

Оценивание состояния цифровой подстанции по синхронизированным векторным измерениям

И.Н. КОЛОСОК, Е.С. КОРКИНА, Е.А.БУЧИНСКИЙ

ИСЭМ СО РАН им. Л.А.Мелентьева

Россия

korkina@isem.sei.irk.ru

КЛЮЧЕВЫЕ СЛОВА

PMU, синхронизированные векторные измерения, линейное оценивание состояния, метод контрольных уравнений, достоверизация PMU-измерений.

1 ВВЕДЕНИЕ

В настоящее время термины “измерения PMU” и “технология WAMS” стали достаточно обиходными в среде задач по управлению режимами ЭЭС. Синхронизированные векторные измерения напряжений и токов (или измерения PMU) имеют высокую точность. Собранные вместе в одну систему, они дают картину реального состояния рассматриваемой энергосистемы в любой момент времени, что и представляет собой смысл технологии WAMS. Однако, при наличии иерархической структуры “PMU - PDC¹ - Центр Управления” возникают проблемы с передачей и сохранением больших объемов данных, а также управления ими. В [1, 2] показано, что разные электроэнергетические приложения предъявляют различные требования к характеру измерений PMU в плане скорости поступления в пункт управления; их объёмов, что напрямую связано со скоростью передачи на более высокий уровень иерархии; допустимого времени задержки поступления в пункт управления и др.

Часть электроэнергетических приложений может быть решена только на верхнем уровне управления, тогда как другую часть можно и нужно решать на уровне установки PMU – уровне подстанции (ПС), при этом вместо передачи больших объёмов исходной информации на верхний уровень иерархии предлагается передавать обработанные данные, полученные в результате расчётов на нижнем уровне.

Задача Оценивания состояния (ОС), предназначенная для расчёта режима ЭЭС по текущим измерениям и телесигналам, с этой точки зрения – универсальна. Она может решаться на всех уровнях иерархии [3, 4]:

- *Глобальное ОС.* Расчёт оценок параметров режима одновременно по всей схеме, инициируемый верхним управляющим уровнем;
- *Иерархическое ОС.* Запуск ОС инициируется верхним уровнем, расчёты ведутся на нижнем уровне параллельно по каждой энергосистеме, с последующим агрегированием результатов на верхнем уровне иерархии для решения задач управления;
- *Локальное ОС.* ОС отдельной области (объекта) по имеющимся в наличии измерениям, обеспечивающим наблюдаемость области (объекта).

Среди методических и алгоритмических разработок ИСЭМ СО РАН существует метод контрольных уравнений (КУ) [5], первоначально созданный для достоверизации измерений SCADA, то есть, обнаружения в них грубых ошибок. Проверенная методом КУ информация затем поступает в задачу ОС. В настоящее время метод КУ опробован нами применительно к синхронизированным векторным измерениям. Алгоритмы ОС доработаны для использования в ОС измерений PMU как совместно с традиционными измерениями SCADA, так и без них. Реализация на уровне подстанции вычислительных алгоритмов локального обобщенного

¹ PDC – phasor data concentrator, концентратор, пункт сбора измерений PMU

оценивания состояния снизит нагрузку на вычислительные ресурсы в центре управления, уменьшит требования к коммуникационным каналам связи, обеспечит более качественную достоверизацию как состояний элементов сети, так и аналоговых измерений. В статье будут рассмотрены особенности алгоритмов ОС применительно к расчёту задачи ОС на уровне ПС.

