

* * *

Тестовые испытания устройств синхронизированных измерений векторных величин энергосистем

БАЛАБИН М.А., ГЁРНЕР К., НАУМКИН И.Е., РЕТАНЦ К.

Рассматриваются процедуры тестирования устройств синхронизированных векторных измерений в электроэнергетических системах (PMU). Показано, что в условиях протекания переходных процессов в энергосистемах измеренные разными PMU параметры могут существенно отличаться друг от друга и не отражать объективную картину этих процессов.

Ключевые слова: энергосистема, переходные процессы, тестирование, синхронизированные векторные измерения

Системы управления большими энергообъединениями (Wide-Area Control System – WACS) и защиты (Wide Area Protection System – WAPS) в развитии интеллектуальных электрических сетей будут занимать одно из определяющих мест. Основой в WACS/WAPS-технологиях являются устройства синхронизированных измерений векторных величин (PMU – Phasor Measurement Unit), позволяющие проводить синхронизированные измерения основных параметров трехфазной электрической сети по первой гармонике и передавать измеренные параметры на концентратор данных (Phasor

Procedures for testing the devices used to carry out synchronized measurements of phasors (phasor measurement units, PMUs) in electric power systems are considered. It is shown that the parameters measured by different PMUs during transients in power systems may differ considerably from each other and inadequately reflect the real picture of these transients.

Key words: power system, transients, testing, synchronized phasor measurements

Data Concentrator – PDC). Устройство PMU подключается непосредственно к измерительным цепям трансформаторов тока и напряжения, а также к источнику сигнала точного времени, от которого осуществляется синхронизация времени PMU. В качестве источника сигнала точного времени используется спутниковая навигационная система GPS или ГЛОНАСС.

Применяются PMU в системах мониторинга режима больших энергообъединений (Wide-Area Measurement System – WAMS); в России используется термин «Система мониторинга переходных ре-

жимов» (СМПП), которая является мощным инструментом изучения в реальном времени динамических характеристик электроэнергетических систем (ЭЭС) [1]. В практике эксплуатации зарубежных и российских ЭЭС WAMS-технологии уже успешно реализуются. Коммуникационные сети для систем мониторинга строятся по иерархической системе PMU – PDC-Server, которая полностью удовлетворяет целям СМПП.

Развитие WACS/WAPS-технологий находится на начальной стадии. Имеется множество проблем, связанных с тем, что при применении WACS/WAPS-технологий приходится иметь дело с нестационарными процессами, вследствие чего многие понятия и алгоритмы, разработанные для установившихся режимов, требуют переосмысления.

Процедуры калибровки и тестирования устройств синхронизированных векторных измерений, необходимые для получения высокой точности измерений в соответствии с требованиями и текущими стандартами, разрабатывались одновременно с разработкой самих устройств PMU. В 1995 г. в первом стандарте для PMU [2] были определены протоколы передачи данных и основные требования к измерениям. Благодаря этому результаты векторных измерений PMU от различных коммерческих производителей могли сравниваться друг с другом [3].

С введением текущего стандарта IEEE [4] возможные отклонения параметров входного сигнала были классифицированы и было указано допустимое значение ошибки. Эта ошибка называется суммарной векторной ошибкой (Total Vector Error – TVE), равной векторной разности вычисленного вектора и истинного значения вектора (в %). Однако такое сравнение изначально было определено для установившегося режима. В нестационарных условиях показания PMU могли не отображать реальное состояние ЭЭС. Так например, в [5] при анализе аварийного процесса по показаниям PMU указывалось, что «PMU некоторых типов плохо защищены от аномальных входных воздействий и паразитных осцилляций».

Тестирование PMU включает:
испытания функциональности;
испытания в условиях стационарного сигнала;
исследование динамических характеристик PMU.

Испытания функциональности согласно [4] включают проверку поддержки устройствами PMU всех типов кадров: конфигурации, данных, команд и правильной структуры кадров (в том числе наличие в кадрах данных набора флагов-индикаторов).

Тестирование в условиях стационарного сигнала PMU также обусловлено требованиями стандарта, поэтому является обязательным для разработчиков PMU. Существует руководство по проведению стандартных тестовых испытаний [6].

Испытания PMU в условиях нестационарного сигнала стандартом [4] не регламентируются, и в настоящее время рабочей группой N11 Power System Relaying Committee of the IEEE Power Engineering Society проводится разработка изменений стандарта [4], включающих нестационарные сигналы. Эта тема является в последнее десятилетие предметом обсуждения в публикациях и докладах международных конференций. В статье рассматривается разработка процедур тестирования PMU также в условиях переходных процессов ЭЭС.

Принципы тестирования динамических характеристик PMU. Переходные процессы в энергосистемах могут быть вызваны различными причинами. По признаку временного масштаба переходные процессы делятся следующим образом.

1. Тепловые процессы в паровых котлах (вызываются изменениями режимов работы ЭЭС).

2. Электромеханические процессы (вызываются вынужденными составляющими переходного процесса в электроэнергетической системе от воздействия генераторов и переменной нагрузки).

3. Электромагнитные процессы (вызываются наложением на вынужденные составляющие свободных составляющих переходного процесса в электроэнергетической системе, обусловленных её собственными колебательными свойствами):

1) коммутационные переходные электромагнитные процессы (возникают сразу после коммутаций в ЭЭС и могут продолжаться до срабатывания устройств защиты или схемно-режимных изменений, в частности условий резонанса или переходного резонанса);

2) высокочастотные электромагнитные переходные процессы (возникают на оборудовании подстанций после прямых ударов молний и индуцированных ими напряжений, а также при работе разъединителей [7]).

Процессы, указанные в п. 1, длятся в течение минут и в настоящее время не представляют для PMU никаких трудностей, поскольку сигналы, генерируемые этой группой переходных процессов, являются установившимися для PMU. Процессы, указанные в п. 3.2), длятся значительно меньше одного периода промышленной частоты и не могут быть сколь-нибудь адекватно выражены в векторном представлении. Эти процессы слишком быстры для PMU, и соответствующие им сигналы со-

стоят из высокочастотных компонент, которые должны просто отфильтровываться в РМУ.

Электромеханические переходные процессы (п. 2) – это процессы, для регистрации которых в принципе и были созданы устройства РМУ. Они хорошо описываются векторным (фазорным) представлением, хотя, строго говоря, концепция фазора¹ является однозначно определённой только для стационарных сигналов.

