

ИССЛЕДОВАНИЕ ХАРАКТЕРИСТИК МЕТОДА ЭКСПРЕСС-ОЦЕНКИ ПАРАМЕТРОВ ЭЛЕКТРИЧЕСКОГО РЕЖИМА В СТАЦИОНАРНЫХ И ДИНАМИЧЕСКИХ ПРОЦЕССАХ

На сегодняшний день в электроэнергетических системах наблюдается общая тенденция к цифровизации, изменению механизмов функционирования рынков электроэнергии и мощности и переход на низкоуглеродные возобновляемые источники энергии. Подобная трансформация энергосистем приведёт к снижению суммарной инерции, запасов устойчивости по межсистемным сечениям и увеличению нерегулярной составляющей перетоков активной мощности. Особенности энергосистем после завершения трансформации будут связаны с увеличением вероятности возникновения нерасчётных режимов и снижению корректности законов противоаварийного управления. Данные изменения потребуют коррекции методов работы традиционных систем противоаварийного управления в части быстроты действия пусковых органов. В результате повышается актуальность задачи противоаварийного управления режимами энергосистем в темпе протекания электромеханического переходного процесса. Подобное управление предъявляет высокие требования к быстроты действия и точности оценки параметров электрического режима. Работа посвящена исследованию характеристик и возможности применения метода экспресс-оценки параметров электрического режима в стационарных и динамических режимах изменения входного сигнала. Метод экспресс-оценки параметров электрического режима основан на аппроксимации сигнала на скользящих окнах с помощью многопараметрической модели, которая обладает высокой устойчивостью и надёжностью. В качестве исходных данных использованы смоделированные сигналы в *Matlab/Simulink*. Для численных экспериментов рассмотрена одномашинная модель тестовой энергосистемы, включающая модели синхронного генератора, паровой турбины, автоматического регулятора возбуждения сильного действия, регулятора скорости вращения турбины, линий электропередачи и шин бесконечной мощности. В результате экспериментов были получены приемлемые характеристики экспресс-метода оценки параметров электрического режима.

Ключевые слова: синхронизированные векторные измерения, полная ошибка определения вектора, математическое моделирование, цифровая обработка сигналов, электроэнергетическая система.

ВВЕДЕНИЕ

На сегодняшний день общий вектор развития электроэнергетических систем (ЭЭС) связан с цифровизацией отрасли, переходом к низкоуглеродным источникам энергии, изменением механизмов функционирования рынков электроэнергии и мощности, внедрением инструментов ценозависимого потребления, разработкой и внедрением интеллектуальных методов оценки технического состояния силового оборудования. Изменения в структуре и режимах работы ЭЭС направлены на повышение экономической эффективности, снижение выбросов отходов горения углеродосодержащего топлива, повышение наблюдаемости и управляемости. С другой стороны, изменения, происходящие в энергосистемах, могут иметь и отрицательное влияние. В табл. 1 приведён анализ современных направлений развития ЭЭС.

Современные направления развития ЭЭС приводят к снижению общей инерции и увеличению перетоков активной мощности по межсистемным сечениям, что приводит к увеличению вероятности возникновения нерасчётных режимов для противоаварийной автоматики (ПА). Кроме того, уменьшение суммарной инерции энергосистем приводит к увеличению скорости протекания переходных процессов и необходимости разработки ПА по способу «После» [1], а также к оценке и определению параметров электромеханической фазы переходного процесса с минимальными алгоритмическими задержками. На сего-

дняшний день существует ряд методов оценки параметров электрического режима (ПЭР), которые могут быть использованы в алгоритмах пусковых органов ПА. Алгоритмы оценки ПЭР отличаются по математическому ядру, точности, временным задержкам и сферами применения.

Для всех описанных направлений развития ЭЭС могут быть выделены особенности, которые приводят к необходимости развития методов оценки ПЭР.

Таблица 1
Анализ направлений развития ЭЭС

Направление	Цель	Особенности
Внедрение возобновляемых источников энергии (ВИЭ)	Снижение общего количества выбросов отходов горения углеродосодержащего топлива в атмосферу	Снижение суммарной инерции энергосистем, увеличение неопределённости режимов энергосистем
Внедрение ценозависимого потребления электроэнергии	Увеличение надёжности энергосистем	Увеличение неопределённости режимов энергосистем
Переход к планированию режимов с использованием системы мониторинга запасов устойчивости	Увеличение экономической эффективности работы энергосистем, снижение объёма «запертой» мощности	Снижение запасов устойчивости по межсистемным сечениям

ОБЩИЕ СВЕДЕНИЯ О синхронизированных
ВЕКТОРНЫХ ИЗМЕРЕНИЯХ

Первые работы по разработке устройств синхронизированных векторных измерений (УСВИ) были выполнены в политехническом университете Виргинии в 80-е годы XX века [2] при поддержке Правительства США и национального научного фонда США.

Активное развитие вычислительной техники в 1960-1980 годах в США привело к разработке и реализации алгоритмов цифровых защит энергосистем, в том числе дифференциальной защиты линий. Принципиально новым подходом в построении подобных защит было использование сигналов прямой, обратной и нулевой последовательностей токов и напряжений защищаемого участка. Одним из результатов разработки цифровых защит стал метод вычисления симметричных составляющих с помощью дискретного преобразования Фурье (ДПФ).

Следующей задачей на пути к первому промышленному УСВИ стало обеспечение синхронизации измерений на подстанциях, находящихся за несколько десятков километров друг от друга. Точная синхронизация измерений стала возможна с появлением системы глобального позиционирования (GPS). Хотя точность первых GPS была относительно невысокой, её было достаточно для построения первых образцов УСВИ.

В 1988 году был разработан первый промышленный прототип УСВИ. Последующие работы были направлены на разработку инфраструктурных решений хранения и обработки информации от УСВИ, теоретические подходы использования УСВИ, развитие методов оценки ПЭР. Одними из первых сфер применения УСВИ стали задачи оценивания состояния энергосистем и мониторинга режима энергосистем.

В настоящее время под синхронизированными векторными измерениями понимается совокупность векторных ПЭР (действующие значения и фазы токов и напряжений, значения частот, значение скорости изменения частоты), измеренных с заранее заданной дискретизацией по времени и уровню и определённой точностью, синхронизированных по времени с помощью системы глобального позиционирования [1].

На рис. 1 приведена иллюстрация, поясняющая принцип синхронизированных векторных измерений (СВИ).