2 РАЗВИТИЕ СМПП И ПРИМЕНЕНИЕ ВЕКТОРНЫХ ИЗМЕРЕНИЙ (PMU-ИЗМЕРЕНИЙ) ДЛЯ ЗАДАЧИ ОЦЕНИВАНИЯ СОСТОЯНИЯ

Разрабатываемые в России проекты создания локальных СМПП на Урале, в Сибири, Дальнем Востоке [6,7] дают существенный опыт расстановки датчиков PMU и использования PMU-измерений для решения различных задач мониторинга и управления. Развивающиеся технологии СМПП начинают решать проблему несинхронизации областей, работающих под различными SCADA-системами: например, мониторинг межсистемных перетоков с помощью датчиков PMU обеспечивает наличие синхронизированных векторных измерений на границах соседних областей. Таким образом, результаты ОС соседних областей координируются автоматически, тем самым ускоряя процесс решения задачи ОС по всей схеме. Распространёнными местами установки датчиков PMU являются ПС 220кВ и выше.

Традиционно решаемая по SCADA-телеметрии, задача ОС приобретает новые свойства учётом измерений PMU [8, 9]: повышается скорость решения и точность полученных оценок, в случае распределённого ОС – при установке датчиков PMU в граничных узлах возможно безытерационное решение координационной задачи. Однако, разнородность SCADA- и PMU-измерений по их точности и наличию/отсутствию синхронности показывает [10-12], что при наличии PMU-измерений задачу ОС предпочтительнее решать только по этим измерениям [12,13]. В связи с этим предлагается подход локального ОС на основе исключительно PMU-измерений.

Основная идея локального ОС по PMU-измерениям состоит в следующем. В схеме сети выделяются локальные области, содержащие хотя бы один узел, в котором установлено PMU. В эту область включаются все отходящие от этого узла связи, на противоположных концах которых могут быть получены «расчетные» PMU (то есть, измерения векторов напряжений, рассчитанные по PMU-измерениям), а также связи между этими узлами. Если в схеме есть районы, в которых находятся несколько связанных между собой узлов с PMU, то область локального ОС охватывает все узлы с PMU и формируется по тем же принципам. Важным частным случаем такой области является межсистемная связь, по концам которой установлены PMU. Сформированные таким образом области полностью наблюдаемы по измерениям PMU.

Поскольку PMU устанавливаются на наиболее «ответственных» с точки зрения управления объектах ЭЭС, то полученные в результате такого локального ОС значения параметров режима подсистем могут использоваться для мониторинга за состоянием этих объектов и участвовать в реализации функций управления их оборудованием, а также передаваться в центр управления для координации и формирования режима полной схемы.

Важно подчеркнуть, что при таком подходе в центр управления передаются не «сырые» измерения PMU и SCADA, а их оценки, строго синхронизированные по времени, что позволяет избежать многих проблем, возникающих при распределённом подходе к декомпозиции задачи оценивания состояния на уровне центра управления. С ростом количества PMU области локального ОС будут объединяться, повышая тем самым эффективность предлагаемого подхода. Реализовать такой подход предлагается на уровне ПС, оснащённой устройствами PMU, а в перспективе - на цифровой подстанции (ЦПС).

2.1 Цифровая подстанция.

Цифровая подстанция – подстанция нового поколения, она является одним из первичных звеньев создаваемой в настоящее время интеллектуальной электроэнергетической системы. В перечень характеристик ЦПС входят:

- обеспечение синхронизированными векторными величинами,
- высокая точность измерений (подтвержденная методами идентификации погрешностей измерений нового поколения),
- повышение интеллектуальной составляющей в сопровождении управлением ЦПС,
- разработка методов непрерывной диагностики оборудования,
- возможность локальной обработки измерительной информации методами оценивания состояния,
- обеспечение бесперебойного обмена информацией с центром управления.

В настоящее время много внимания уделяется вопросам автоматизации ПС. Требования к соблюдению единых стандартов передачи информации от объектов (источников информации) к управляющим устройствам, стремление приблизить источники информации к этим устройствам, возможность замены медных проводов оптоволокомом и многие другие факторы [14-18], ведут к созданию шины процесса, являющейся местом нахождения в цифровом виде всех измерений и телесигналов, синхронизированных по времени. Наличие такого хранилища скоординированных данных, когда локальное изменение топологии схемы мгновенно отображается на шине процесса телесигналами и подтверждается изменением измерений в местах переключений, позволяет говорить о возможности решения задачи ОС на уровне ПС.