Электромагнитные переходные процессы могут породить сигналы широкого спектра:

относительно высокочастотные (от сотен Гц до 3 кГц и выше),

порядка промышленной частоты,

нулевой частоты (затухающая апериодическая составляющая).

Перед РМУ стоит задача их идентификации и при необходимости – фильтрации или применения для целей защиты (WAPS).

Таким образом, тестовые сигналы для определения динамических свойств РМУ могут быть разделены на две группы. Сигналы первой группы соответствуют электромеханическим переходным процессам и должны использоваться для оценки точности измерений. В этом случае измерения РМУ должны иметь *допустимые* погрешности и не содержать искажений.

Сигналы второй группы соответствуют электромагнитным переходным процессам и должны использоваться для оценки *корректности* измерений. Тестовые сигналы из данной группы необходимы для того, чтобы определить, насколько хорошо электромагнитные переходные процессы идентифицируются РМУ, и опять же для проверки, не приводят ли они к появлению в измерениях каких-либо искажений.

Поскольку алгоритмы цифровой обработки сигналов, используемые в РМУ, зачастую действительно приводят к появлению непрогнозируемых искажений, то полезно также измерить, насколько быстро РМУ восстанавливает нормальный процесс измерений.

Существует несколько способов формирования тестового сигнала:

на основе использования записанных осциллограмм реальных переходных процессов в энергосистеме;

на основе формирования сигнала с помощью комбинации математических функций;

на основе компьютерного моделирования переходных процессов в ЭЭС.

Испытание РМУ с использованием записанных осциллограмм реальных переходных процессов по определению являются способом, максимально приближенным к реальным условиям работы устройства. Однако набор таких осциллограмм ограничен, они могут содержать значительные искажения, связанные с процессом записи сигнала. Результаты, полученные с помощью таких испытаний, трудно интерпретировать из-за комплексного характера реальных переходных процессов.

Преимуществом сформированных на основе математических функций искусственных сигналов является лёгкость формулирования задач тестирования и интерпретации результатов. Эти сигналы могут иметь аналитически определяемые частотные спектры и практически не требуют места для хранения. Такие сигналы могут формироваться с использованием специальных генераторов сигналов. Набор искусственных сигналов должен включать следующие компоненты. Во-первых, ступенчатые изменения во времени амплитуды и фазного угла системы, имитирующие поведение энергосистем при различных видах коммутаций. Во-вторых, сигналы, модулированные по амплитуде и фазе. Качания амплитуды, как правило, сопровождаются качаниями фазы, при этом качания амплитуды и фазного угла возможны в противофазе. В-третьих, РМУ следует тестировать с изменяющейся частотой сигнала. Хотя резкие скачки частоты не характерны для энергосистем, однако тестовые испытания со ступенчатыми изменениями частоты проводятся для проверки корректности работы алгоритмов. Более реальным является тест с линейно изменяющейся частотой.

Наиболее перспективным методом создания тестовых сигналов выглядит компьютерное моделирование энергосистем с использованием специализированного программного обеспечения [8]. Сигналы, полученные компьютерным моделированием, хорошо имитируют сигналы в реальных электроэнергетических системах и могут быть сгенерированы в любых вариациях и количествах. Кроме того, программное обеспечение для моделирования переходных процессов в ЭЭС может вычислять исходные сигналы в виде векторных напряжений и токов. Поэтому точность измерений РМУ может быть проверена прямым сравнением фазовых исходного сигнала и измеряемых устройств.

Тесты, основанные на моделировании переходных процессов в энергосистемах, должны включать

¹ Phasor – название в англоязычной литературе *векторной* величины *напряжения или тока* промышленной частоты в полярных координатах. Для GPS-синхронизированной величины употребляется слово *synchrophasor* (синхровектор). Далее для краткости фазором будем называть *синхронизированную* векторную величину (напряжение или ток) промышленной частоты в полярных координатах.

наиболее распространённые возмущения. Самыми распространёнными возмущениями можно считать короткие замыкания и включение/отключение линий электропередачи. В качестве наиболее типичных переходных процессов могут рассматриваться процессы успешного и неуспешного АПВ. При таких коммутациях вслед за электромагнитными переходными процессами могут развиваться электро-механические переходные процессы, при этом могут наблюдаться и затухающие колебания роторов генераторов, и асинхронный ход.

Результаты тестов необходимы как для конструкторов устройств PMU, так и для разработчиков WACS/WAPS-систем. Разработчики PMU получают сведения о том, какие типы переходных процессов вызывают наибольшие проблемы для алгоритмов обработки сигналов, чтобы иметь возможность целенаправленно вносить в них корректировки. Разработчики WACS/WAPS-систем получают сведения о том, как ведут себя PMU различных моделей в разнообразных режимах ЭЭС.

Методика тестирования. Общая схема процедуры тестирования изображена на рис. 1. Следующие пункты описывают отдельные шаги данной тестовой процедуры.

Разработка тестового сигнала. Тестовый сигнал может быть сконструирован любым способом, рассмотренным в предыдущем разделе. Полученные тестовые сигналы затем должны быть преобразованы в формат, поддерживаемый генератором сигналов произвольной формы.

Проверка временной синхронизации. Измерения фазных углов синхронизируются с помощью импульсов синхронизации PPS, получаемых от спутниковой системы GPS/ГЛОНАСС.

В дополнение к синхроимпульсам устройству синхронизированных векторных измерений требуется информация о текущем времени для присвоения фазорам отметок времени. Для этого GPS/ГЛОНАСС-приёмники передают модулиро-

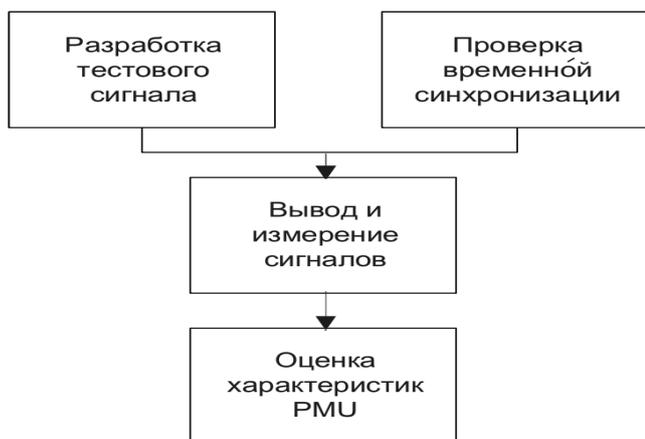


Рис. 1. Схема тестовой процедуры

ванные сигналы IRIG-B, в которых закодирована информация о времени. Корректность приёма синхроимпульсов и временных меток в ходе тестовой процедуры должна проверяться как до подачи тестовых сигналов, так и контролироваться во время подачи тестовых сигналов, поскольку точная временная синхронизация является критическим условием для проведения измерений и испытаний.