С помощью системы глобального позиционирования (на рис. 1 – спутник) всем измерениям, полученным с помощью УСВИ, присваивается единая метка времени, т.е. происходит их синхронизация. УСВИ позволяют представить мгновенный сигнал тока или напряжения в векторном виде, т.е. выделить из первичного сигнала амплитуду и фазу, как показано на рис. 2.

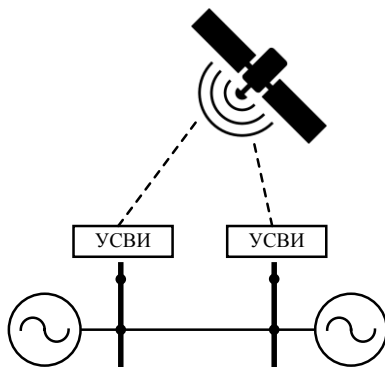


Рис. 1. Иллюстрация, поясняющая принцип СВИ

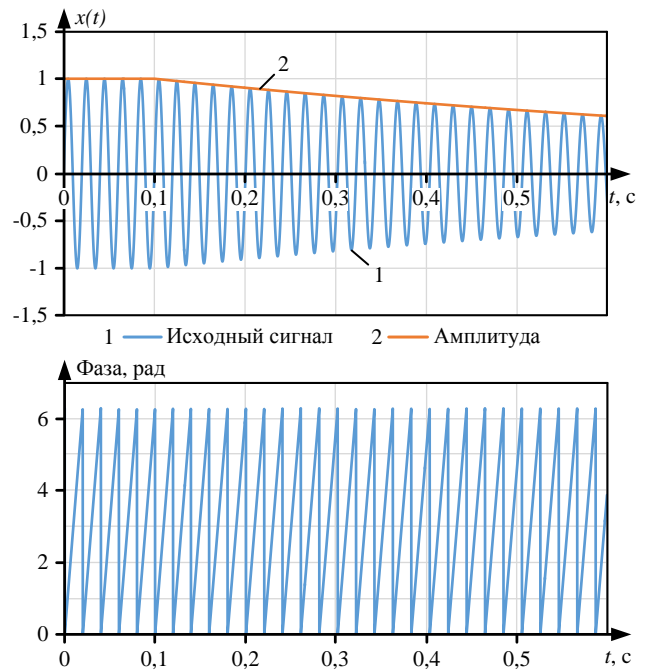


Рис. 2. Пример представления сигнала в векторном виде

Применение УСВИ позволяет решить ряд задач, недоступных для традиционных средств измерений [1]:

- определение сдвига по фазе между точками ЭЭС с установленными УСВИ;
- анализ низкочастотных колебаний (НЧК) групп синхронных генераторов (СГ);
- мониторинг запасов статической устойчивости ЭЭС;
- мониторинг технического состояния оборудования;
- мониторинг токов нагрузок элементов ЭЭС и уровней напряжений в контрольных пунктах;
- мониторинг корректности работы регуляторов автоматического возбуждения (АРВ) СГ;
- уточнение параметров математических моделей силового оборудования;
- противоаварийное и режимное управление ЭЭС.

Перед внедрением все УСВИ проходят аттестацию на заранее подготовленных тестовых сигналах с известными законами изменения и заданными допустимыми погрешностями оценки параметров сигналов. Для подобных испытаний используются цифровые системы моделирования в реальном времени [1], для которых используется заранее подготовленная математическая модель ЭЭС.

ОБЗОР МЕТОДОВ ОЦЕНКИ ПАРАМЕТРОВ
ЭЛЕКТРИЧЕСКОГО РЕЖИМА

На современном этапе развития энергосистем УСВИ [2] являются одним из основных инструментов для мониторинга, анализа и управления режимами как крупных энергообъединений, так и изолированных энергосистем [3]. УСВИ находят широкое применение в сетях высокого и сверхвысокого напряжения Китая (более 2500 УСВИ [4]), США (более 2000 УСВИ [5]), Российской Федерации (более 700 УСВИ)

и обеспечивают цифровую обработку мгновенных значений сигналов напряжений и токов, которая заключается в представлении сигнала в векторной форме (выделение амплитуды и фазы), определении частоты и её производной по времени.

Существующие алгоритмы оценки ПЭР в общем случае можно разделить на два типа: алгоритмы в частотной и временной области. Большинство алгоритмов оценки ПЭР в частотной области основаны на дискретном преобразовании Фурье (ДПФ) [6-13]. Основным недостатком алгоритмов, основанных на ДПФ, связан с невозможностью точной оценки ПЭР в динамических условиях, сопровождающихся модуляцией частоты и амплитуды сигнала, поэтому для динамических условий были разработаны алгоритмы динамической оценки [10] и интерполяционного динамического ДПФ [11].

Для алгоритмов оценки ПЭР во временной области используются метод взвешенных наименьших квадратов (МНК) и его вариации [14, 15], фильтр Калмана [16], рекурсивные алгоритмы [17], а также модель амплитудной и фазовой модуляции [18]. Данные методы основаны на статическом или динамическом представлении исходного сигнала. Для определения ПЭР был использован временно-частотный подход Вейвлет-преобразования [19].

Алгоритмы оценки ПЭР, основанные на ДПФ, применяются в промышленных УСВИ, вычислительная задержка которых превышает период промышленной частоты. Фильтр Калмана нашёл широкое применение для решения задачи оценивания состояния режима ЭЭС, однако ряд его недостатков делает его применение затруднительным для оценки ПЭР [20] в режиме реального времени.

В табл. 2 приведён перечень алгоритмов оценки ПЭР в зависимости от рассматриваемого процесса.

Несмотря на эффективность и распространённость приведённых методов оценки ПЭР, существует ряд проблем при их использовании: задержки рассмотренных алгоритмов обычно составляют от одного до нескольких периодов промышленной частоты, отсутствие отстройки от увеличения погрешности в момент возмущения, недостаточная адаптивность к режимам со значительным изменением частоты. Задачей работы является исследование характеристик и возможности применения метода экспресс-оценки параметров электрического режима в стационарных и динамических режимах изменения входного сигнала.