2.2 Возможность решения задачи ОС на уровне подстанции.

Значимость оценивания состояния возрастает именно для уровня подстанции. Фактически, ОС уровня ПС даёт самые точные результаты [8, 19-21]:

- Измерения, обрабатываемые алгоритмами ОС непосредственно на ПС, не искажены передачей по каналам связи от первичных измерителей в центр обработки данных,
- Синхронизация измерений и телесигналов позволяет осуществить мгновенную корректировку топологии расчётной схемы,
- Измерения проверяются априори и сразу же обрабатываются.

В табл.1 представлены аспекты, существенно влияющие на результаты решения задачи ОС на уровне подстанции.

№	Технические характеристики	ОС для схемы традиционной ЭЭС	ОС для схемы ЦПС
1	Измерительные трансформаторы (ТН – напряжения, ТТ – тока) Пределы класса точности[15]:	Аналоговые ТТ (1%-120%) I_{nom} ; ТН(80%-120%) U_{nom}	Цифровые ТТ (0,2%-200%) I_{nom} ; ТН(50%-200%) U_{nom}
2	Источники измерений	Датчики RTU и PMU на объектах различной удалённости от уровня управления [16]	Датчики ТТ и ТН, находящиеся на территории ПС, пока ещё разделённые по п/с РЗА, АСКДУ, АСКУЭ [17]
3	Локализация измерений	SCADA, ОИК ЭЭС (сервер)	Шина процесса
4	Уровень погрешностей измерений [18] 1.Класс точности: 2.Измерительный тракт: 3.Оцифровка аналоговых	Высокий: 1.0,1; 0,2; 0,5; 1 2.Медные аналоговые цепи 3.Первичные уровни U и I,	Пониженный: 1.0,2S ТТ; 0,2 ТН. 2.Оптоволоконно 3.Перемещение АЦП из

	измерений:	преобразуются в источнике пропорционально 100В и 5/1А, поступают в приёмник, где подготавливаются к оцифровке и затем передаются в АЦП	приёмника в источник, коррекция данных в блоке сопряжения с шиной
5	Синхронизация по времени	На сервере ОИК	На шине процесса по протоколу РТР, резервируемому PRP
6	Избыточность измерений	Невысокая	Высокая, измерения на каждом присоединении
7	Наблюдаемость по PMU	Не вполне достаточная даже для распределённого ОС	Достаточная для линейного ОС
8	Способ решения задачи ОС	Распределённое ОС, координируемое из центра управления	Линейное безытерационное ОС

Табл. 1: Задача оценивания состояния с позиций ЦПС

Как видно из таблицы 1, переход от обычной ПС к ЦПС предоставляет улучшенные возможности работы ОС на уровне подстанции.

2.3 Линейное ОС

Математическая постановка задачи ОС сводится к минимизации критерия:

$$J(x) = [\bar{y} - y(x)]^T \cdot R_y^{-1} \cdot [\bar{y} - y(x)], \quad (1)$$

где: $\bar{y}$ - вектор измеренных параметров; x - вектор состояния, $y(x)$ - оценки измеренных параметров, R_y - ковариационная матрица ошибок измерений.

Вследствие нелинейной зависимости $y(x)$, задача решается итеративно с поиском на каждой итерации поправок:

$$\Delta x_i = [H_i^T \cdot R_y^{-1} \cdot H_i]^{-1} \cdot H_i^T R_y^{-1} [\bar{y} - y(x_i)], \quad (2)$$

где $H_i = \frac{\partial y}{\partial x_i}$ – матрица Якоби, вычисленная на i -той итерации.