Вывод и измерение сигналов. При проведении тестов необходимо иметь усилитель-согласователь сигналов, который должен согласовывать (а при необходимости увеличивать) амплитуду потенциальных и токовых сигналов до достаточного уровня, чтобы соответствовать номинальным значениям сигналов для данного PMU. При тестировании следует контролировать уровень шумов, поскольку они могут исказить тестовые сигналы.

Значения, измеряемые PMU, должны быть сравнены с эталонными значениями тестовых сигналов. Можно выделить два подхода для получения эталонных значений.

Первый подход заключается в использовании GPS/ГЛОНАСС-синхронизированного регистрирующего цифрового осциллографа, который записывает сигнал, подаваемый генератором на вход PMU (см. рис. 2). Записанные осциллографом мгновенные значения, снабжённые метками точного времени, должны быть преобразованы в векторные величины, которые сравниваются с векторными величинами (фазорами), измеренными PMU. Мгновенные значения могут быть преобразованы в фазоры «на лету» либо записаны для того, чтобы осуществить вычисления позднее, используя сохранённые данные. В рассматриваемом случае «эталонные» значения фазоров получаются после цифровых обработок в осциллографе и преобразований в ПК. Предполагается, что цифровой осциллограф не вносит амплитудных и фазовых погреш-

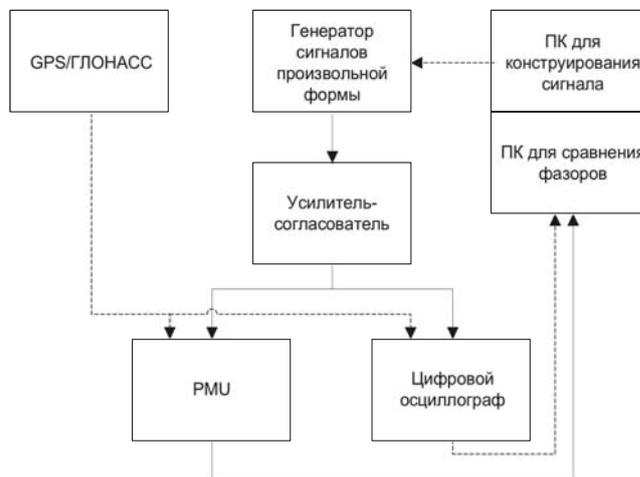


Рис. 2. Первый подход к тестированию, использование GPS/ГЛОНАСС-синхронизированного цифрового осциллографа

ностей, а заложенный в ПК алгоритм получения векторных величин является общепризнанным (стандартизованным) или совпадает с алгоритмом, заложенным в РМУ. Проблема заключается в том, что стандарта на алгоритм обработки сигнала для получения векторных величин не существует, а алгоритмы производителей в основном являются их собственностью.

Второй подход заключается в использовании ПК для конструирования GPS/ГЛОНАСС-синхронизированных сигналов (см. рис. 3). Рассматриваемый подход имеет существенное преимущество в случае, если исходный сигнал представлен в векторном виде, так как может быть напрямую сравнен с векторными измерениями, проводимыми РМУ. Однако необходимо быть уверенным, что сигнал, поступающий на РМУ, не имеет амплитудных и фазовых искажений на пути от ПК до входов в РМУ. Для контроля необходим цифровой осциллограф, который так же, как и в первом случае, не должен вносить погрешности в сигнал. Основная проблема в данном подходе к тестированию РМУ – это необходимость иметь специализированный ПК с соответствующим программным и аппаратным обеспечением.

Оценка характеристик РМУ. Поскольку стандартного алгоритма вычисления векторных величин не существует, а у производителей РМУ он может существенно различаться, исследователю необходимо задать некоторый алгоритм вычисления векторных значений, который будет являться неотъемлемой частью системы тестирования. В статье в качестве такого алгоритма используется простой алгоритм, предложенный в [9]. Далее этот алгоритм будет называться «базовый алгоритм».

В зависимости от характера тестового сигнала, можно по-разному оценивать качество измерений, проводимых РМУ. Для сигналов первой группы

(«точность») подходящим критерием качества является суммарная векторная ошибка TVE :

$$TVE = \frac{\|\vec{X} - \vec{X}_{\text{ист}}\|}{\|\vec{X}_{\text{ист}}\|} 100. \quad (1)$$

Можно также рассматривать среднеквадратичные погрешности в измерении значений амплитуд, фазных углов и частот как скалярных величин.

Для сигналов второй группы («корректность»), особенно когда в результатах измерений проявляются какие-либо искажения, может быть более подходящим измерение «времени восстановления» (response time), т.е. времени, за которое РМУ восстанавливает нормальный процесс измерений.

Необходимо принимать во внимание, что разделение на данные две группы тестов является нечётким и для каждого теста необходимо в индивидуальном порядке определять наиболее подходящие критерии качества измерений.

Тестовые стенды. Программно-технический комплекс МАЭС-РВ (СибНИИЭ). Использование специализированного программно-технического комплекса (ПТК) [10] для тестирования устройств РМУ было проведено в Филиале ОАО «НТЦ электроэнергетики»-СибНИИЭ.

На рис. 4 изображена структурная схема ПТК, которая состоит из трех основных компонентов: виртуальной лаборатории, симулятора и системы управления.

Программный инструмент «Виртуальная лаборатория» предназначен для измерения напряжения, тока и частоты в широком интервале изменений. Управляющий компьютер предназначен для управления испытательным стендом во время тестирования устройств РМУ. Многопроцессорная вычислительная система предназначена для моделирования переходных процессов в ЭЭС (симулятор ЭЭС).

