстроедействие и инвариантность к видам и тяжести скачкообразных возмущений электрической нагрузки генераторов обеспечивается при использовании электромеханического фильтра в цепи измерения напряжения генератора, состоящего из двух механически связанных синхронных электрических машин (микромашин). Показано, что определение производной частоты напряжения на выходе электромеханического фильтра в интервале 1-2 периодов промышленной частоты обеспечивает возможность фиксации возмущения и дозирования управляющих воздействий. Экспериментально на физической и цифровой моделях подтверждено, что существующие способы фиксации аварийных возмущений и дозировки управляющих воздействий для сохранения динамической устойчивости режимов малоинерционной синхронной генерации, в частности газопоршневых установок, малоэффективны. Применение электромеханических фильтров в контуре противоаварийного управления способно обеспечить требуемое быстроедействие и адекватность управляющих воздействий независимо от режима и состава генерирующих установок на электростанции.

Ключевые слова: локальная система электроснабжения, аварийный небаланс, автоматика ограничения повышения и снижения частоты, производная частоты, динамическое измерение частоты, электромеханический фильтр, дозировка управляющих воздействий

Для цитирования: Одинабеков М.З., Фишов А.Г., Гуломзода А.Х. Исследование использования электромеханического фильтра для фиксации аварийного возмущения и дозировки управляющих воздействий балансирующей противоаварийной автоматики // iPolytech Journal. 2026. Т. 30. № 2. С. 292–309. <https://doi.org/10.21285/1814-3520-2026-2-292-309>. EDN: SLFCKA.

POWER ENGINEERING

Original article

Electromechanical filter for detecting emergency disturbances and determining control actions in anti-emergency automation

Mukhammadzhon Z. Odinabekov^{1✉}, Alexander G. Fishov²,
Anvari H. Ghulomzoda³

¹⁻³Novosibirsk State Technical University, Novosibirsk, Russian Federation

Abstract. This study aimed to ensure the dynamic stability of operating modes in power plants equipped with synchronous generators having an inertia constant of 1–2 s and operating either in islanded mode for local loads or

in parallel with an external power grid. A method for rapid detection of emergency disturbances and determination of balancing control actions using an electromechanical filter was examined under step increases and decreases in generator load. The analysis was performed using both physical and digital models of transient electromechanical processes in a simple power system. The results show that the dynamic stability of low-inertia generation under severe disturbances, such as generator or major-load disconnections, transmission-line outages on interconnections with the external grid, and connection of large loads, can be maintained only if emergency balancing control actions (disconnection of a part of the generation or load) are applied within no more than 0.1 s, with their magnitude determined over an interval of 1–2 cycles of the power-system frequency. It was found that the required response speed and robustness to disturbance type are achieved when an electromechanical filter is incorporated into the generator-voltage measurement circuit. The filter consists of two mechanically coupled synchronous machines (micromachines). The study demonstrates that reliable disturbance detection and accurate control actions can be achieved by evaluating the derivative of the output voltage frequency of the electromechanical filter over 1–2 cycles of the power-system frequency. Experiments on both physical and digital models confirmed that existing methods for detecting emergency disturbances and determining control actions are insufficient to maintain dynamic stability in low-inertia synchronous generation, particularly in gas-engine units. The incorporation of electromechanical filters into the anti-emergency control loop can provide the required response speed and ensure adequate control actions regardless of the operating mode or configuration of generating units at the power plant.

Keywords: local power supply system, emergency imbalance, frequency rise and drop limitation automation, frequency derivative, dynamic frequency measurement, electromechanical filter, control action adjustment

For citation: Odinabekov M.Z., Fishov A.G., Ghulomzoda A.H. Electromechanical filter for detecting emergency disturbances and determining control actions in anti-emergency automation. *iPolytech Journal*. 2026;30(2):292-309. (In Russ.). <https://doi.org/10.21285/1814-3520-2026-2-292-309>. EDN: SLFCKA.

ВВЕДЕНИЕ

Множество причин определяет масштабное развитие малой генерации и локальных систем энергоснабжения (ЛСЭ) на ее основе, работающих как в составе электрических сетей существующих энергосистем, так и в удаленных районах. К числу таких причин следует отнести стремление крупных потребителей к энергетической независимости и безопасности, ограничения на подключение новых нагрузок в узлах сети с запертыми мощностями, развитие периферийных зон крупных агломераций с малой плотностью населения и большой удаленностью от существующих источников тепловой и электрической энергии, развитие удаленных территорий с экономически нецелесообразной связью с централизованным электроснабжением [1, 2].

Как правило, в ЛСЭ используются газотурбинные, дизель-генераторные и газопоршневые установки (ГПУ). Особенно чувствительными к набросам и сбросам нагрузки являются ГПУ, являющиеся основными источниками электроэнергии в ЛСЭ с мощностью собственной генерации от 1 до 25 МВт. Как известно, механическая постоянная инерции вращающихся масс определяется не только массой, но и скоростью вращения, поэтому газотурбинные установки в силу высокой скорости вращения (от 10000 об/мин) значительно инерционнее, чем газопоршневые и дизель-генераторные (1500 или 3000 об/мин).

При неизбежных при эксплуатации коротких замыканиях в сети, значительных набросах/сбросах нагрузки, аварийных отключениях энергоблоков ГПУ отключаются внутренними защитами по ряду условий срабатывания, основными из которых являются недопустимые динамические и статические отклонения частоты от номинального значения, что, как правило, приводит к нарушению электроснабжения потребителей с полным погашением системы [3–5].

В режимах параллельной работы ЛСЭ с внешней энергосистемой проходящие короткие замыкания (КЗ) во внешней сети являются наиболее частыми возмущениями, приводящими к погашению ГПУ ЛСЭ. Для их сохранения применяется автоматика опережающего сбалансированного деления [6].

Осциллограмма переходного процесса при проходящем 3-фазном коротком замыкании на шинах 110 кВ подстанции присоединения без отделения ЛСЭ от внешней электрической сети [7] представлена на рис. 1 а.

Из осциллограммы 1 а видно, что устойчивость параллельной работы ЛСЭ с внешней электрической сетью нарушилась, возник краткосрочный асинхронный режим с двумя проворотами роторов генераторов относительно внешней сети, произошла ресинхронизация. Колебания мощности каждого генератора в переходном процессе – от 4,5 до 3,2 МВт, что приведет к отключению ГПУ и погашению в целом электростанции ЛСЭ ее защитами.

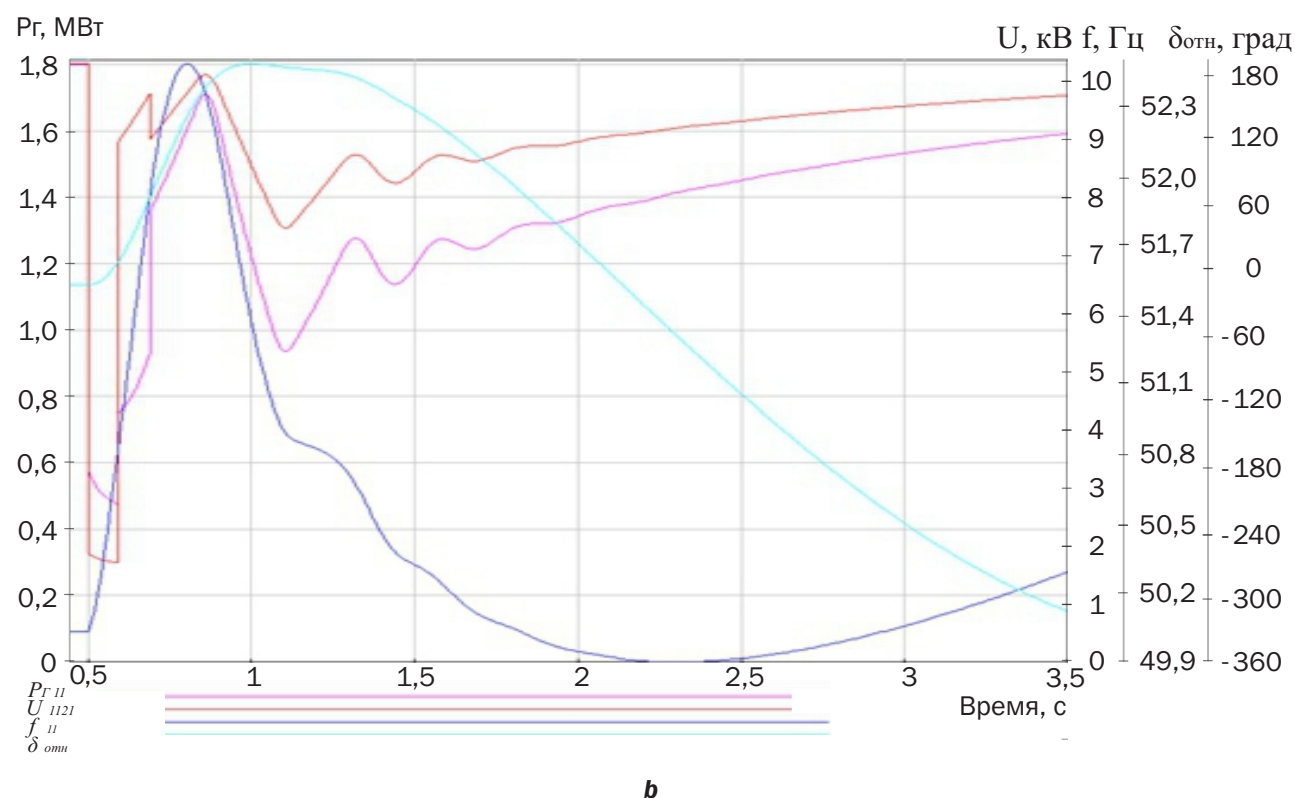
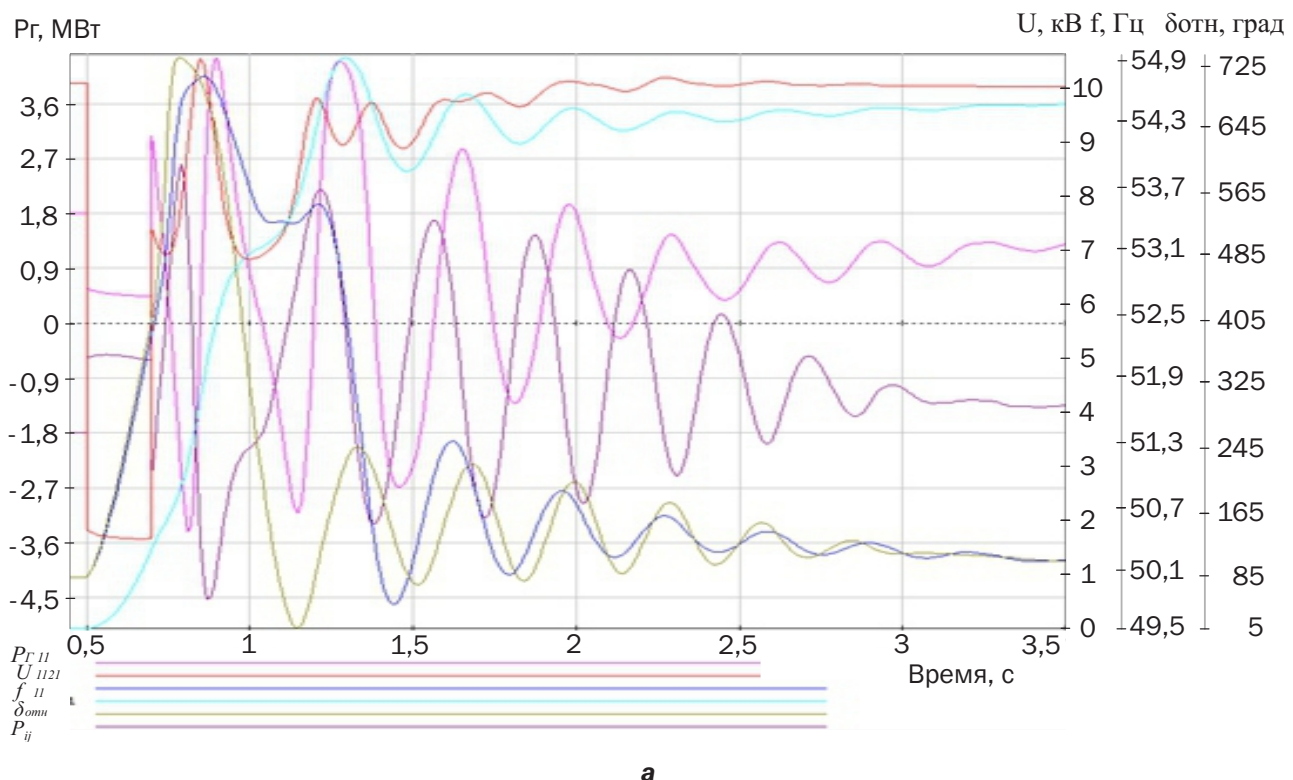