Таблица 2

Перечень алгоритмов оценки ПЭР

Область получения результатов оценки	Стационарный процесс	Динамический процесс
Частотная	ДПФ	Интерполяционное ДПФ
Временная	МНК, фильтр Калмана, рекурсивные алгоритмы, метод Прони	
Частотно-временная	Вейвлет-преобразование	

МЕТОД ЭКСПРЕСС-ОЦЕНКИ ПАРАМЕТРОВ ЭЛЕКТРИЧЕСКОГО РЕЖИМА

Разработанный метод экспресс-оценки ПЭР [21] основан на аппроксимации сигнала первыми членами ряда Фурье на скользящих окнах с помощью многопараметрической модели (МПП) [22]:

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

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

Для корректного вычисления амплитуд сигналов с аperiodической составляющей экспресс-метод оценки ПЭР позволяет определить аperiodическую составляющую сигнала с помощью вычисления коэффициента a_0 выражения (1). Использование многопараметрической модели позволяет найти коэффициенты аппроксимирующего полинома (1) с учётом вероятностного характера протекания процессов в ЭЭС [23], что позволяет увеличить надёжность разработанного метода при условии зашумлённости анализируемого сигнала. В условиях изменения частоты входного сигнала применяется адаптивная коррекция угловой базисной частоты в выражении (1). Алгоритм коррекции заключается в использовании прогнозного значения угловой частоты, которое получено путём аппроксимации полиномом второй степени вектора изменения угловых частот на предыдущих тактах расчёта.

По полученным коэффициентам выражения (1) значения амплитуды A и фазы сигнала φ определяются аналогично классическим методам разложения сигнала на ортогональные составляющие:

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

$$\varphi(t) = \arcsin \frac{a(t)}{\sqrt{a(t)^2 + b(t)^2}}. \quad (3)$$

Мгновенная частота сигнала определяется путём численного дифференцирования сигнала фазы на скользящих окнах с помощью аппроксимации полиномом второй степени.

Для точности оценки ПЭР при отсутствии эталонных (заданных) значений сигнала разработан комплексный подход анализа отклонения исходного сигнала от восстановленного по выражению

$$x_{rec}(t) = A(t)\sin(\varphi(t)), \quad (4)$$

где $x_{rec}(t)$ – значение восстановленного сигнала в момент времени t ; $A(t)$ – амплитуда сигнала в момент времени t ; $\varphi(t)$ – значение фазового угла в момент времени t .

Относительная ошибка (МЕ) восстановления сигнала вычисляется следующим образом:

$$ME = \frac{1}{N} \cdot \sum_{t=0}^N \frac{|x(t) - x_{rec}(t)|}{\max[x(t)]} \cdot 100\%, \quad (5)$$

где ME – средняя относительная ошибка восстановления сигнала; N – количество измерений; $x(t)$ – значение исходного сигнала в момент времени t ; $x_{rec}(t)$ – значение восстановленного сигнала в момент времени t .

ЧИСЛЕННЫЙ ЭКСПЕРИМЕНТ

В рамках численного эксперимента выполнено тестирование разработанного метода оценки ПЭР на сигналах, законы изменения которых приведены в стандарте [26], а также на сигнале переходного процесса, в *Matlab/Simulink* на одномашинной математической модели ЭЭС.

Точность оценки ПЭР согласно [24] определена с помощью вычисления общей ошибки вектора (TVE):

$$TVE = \sqrt{\frac{(X_r - x_r)^2 + (X_i - x_i)^2}{x_r^2 + x_i^2}} \cdot 100\%, \quad (6)$$

где X_r – действительная часть измеренного вектора; x_r – действительная часть истинного вектора; X_i – мнимая часть измеренного вектора; x_i – мнимая часть истинного вектора.

ОПИСАНИЕ ТЕСТОВОЙ СХЕМЫ

Для моделирования переходного процесса с произвольной траекторией изменения ПЭР использована одномашинная модель ЭЭС, реализованная в *Matlab/Simulink*. Тестовая модель включает паровую турбину, АРВ сильного действия, регулятор скорости вращения турбины. Используемая модель ЭЭС обладает некоторой избыточностью, направленной на дальнейшее развитие работы.

Топология модели представлена на рис. 3, а в табл. 3 приведены параметры модели. В качестве возмущения выбрано трёхфазное самоустраняющееся короткое замыкание (КЗ) длительностью 0,2 с. На рис. 3 красной стрелкой указано место возникновения КЗ.

В табл. 3 приняты следующие обозначения:

- σ – статизм регулятора частоты вращения турбины, %;
- T_g – постоянная времени регулятора, с;
- P_{CGMax} – максимальная мощность СГ относительно номинальной, %;
- P_{CGMin} – минимальная мощность СГ относительно номинальной, %;
- K_1, K_2, K_3 – составляющие механической мощности объемов высокого, среднего и низкого давления;
- T_1, T_2, T_3 – постоянная времени парового объема высокого давления, постоянная времени пароперегревателя, постоянная времени парораспределения и объема низкого давления, с.

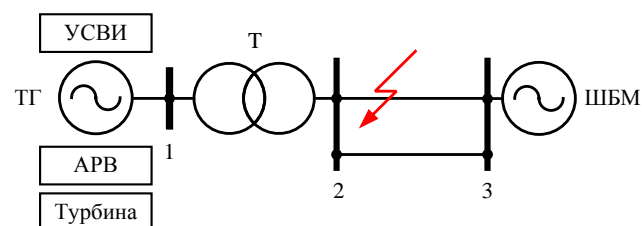


Рис. 3. Тестовая модель ЭЭС

Таблица 3

Параметры тестовой модели ЭЭС

Элемент	Параметры
Турбогенератор (ТГ)	$P_{ном} = 300$ МВт; $x_d = 610$ Ом; $x_d' = 186$ Ом; $x_d'' = 75$ Ом; $T_J = 4$ с
Турбина	$K_1 = 0,3$; $K_2 = 0,4$; $K_3 = 0,3$; $T_1 = 0,2$ с; $T_2 = 7,0$ с; $T_3 = 0,4$ с
Регулятор частоты вращения турбины	$\sigma = 4$ %; $T_g = 0,3$ с; $P_{CGMax} = 1,05$; $P_{CGMin} = 0,4$
Трансформатор (Т)	$x = 28,3$ Ом; $k_U = 11,5$ кВ / 330 кВ
Линии электропередачи (ЛЭП)	$r+jx = 2,75+j43,23$ Ом; $x_0 = 108,06$ Ом; $b = 444,3$ мСм
Шины бесконечной мощности (ШБМ)	$U = 330$ кВ

Далее приведены результаты тестирования экспресс-метода оценки параметров электрического режима согласно выбранным сценариям из стандарта [24].