В настоящее время разработано большое количество методов ОС, один из них – метод, основанный на использовании контрольных уравнений (КУ) [5], т.е. уравнений, в которые входят только измеренные переменные y :

$$w_k(y) = 0. \quad (3)$$

Погрешности измерений приводят к появлению невязки при подстановке их значений в КУ. Сравнивая величину невязки с некоторым порогом, определяемым точностью измерений (их дисперсиями), т.е. проверяя условие

$$|w_k| < d, \quad (4)$$

можно судить о наличии в измерениях грубых ошибок (плохих данных). КУ позволяют обнаружить плохие данные перед выполнением процедуры ОС, при этом при достаточно высокой избыточности измерений априори одновременно выявляются все идентифицируемые ошибочные измерения.

В прямоугольных координатах вектора состояния и измерений зависимости $y(x)$ становятся *линейными*, матрица Якоби – *постоянной*, и задача ОС может быть решена за одну итерацию.

Алгоритм линейного оценивания состояния (ЛОС) состоит в следующем.

1. Вектор состояния системы x описывается комплексным вектором:

$$x = \{\dot{U}_i\},$$

где $\dot{U}_i = U_{ia} + jU_{ir}$ – комплексы узловых напряжений.

2. Вектор измерений $\bar{y}$ также представляется комплексным вектором:

$$\bar{y} = \{\dot{U}_i, \dot{I}_{ij}, \dot{I}_i\},$$

где $\dot{I}_{ij} = I_{ija} + jI_{ijr}$ – комплексы измерений токов в линиях, $\dot{I}_i = I_{ia} + jI_{ir}$ – комплексы измерений токов в транзитных узлах.

3. Для выполнения ЛОС вычисляется матрица Якоби H , в которой частные производные комплексов напряжений по комплексам напряжений равны:

$$\frac{d\dot{U}_i}{d\dot{U}_i} = 1 \quad \text{и} \quad \frac{d\dot{U}_i}{d\dot{U}_j} = 0,$$

а частные производные комплексов тока по комплексам напряжений по концам линии равны²:

$$\frac{d\dot{I}_{ij}}{d\dot{U}_i} = \dot{Y}_{ij} + \dot{Y}_{ijj} \quad \text{и} \quad \frac{d\dot{I}_{ij}}{d\dot{U}_j} = -\dot{Y}_{ij}$$

4. Оценки вектора состояния вычисляются по классическому выражению метода взвешенных наименьших квадратов (2)

$$\hat{x} = \left[H^T \cdot R_y^{-1} \cdot H \right]^{-1} \cdot H^T R_y^{-1} \cdot \bar{y}$$

за одну итерацию, что повышает скорость получения результатов ОС, а значит, и скорость принятия решения по управлению ПС. Преимущество линейного ОС перед традиционным (нелинейным) ОС в простоте реализации и скорости вычислительного процесса.

2.4 *Оценки состояния по данным PMU-измерениям.*

Измерения от PMU имеют высокую точность и могут использоваться в качестве значений контролируемых параметров в задачах анализа и управления. Вместе с тем, исследования и опыт эксплуатации PMU свидетельствуют о различных причинах, вызывающих сбои в работе PMU и появление грубых ошибок в их показаниях [6,19,22]. Это, в первую очередь, низкий класс точности измерительных ТН и ТТ, соединенных с входами PMU; это ошибки коммуникационных линий – задержки передачи информации, непринятие пакетов данных в центре PDC; это использование PMU различных производителей. Нельзя исключить и человеческий фактор (ошибки в подключении фаз к четко определенным входам PMU). В связи с этим возникает необходимость достоверизации измерений PMU и выполнения оценивания состояния. В зависимости от результатов достоверизации формируется вектор измерений для локальной оценки состояния области.

2.5 *Методика ОС уровня ПС по измерениям PMU*

На рис. 1 показана схема замещения ПС, в которой к шинам 220 кВ и 110 кВ присоединены устройства PMU. Входы каждого из PMU соединены с ТН, а также с ТТ во всех отходящих линиях. Выходными величинами [23] – это следующие измерения по каждой фазе:

- действующие значения напряжений и сил токов ($U_a, U_b, U_c, I_a, I_b, I_c$);
- значения полной, активной и реактивной мощностей ($S_a, P_a, Q_a, S_b, P_b, Q_b, S_c, P_c, Q_c$);
- частота входного напряжения (f_a, f_b, f_c);
- фазовый угол входного напряжения относительно заданной нулевой фазы ($\delta_a, \delta_b, \delta_c$).