Рис. 1. Переходные процессы в локальных системах энергоснабжения при проходящем 3-фазном коротком замыкании на шинах 110 кВ основной питающей подстанции: а – с нарушением устойчивости режима (без отделения локальных систем энергоснабжения от внешней электрической сети); б – с отделением локальных систем энергоснабжения от внешней электрической сети под действием разработанной автоматики

Fig. 1. Transients in local power supply systems during a passing 3-phase short circuit on 110 kV buses of the main supply substation: a – with loss of mode stability (without disconnecting the local power supply systems from the external power grid); b – with disconnection of the local power supply systems from the external power grid under the action of the developed automatic control system.

Результаты расчета переходных процессов в сети свидетельствуют об их недопустимости и должны предотвращаться автоматическим опережающим делением сети.

На рис. 1 *b* представлен переходный процесс данного режима при 3-фазном коротком замыкании на шинах подстанции 110 кВ с быстродействующим опережающим сбалансированным отделением ЛСЭ.

В результате действия автоматики ЛСЭ переходит в островной режим с самобалансом в 5,4 МВт по генерации и потреблению мощности электроприемниками. При этом максимальное повышение частоты составило 2,8 Гц. Колебания и отклонения режимных параметров сохраняемых в работе генераторов допустимы и не приводят к их отключению защитами энергоблоков. Параметры процесса обеспечивают в послеаварийном режиме работоспособность ЛСЭ в островном режиме.

Однако данная автоматика не является эффективной для случаев, когда КЗ происходит во внутренней сети и имеет значительную продолжительность, а также в режимах островной работы при значительных набросах/сбросах нагрузки.

Таким образом, при необходимости обеспечения высокой надежности электроснабжения потребителей, в ЛСЭ необходимо обеспечить эффективное автоматическое предотвращение недопустимых динамических и статических повышений и снижений частоты путем отключения части генераторов при сбросах нагрузки или части нагрузки при ее набросах с последующим восстановлением нормального режима.

Учитывая, что в ЛСЭ с малоинерционной генерацией процессы развиваются очень быстро [6, 7], противоаварийная балансирующая автоматика должна экстренно определять и вводить дозировку управляющих воздействий, что возможно только, если управление будет осуществляться экстренно по скорости изменения частоты (по производной частоты) или будут использованы иные способы фиксации разбалансировочного аварийного возмущения.

Обоснование требований к автоматике экспресс-ограничения снижения и повышения частоты в локальных системах энергоснабжения. Исследования эффективности ограничения снижения или повышения частоты проводились многими авторами [14–22].

В данной работе исследования – на примере характерного объекта, представляющего собой электростанцию, являющуюся основным источником энергоснабжения удаленного городского мкр-на Березовое в г. Новосибирск [6, 7]. При этом использовались реальные значения уставок защиты энергоблоков малой теплоэлектроцентрали электрической мощностью 10 МВт на базе 5 ГПУ по 2 МВт.

На рис. 2 представлены зависимости предельного времени балансирующего отключения нагрузки или генерации, равных по мощности возникающему аварийному небалансу в ЛСЭ для режима островной работы. Зависимости времени достижения частотой уставок срабатывания защит энергоблоков получены путем расчета переходных процессов с учетом движения роторов включенных в работу генераторов.

Требования к быстродействию автоматики ограничения снижения частоты (АОСЧ) определены из условий работы электростанции в минимальном режиме (в работе 3 энергоблока из 5) и аварийном возмущении в виде отключения одного энергоблока. По критерию $n-1$ при работе 3-х генераторов с номинальной мощностью 2 МВт каждый загружен максимально на 66 %. При внезапном отключении одного из агрегатов наброс на остальные генераторы составляет 33 % от их номинальной мощности.

Как видно из графика 2, при набросе мощности в 33 % время балансирующего отключения нагрузки для предотвращения отключения остальных энергоблоков составляет не более 0,1 с, что определяет необходимое быстродействие АОСЧ. При этом необходимо отметить, что полное время отключения вакуумного выключателя составляет до 0,05 с, следовательно, на срабатывание АОСЧ остается не более 0,05 с.

МЕТОДЫ ДЛЯ ОБЕСПЕЧЕНИЯ ТРЕБУЕМОГО БЫСТРОДЕЙСТВИЯ

В работах [8–22] представлен ряд направлений исследований и полученных результатов для обеспечения требуемого быстродействия автоматики ограничения снижения и повышения частоты в малоинерционных энергосистемах, в которых также подтверждается приоритетная значимость экстренности способов фиксации возмущения и дозировки управляющего воздействия.

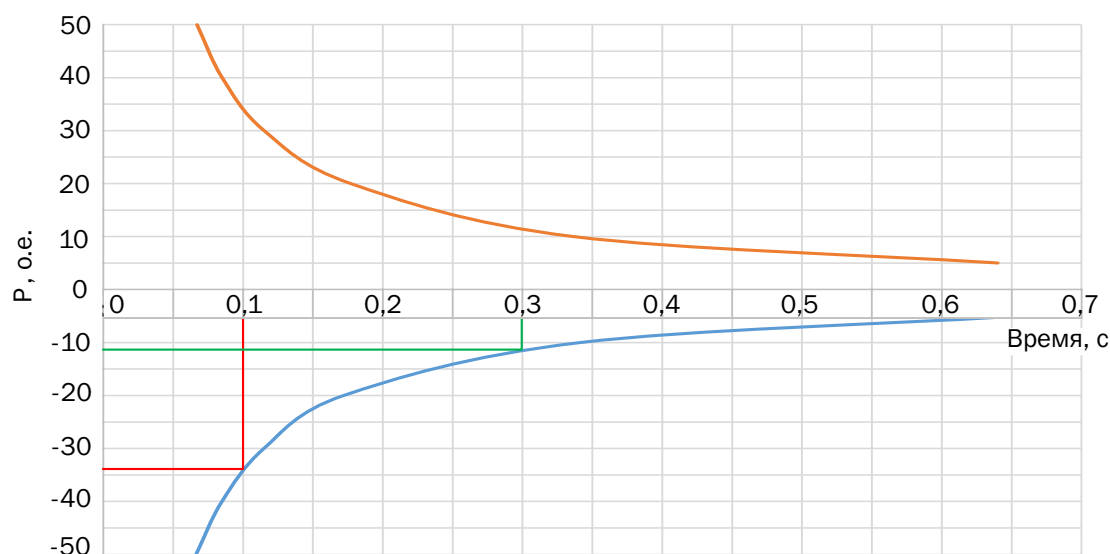


Рис. 2. График предельного времени отключения нагрузки генераторов автоматикой ограничения снижения и повышения частоты в зависимости от величины наброса/сброса активной мощности ΔP

Fig. 2. Graph of the generator load shedding time limit by automatic frequency reduction and increase limitation depending on the magnitude of the active power surge/drop ΔP

Способы измерения частоты и ее производной, фиксации набросов или сбросов мощности для автоматики экстренного ограничения повышения и снижения частоты. Существующие в нормативных документах по релейной защите и автоматике требования обязывают использовать для противоаварийного управления прямые измерения⁴⁻⁶. Есть три параметра, доступных для измерения – угол ротора, напряжение и выдаваемая активная мощность генератора, именно они могут быть использованы для измерения. При этом следует учитывать динамическое различие скоростей вращения роторов энергоблоков ЛСЭ и электрической частоты (частоты напряжения на генераторных шинах электростанции ЛСЭ), а также свойства этих параметров, важные для использования производной по частоте для срабатывания автоматики и определения дозировки управляющего воздействия.

Использование угла ротора генератора ЛСЭ, скорости вращения и ее производной. Скорость вращения ротора не может меняться скачком, соответственно, функция скорости является дифференцируемой на всех интервалах времени, что, несомненно, является преимуществом при ее использовании в противоаварийной автоматике.

Для прямого измерения угла ротора на валу синхронной машины устанавливается зубчатое колесо [8, 9]. Датчик фиксирует моменты времени, когда зубья пересекают его, затем вычисляются угол ротора относительно опорного сигнала, его угловая скорость и производная.

Недостатками способа применительно к данной задаче являются:

- усложнение конструкции двигателя, что ведет к увеличению его стоимости и последующих эксплуатационных расходов;
- необходимость определения угла из движения центра масс для электростанций с

⁴ГОСТ Р 55105-2019. Национальный стандарт Российской Федерации. Единая энергетическая система и изолированно работающие энергосистемы. Оперативно-диспетчерское управление. Автоматическое противоаварийное управление режимами энергосистем. Противоаварийная автоматика энергосистем. Нормы и требования: Приказ № 1484-ст. Введ. 26.12.2019.

⁵СТО 59012820.29.240.001-2010. Технические правила организации в ЕЭС России автоматического ограничения снижения частоты при аварийном дефиците активной мощности (автоматическая частотная разгрузка). Прил. к приказу № 509 ОАО «СО ЕЭС» от 31.12.2009.