СТАЦИОНАРНЫЙ ПРОЦЕСС

На рис. 4 приведены графики исходного сигнала и результаты расчёта TVE .

На рис. 4–6 приняты обозначения: *Window* – минимальное расчётное окно, TVE_{max} – максимально допустимое значение TVE .

В качестве сигнала стационарного процесса сформирован синусоидальный сигнал с частотами дискретизации от 1 до 60 кГц, с частотой колебаний 50 Гц. С использованием выражения (6) получены зависимости TVE от величины расчётного окна и частоты дискретизации исходного сигнала. Для статического процесса допустимое значение TVE соответствует 1% [24].

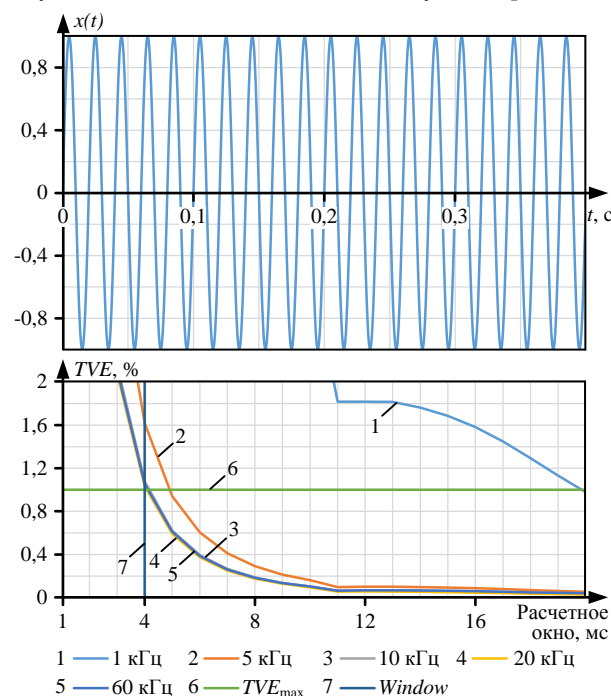


Рис. 4. Результаты расчёта, стационарный процесс

Для рассмотренного сигнала при всех частотах дискретизации требования стандарта [24] удовлетворены, начиная с величины расчётного окна 4 мс, при частоте дискретизации первичного сигнала выше 10 кГц практически отсутствует влияние на значение TVE .

ДИНАМИЧЕСКИЙ ПРОЦЕСС С МОДУЛЯЦИЕЙ АМПЛИТУДЫ

В качестве исходных данных рассмотрен набор синусоидальных сигналов с частотами дискретизации от 1 до 60 кГц, с заданным законом модуляции амплитуды при частоте модуляции 1,9 Гц.

$$x(t) = X_m [1 + 0,1 \cos(2f_m \pi t)] \cdot \cos[100\pi t], \quad (7)$$

где $x(t)$ – тестовый сигнал; $X_m = 57,73$; f_m – частота модуляции ($f_m = 1,9$ Гц).

Для динамического процесса допустимое значение TVE соответствует 3 % [24]. На рис. 5 приведены графики исходного сигнала и результаты расчёта TVE .

Для рассмотренного сигнала при всех частотах дискретизации требования стандарта [24] могут быть удовлетворены, начиная с величины расчётного окна 3 мс. Для рассмотренного теста, начиная с частоты дискретизации 10 кГц, практически отсутствует влияние на значение TVE .

ДИНАМИЧЕСКИЙ ПРОЦЕСС С ЛИНЕЙНЫМ ИЗМЕНЕНИЕМ ЧАСТОТЫ

В качестве исходных данных рассмотрен набор синусоидальных сигналов с частотами дискретизации от 1 до 60 кГц, с линейным изменением частоты от 46 до 52 Гц при скорости изменения частоты 1 Гц/с. С использованием выражения (6) получены зависимости TVE от величины расчётного окна и частоты дискретизации исходного сигнала.

Для динамического процесса допустимое значение TVE соответствует 1 % [24]. На рис. 6 приведены графики частоты исходного сигнала и результаты расчёта TVE .

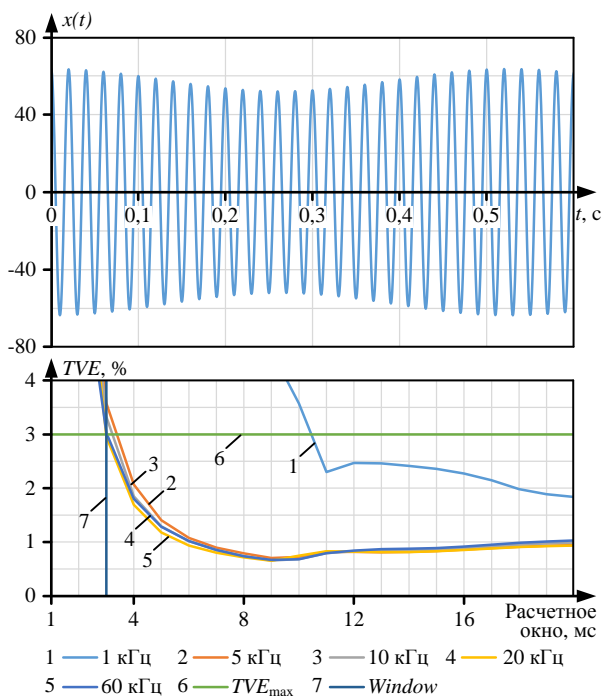


Рис. 5. Результаты расчёта, модуляция амплитуды

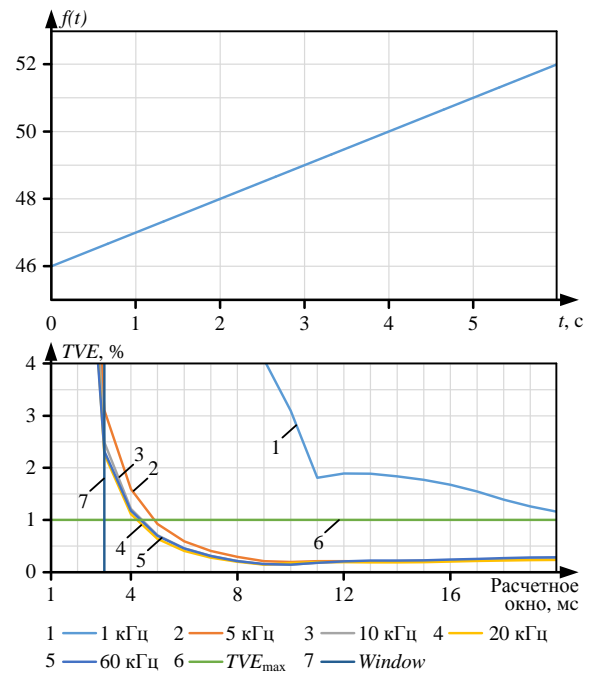


Рис. 6. Результаты расчёта, линейное изменение частоты

Для рассмотренного сигнала при всех частотах дискретизации требования стандарта [24] могут быть удовлетворены, начиная с величины расчётного окна 4 мс. Для рассмотренного теста, начиная с частоты дискретизации 10 кГц, практически отсутствует влияние на значение TVE .