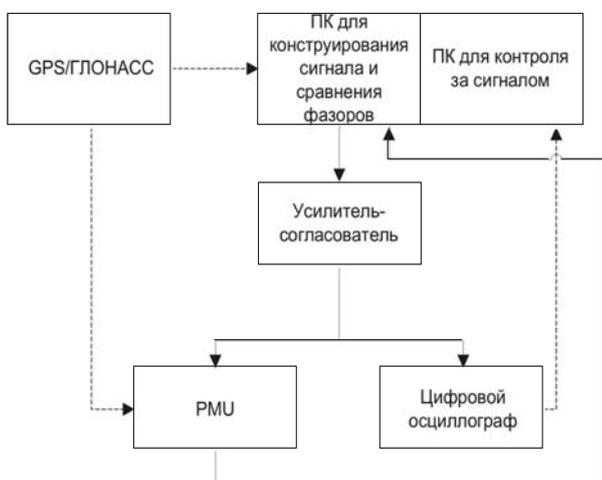


Рис. 3. Второй подход к тестированию, использование ПК для конструирования GPS/ГЛОНАСС-синхронизированных сигналов

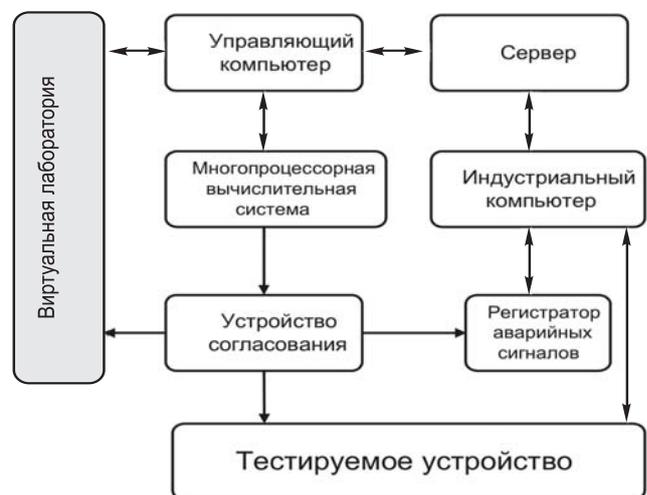


Рис. 4. Структурная схема программно-технического комплекса МАЭС-РВ

Устройство согласования обеспечивает связь между цифровой моделью электрической сети и реальным тестируемым устройством. На индустриальном компьютере реализована программа концентратора данных (PDC), данные архивируются на сервере. Цифровой «Регистратор аварийных сигналов» обеспечивает контроль за сигналами в условиях моделирования аварийных процессов.

Широкие возможности ПТК позволяют применять его для сравнительного тестирования различных типов РМУ в условиях стационарных и нестационарных сигналов. Нестационарные сигналы могут формироваться из составляющих, обеспечивающих различные ступенчатые и плавные изменения параметров (амплитуда, фаза, частота), а также являться результатом моделирования на симуляторе ЭЭС переходных процессов при коммутациях.

Стенд для тестирования РМУ (Дортмундский университет). Схема испытаний, разработанная и реализованная в Дортмундском техническом университете, приведена на рис. 5.

На управляющем компьютере может быть сформирован искусственный сигнал по математическим формулам либо получен в виде файла в результате выполнения программы для моделирования электроэнергетических систем. Затем эти сигналы загружаются в генератор сигналов. В процессе выполнения теста РМУ измеряет параметры выводимого генератором сигнала, а цифровой осциллограф сохраняет измеряемые отсчёты сигнала вместе с информацией о времени, получаемой от GPS-приёмника.

Результаты тестирования РМУ пересылает на компьютер. Компьютер принимает данные с помощью специализированного программного обеспечения и сохраняет данные в файлы. После этого записанная осциллограмма загружается с цифрового осциллографа на компьютер и проводится вычисление частоты, амплитуды и фазного угла сигнала с использованием базового алгоритма. Пользователь может тестировать единственное устрой-

ство РМУ и сравнивать его точность, используя значения, вычисленные базовым алгоритмом в качестве «эталонных». Можно также проводить сравнительное тестирование работы нескольких РМУ.

Результаты тестирования. Далее приведены результаты тестирования пяти типов РМУ (без указания фирм-производителей).

Ступенчатые сигналы. В данной серии тестов динамические характеристики РМУ исследовались с помощью ступенчатых сигналов. Трёхфазный входной сигнал для РМУ, применявшийся в данном случае, можно описать следующим выражением:

$$X_a(t) = X_m(1 + k_m h(t)) \cos(2\pi f_0 t + k_a h(t)), \quad (2)$$

где X_m – амплитуда тестового сигнала по фазе A ; f_0 – номинальная частота; k_m и k_a – скачок сигнала по амплитуде и фазе соответственно; $h(t)$ – функция единичного скачка.

Для фаз B и C формулы выглядят аналогично с соответствующими фазовыми сдвигами. Тестовые сигналы из этой группы могут трактоваться как наиболее упрощенные представления коммутационных эффектов. Скачкообразные изменения сигнала обычно вызывают появление искажений в виде выбросов (*overshooting, undershooting*) в фазорных измерениях РМУ.

Прямое вычисление TVE является не очень эффективным критерием качества измерений во время ступенчатых тестов. Формальное вычисление TVE даёт значения в десятки и сотни процентов. Более подходящей характеристикой в данном случае является *время восстановления* (также называемое временем отклика), определяемое как число фазовых между первым фазором, TVE которого выше 1% (допустимое значение для установившегося режима) и первым фазором, который снова входит в 1%-й коридор вместе со всеми последующими фазорами. Результаты тестирования двух моделей РМУ приведены в табл. 1 и 2.

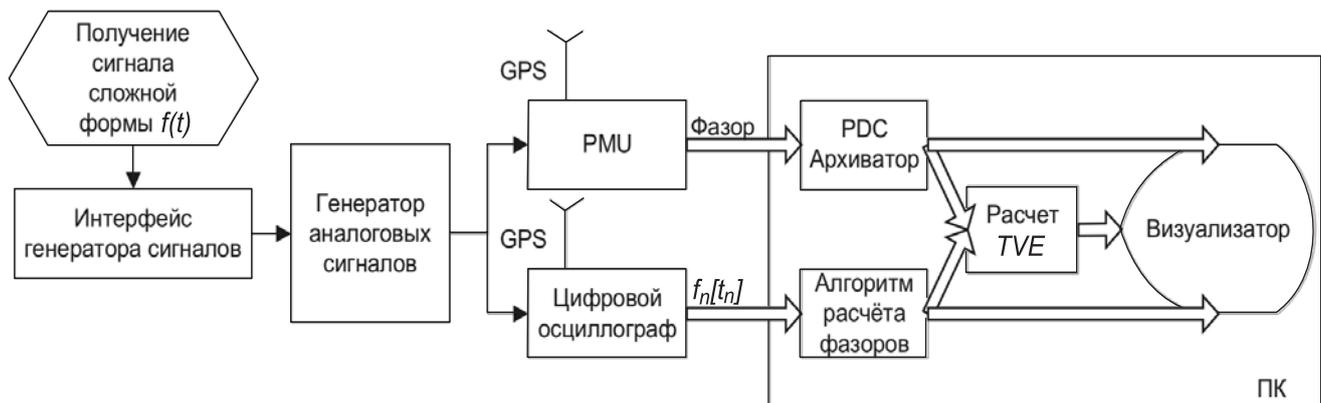


Рис. 5. Схема испытаний на тестовом стенде Дортмундского технического университета