⁶Основные технические требования к параллельно работающим энергосистемам стран СНГ и Балтии. Правила и рекомендации по регулированию частоты и перетоков. Протокол № 32 от 12.10.2007.

несколькими энергоблоками, работающими на общую шину, что уже перестает быть прямым измерением.

Использование частоты и ее производной, получаемых на основе измерения вектора напряжения на генераторных шинах электростанции. Способ является наиболее простым и естественным, однако, в отличие от углов ротора генераторов, фаза вектора напряжения с учетом коммутаций в сети и нагрузках непрерывна только на интервалах их отсутствия [10–13].

В основу метода положена аппроксимация сигнала на скользящих окнах:

$$x(t) = a_0(t) + a(t)\sin(\omega t) + b(t)\cos(\omega t), \quad (1)$$

где $x(t)$ – значение сигнала тока или напряжения в момент времени t ; ω – угловая базисная скорость сигнала; a_0 – постоянная составляющая сигнала; a , b – коэффициенты при первых членах ряда Фурье.

По полученным коэффициентам выражения определяются значения амплитуды A и фазы сигнала φ :

$$A(t) = a_0(t) + \sqrt{a(t)^2 + b(t)^2}; \quad (2)$$

$$\varphi(t) = \arctg\left(\frac{a(t)}{b(t)}\right), \text{ или } \varphi(t) = \arccos\left(\frac{b(t)}{A(t)}\right). \quad (3)$$

Для определения частоты сигнала выполняется численное дифференцирование сигнала фазы на скользящих окнах. Производные сигналов считаются равными производным аппроксимирующих полиномов второй степени.

Недостатком метода являются априорное задание базисной угловой скорости рассматриваемого сигнала и недостоверность на интервалах времени, где возникают коммутации в электрической сети.

Использование прямых измерений набросов/сбросов выдаваемой генераторами электростанции активной мощности. Разница между мощностью первичных двигателей и электрической мощностью прямой последовательности генераторов и является величиной, пропорциональной производной по

эквивалентной скорости их вращения. Эта величина трудно контролируема во время всего переходного процесса, т.к. есть сложности в определении мощности первичных двигателей, однако хорошо контролируется при набросах/сбросах мощности в исходном установившемся режиме:

$$T_j \frac{d^2 \delta}{dt^2} = P_T - P_{эл}. \quad (4)$$

Преобразуя выражения, получим частоту и ее производную:

$$f' = \frac{d^2 \delta}{dt^2} = \frac{1}{T_j} (P_T - P_{эл}) = \frac{1}{T_j} \Delta P; \quad (5)$$

$$\omega = \frac{d\delta}{dt} = \int f' dt. \quad (6)$$

Недостаток данного способа заключается в определении производной частоты только в начальной момент возникновения возмущений, а также в необходимости измерения мощности во многих точках (узлах генерации и нагрузки) для определения баланса мощности и его нарушений.

Фиксация сброса/наброса мощности и начальной производной частоты с использованием электромеханического фильтра. Электромеханический фильтр представляет собой два механически связанных между собой микромашин – синхронного двигателя и синхронного генератора, подключенных через трансформатор напряжения на шину генераторов электростанции. Синхронный двигатель (СД) вращается за счет напряжения прямой последовательности напряжения на шинах электростанции и реагирует на любое ее изменение. Инерционность вращающихся масс электромеханического фильтра (ЭМФ) сохраняет непрерывность изменения угла при скачках фазы напряжения на шине генераторов электростанции. Синхронный генератор (СГ) с постоянным возбуждением обеспечивает стабильность величины выходного напряжения. Результаты исследования применимости этого способа представлены ниже.

РЕЗУЛЬТАТЫ ИССЛЕДОВАНИЯ

Исследование способа фиксации набросов/сбросов мощности и начального изме-

рения динамической частоты и ее производной с использованием электромеханического фильтра на физической модели. Способ измерения частоты и ее производной решает задачу фильтрации бросков фазы напряжения в момент возникновения/отключения КЗ и фиксации сбросов/набросов нагрузки. В способе в канале измерения используется электромеханический фильтр, представляющий собой две микромашины, используемые в качестве СГ и СД, валы которых механически связаны (рис. 3). СД вращается за счет напряжения прямой последовательности. Режимы СД и СГ являются режимами холостого хода, т.к. СГ не нагружен. Инерционность роторов СД и СГ сглаживает скачки фазы напряжения при коммутациях в сети. СГ используется в качестве измерителя – с него снимается синусоидальное напряжение изменяющейся частоты в переходном процессе при возмущении.

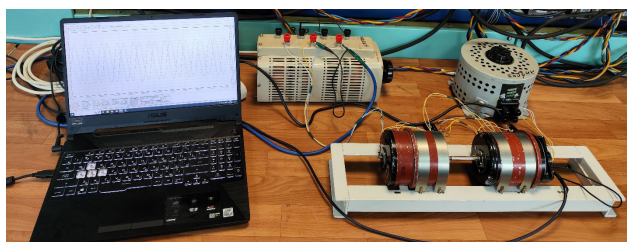


Рис. 3. Модель электромеханического измерительного фильтра

Fig. 3. Model of an electromechanical measuring filter

Таким образом, всякие КЗ, набросы/сбросы мощности, которые являются причиной скачков модуля и фазы напряжения на генераторных шинах ЛСЭ, не приводят к скачку частоты и значительным изменениям амплитуды синусоидального напряжения синхронного генератора ЭМФ, используемо-

го для оценки возникшего небаланса по скорости изменения частоты в ЛСЭ.

Ниже представлены результаты исследования способа на электродинамической модели энергосистемы Новосибирского государственного технического университета, а также возможности применения данного способа для дозировки управляющих воздействий по ограничению снижения /повышения частоты.

Схема экспериментальной установки приведена на рис. 4. Установка представляет собой простую сеть с питанием от шины большой мощности (ШБМ) или малой мощности (генератора мощностью 3 кВт), коммутируемой нагрузкой, электромеханическим измерительным фильтром на базе двух микромашин, подключенным через лабораторный автотрансформатор (ЛАТР). Обмотки возбуждения обеих микромашин ЭМФ запитывались от независимого источника постоянного тока. Для регистрации мгновенных значений напряжения использовался цифровой осциллограф.

На рис. 5 $U_{\text{раб}} = 25 \div 65 \text{ В}$; $I_{\text{раб}} = 1,2 \div 2,61 \text{ А}$.

Область рабочих режимов СД ЭМФ по напряжению и току возбуждения, определенная экспериментально путем снятия вольтамперной характеристики двигателя с учетом насыщения магнитопровода и допустимого нагрева, представлена на рис. 5.

Физическое объяснение информативности скачка фазы напряжения при сбросах/набросах нагрузки и измерения небалансов и производной частоты с помощью электромеханического фильтра. Под информативностью сигнала на выходе электромеханического фильтра на интервале 1–2 периодов промышленной частоты о наличии наброса или сброса мощности на генерирующее оборудование ЛСЭ, его величине и характере будем понимать возможность их однозначной идентифи-

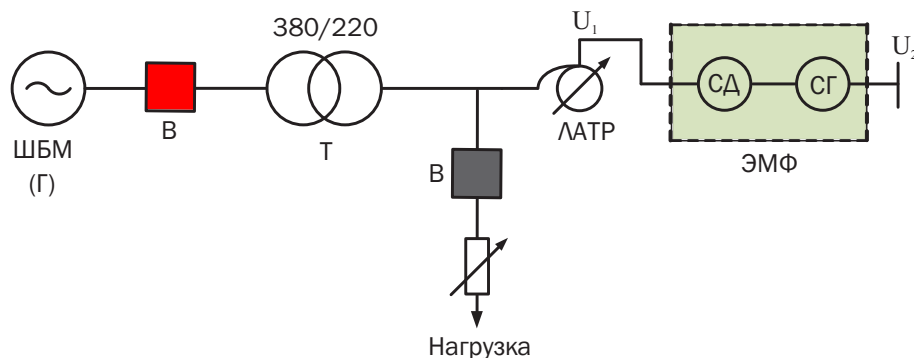


Рис. 4. Схема экспериментальной установки

Fig. 4. Diagram of the experimental setup

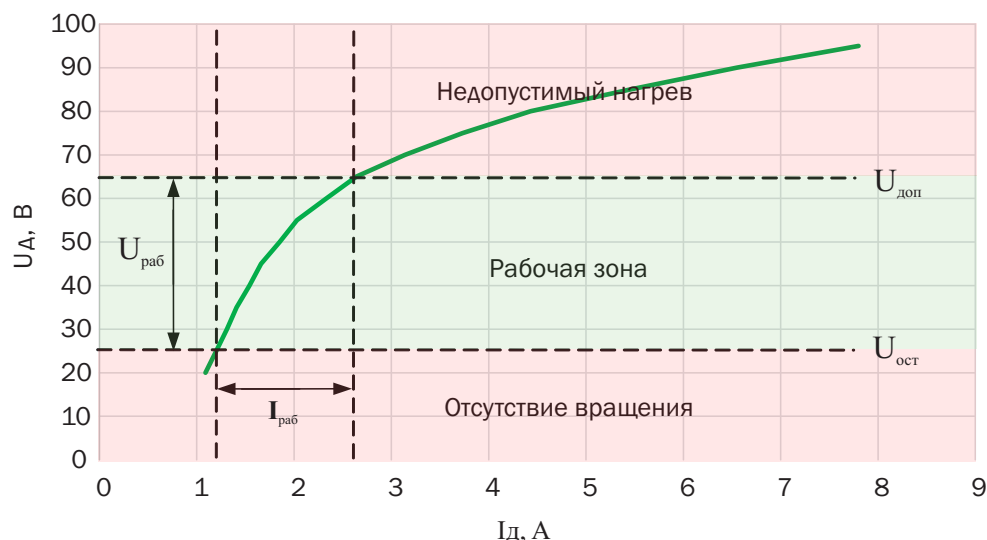


Рис. 5. Вольтамперная характеристика сельсина (на примере синхронного двигателя)
Fig. 5. Voltage-current characteristic of a selsyn (using a synchronous motor as an example)

кации по измерениям частоты и производной частоты выходного напряжения фильтра.

Объяснение данной информативности можно дать, используя векторные диаграммы генератора, работающего на нагрузку при сбросах/набросах ее части (рис. 6, 7).

Как можно увидеть из приведенных векторных диаграмм, при сбросе нагрузки внутренний угол генератора скачком уменьшается, что приводит к увеличению угла между напряжением синхронного двигателя электромеханического фильтра и его электродвижущей силой, вызывая скачкообразное увеличение потребляемой им мощности на ускорение вращения роторов синхронных машин ЭМФ с ростом частоты напряжения на его выходе. Противо-

ложный характер процесса можно увидеть при набросе мощности (см. рис. 6, 7 b).