ДИНАМИЧЕСКИЙ ПРОЦЕСС С НАЛИЧИЕМ АПЕРИОДИЧЕСКОЙ СОСТАВЛЯЮЩЕЙ

Для вычисления аperiodической составляющей рассмотрен сигнал с частотой дискретизации 10 кГц, приведённый на рис. 7. На рис. 8 изображены результаты вычисления аperiodической составляющей сигнала в зависимости от величины расчётного окна.

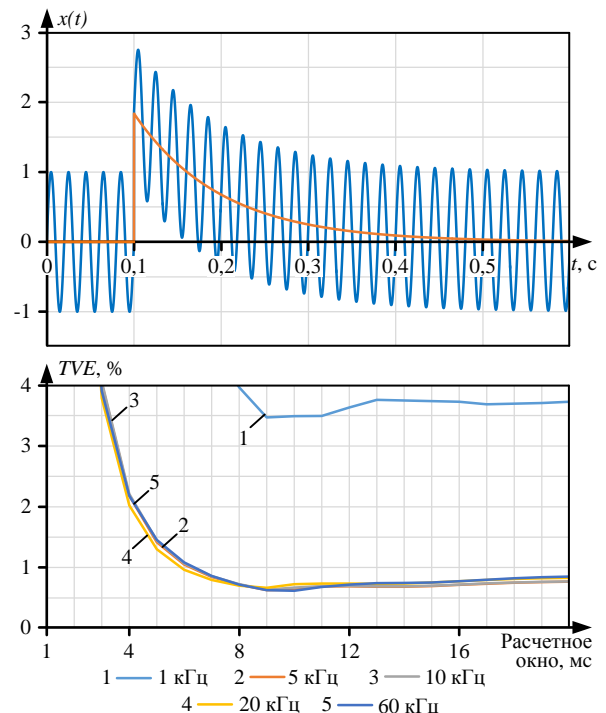


Рис. 7. Результаты расчёта, аperiodическая составляющая

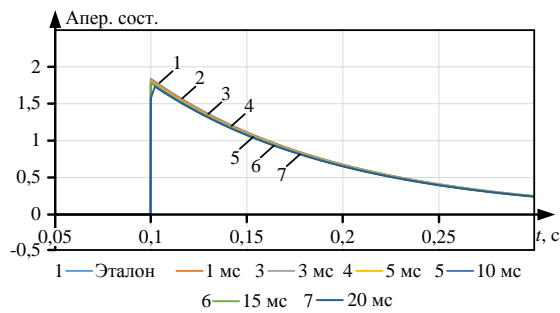


Рис. 8. Вычисленные значения аperiодической составляющей сигнала

Метод экспресс-оценки ПЭР позволяет определить аperiодическую составляющую с величиной расчётного окна от 1 мс, при ошибке менее 1%. Для рассмотренного сигнала приемлемая величина расчётного окна (10 мс) определялась по достижении установившегося значения TVE . В стандарте [24] отсутствует динамический тест при наличии аperiодической составляющей в рассматриваемом сигнале, поэтому на рис. 7 не показано TVE_{max} .

ДИНАМИЧЕСКИЙ ПРОЦЕСС В MATLAB/SIMULINK

Для моделирования сигнала переходного процесса была использована тестовая модель ЭЭС, схема которой приведена на рис. 3. Исходный сигнал переходного процесса и ME приведены на рис. 9. С использованием выражения (5) получены зависимости ME от величины расчётного окна и частоты дискретизации исходного сигнала для фрагмента сигнала после КЗ. Для рассмотренного сигнала значение ME устанавливается в пределах 1% при частотах дискретизации от 10 кГц и величине расчётного окна от 7 мс.

С целью проверки методики определения точности оценки ПЭР сопоставлены результаты вычисления TVE и ME исходного и восстановленного сигнала из опыта с динамическим сигналом при модуляции амплитуды. Результаты сопоставления TVE и ME , среднеквадратическое отклонение (СКО) и математическое ожидание (МО) разности исходного и восстановленного сигналов при величине расчётного окна 5 мс приведены на рис. 10.