Величины $U_a, U_b, U_c, \delta_a, \delta_b, \delta_c, f_a, f_b, f_c$ измеряются с помощью ТН, величины I_a, I_b, I_c измеряются с помощью ТТ, а величины $S_a, P_a, Q_a, S_b, P_b, Q_b, S_c, P_c, Q_c$ являются вычисляемыми на основе и тех, и других измерений. Также, по результатам измерений (U_a, I_a), (U_b, I_b), (U_c, I_c) вычисляются углы между током и напряжением по каждой фазе ($\varphi_a, \varphi_b, \varphi_c$). Как можно использовать эти данные для определения ошибок в измерениях? Предлагаем следующий подход.

Алгоритм достоверизации измерений PMU на подстанции. Для простоты считаем, что все устройства PMU, используемые на ПС, созданы одним и тем же производителем. Это значит, что алгоритм получения измерений путём оцифровки входных сигналов и вычислений

² Для ветвей, имеющих трансформацию напряжения, производные записываются аналогично с учетом коэффициента трансформации перед соответствующим напряжением.

величин, произведённых от измерений, *одинаков* для всех устройств РМУ. Иными словами, все РМУ, находящиеся на одной и той же шине, должны показать *одинаковые* значения измерений $U_a, U_b, U_c, \delta_a, \delta_b, \delta_c, f_a, f_b, f_c$.

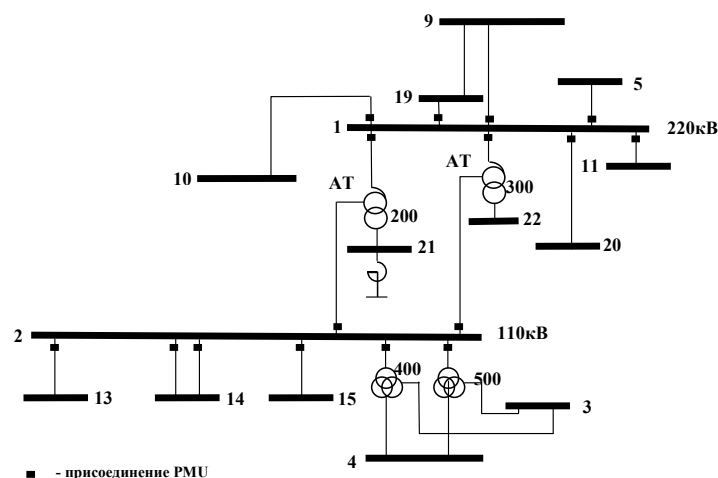


Рис. 1: Схема замещения подстанции с присоединёнными линиями

1. Проверяем балансы мощностей $\sum P_{ij}$ и $\sum Q_{ij}$ на шинах 1 и 2 и в узлах 200 и 300. Если выполняются соотношения $\sum P_{ij} = 0$ и $\sum Q_{ij} = 0$, то нет грубых ошибок в измерениях РМУ.

2. Если в каком-то из узлов баланс мощности не равен 0, то проверяем соотношения для токов $\sum I_{ija} = 0$ и $\sum I_{ijr} = 0$. Выполнение этих соотношений говорит о правильности измерений токов. Переходим на п.3 к проверке измерений напряжений. Иначе – переход на п.4.

3. Поскольку все РМУ снимают показания с помощью одного ТН, присоединённого к одной шине, то все РМУ должны показать одно и то же значение комплекса напряжения. Сравнение измерений входных фазовых напряжений рассматриваемых РМУ позволит сделать вывод о неисправности k -того РМУ в случае существенного различия между сравниваемыми величинами более чем на $\pm 3\sigma_{pmu}$.