Цель экспериментов – выявление временной области вторичного напряжения на выходе ЭМФ при возникновении набросов/сбросов мощности, адекватной для использования в экспресс-автоматике ограничения повышения/снижения частоты.

Программа экспериментов включала:

- создание серии режимов с плавным изменением питающего напряжения U_1 при помощи ЛАТР-а (регулирование напряжения от 75 до 125 В с частотой 0,1–0,5 Гц/с);
- создание серии режимов со скачками фазы напряжения U_1 при сбросах/набросах осветительной нагрузки сети, состоящей из

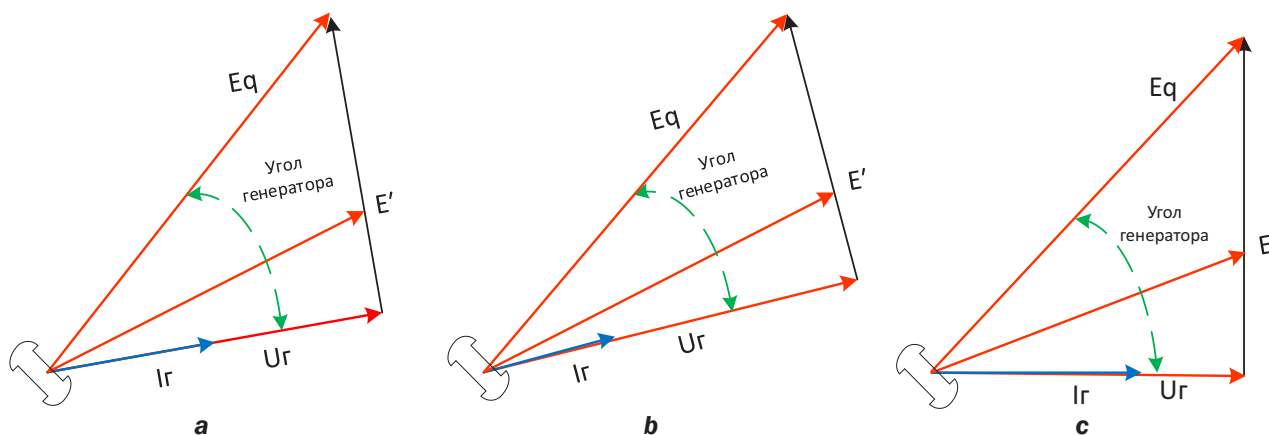


Рис. 6. Векторные диаграммы тока, напряжения и электродвижущей силы генератора: а – в исходном режиме; б – при сбросе части нагрузки; с – при набросе части нагрузки
Fig. 6. Vector diagrams of current, voltage, and electromotive force of the generator: a – in the initial mode; b – during a partial load shedding; c – during a partial load increase

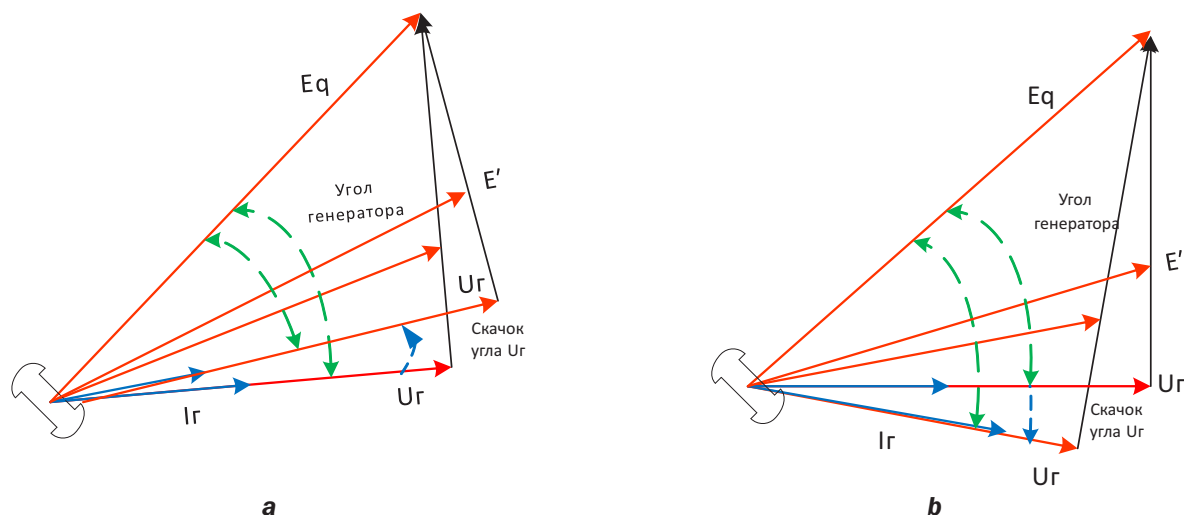


Рис. 7. Векторные диаграммы токов, напряжений и электродвижущей силы генератора при совмещении двух режимов (исходного и после сброса/наброса нагрузки) в предположении неизменности угла электродвижущей силы E_q в момент коммутации в силу инерционности ротора генератора: а – при сбросе части нагрузки; б – при набросе части нагрузки

Fig. 7. Vector diagrams of currents, voltages and electromotive force of the generator with two operating modes superimposed (initial and after load shedding/load increase), assuming that the angle of the electromotive force E_q remains unchanged at the moment of switching due to the inertia of the generator rotor: а – during a partial load shedding; б – during a partial load increase

лампочек накаливания ($R_{\text{нагр (A-O)}} = R_{\text{нагр (B-O)}} = R_{\text{нагр (C-O)}} = 10 \text{ Ом}$; $P_{\text{нагр}} = 780 \text{ Вт}$; $U_{\text{л}} = 220 \text{ В}$; $U_{\phi} = 127 \text{ В}$) при питании от ШБМ;

- создание серии режимов с изменениями и скачками фазы и частоты напряжения (сброс/наброс осветительной нагрузки мощностью 780 Вт) при питании от генератора;
- обработка и анализ результатов.

Результаты экспериментов. Характерные осциллограммы напряжений в питающей сети U_1 и на выходе ЭМФ U_2 , рассчитанная частота и ее производная с интервалами в полупериод, представлены на рис. 8–17.

Процессы при постоянстве частоты питающего напряжения (питание сети от ШБМ) и плавном изменении напряжения на входе ЭМФ.

Как следует из представленных осциллограмм (см. рис. 8, 9), ЭМФ фильтрует изменение амплитуды питающего напряжения U_1 (сохраняет постоянство U_2) и не изменяет его частоту.

Процессы при динамическом непостоянстве напряжения U_1 при питании нагрузки от ШБМ (отключении и включении нагрузки)

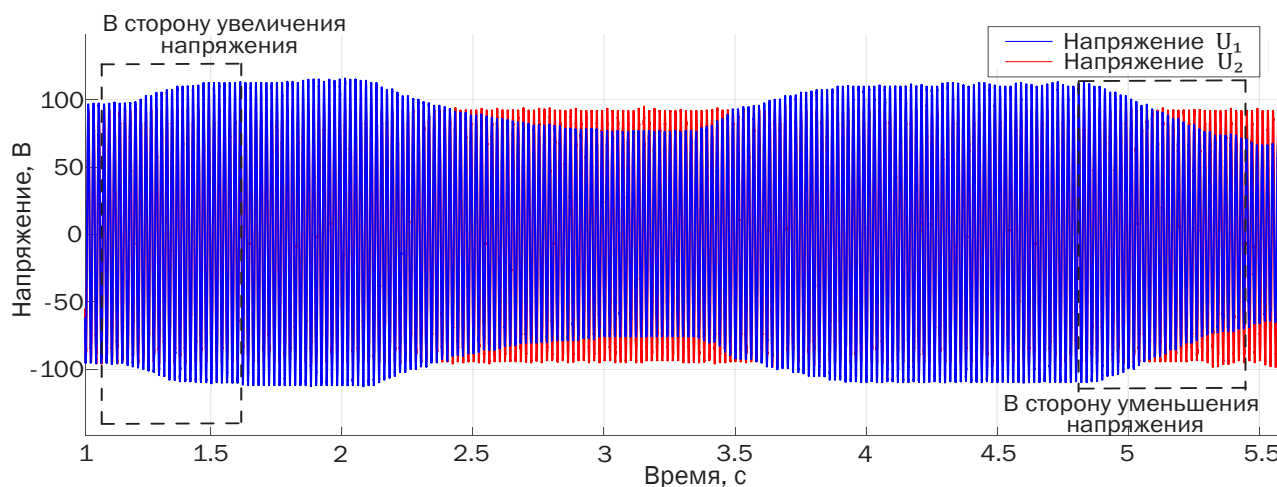


Рис. 8. Осциллограмма фазных напряжений U_1 и U_2 на интервале 4,5 с при изменениях K_T лабораторного автотрансформатора

Fig. 8. Oscillogram of phase voltages U_1 and U_2 over the 4.5 s interval with changes in the transformation ratio (K_T) of the laboratory autotransformer

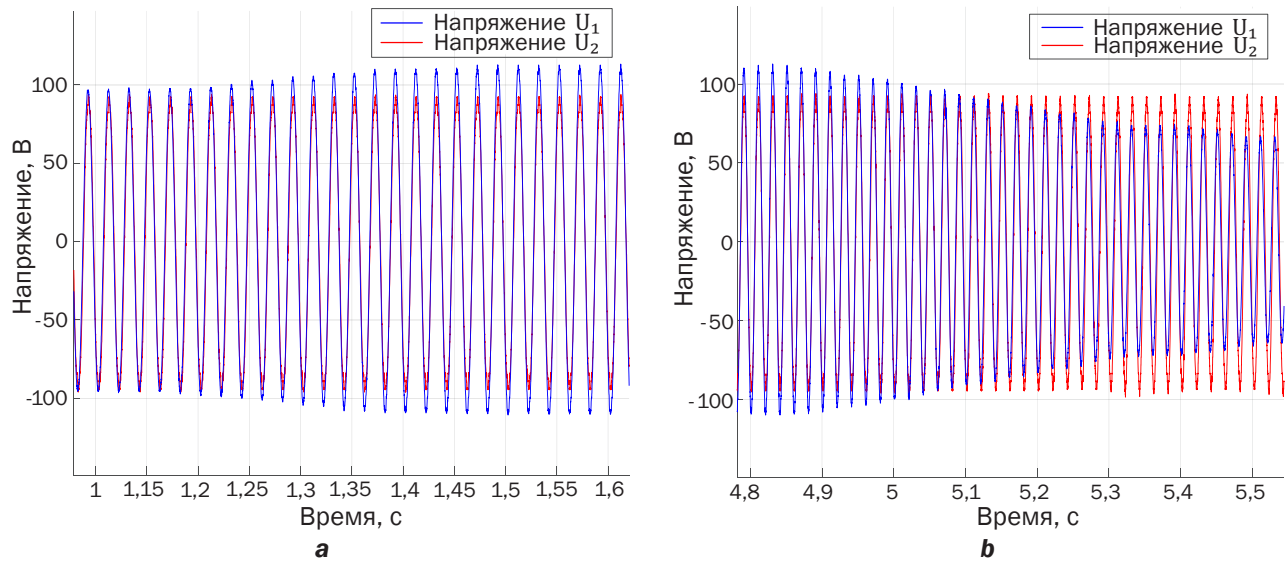


Рис. 9. Выделенные на рис. 8 фрагменты осциллограммы на интервале: а – 1-1,6 с; б – 4,8-5,5 с
Fig. 9. The oscillogram fragments highlighted in Fig. 8 over the interval: а – 1-1,6 s; б – 4.8-5.5 s