Таблица 1

Скачок по амплитуде, %	Время восстановления, мс		Значение перерегулирования, %	
	PMU1	PMU2	PMU1	PMU2
50	100	80	3,48	0,46
10	80	60	1,17	0,45
-10	60	20	1,51	0,19
-50	160	80	10,7	1,27
-90	240	120	100	14,4

Таблица 2

Скачок по фазному углу	Время восстановления, в кадрах PMU		Значение перерегулирования, %	
	PMU1	PMU2	PMU1	PMU2
45°	140	260	9,44	3,55
15°	80	260	3,54	1,45
-15°	120	260	3,20	1,60
-45°	140	260	9,14	4,53

В ходе испытаний было обнаружено некорректное поведение алгоритма PMU2: если амплитуда сигнала на потенциальных входах PMU уменьшается до нуля, то прекращается измерение фазных углов на токовых входах. Производитель устройства подтвердил, что эта проблема им известна и в настоящее время над ней ведётся работа. Причина подобного некорректного поведения устройства заключается в том, что углы токов вычисляются относительно углов напряжений, а углы напряжений являются неопределёнными величинами при отсутствии напряжений на потенциальных входах.

Короткое замыкание (КЗ). В этом примере рассматривается удалённое трёхфазное КЗ на сильно нагруженной линии электропередачи. Токи для этого случая вычислялись теоретически по аналитическим формулам. Затем полученный сигнал конструировался с помощью пользовательского интерфейса генератора сигналов.

Полученный тестовый сигнал тока приведён на рис. 6 и состоит на начальном отрезке времени из синусоидального сигнала; затем ток резко поднимается за время 2,75–2,76 с, после чего несколько периодов в сигнале наблюдается затухающая аperiodическая составляющая. Линия отключается через 100 мс после начала КЗ.

На рис. 7 приведены результаты, полученные от трёх PMU и эталонного алгоритма. Угол, измеряемый PMU5, остаётся неизменным на протяжении всего опыта, но содержит постоянное смещение примерно в 15°. Такая разница в измерениях как с эталонным алгоритмом, так и с измерениями дру-

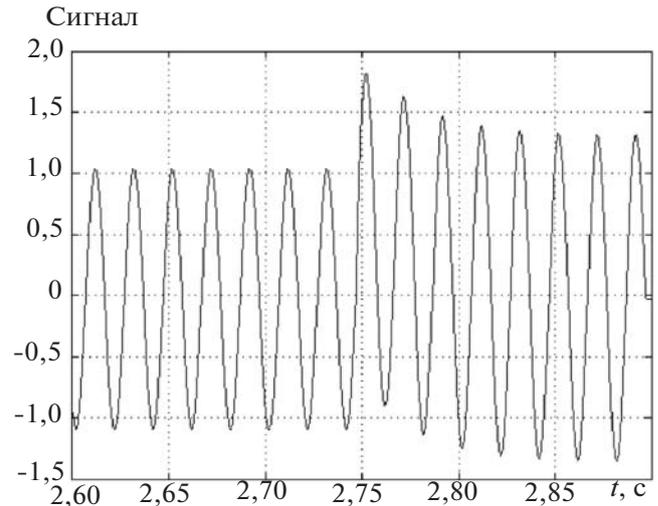


Рис. 6. Тестовый сигнал тока во время КЗ

гих PMU указывает на некорректную работу PMU5 не только в переходных, но и в установившихся условиях.

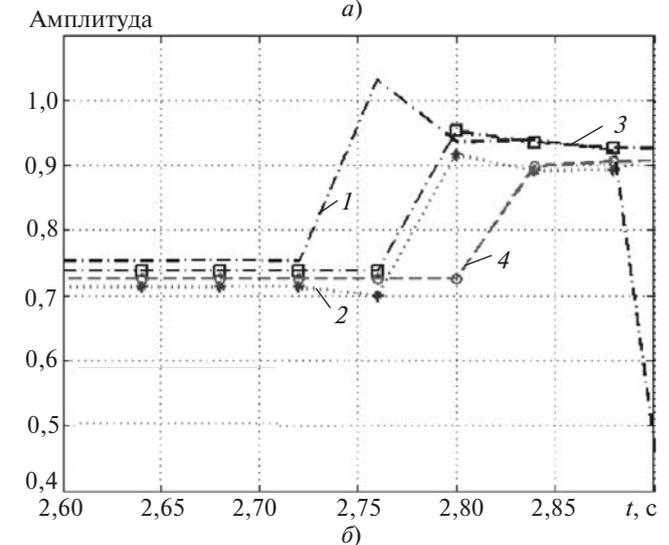
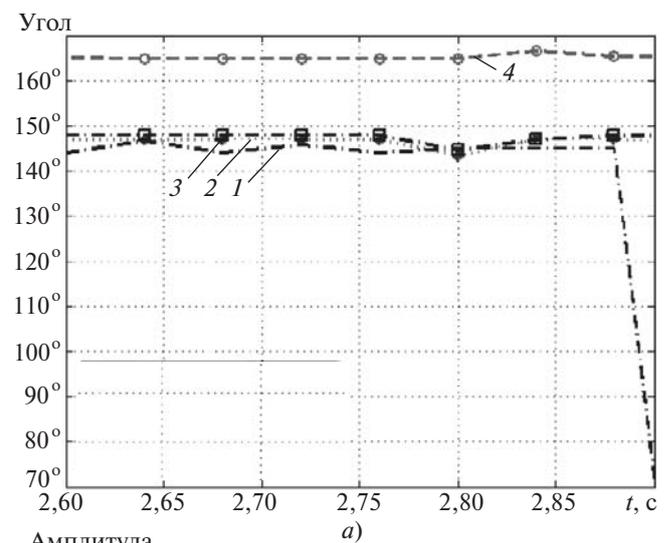


Рис. 7. Результаты измерений углов (а) и амплитуд (б) при КЗ: 1 – базовый алгоритм; 2 – PMU3; 3 – PMU4; 4 – PMU5

В установившемся режиме измерения амплитуды остаются постоянными для всех PMU и эталонного алгоритма вплоть до момента коммутации в энергосистеме. При подъёме амплитуды тестового сигнала наблюдается подъём измеряемого действующего значения сигнала, с задержкой примерно в 40 мс. Также можно видеть, что PMU5 обнаруживает подъём амплитуды на 40 мс позже, чем PMU3 и PMU4 и на 80 мс позже, чем эталонный алгоритм.