4. Для проверки измерений токов можно составить следующие контрольные уравнения для измерений РМУ с шины уровня 220 кВ с измерениями РМУ с шины уровня 110 кВ (рис.1):

4.1 проверка равенства значений “расчётных” РМУ в средних точках трансформаторов -

$$1). U_{расч200} = f(U_1, I_{1-200}, \varphi_{1-200}) \quad \text{и} \quad 2). U_{расч200} = f(U_2, I_{2-200}, \varphi_{2-200})$$

$$3). U_{расч300} = f(U_1, I_{1-300}, \varphi_{1-300}) \quad \text{и} \quad 4). U_{расч300} = f(U_2, I_{2-300}, \varphi_{2-300})$$

4.2 проверка балансов токов в узлах (известно, что эти узлы транзитные)

$$5). \sum I_{1ja} + I_{1a} = 0 \quad \text{и} \quad \sum I_{1jr} + I_{1r} = 0$$

$$6). \sum I_{2ja} + I_{2a} = 0 \quad \text{и} \quad \sum I_{2jr} + I_{2r} = 0$$

Сравнение невязок КУ с заранее определёнными порогами d позволит указать на недостоверные измерения. Так, в случае, если измерение I_{1-200} содержит ошибку, невязка уравнения 1 будет больше порога $w_1 > d_1$ и невязка уравнения 5 будет больше порога $w_5 > d_5$. Если измерение I_{1-300} содержит ошибку, то невязка уравнения 3 будет больше порога $w_3 > d_3$ и невязка уравнения 5 будет больше порога $w_5 > d_5$. Аналогичные выводы можно сделать о присутствии ошибки в измерении I_{2-200} , входящем в уравнения 2 и 6, или, судя по невязкам уравнений 4 и 6 - о наличии ошибки в измерении I_{2-300} .

Измерения в рассматриваемом примере в основном входят в критические группы³, поэтому не вполне достаточно информации для проведения достоверизации всех измерений. Так, если токи I_{1-200} и I_{1-300} не содержат ошибок, а небаланс мощности в узле 1 есть, то можно сказать только, что ошибочен один из токов $I_{1-5}, I_{1-9}, I_{1-10}, I_{1-11}, I_{1-19}, I_{1-20}$, поскольку они составляют критическую группу. Точно также, если токи I_{2-200} и I_{2-300} достоверны, а есть небаланс мощности в узле 2, то ошибка находится в одном из измерений $I_{2-13}, I_{2-14}, I_{2-15}$.

В целом, несмотря на невысокую избыточность измерений, при отсутствии грубых ошибок среднеквадратичная ошибка отклонений измерений от эталона, равная 0,373%, снизилась после оценивания состояния до 0,332%.

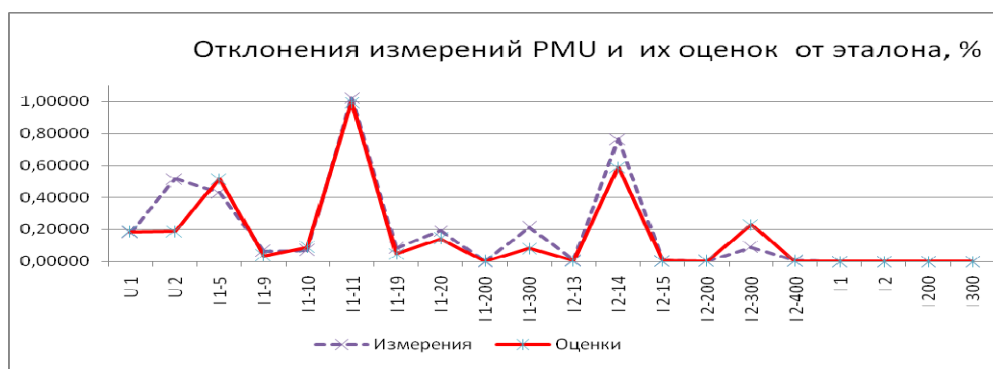


Рис. 2: Результаты оценивания состояния подстанции по данным PMU

В будущем, на ЦПС мы рассчитываем на высокую избыточность измерений, собираемых на шине процесса и доступных для работы различных приложений, в первую очередь, для задачи ОС.