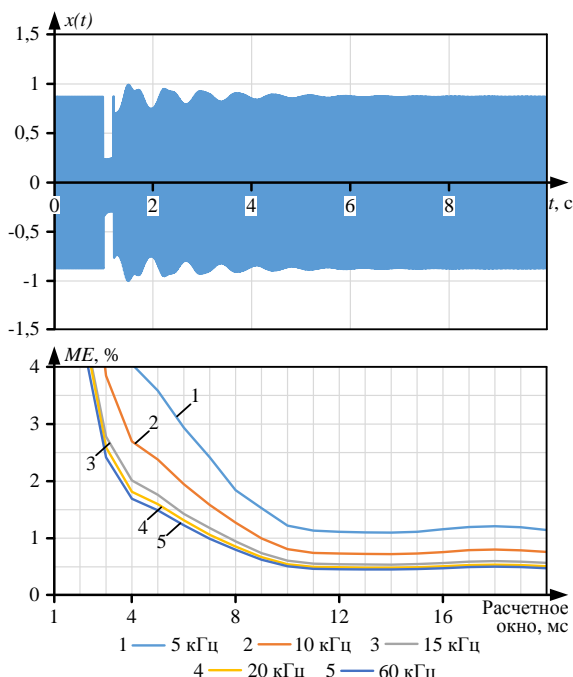


Рис. 9. Результаты расчёта, произвольный переходный процесс

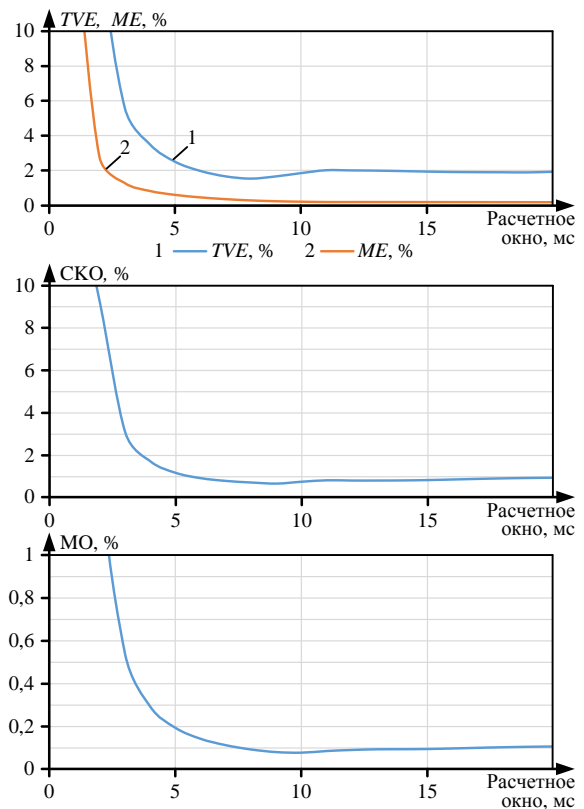


Рис. 10. Сравнение TVE и ME для расчётного окна 5 мс

Качественно значения TVE и ME , полученные для стационарного сигнала, являются схожими в части установления практически неизменных значений TVE и ME . Аналогичные результаты могут быть получены для сигналов динамических процессов.

ЗАКЛЮЧЕНИЕ

В работе приведено исследование характеристик метода экспресс-оценки параметров электрического режима на смоделированных в *Matlab/Simulink* данных.

Метод экспресс-оценки параметров электрического режима позволяет оценить параметры динамического процесса с вычислительными задержками от 3 до 5 мс, при частоте первичных измерений от 10 кГц и более. В работе показана эффективность предложенной методики анализа точности оценки ПЭР для сигналов с неизвестными эталонными параметрами изменения через вычисление ME разности исходного сигнала и восстановленного по выражению (4). Метод экспресс-оценки ПЭР может быть использован для вычисления аperiодической составляющей сигнала. Для смоделированного сигнала предложенный метод позволяет определить аperiодическую составляющую с величиной расчётного окна от 1 мс при ошибке менее 1%. Разработанный метод оценки ПЭР может быть использован в алгоритмах пусковых органов ПА, системах диагностики технического состояния синхронных машин, регистраторах динамических переходных процессов. Дальнейшие исследования будут направлены на апробацию метода экспресс-оценки параметров электрического режима на физических данных на электродинамической модели.

Авторы выражают благодарность доктору технических наук, профессору Бердину Александру Сергеевичу за научное консультирование и участие в обсуждениях.

СПИСОК ЛИТЕРАТУРЫ

1. Pavella M., Ernst D., Ruiz-Vega D. Transient stability of power systems: a unified approach to assessment and control. Springer Science & Business Media, 2012. 254 p.
2. Phadke A.G. Synchronized phasor measurements-a historical overview // IEEE/PES Transmission and Distribution Conference and Exhibition. IEEE, 2002. Pp. 476-479. doi: 10.1109/TDC.2002.1178427
3. Phadke A.G., T. Bi. Phasor measurement units, WAMS, and their applications in protection and control of power systems // Journal of Modern Power Systems and Clean Energy. 2018. Vol. 6. Pp. 619-629. doi: 10.1007/s40565-018-0423-3
4. Advancing China's smart grid: Phasor measurement units in a wide-area management system / C. Lu, B. Shi, X. Wu, H. Sun // IEEE Power Energy Magazine. 2015. No. 5. Pp. 60-71. doi: 10.1109/MPE.2015.2432372
5. A fast and accurate PMU algorithm for P+M class measurement of synchrophasor and frequency / P. Castello, J. Liu, C. Muscas, P. A. Pegoraro, F. Ponci, A. Monti // IEEE Transactions on Instrumentation and Measurement. 2014. No. 12. Pp. 2837-2845. doi: 10.1109/TIM.2014.2323137
6. Macii D., Petri D., Zorat A. Accuracy analysis and enhancement of DFT-based synchrophasor estimators in off-nominal conditions // IEEE Transactions on Instrumentation and Measurement. 2012. Vol. 61. Pp. 2653-2664. doi: 10.1109/TIM.2012.2199197
7. Belega D., Petri D. Accuracy analysis of the multicycle synchrophasor estimator provided by the interpolated DFT algorithm // IEEE Transactions on Instrumentation and Measurement. 2013. Vol. 62. Pp. 942-953. doi: 10.1109/TIM.2012.2236777
8. Romano P., Paolone M. Enhanced interpolated-DFT for synchrophasor estimation in FPGAs: Theory, implementation, and validation of a PMU prototype // IEEE Transactions on Instrumentation and Measurement. 2014. Vol. 63. Pp. 2824-2836. doi: 10.1109/TIM.2014.2321463
9. Premerlani W., Kasztenny B., Adamiak M. Development and implementation of a synchrophasor estimator capable of measurements under dynamic conditions // IEEE Transactions on Power Delivery. 2008. Vol. 23. Pp. 109-123. doi: 10.1109/TPWRD.2007.910982
10. A dynamic synchrophasor estimation algorithm for online application / R.K. Mai, Z.Y. He, L. Fu, B. Kirby, Z.Q. Bo // IEEE Transactions on Power Delivery. 2010. Vol. 25(2). Pp. 570-578. doi: 10.1109/TPWRD.2009.2034293
11. Petri D., Fontanelli D., Macii D. A frequency-domain algorithm for dynamic synchrophasor and frequency estimation // IEEE Transactions on Instrumentation and Measurement. 2014. Vol. 63(10). Pp. 2330-2340. doi: 10.1109/TIM.2014.2308996
12. Dynamic single-phase synchronized phase and frequency estimation at the distribution level / L. Zhan, Y. Liu, J. Culliss, J. Zhao, Y. Liu // IEEE Transactions on Smart Grid. 2015. Vol. 6(4). Pp. 2013-2022. doi: 10.1109/TSG.2015.2400973
13. Zhan L., Liu Y., Liu Y. A Clarke transformation-based DFT phasor and frequency algorithm for wide frequency range // IEEE Transactions on Smart Grid. 2018. Vol. 9. Pp. 67-77. doi: 10.1109/TSG.2016.2544947
14. J.A. de la O Serna Dynamic phasor estimates for power system oscillations // IEEE Transactions on Instrumentation and Measurement. 2007. Vol. 56(5). Pp. 1648-1657. doi: 10.1109/TIM.2007.904546
15. Platas-Garza M.A., Platas-Garza J., J.A. de la O Serna. Dynamic phasor and frequency estimates through maximally flat differentiators // IEEE Transactions on Instrumentation and Measurement. 2010. Vol. 59(7). Pp. 1803-1811. doi: 10.1109/TIM.2009.2030921
16. Huang C., Xie X., Jiang H. Dynamic phasor estimation through DSTKF under transient conditions // IEEE Transactions on Instrumentation and Measurement. 2017. Vol. 66(11). Pp. 2929-2936. doi: 10.1109/TIM.2017.2713018
17. Sadinezhad I., Agelidis V.G. Real-time power system phasors and harmonics estimation using a new decoupled recursive-least-squares technique for DSP implementation // IEEE Transactions on Industrial Electronics. 2013. Vol. 60(6). Pp. 2295-2308. doi: 10.1109/TIE.2012.2192895
18. Vejdan S., Sanaye-Pasand M., Malik O.P. Accurate dynamic phasor estimation based on the signal model under off-nominal frequency and oscillations // IEEE Transactions on Smart Grid. 2017. Vol. 8(2). Pp. 708-719. doi: 10.1109/TSG.2015.2503742
19. Chauhan K., Reddy M.V., Sodhi R. A novel distribution-level phasor estimation algorithm using empirical wavelet transform // IEEE Transactions on Industrial Electronics. 2018. Vol. 65(10). Pp. 7984-7995. doi: 10.1109/TIE.2018.2801837.
20. Jin T., Zhang W. A novel interpolated DFT synchrophasor estimation algorithm with an optimized combined cosine self-convolution window // IEEE Transactions on Instrumentation and Measurement. 2021. Vol. 70. Pp. 1-10. doi: 10.1109/TIM.2020.3033073
21. Kovalenko P.Y., Senyuk M.D., Dmitrieva A.A. Determination of the instantaneous electrical operating parameters with an increased sampling rate // International Conference on Electrotechnical Complexes and Systems. IEEE, 2020. Pp. 1-4. doi: 10.1109/ICOECS50468.2020.9278482
22. Бердин А.С., Крючков П.А. Формирование параметров модели ЭЭС для управления электрическими режимами. Екатеринбург: УГТУ, 2000. 107 с.
23. Бердин А.С., Близнюк Д.И., Романов И.Б. Определение результирующих характеристик нагрузки энергорайонов для выполнения расчетов электромеханических переходных процессов // Известия НТЦ Единой энергетической системы. 2016. № 1(74). С. 35.
24. IEEE Std C37.118. IEEE Standard for Synchrophasor Measurements for Power Systems. 2011. Pp. 1-61. doi: 10.1109/IEEESTD.2011.6111219