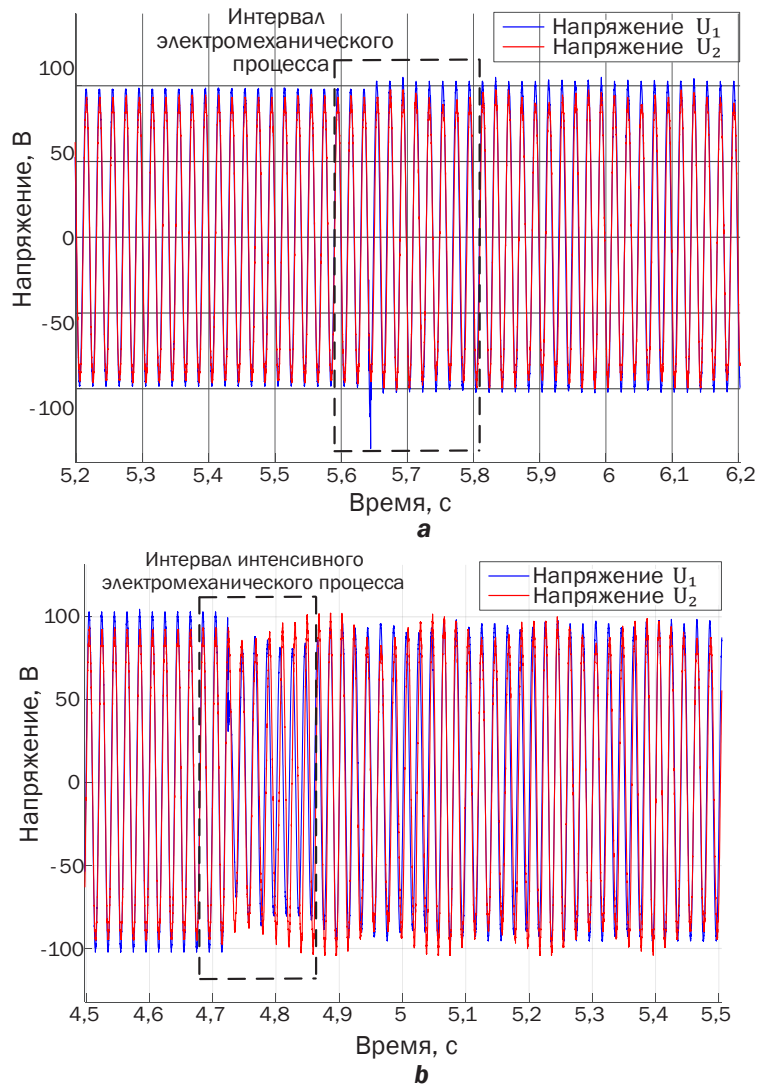


Рис. 10. Осциллограммы напряжений U_1 и U_2 на интервале 1 с: а – при отключении нагрузки; б – при включении нагрузки
Fig. 10. Oscillograms of voltages U_1 and U_2 over the interval of 1 s: а – when the load is disconnected; б – when the load is connected

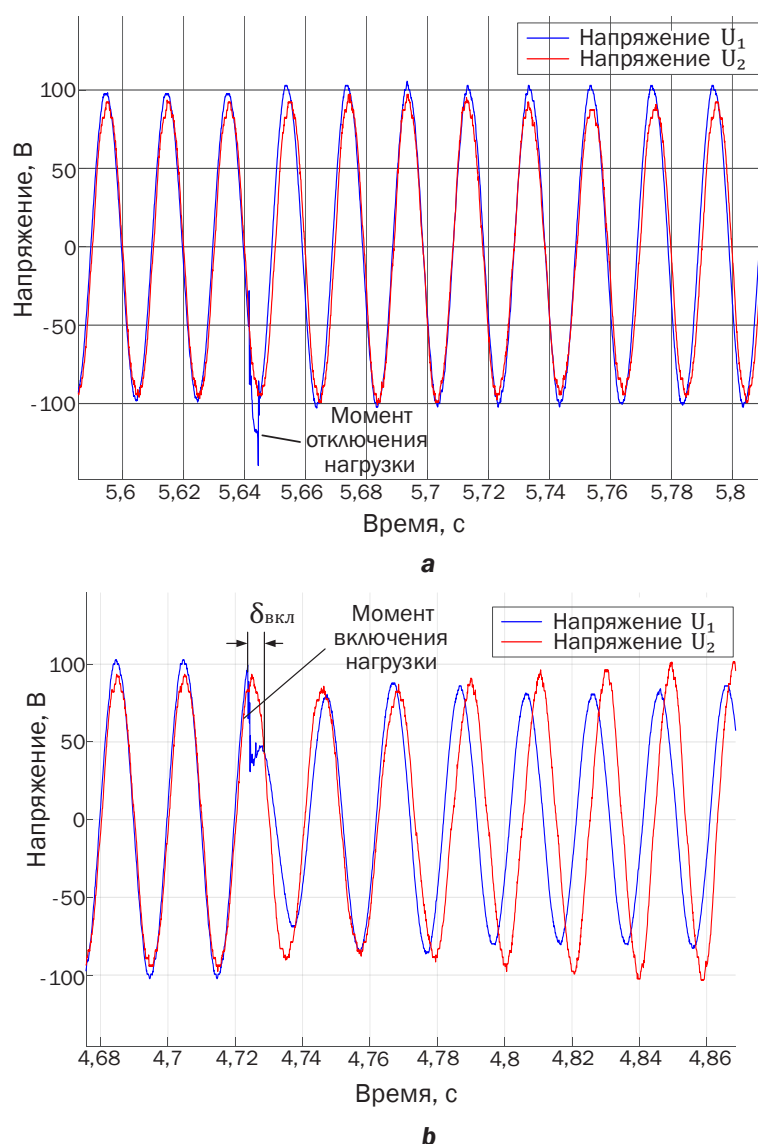


Рис. 11. Выделенные фрагменты осциллограмм рис. 9 с зафиксированными скачками фазы напряжения в точке измерения: а – при отключении нагрузки на интервале 5,6–5,8 с; б – при включении нагрузки на интервале 4,68–4,86 с
Fig. 11. Selected fragments of oscillograms in Fig. 9 with recorded voltage phase surges at the measuring point: а – when the load is disconnected over the interval of 5.6–5.8 s; б – when the load is connected over the interval of 4.68–4.86 s

Из представленных осциллограмм следует, что отключение нагрузки вызвало скачкообразный сдвиг фазы питающего напряжения U_1 (см. рис. 10 а), что привело к недопустимым ошибкам в определении частоты и динамических небалансов мощности по измерениям напряжения U_1 на интервале одного периода (20 мс) и производной частоты на интервале 1,5 периода (30 мс). При этом измерения по напряжению U_2 сохранили свою информативность в этих интервалах (см. рис. 12 а).

Представленные на рис. 10 осциллограммы свидетельствуют также о том, что возмущение режима при включении нагрузки

произошло значительно больше, чем при ее отключении. Этот факт объясняется тем, что отключаемый ток осветительной нагрузки составляет 1,3 А, а ток при включении – 8 А, т.к. вольтамперная характеристика лампочек накаливания нелинейна и сопротивление нагретых спиралей многократно больше ненагретых, поэтому включение нагрузки вызвало существенно больший скачок фазы $\Delta\delta_{\text{вкл}}$ питающего напряжения U_1 , что также привело к недопустимым ошибкам в определении частоты по измерениям напряжения U_1 на интервале одного периода (20 мс) и производной частоты на интервале 2 периодов (40 мс). При этом измерения по напря-

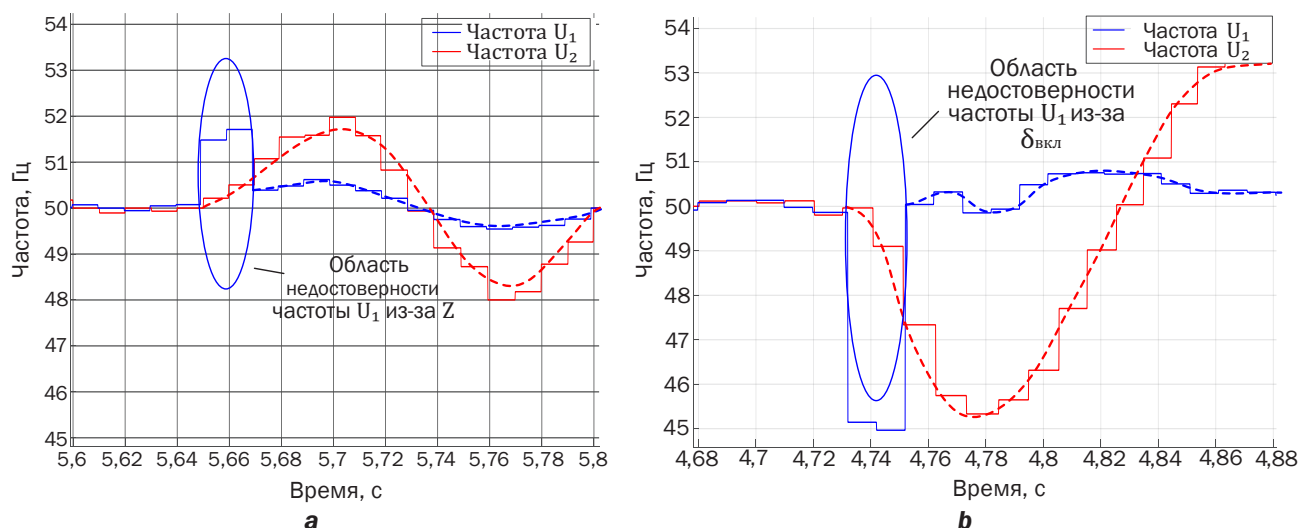


Рис. 12. Графики изменения частот напряжений U_1 и U_2 при отключении (а) и включении (б) нагрузки

Fig. 12. Graphs of changes in voltage frequencies U_1 and U_2 (a) when the load is disconnected and (b) when the load is connected