3 ЗАКЛЮЧЕНИЕ

Оснащение ПС устройствами PMU даёт возможность использовать для ОС быстродействующие линейные алгоритмы, позволяющие получить решение за одну итерацию.

Внедрение в рамках ИЭС ААС технологии цифровых подстанций открывает новые возможности при решении задачи ОС:

- 1) При переходе к оптическим трансформаторам и оптоволоконным проводам измерения PMU смогут избежать ряда перечисленных выше ошибок. На ЦПС вместо концентраторов PDC будет использоваться шина процесса. Она позволит осуществить простой доступ к измерениям со всех устройств подстанции. Это преимущество ЦПС позволит получить вектор исходных измерений высокой точности и выполнить задачу ОС с помощью алгоритма ЛОС.
- 2) Измерения - логические (ТС) и аналоговые (ТИ) выполняются синхронно, собираются в одном месте и оцифровываются по стандартным протоколам. Это дает возможность реализовать на уровне подстанции алгоритмы обобщенного оценивания состояния, которые позволяют выполнять совместное оценивание режимных параметров и состояние коммутационных аппаратов.
- 3) Цифровые измерительные ТН устанавливаются в каждом присоединении шины (а не на шине, как сейчас), это позволяет выполнять проверку измерений напряжений путем сравнения "дублей" ТИ.
- 4) Появляется возможность использовать в задаче ОС не только ТИ, но и данные АСКУЭ, измерения режимных параметров для РЗ и ПА - это также повышает избыточность измерений и эффективность алгоритмов проверки их достоверности и расчета оценок.

³ Критическая группа – это набор измерений, в котором можно определить факт присутствия грубой ошибки, но нельзя идентифицировать ошибочное измерение.