Поступила в редакцию 13 сентября 2021 г.

INFORMATION IN ENGLISH

CHARACTERISTICS OF QUICK ESTIMATION METHOD FOR ELECTRIC MODE IN STATIONARY AND DYNAMIC PROCESSES

Mikhail D. Senyuk

Postgraduate Student, Department of Automated Electrical Systems, Ural Federal University named after the first President of Russia B.N. Yeltsin, Yekaterinburg, Russia, mdsenuk@gmail.com, <https://orcid.org/0000-0002-5589-7922>

Anna A. Dmitrieva

Postgraduate Student, Department of Automated Electrical Systems, Ural Federal University named after the first President of Russia B.N. Yeltsin, Yekaterinburg, Russia, anyaprox@gmail.com.

Stepan A. Dmitriev

Ph.D. (Engineering), Associate Professor, Department of Automated Electrical Systems, Ural Federal University named after the first President of Russia B.N. Yeltsin, Yekaterinburg, Russia, dmstepan@gmail.com, <https://orcid.org/0000-0001-8781-2383>

At present, there is a general trend towards digitalization in electric power systems, a change in the principles of electricity and capacity market mechanisms and increasing penetration of low-carbon renewable energy sources. Such a transformation of power systems will lead to a decrease in the total inertia, stability margins and an increase in the irregular component of active power flows. Features of power systems after the transformation completion will be associated with an increase in the likelihood of the occurrence of non-design modes and a decrease of the emergency control laws correctness. These changes will require correction in traditional emergency control operation principle in terms of the fault detector speed. As a result, the importance of power system emergency control problem during the electromechanical transient process is increasing. Such an emergency control principle has a high requirement for the speed and accuracy of electric mode parameter estimation. The work is devoted to the study of electrical mode parameters express-estimation characteristics and the possibility of its applying in stationary conditions and the dynamic change of the input signal. The method of electrical mode parameters express-estimation is based on the signal approximation using a multi-parameter model, which is highly stable and reliable. The mathematically modeled signals in Matlab/Simulink were used as the initial data. A single-machine model of a test power system was used for the case study, taking into account the models of a synchronous generator, a steam turbine, an automatic voltage regulator, a turbine speed regulator, power lines and infinite bus. Because of the experiments, acceptable characteristics of express-method of electric mode parameters evaluation were obtained.

Keywords: phasor measurement unit, total vector error, mathematical modeling, digital signal processing, electrical power system.