Автоматическое повторное включение ВЛ. Далее приводятся результаты испытаний PMU при переходных процессах, смоделированных цифровой моделью ЭЭС.

1. *Однофазное АПВ.* Представленная на рис. 8 схема моделирует аварийную ситуацию на линии электропередачи (линия электропередачи напряжением 500 кВ, длиной 448 км соединяет электрическую станцию (слева на схеме) и эквивалентную ЭЭС, представленную ЭДС за активно-индуктивным сопротивлением). На каждой фазе линии электропередачи подключены четыре реактора мощностью 60 Мвар (по два с каждой стороны линии). В нормальном режиме работы линии включены только три реактора, но при КЗ подключается четвёртый реактор для исключения резонансных явлений. Короткое замыкание на землю происходит в фазе В на расстоянии 288 км от электрической станции, успешно ликвидируемое с помощью автоматики ОАПВ.

В данном эксперименте моделируется подключение PMU к линейным трансформаторам тока и напряжения (см. рис. 8). Данная схема не моделирует электромеханические колебания ротора и соответствующие колебания частоты в сети.

В момент времени t_1 происходит однофазное КЗ в фазе В, которое сопровождается падением напряжения и ростом тока в аварийной фазе на отрезке $t_1 - t_2$, что и фиксируют оба PMU (рис. 9).

В момент времени t_2 срабатывает релейная защита и выключатели с обеих сторон линии отключаются, изолируя повреждённую фазу. На отключённой фазе выключателя происходит мгновенное падение тока до нуля. Амплитуда напряже-

ния со стороны ВЛ начинает затухать, при этом в сигнале напряжения преобладает высокочастотная составляющая. Поскольку высокочастотная составляющая отсекается фильтрами PMU, то устройство фиксирует практически мгновенное падение амплитуды сигнала до нуля. При этом быстрое падение амплитуды приводит к появлению искажений в измерениях, производимых PMU1, — значительного скачка измеренного угла.

В условиях, когда амплитуда сигнала мала, PMU2 устанавливает значение соответствующего фазного угла в нуль (что можно наблюдать на фазе В во время бестоковой паузы), поскольку измерения сигналов с малой амплитудой не могут считаться достоверными. В момент времени t_3 происходит подключение реактора, приводящее к небольшому всплеску напряжения в фазе В, что в свою очередь приводит к тому, что угол напряжения снова начинает измеряться PMU2. Затем измеренный угол напряжения на данной фазе снова устанавливается в нуль, что отображается на графике $U_b/PMU2$ как резкий скачок угла. PMU1 не фиксирует фазный угол в условиях малого сигнала.

После гашения дуги в момент t_4 в отключенной фазе появляются пульсации тока и напряжения, которые фиксируются обоими PMU.

Наконец, в моменты времени t_5 и t_6 , происходит включение фазы сначала с одной, а затем с другой стороны линии. При этом в момент t_6 в токовом сигнале I_b появляется аperiодическая составляющая, которая по-разному выглядит в измерениях двух устройств PMU. В измерениях PMU1 она полностью отфильтрована, а измерения PMU2 приближённо повторяют огибающую токового сигнала.

На рис. 10 приведены результаты измерений частоты. В условиях моделирования постоянной частоты, задаваемой генераторами, PMU2 фиксирует изменения частоты, вызванные наложением электромагнитных переходных процессов на вынужденную составляющую напряжения, задаваемую ЭДС. Это связано с особенностями алгоритма определения частоты в PMU2 по моментам перехода напряжения через нуль. В PMU1 заложен другой

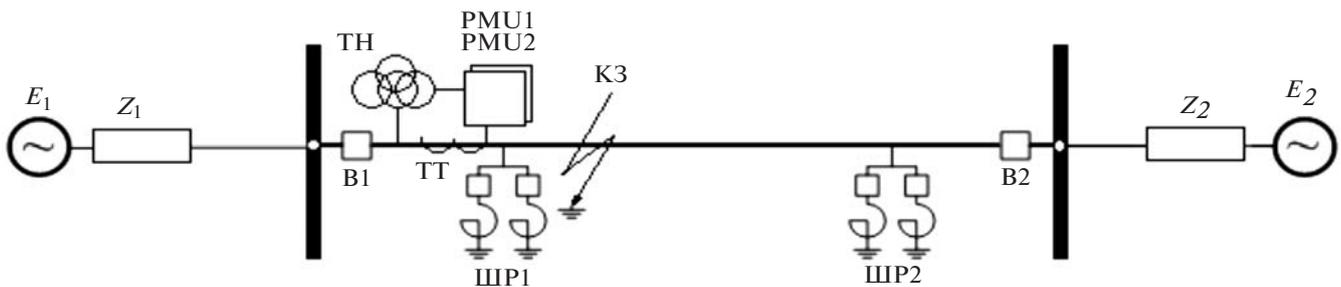


Рис. 8. Схема электроэнергетической системы

алгоритм определения частоты, который отфильтровывает свободную составляющую напряжения практически на всём наблюдаемом промежутке времени. Однако и PMU1 фиксирует изменение частоты, когда ВЛ подключается с одной стороны. Вызвано это тем, что переходные электромагнитные процессы в этом случае имеют частоту, близкую к 50 Гц, которую не в состоянии отфильтровать и PMU1. Наблюдаемый эффект должен быть учтён при использовании показаний PMU в системах контроля и защиты ЭЭС.

2. Трёхфазное АПВ. Схема аналогична приведённой на рис. 8 со следующими изменениями: при КЗ вместо однофазного происходит трёхфазное отключение и во время бестоковой паузы моделируется ускорение ротора генератора электрической станции.