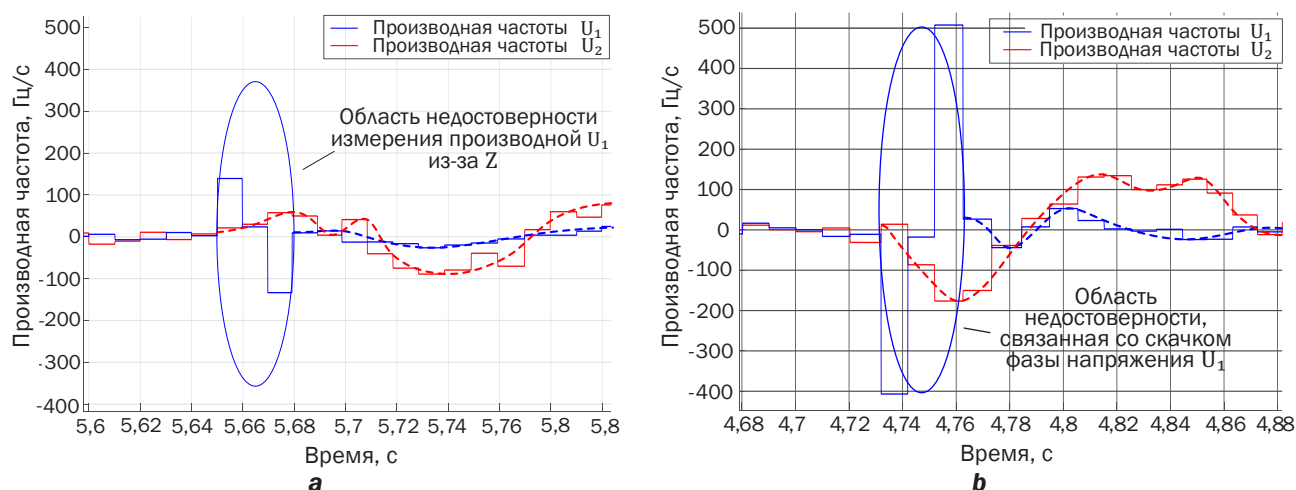


Рис. 13. Графики производных частот при отключении (а) и включении (б) нагрузки

Fig. 13. Graphs of frequency derivatives (a) when the load is disconnected and (b) when the load is connected

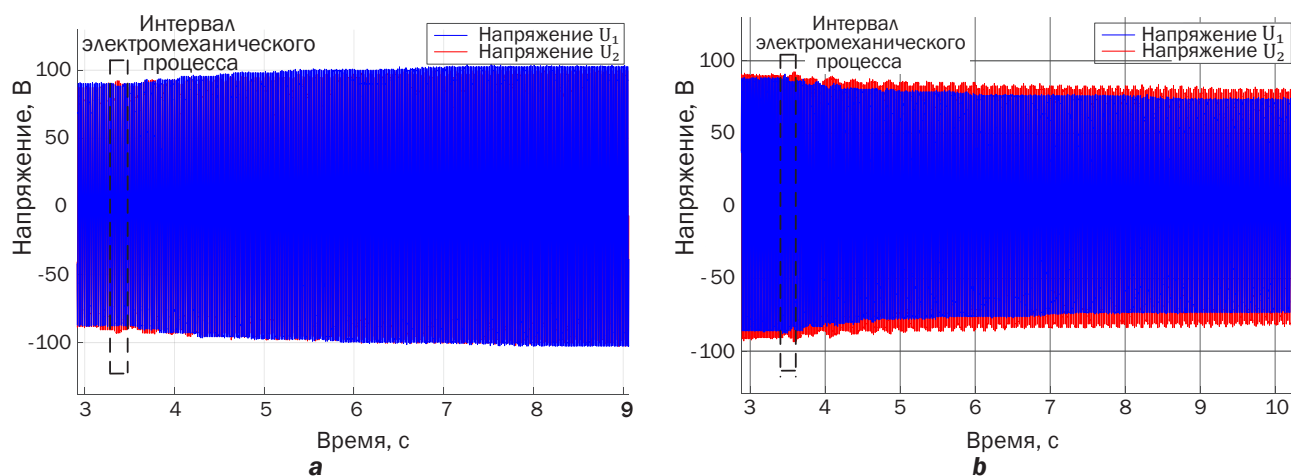


Рис. 14. Осциллограмма напряжений U_1 и U_2 : а – на интервале 3–9 с при отключении нагрузки; б – на интервале 3–10 с при включении нагрузки

Fig. 14. Oscillogram of voltages U_1 and U_2 : a – over the interval of 3–9 s when the load is disconnected; b – over the interval of 3–10 s when the load is connected

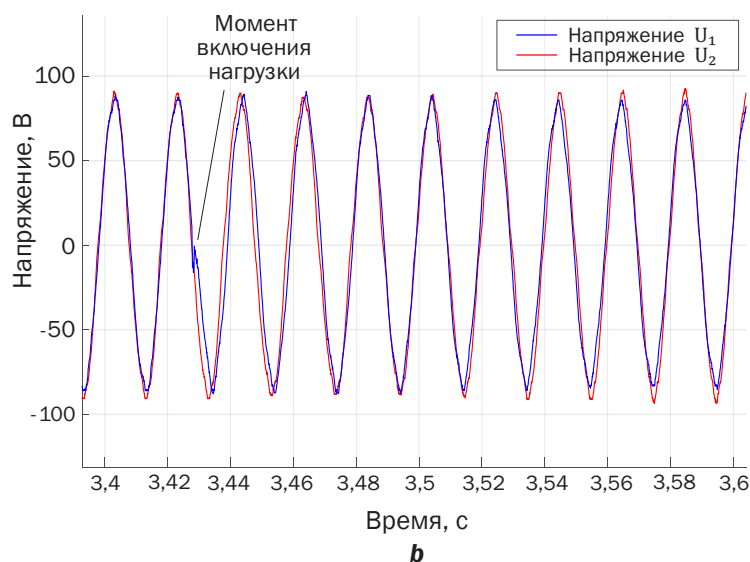
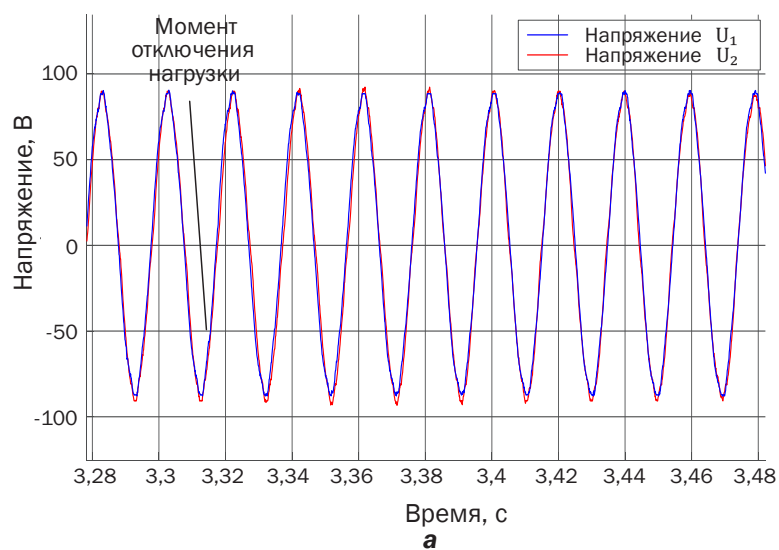


Рис. 15. Выделенные на рис. 13 фрагменты осциллограммы: а – на интервале 3,28–3,48 с; б – на интервале 3,4–3,6 с
Fig. 15. The oscillogram fragments highlighted in Fig. 13: а – over the interval of 3.28–3.48 s; б – over the interval of 3.4–3.6 s

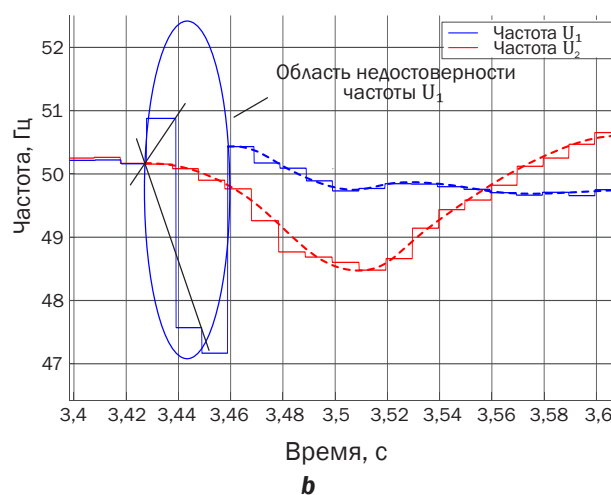
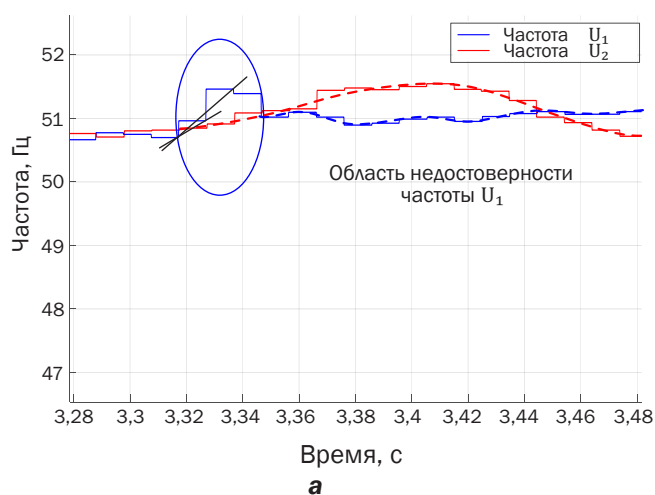


Рис. 16. Графики изменения частот напряжений U_1 и U_2 при отключении (а) и включении (б) нагрузки

Fig. 16. Graphs of changes in voltage frequencies U_1 and U_2 (а) when the load is disconnected and (б) when the load is connected

жению U_2 сохранили свою информативность в этих интервалах (см. рис. 12, 13 б).

Процессы при динамическом непостоянстве частоты питающего напряжения U_1 при питании от генератора (отключении и включении нагрузки)

Для сравнения величин производных частот при сбросе нагрузки мощностью 780 Вт воспользуемся значениями, полученными по результатам обработки осциллограмм и рассчитанными согласно уравнению движения ротора (4), где $T_j = 5$ с – электромеханическая постоянная инерции модельного генератора.