REFERENCES

1. Pavella M., Ernst D., Ruiz-Vega D. Transient stability of power systems: a unified approach to assessment and control. Springer Science & Business Media, 2012. 254 p.
2. Phadke A.G. Synchronized phasor measurements—a historical overview. IEEE/PES Transmission and Distribution Conference and Exhibition. IEEE. 2002, pp. 476–479. doi: 10.1109/TDC.2002.1178427
3. Phadke A.G., Bi T. Phasor measurement units, WAMS, and their applications in protection and control of power systems. Journal of Modern Power Systems and Clean Energy. 2018, vol. 6, pp. 619–629. doi: 10.1007/s40565-018-0423-3
4. Lu C., Shi B., Wu X., Sun H. Advancing China's smart grid: Phasor measurement units in a wide-area management system. IEEE Power Energy Magazine. 2015, no. 5, pp. 60–71. doi: 10.1109/MPE.2015.2432372
5. Castello P., Liu J., Muscas C., Pegoraro P.A., Ponci F. A. Monti A Fast and Accurate PMU Algorithm for P+M Class Measurement of Synchrophasor and Frequency. IEEE Transactions on Instrumentation and Measurement. 2014, no. 12, pp. 2837–2845. doi: 10.1109/TIM.2014.2323137
6. Macii D., Petri D., Zorat A. Accuracy analysis and enhancement of DFT-based synchrophasor estimators in off-nominal conditions. IEEE Transactions on Instrumentation and Measurement. 2012, vol. 61, pp. 2653–2664. doi: 10.1109/TIM.2012.2199197
7. Belega D., Petri D. Accuracy analysis of the multicycle synchrophasor estimator provided by the interpolated DFT algorithm. IEEE Transactions on Instrumentation and Measurement. 2013, vol. 62, pp. 942–953. doi: 10.1109/TIM.2012.2236777
8. Romano P., Paolone M. Enhanced interpolated-DFT for synchrophasor estimation in FPGAs: Theory, implementation, and validation of a PMU prototype. IEEE Transactions on Instrumentation and Measurement. 2014, vol. 63, pp. 2824–2836. doi: 10.1109/TIM.2014.2321463
9. Premerlani W., Kasztenny B., Adamiak M. Development and implementation of a synchrophasor estimator capable of measurements under dynamic conditions. IEEE Transactions on Power Delivery. 2008, vol. 23, pp. 109–123. doi: 10.1109/TPWRD.2007.910982
10. Mai R.K., He Z.Y., Fu L., Kirby B., Bo Z.Q. A dynamic synchrophasor estimation algorithm for online application. IEEE Transactions on Power Delivery. 2010, vol. 25, pp. 570–578. doi: 10.1109/TPWRD.2009.2034293
11. Petri D., Fontanelli D., Macii D. A frequency-domain algorithm for dynamic synchrophasor and frequency estimation. IEEE Transactions on Instrumentation and Measurement. 2014, vol. 63, pp. 2330–2340. doi: 10.1109/TIM.2014.2308996
12. Zhan L., Liu Y., Culliss J., Zhao J., Liu Y. Dynamic single-phase synchronized phase and frequency estimation at the distribution level. IEEE Transactions on Smart Grid. 2015, vol. 6, pp. 2013–2022. doi: 10.1109/TSG.2015.2400973
13. Zhan L., Liu Y., Liu Y. A Clarke transformation-based DFT phasor and frequency algorithm for wide frequency range. IEEE Transactions on Smart Grid. 2018, vol. 8, pp. 67–77. doi: 10.1109/TSG.2016.2544947
14. De la O Serna J.A. Dynamic phasor estimates for power system oscillations. IEEE Transactions on Instrumentation and Measurement. 2007, vol. 56, pp. 1648–1657. doi: 10.1109/TIM.2007.904546
15. Platas-Garza M.A., Platas-Garza J., De la O Serna J.A. Dynamic phasor and frequency estimates through maximally flat differentiators. IEEE Transactions on Instrumentation and Measurement. 2010, vol. 59, pp. 1803–1811. doi: 10.1109/TIM.2009.2030921
16. Huang C., Xie X., Jiang H. Dynamic phasor estimation through DSTKF under transient conditions. IEEE Transactions on Instrumentation and Measurement. 2017, vol. 66, pp. 2929–2936. doi: 10.1109/TIM.2017.2713018
17. Sadinezhad I., Agelidis V.G. Real-time power system phasors and harmonics estimation using a new decoupled recursive-least-squares technique for DSP implementation. IEEE Transactions on Industrial Electronics. 2013, vol. 60, pp. 2295–2308. doi: 10.1109/TIE.2012.2192895
18. Vejdan S., Sanaye-Pasand M., Malik O.P. Malik. Accurate dynamic phasor estimation based on the signal model under off-nominal frequency and oscillations. IEEE Transactions on Smart Grid. 2017, vol. 8, pp. 708–719. doi: 10.1109/TSG.2015.2503742
19. Chauhan K., Reddy M.V., Sodhi R. A novel distribution-level phasor estimation algorithm using empirical wavelet transform. IEEE Transactions on Industrial Electronics. 2018, vol. 65, pp. 7984–7995. doi: 10.1109/TIE.2018.2801837
20. Jin T., Zhang W. A Novel Interpolated DFT Synchrophasor Estimation Algorithm With an Optimized Combined Cosine Self-Convolution Window. IEEE Transactions on Instru-

- mentation and Measurement. 2021, vol. 70, pp. 1-10. doi: 10.1109/TIM.2020.3033073
 21. Kovalenko P.Y., Senyuk M.D., Dmitrieva A.A. Determination of The Instantaneous Electrical Operating Parameters With an Increased Sampling Rate/ 2020 International Conference on Electrotechnical Complexes and Systems. IEEE. 2020, pp. 1-4. doi: 10.1109/ICOECS50468.2020.9278482
 22. Berdin A. S., Kryuchkov P. A. *Formirovanie parametrov modeli EES dlya upravleniya elektricheskimi rezhimami* [Formation of electrical power system model parameters for electric mode control]. Ekaterinburg, UGTU Publ., 2000. 107 p. (in Russian)
 23. Berdin A. S., Bliznyuk D. I., Romanov I. B. Calculation of resultant load characteristics for power districts to calculate electrical and mechanical transient processes. *Izvestiya NTTS Edinoy energeticheskoy sistemy* [STC of Unified Power System Proceedings], 2016, no. 1, 35 p. (in Russian)
 24. IEEE Standard for Synchrophasor Measurements for Power Systems. IEEE Std C37.118, 2011, pp. 1-61. doi: 10.1109/IEEESTD.2011.6111219
-
- Сенюк М.Д., Дмитриева А.А., Дмитриев С.А. Исследование характеристик метода экспресс-оценки параметров электрического режима в стационарных и динамических процессах // Электротехнические системы и комплексы. 2021. № 4(53). С. 4-12. [https://doi.org/10.18503/2311-8318-2021-4\(53\)-4-12](https://doi.org/10.18503/2311-8318-2021-4(53)-4-12)
- Senyuk M.D., Dmitrieva A.A., Dmitriev S.A. Characteristics of Quick Estimation Method for Electric Mode in Stationary and Dynamic Processes. *Elektrotekhnicheskie sistemy i komplekсы* [Electrotechnical Systems and Complexes], 2021, no. 4(53), pp. 4-12. (In Russian). [https://doi.org/10.18503/2311-8318-2021-4\(53\)-4-12](https://doi.org/10.18503/2311-8318-2021-4(53)-4-12)
-