Последовательность событий при ТАПВ: $t_1=0,5$ с – КЗ на землю в фазе B ; $t_2=0,56$ с – срабатывание выключателей; $t_3=0,571$ с – включение реактора; $t_4=1,0$ с – гашение электрической дуги; $t_5=1,560$ с – включение линии со стороны эквивалентной энергосистемы; $t_6=2,060$ с – включение

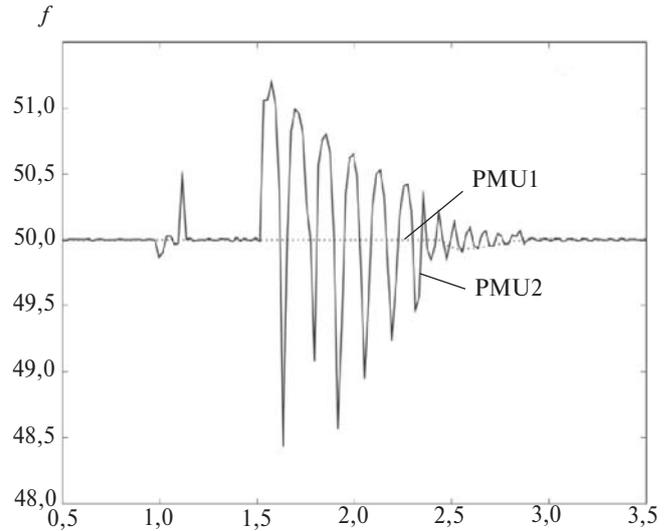


Рис. 10. Результаты измерения частоты устройствами PMU при ОАПВ

линии со стороны электрической станции; $t_7=2,571$ с – отключение реактора.

Особенности измерений устройствами PMU напряжения, тока и частоты при переходных элек-

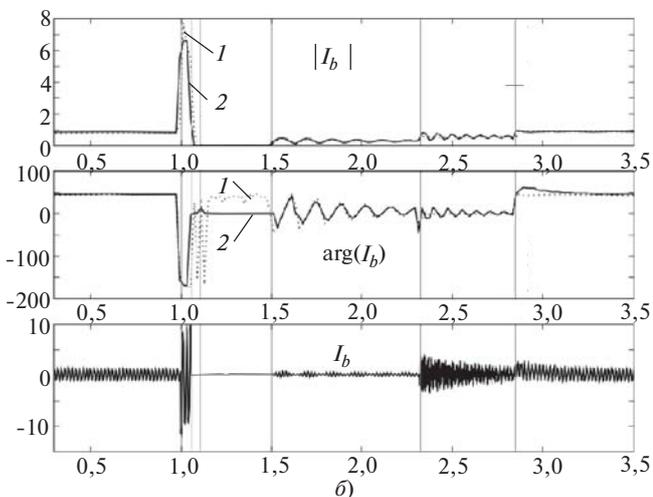
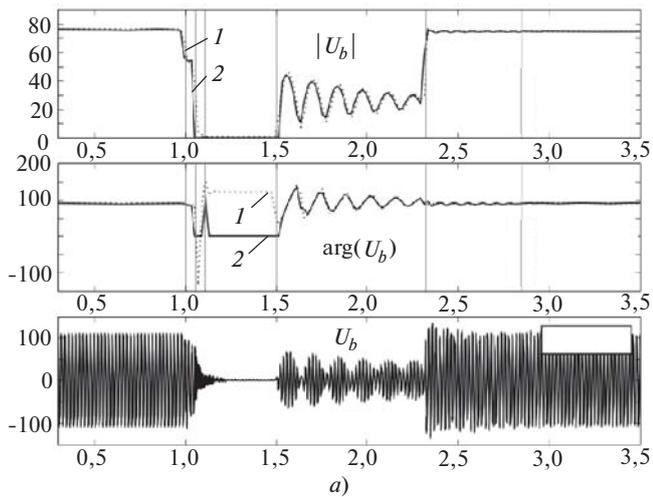


Рис. 9. Напряжение (а) и ток (б) в аварийной фазе: 1 – PMU1; 2 – PMU2 (ОАПВ)

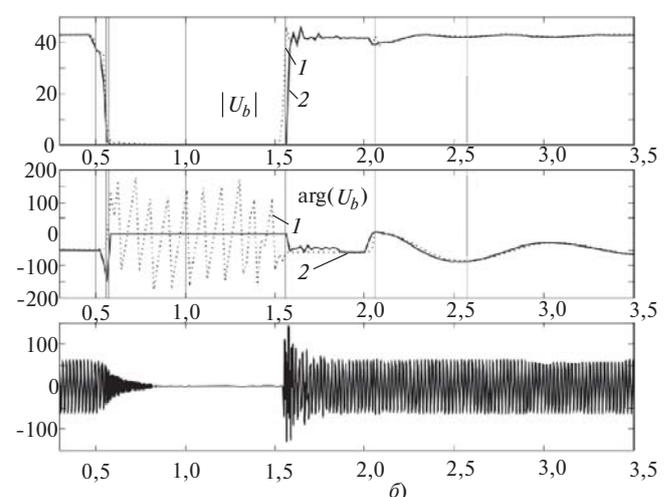
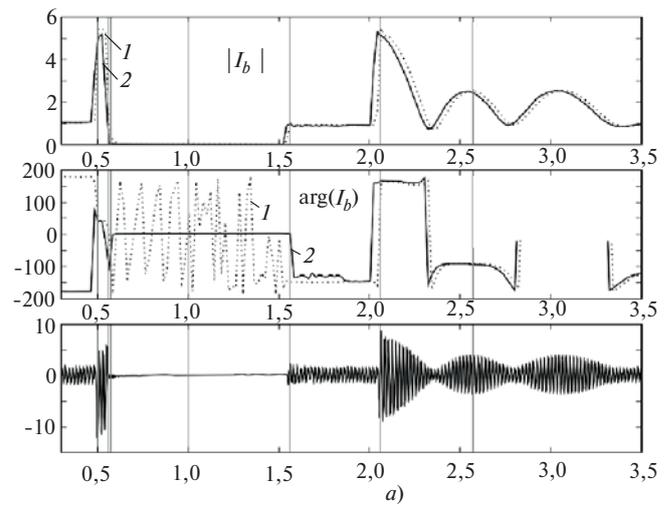


Рис. 11. Напряжение (а) и ток (б) в аварийной фазе: 1 – PMU1; 2 – PMU2 (ТАПВ)