При начальной частоте $f_0 = 50,7$ Гц получим значение производной частоты при сбросе нагрузки, принимаемое за эталонное:

$$f'_{\text{эталон}} = 2,63 \frac{\text{Гц}}{\text{с}}.$$

Производные частоты напряжения на выходе ЭМФ, определенные по переходам напряжения через ноль за половину периода и за период (см. рис. 17 а), равны соответственно:

$$f'_{U_{\text{эмф}}} = 3,1 \frac{\text{Гц}}{\text{с}};$$

$$f'_{U_{\text{эмф}}} = 4,8 \frac{\text{Гц}}{\text{с}}.$$

При этом производные частоты напряжения на выводах генератора по переходам напряжения через ноль за половину периода и за период (см. рис. 17 б) равны:

$$f'_{U_{\text{гy}}} = 26,5 \frac{\text{Гц}}{\text{с}};$$

$$f'_{U_{\text{гy}}} = 38,2 \frac{\text{Гц}}{\text{с}}.$$

Как видно из результатов сравнения значений производных частот вращения ротора генерирующих установок (ГУ), напряжения на шинах ГУ, а также напряжения на выходе ЭМФ, измерения на выводах ГУ являются недостоверными (отличаются в 10–14 раз), тогда как измерения на выходе ЭМФ (отличие на 18–80 %) достаточно достоверны, учитывая разницу в моделях процессов и измерительную погрешность.

В квазиустановившихся режимах электромеханический фильтр обеспечивает качественное измерение частоты прямой последовательности питающего напряжения ЛСЭ независимо от его симметрии, синусоидальности и отклонений от номинальных значений.

В динамических режимах при набросах/сбросах нагрузки генераторов ЛСЭ возникает скачок фазы напряжения на шинах, а при коротких замыканиях – провалы напряжения, что создает трудности использования частоты напряжения и ее производной на шинах генераторов в автоматике экспресс-ограничения снижения и повышения частоты в ЛСЭ, требующей быстрого действия принятия решений за 1–2 периода промышленной частоты.

Электромеханический фильтр в канале измерения частоты напряжения на шинах

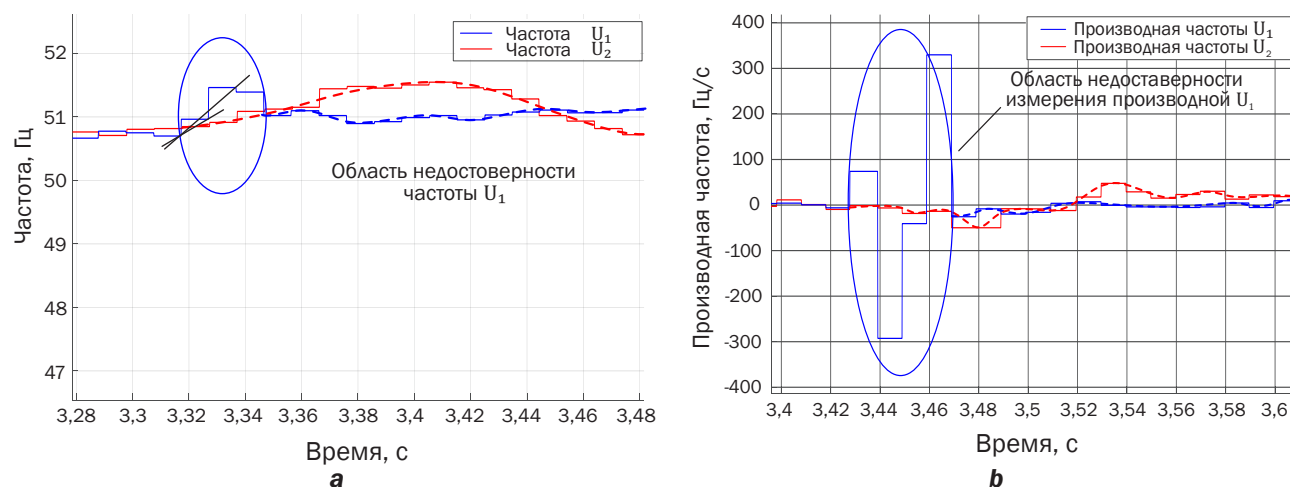


Рис. 17. Графики производных частот при отключении (а) и включении (б) нагрузки

Fig. 17. Graphs of frequency derivatives (a) when the load is disconnected and (b) when the load is connected

генераторов позволяет решить проблему фиксации возникновения и определения величин сбросов/набросов нагрузки (начальной производной частоты вращения роторов). Это объясняется тем, что инерционность ротора двигателя ЭМФ сохраняет непрерывность фазы выходного напряжения, а электрическая независимость синхронного генератора ЭМФ обеспечивает его синусоидальность и стабильность амплитуды.

Динамическое измерение частоты на всем интервале электромеханического переходного процесса с помощью ЭМФ содержит погрешности, обусловленные взаимным качанием роторов ЭМФ относительно ротора генератора(ов) после воздействия возмущения коммутационного характера.

ЗАКЛЮЧЕНИЕ

Проведено исследование на физической модели применимости электромеханиче-

ского фильтра в канале измерения частоты напряжения на генераторных шинах в пусковом и дозирующем органе автоматики экспресс-ограничения повышения/снижения частоты в локальных системах энергоснабжения малой мощности.

Подтверждены достоинства способа: простота конструкции, дешевизна используемых устройств, применимость в широком диапазоне изменения напряжения, универсальность фиксации сброса и наброса мощности и производной частоты на интервалах 1–2 периода промышленной частоты.

В целом результаты, полученные при испытании электромеханического фильтра на физической модели, подтверждают применимость данного способа в автоматике экспресс-ограничения повышения/снижения частоты для фиксации возникновения аварийных набросов/сбросов мощности генерирующих установок и определения дозировок противоаварийных балансирующих воздействий.

Список источников

1. Молодюк В.В., Илюшин П.В., Исамухамедов Я.Ш., Тягунов М.Г., Ивановский Д.А., Вольный В.С. Обзор трендов развития и опыта использования распределённых энергетических ресурсов по состоянию на 2024 г. // Энергетик. 2025. № 6. С. 59–62. EDN: BXUSUV.
2. Фишов А.Г., Осинцев А.А., Какоша Ю.В., Одинабеков М.З. Активные распределительные электрические сети с децентрализованным мультиагентным управлением режимом. Ч. 1 // Электричество. 2022. № 10. С. 14–24. <https://doi.org/10.24160/0013-5380-2022-10-14-24>. EDN: NYXXZS.
3. Полякова О.Ю., Чусовитин П.В., Паздерин А.В. Особенности функционирования парогазовых установок при больших отклонениях частоты // Электрические станции. 2019. № 3. С. 19–26. EDN: QEALOF.
4. Илюшин П.В. Анализ влияния распределённой генерации на алгоритмы работы и параметры настройки устройств автоматики энергосистем // Энергетик. 2018. № 7. С. 21–26. EDN: LXBDUL.
5. Осак А.Б., Панасецкий Д.А., Бузина Е.Я. Интеллектуальное противоаварийное управление с учетом режимов работы потребителей // Вестник Иркутского государственного технического университета. 2017. Т. 21. № 9. С. 173–184. <https://doi.org/10.21285/1814-3520-2017-9-173-184>. EDN: ZIVWHB.
6. Марченко А.И., Фишов А.Г. Автоматика опережающего деления в схемах присоединения малой генерации к электрической сети // Оперативное управление в электроэнергетике. Подготовка персонала и поддержание его квалификации. 2017. № 5. С. 8–18.
7. Фишов А.Г., Марченко А.И., Денисов В.В., Мурашкина И.С. Исследование устойчивости параллельной работы локальной энергоснабжения малой мощности с внешней электрической сетью энергосистемы // Известия Российской академии наук. Энергетика. 2020. № 1. С. 116–127. <https://doi.org/10.31857/S0002331020010136>. EDN: RANQBS.
8. Бердин А.С., Кабанов Д.А., Мойсейченков А.Н., Сенюк М.Д. Определение угловой скорости вращения и ускорения ротора синхронного генератора в переходных процессах по измерениям его электрических параметров // Известия НТЦ Единой энергетической системы. 2023. № 1. С. 51–58. EDN: ZCYMEG.
9. Бельский И.О., Куприянов И.С., Лукьянов А.В. Исследование угловой скорости и магнитного поля при дефектах асинхронных электродвигателей // Системы. Методы. Технологии. 2018. № 4. С. 62–69. <https://doi.org/10.18324/2077-5415-2018-4-62-69>. EDN: YTQRAT.
10. Гуриков О.В., Зеленин А.С., Сульчакова А.Ю. Формирование алгоритма измерений режимных параметров синхронной машины с учётом уравнений переходных процессов // Известия НТЦ Единой энергетической системы. 2019. № 1. С. 32–46. EDN: RGKKTU.
11. Сенюк М.Д., Паздерин А.В., Бердин А.С., Классен В.В. Методы оценки низкочастотных колебаний в энергосистеме // Электричество. 2024. № 8. С. 4–14. <https://doi.org/10.24160/0013-5380-2024-8-4-14>. EDN: VJJATG.
12. Бердин А.С., Дмитриева А.А., Дмитриев С.А., Кабанов Д.А., Сенюк М.Д. Тестирование алгоритмов определения динамических векторных измерений токов и напряжений по данным электродинамической модели // Известия НТЦ Единой энергетической системы. 2022. № 1. С. 40–49. EDN: TFKOPW.

13. Бердин А.С., Дмитриева А.А., Коваленко П.Ю., Сенюк М.Д. Определение мгновенных параметров электрического режима с повышенной частотой дискретизации // Известия НТЦ Единой энергетической системы. 2020. № 1. С. 137–146. EDN: GRMGPO.
14. Одинабеков М.З. Экспресс ограничение снижения и повышения частоты в энергосистемах малой мощности // Наука. Технологии. Инновации: сб. науч. тр. XVII Всерос. науч. конф. молодых ученых (г. Новосибирск, 4–8 декабря 2023 г.). Новосибирск: НГТУ, 2024. Ч. 4. С. 77–81. EDN: FABVMR.
15. Горькаева Е.Ю., Деймундт А.С., Манапова Н.М., Демьяненко А.В. Совершенствование алгоритма автоматической частотной разгрузки с применением технологий Smart Grid // Труды университета. 2023. № 4. С. 428–434. https://doi.org/10.52209/1609-1825_2023_4_428. EDN: FUGZLF.
16. Куликов А.Л., Илюшин П.В., Лоскутов А.А., Севостьянов А.А. Обеспечение гарантированного высокого быстродействия автоматической частотной разгрузки в условиях отклонения показателей качества электроэнергии на основе процедуры последовательного анализа Вальда // Электрические станции. 2021. № 4. С. 41–50. EDN: CDBPQI.
17. Бердин А.С., Лисицын А.А., Мойсейченков А.Н., Сенюк М.Д. Развитие алгоритма автоматической разгрузки энергоблока при близких коротких замыканиях на основе синхронизированных векторных измерений // Известия НТЦ Единой энергетической системы. 2021. № 2. С. 76–89. EDN: CUKLHD.
18. Пат. № 2792334, Российская Федерация, С1, G05F 1/30, H02H 3/24. Система автоматического ограничения снижения напряжения в промышленных энергорайонах 6–220 кВ с источниками распределенной генерации / П.В. Илюшин, А.Л. Куликов, А.А. Лоскутов; заявитель и патентообладатель Нижегородский государственный технический университет им. Р.Е. Алексеева. № 2019138242. Заявл. 07.11.2022; опубл. 27.02.2020. EDN: YVROUU.
19. Васильев В.В. Комплексный подход к управлению разгрузкой энергосистем // Электро. Электротехника, электроэнергетика, электротехническая промышленность. 2010. № 2. С. 14–20. EDN: MICGPL.
20. Ластовкин В.Д., Коваль В.Н., Думиков А.А. Адаптивная дополнительная автоматическая разгрузка с пуском по частоте // Энергетик. 2020. № 3. С. 3–8. EDN: RDVJVS.
21. Непша Ф.С., Глушкова А.И., Воробьева Д.Ю. К вопросу обеспечения правильной работы устройств автоматической частотной разгрузки в кузбасской энергосистеме // Известия высших учебных заведений. Проблемы энергетики. 2017. Т. 19. № 9–10. С. 77–84. EDN: YPSXUX.
22. Полякова О.Ю., Габдулин И.И., Паздерин А.В. Управление нагрузкой при выделении энергорайона с пороговой установкой на изолированную работу // Электроэнергетика глазами молодежи-2019: матер. юбилейной X Междунар. науч.-техн. конф. (г. Иркутск, 16–20 сентября 2019 г.). Иркутск: ИРНИТУ, 2019. Т. 1. С. 251–254. EDN: TLANYA.