ЛИТЕРАТУРА

- [1] K. Martin WAMS Architecture and Communication Requirements (Tutorial) // *Proc. of Conf. Monitoring of Power System Dynamics Performance*. 28-30 April 2008, SPb
- [2] Небера А.А. Прикладные вопросы применения векторных измерений параметров электрического режима // *Мат-лы между. конф. «Современные направления развития систем РЗА энергосистем»*. СПб, 3-мая-3июня 2011
- [3] Kolosok I.N., Korkina E.S., A.S.Paltsev. PMU placement for decomposition of power system state estimation problem // *Труды между. Научно-техн. конф. «Электроэнергетика 2010»*, Словакия, Высокие Татры, 17-20 мая 2010, с.66-72.
- [4] Колосок И.Н., Коркина Е.С., Суханов О.А. Алгоритмы распределенного оценивания состояния больших энергосистем. *Электричество*. 2011. – № 4, с.27-36.
- [5] Обнаружение грубых ошибок телеизмерений в электроэнергетических системах / Гамм А.З., Колосок И.Н. – Новосибирск: Наука. – 2000. – 152с.
- [6] A.Grobovoy, N.Bondareva. Risk Assessment for SPS and WAMS Technology in the Russian Far East Power Grid, // *Proc. of the 3rd Intern. Conf «Liberalization and Modernization of Power Systems: Risk Assessment and Optimization for Asset Management»*, August 14-18, 2006, Irkutsk: ESI. – P.47-53.
- [7] Гельфанд А.М., Курмак В.В., Наровлянский В.Г. Развитие систем мониторинга переходных режимов в ЕЭС России. *Электрические станции (ЭС)* №6, 2012. С.43-46.
- [8] A.G. Phadke, J.S. Thorp. Synchronized Phasor Measurements and Their Applications. 2008 Springer Science+Business Media, LLC, 247p.
- [9] Гамм А.З., Глазунова А.М., Гришин Ю.А., Колосок И.Н., Коркина Е.С. Развитие алгоритмов оценивания состояния электроэнергетической системы на основе интеграции данных SCADA и PMU. *Электричество*. 2009. – № 6, с.2-9.
- [10] A.M.Glazunova, Kolosok I.N., Korkina E.S. Bad Data Detection at Decomposition of State Estimation Problem // *Proc. of the Intern. Conf. «PowerTech'2011»* Trondheim, Norway, June 2011, 6 p.
- [11] A.M.Glazunova, Kolosok I.N., Korkina E.S. Monitoring of EPS Operation by the State Estimation Methods // *Proc. of the Intern. Conf. «Innovative Smart Grid Technologies» (ISGT Europe-2011)*, Great Britain, Manchester, 5-7 December 2011г
- [12] Колосок И.Н., Коркина Е.С., Бучинский Е.А. Алгоритмы обработки измерений комплексных электрических величин для мониторинга состояния объектов ЭЭС. Сборник докладов Всероссийской научно-техн. конф. «Электроэнергетика глазами молодежи», Екатеринбург, 22-26 окт. 2012, Т. 2, с. 47-53.
- [13] Kolosok I.N., Korkina E.S., Buchinsky E.A. Monitoring of EPS Facilities Using PMU-Based Linear State Estimation // *Proc.of the 5th Intern. Conf. «Liberalization and Modernization of Power Systems: Smart Technologies for Joint Operation of Power Grid»*, Irkutsk: ESI, August 6-10, 2012, pp.245-253.
- [14] Гельфанд А.М., Горожанкин П.А., Наровлянский В.Г., Фридман Л.И. Перспективы создания цифровых программно-аппаратных комплексов подстанций ЕНЭС. *ЭС* №5, 2012. С.55-58.
- [15] Высоковольтные трансформаторы производства компании NXPTRHASE: измерительные оптические тока и напряжения особенности конструкции и преимущества. <http://pro-ln.ru/upload/Features%20and%20advantages%20of%20optical%20transformers.pdf>
- [16] Летуновский Д.Н. Особенности проектирования интеллектуальных подсистем цифровой подстанции // *Мат-лы между.конф. РЕЛАВЭКСПО-2012*, Чебоксары, апр.2012
- [17] Автоматизация диспетчерского управления в электроэнергетике. П/ред. Ю.Н. Руденко, В.А.Семенова. Изд-во МЭИ, 2000. – 648с
- [18] Дорофеев Н.Н. Цифровые измерительные трансформаторы. Новые принципы измерений и построения вторичных цепей // *Мат-лы между.конф. РЕЛАВЭКСПО-2012*, Чебоксары, апр.2012
- [19] A.P.Meliopoulos, G.J.Cokkinides, F.Galvan, B.Fardanesh. Advances in the SuperCalibrator Concept – Practical Implementations. // *Proc. of 40th Hawaii International Conference on System Science*, 2007
- [20] S. Mohagheghi, R.H. Alaileh, G.J. Cokkinides, and A.P. Sakis Meliopoulos. A Laboratory Setup for a Substation Scaled Model // *Proc. of the Intern. Conference «PowerTech'2007»*, Lausanne, 2007
- [21] C. Roe, A. P. Sakis Meliopoulos, A. Bose. Distributed Dynamic State Estimation and Power Quality Monitoring http://www.truc.org/PDFs/TP-P5_%20DistributedDynamicStateEstimation.pdf
- [22] Казаков П.Н., Могилко Р.Н., Нестеров С.А. Опыт разработки и внедрения регистраторов переходных режимов SMART-WAMS. Перспективы развития SMART-WAMS в режиме on-line // *Proc. of Conf. Monitoring of Power System Dynamics Performance*. 28-30 April 2008, SPb: № S2-1.
- [23] Преобразователь измерительный многофункциональный МИП-02. Руководство по эксплуатации ЛКЖТ2.721.003-10 РЭ