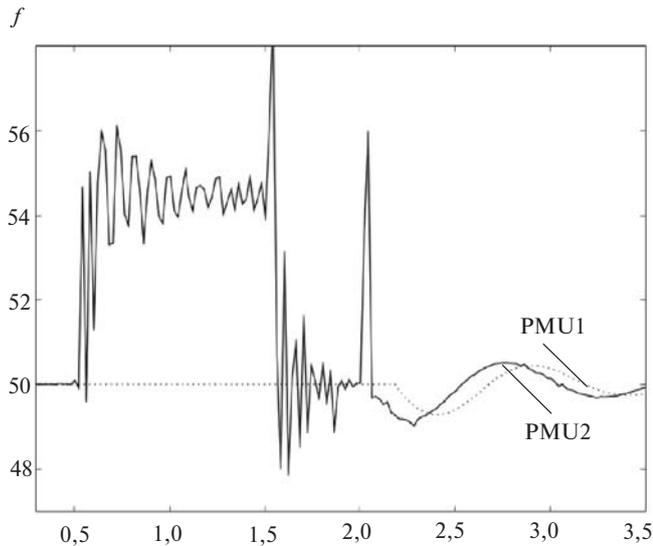


Рис. 12. Результаты измерения частоты устройствами РМУ при ТАПВ

ромагнитных процессах, протекаемых в условиях ТАПВ (рис. 11), в целом повторяют особенности при ОАПВ и здесь не рассматриваются. В условиях электромеханических переходных процессов после подключения станции в момент времени t_6 оба РМУ проводят адекватные измерения, отличающиеся друг от друга только значением временной задержки.

На рис. 12 приведены результаты измерений устройствами РМУ при ТАПВ. Частота эквивалентной системы остаётся неизменной в ходе опыта, а частота вращения и угол ротора электрической станции испытывают колебания. В течение промежутка времени t_2 - t_5 выключатели на всех трёх фазах линии электропередач отключены и РМУ отсечены от генераторов. Измеряемая РМУ2 частота в этот промежуток времени является частотой свободных колебаний системы линия–реакторы. Алгоритм измерения частоты РМУ1 во время бестоковой паузы отключается и данный РМУ выдаёт последнее сделанное измерение частоты: 50 Гц.

В момент t_6 электрическая станция подключается к сети, при этом на шинах возникают значительные пульсации тока и напряжения, обусловленные колебаниями ротора генератора. Пульсации тока и напряжения постепенно уменьшаются по мере затухания электромеханических колебаний ротора. Начиная с момента коммутации t_6 измерение частоты, совершаемое РМУ2, близко к истинной частоте ротора генератора. Измерения, проводимые РМУ1, напротив, отличаются значительной инерционностью, показывая как задержку измерения, так и меньшую амплитуду качаний частоты.

Выводы: 1. Тестовые испытания устройств синхронизированных векторных измерений позволяют выявить как простые сбои в настройке РМУ, так и погрешности алгоритмов цифровой обработки сигналов, заложенные производителями в выпускаемые приборы.

2. Большинство устройств синхронизированных векторных измерений РМУ в установившихся режимах энергосистем проводят идентичные измерения в пределах заявленных точностей.

3. В условиях протекания переходных процессов в энергосистемах измеренные разными РМУ параметры могут существенно отличаться между собой и, кроме того, не отражать объективную картину этих процессов.

4. Для соответствия условиям работы устройств синхронизированных векторных измерений в энергосистемах, использующих WACS/WAPS-технологии, где адекватная работа РМУ в переходных режимах должна иметь первостепенное значение, необходимо сформулировать соответствующие технические требования к применяемым устройствам. Производители РМУ должны разработать устройства в соответствии с этими специальными техническими требованиями.

СПИСОК ЛИТЕРАТУРЫ

1. Аюев Б.И. Система мониторинга переходных режимов: текущее состояние и перспективы развития. – Monitoring of Power System Dynamics Performance, 28-30 April 2008, Saint Petersburg.
2. IEEE Std 1344-1995(R2001). IEEE standard for synchrophasors for power systems, 1995.
3. Depablos J., Centeno V., Phadke A.G., Ingram M. Comparative testing of synchronized phasor measurement units. – Power Engineering Society General Meeting, 6–10 June 2004.
4. IEEE Std C37.118-2005 (Revision of IEEE Std 1344-1995) IEEE Standard for Synchrophasors for Power Systems, 2006.
5. Hauer J.F., Bhatt N.B., Shah K., Kolluri S. Performance of "WAMS East" in providing dynamic information for the North East blackout of August 14, 2003". – Power Engineering Society General Meeting, 10 June 2004.
6. Novsel D. et al. PMU System Testing and Calibration Guide. – Eastern Interconnection Phasor Project, Performance Requirements Task Team (PRTT), 2007.
7. Методические указания по ограничению высокочастотных коммутационных перенапряжений и защите от них электротехнического оборудования в распределительных устройствах 110 кВ и выше. – М.: PAO «ЕЭС России», 1998.
8. Naumkin I., Balabin M., Lavrushenko N., Naumkin R. Real Time Digital Simulator for PMU Testing. – 4th International Conf. "Liberalization and Modernization of Power Systems", Irkutsk (Russia), 13–17 July 2009.
9. Görner K.J.; Rehtanz C. A Testing Procedure with Transient Signals for PMU. – 4th International Conf. "Liberalization and Modernization of Power Systems", Irkutsk (Russia), 13–17 July 2009.
10. Balabin M., Kazakov P., Naumkin I. Comparative Testing of PMU Using a Real Time Digital Simulator. – 4th International Conf. "Liberalization and Modernization of Power Systems", Irkutsk (Russia), 13–17 July 2009.

Авторы: **Балабин Михаил Алексеевич** закончил факультет прикладной математики Новосибирского государственного технического университета в 2006 году. Инженер-программист Отдела новых технологий Филиала ОАО «НТЦ электроэнергетики»-СибНИИЭ.

Гёрнер Кай закончил Дортмундский технический университет (Германия) по специальности «Энергетика» в 2007 году. Сотрудник Института энергетических систем и экономики энергетики Дортмундского технического университета.

Наумкин Иван Егорович закончил физико-технический факультет Томского государственного университета в 1971 г. В 1983г. защитил кандидатскую диссертацию «Определение отключающей способности высоковольтных воздушных выключателей в электрических сетях на основе математического моделирования процесса дугогашения» в Сибирском НИИ энергетики. Начальник отдела новых технологий Филиала ОАО «НТЦ электроэнергетики»-СибНИИЭ.

Ретанц Кристиан получил в 1994г. диплом инженера-электрика и в 1997г. степень доктора философии в Техническом университете Дортмунда (Германия). С 2000г. работал в ABB Corporate Research (Швейцария, Китай). С 2007г. К. Ретанц – профессор и заведующий кафедрой электроэнергетических систем и экономики энергетики в Техническом университете Дортмунда.