References

1. Molodyuk V.V., Ilyushin P.V., Isamukhamedov Ya.Sh., Tyagunov M.G., Ivanovskiy D.A., Volny V.S. Overview of development trends and experience of using distributed energy resources in 2024. *Energetik*. 2025;6:59–62. (In Russ.). EDN: BXUSUV.
2. Fishov A.G., Osintsev A.A., Kakosha Yu.V., Odinabekov M.Z. Active power distribution networks with decentralized multi-agent control mode. Part 1. *Elektrichestvo*. 2022;10:14–24. (In Russ.). <https://doi.org/10.24160/0013-5380-2022-10-14-24>. EDN: HYXXZS.
3. Polyakova O.Y., Chusovitin P.V., Pazderin A.V. Operational features of combined-cycle power plants at large frequency excursions. *Power Technology and Engineering*. 2019;3:19–26. (In Russ.). EDN: QEALOF.
4. Ilushin P.V. The analysis of dispersed generation influence on power system automatics settings and function algorithms. *Energetik*. 2018;7:21–26. (In Russ.). EDN: LXBDUL.
5. Osak A.B., Panasetsky D.A., Buzina E.Ya. Consumer operation mode-wise intelligent emergency control. *Proceedings of Irkutsk State Technical University*. 2017;21:173–184. (In Russ.). <https://doi.org/10.21285/1814-3520-2017-9-173-184>. EDN: ZIVWHB.
6. Marchenko A.I., Fishov A.G. Automation outpacing fission in unit wiring diagram small generation of electrical networks. *Operativnoe upravlenie v elektroenergetike. Podgotovka personala i podderzhanie ego kvalifikacii*. 2017;5:8–18. (In Russ.).
7. Fishov A.G., Marchenko A.I., Denisov V.V., Murashkina I.S. The study of low capacity local power supply system parallel operation stability with the external power network. *Bulletin of the Russian Academy of Sciences. Energetics*. 2020;1:116–127. (In Russ.). <https://doi.org/10.31857/S0002331020010136>. EDN: RANQBS.
8. Berdin A.S., Kabanov D.A., Moiseichenkov A.N., Senyuk M.D. Determination of the rotation angular velocity and acceleration of the rotor of a synchronous generator in transient processes by measuring its electrical parameters. *STC of Unified Power System Proceedings*. 2023;1:51–58. (In Russ.). EDN: ZCYMEG.
9. Belsky I.O., Kupriyanov I.S., Lukyanov A.V. Research of angular velocity and magnetic field at defects development of asynchronous electric motors. *Systems. Methods. Technologies*. 2018;4:62–69. (In Russ.). <https://doi.org/10.18324/2077-5415-2018-4-62-69>. EDN: YTQRAT.
10. Gurikov O.V., Zelenin A.S., Sulchakova A.Yu. Construction of virtual sensors of synchronous machine operating parameters considering the influence of transient processes. *STC of Unified Power System Proceedings*. 2019;1:32–46. (In Russ.). EDN: RGKKTU.
11. Senyuk M.D., Pazderin A.V., Berdin A.S., Klassen V.V. Methods for estimating low-frequency oscillations in the power system. *Elektrichestvo*. 2024;8:4–14. (In Russ.). <https://doi.org/10.24160/0013-5380-2024-8-4-14>. EDN: BJJATG.

12. Berdin A.S., Dmitrieva A.A., Dmitriev S.A., Kabanov D.A., Senyuk M.D. Testing algorithms for determining dynamic phasor measurements of currents and voltages according to data from an electrodynamic model. *STC of Unified Power System Proceedings*. 2022;1:40-49. (In Russ.). EDN: TFKOPW.
13. Berdin A.S., Dmitrieva A.A., Kovalenko P.Y., Senyuk M.D. Defining the instantaneous parameters of the electric mode with an increased sampling rate. *STC of Unified Power System Proceedings*. 2020;1:137-146. (In Russ.). EDN: GRMGPO.
14. Odinabekov M.Z. Express limitation of frequency reduction and increase in low-power grids. In: *Science. Technologies. Innovations: collection of scientific papers of the 17th All-Russian Scientific Conference of Young Scientists*. 4–8 December 2023, Novosibirsk. Novosibirsk: Novosibirsk State Technical University; 2024, part 4, p. 77-81. (In Russ.). EDN: FABVMR.
15. Gorkayeva E.Yu., Deimundt A.C., Manapova N.M., Demyanenko A.V. The improvement of automatic frequency unloading algorithm using Smart Grid technologies. *Trudy universiteta*. 2023;4:428-434. (In Russ.). https://doi.org/10.52209/1609-1825_2023_4_428. EDN: FUGZLF.
16. Kulikov A.L., Iliushin P.V., Loskutov A.A., Sevostyanov A.A. Wald's sequential analysis to improve underfrequency load-shedding performance in case of abnormal power quality indicators. *Power Technology and Engineering*. (In Russ.). 2021;4:41-50. EDN: CDBPQI.
17. Berdin A.S., Lisitsyn A.A., Moiseichenkov A.N., Senyuk M.D. Development of the generation unit unloading in case of nearby fault algorithm based on phasor measurement units. *STC of Unified Power System Proceedings*. 2021;2:76-89. (In Russ.). EDN: CUKLHD.
18. Iliushin P.V., Kulikov A.L., Loskutov A.A. *Automatic voltage reduction limitation system in industrial power districts 6-220 kV with sources of distributed generation*. Patent RF, no. 2792334; 2020. (In Russ.). EDN: YVROUU.
19. Vasiliev V.V. Complex approach to energy system unloading management. *ELEKTRO. Elektrotehnika, elektroenergetika, elektrotekhnicheskaya promyshlennost'*. 2010;2:14-20. (In Russ.). EDN: MICGPL.
20. Lastovkin V.D., Koval V.N., Dumikov A.A. Adaptive additional automatic unloading by frequency. *Energetik*. 2020;3:3-8. (In Russ.). EDN: RDVJVS.
21. Nepsha F.S., Glushkova A.I., Vorobyeva D.Yu. To the question of providing the correct work of devices of automatic frequency discharge in the Kuzbas energy system. *Power Engineering: Research, Equipment, Technology*. 2017;19(9-10):77-84. (In Russ.). EDN: YPSXUX.
22. Polyakova O.Yu., Gabdulil I.I., Pazderin A.V. Load management when allocating an energy district with a combined-cycle gas plant for isolated operation. In: *Electric power industry through the eyes of youth-2019: Proceedings of the Anniversary 10th International Scientific and Technical Conference*. 16–20 September 2019, Irkutsk. Irkutsk: Irkutsk National Research Technical University; 2019, vol. 1, p. 251-254. (In Russ.). EDN: TLANYA.

ИНФОРМАЦИЯ ОБ АВТОРАХ

Одинабеков Мухаммаджон Завкибекович,
аспирант,
Новосибирский государственный
технический университет,
630073, Российская Федерация,
г. Новосибирск, пр. К. Маркса, 20
✉ odinabekov97@mail.ru

Фишов Александр Георгиевич,
доктор технических наук, профессор,
профессор кафедры автоматизированных
электроэнергетических систем,
Новосибирский государственный
технический университет,
630073, Российская Федерация,
г. Новосибирск, пр. К. Маркса, 20
fishov@corp.nstu.ru

Гуломзода Анвари Хикмат,
кандидат технических наук,
доцент кафедры автоматизированных
электроэнергетических систем,
Новосибирский государственный
технический университет,
630073, Российская Федерация,
г. Новосибирск, пр. К. Маркса, 20
anvar_4301@mail.ru
<https://orcid.org/0000-0002-4344-6462>

INFORMATION ABOUT THE AUTHORS

Mukhammadzhon Z. Odinabekov,
Postgraduate Student,
Novosibirsk State Technical University,
20, Prospekt K. Marksa, Novosibirsk 630073,
Russian Federation
✉ odinabekov97@mail.ru

Alexander G. Fishov,
Dr. Sci. (Eng.), Professor,
Professor of the Automated Electric
Power System Department,
Novosibirsk State Technical University,
20, Prospekt K. Marksa, Novosibirsk 630073,
Russian Federation
fishov@corp.nstu.ru

Anvari H. Ghulomzoda,
Cand. Sci. (Eng.),
Associate Professor of the Automated
Electric Power System Department,
Novosibirsk State Technical University,
20, Prospekt K. Marksa, Novosibirsk 630073,
Russian Federation
anvar_4301@mail.ru
<https://orcid.org/0000-0002-4344-6462>

Заявленный вклад авторов

Все авторы сделали эквивалентный вклад в подготовку публикации.

Authors' contribution

The authors contributed equally to this article.

Конфликт интересов

Фишов Александр Георгиевич является членом редакционной коллегии журнала «iPolytech Journal» с 2020 года, но не имеет отношения к решению опубликовать эту статью. Статья прошла принятую в журнале процедуру рецензирования. Об иных конфликтах авторы не заявляли..

Все авторы прочитали и одобрили окончательный вариант рукописи.

Conflict of interests

Alexander G. Fishov has been a member of the iPolytech Journal Editorial Board since 2020, but he was not involved in making decision about accepting the present article for publication. The article was subjected the Journal's review procedure. The authors do not report any other conflicts of interest.

The final manuscript has been read and approved by all the co-authors.

Информация о статье

Статья поступила в редакцию 29.10.2025 г.; одобрена после рецензирования 08.12.2025 г.; принята к публикации 27.12.25 г.

Information about the article

The article was submitted 29.10.2025; approved after reviewing 08.12.2025; accepted for publication 27.12.25.