



PS5 – S6-05



Прикладные вопросы применения векторных измерений параметров электрического режима

А.А. Небера
ЗАО «РТСофт»
Россия
nebera_aa@rtsoft.msk.ru

КЛЮЧЕВЫЕ СЛОВА

PMU, WAMS, прикладные задачи, синхронизированные векторные измерения, идентификация параметров схем замещения.

1 ВВЕДЕНИЕ

Технология синхронизированных векторных измерений параметров электрического режима (далее – векторных измерений) развивается с начала 1990-х годов, но наиболее значительный рост количества установленных PMU (Phasor Measurement Unit) и реализованных с их использованием систем отмечается в последние пять лет. Как отмечается в различных публикациях [[2]], [[12]], использование векторных измерений для решения задач в отложенном времени является уже зрелой технологией и фокус исследований смещается в область приложений реального времени.

В России в настоящее время применение векторных измерений в основном происходит в рамках Системы мониторинга переходных режимов (СМПР) и Системы мониторинга запасов устойчивости (СМЗУ), охватывающих в общей сложности 38 объектов ЕЭС/ОЭС 330-750 кВ [[3]]. В ближайшей перспективе планируется охват средствами СМПР всех атомных электростанций и расширение СМЗУ на операционную зону ОДУ Урала.

Архитектура систем распределенного мониторинга и управления на базе PMU (WAMS, WACS, WAMPACS и т.д.) обычно включает несколько уровней:

- собственно PMU на присоединениях энергообъектов;
- концентраторы данных (PDC – Phasor Data Concentrators) и, при необходимости, SuperPDC на энергообъектах и промежуточных центрах сбора данных;
- уровень приложений в диспетчерских центрах.

При этом PMU, как правило, являются узкоспециализированными устройствами, обмен данными между уровнями иерархии ведется с использованием специального протокола IEEE C37.118 на базе UDP/IP, обеспечивающего высокий темп передачи данных (до 25 измерений в секунду согласно IEEE C37.118 и до 50 измерений в секунду в практической реализации СМЗУ).

Таким образом, по итогам развития технологии векторных измерений представляется возможным высказать следующие предварительные соображения:

1. Существующие стандарты и технические решения являются оправданными и предназначены для применения в целях оперативного и, в перспективе, автоматического управления режимами энергосистем;
2. В настоящее время системы распределенного мониторинга и управления развиваются автономно и практически не имеют интерфейсов с другими системами автоматизации. В определенной степени традиционные средства телемеханики и системы WAMS

дублируют друг друга. Данные векторных измерений и результаты их обработки не используются компаниями, эксплуатирующими электрические сети и объекты генерации, а существующие SCADA-системы не адаптированы к использованию векторных измерений.

3. Новизна и автономность систем распределенного мониторинга и управления, более высокая средняя стоимость специализированных PMU по сравнению с традиционными измерительными преобразователями, более высокие требования к пропускной способности каналов связи, а также специфика целевого использования затрудняют широкое применение рассматриваемых технологий.

Вместе с тем представляется, что возможности точных синхронизированных измерений территориально разнесенных электрических величин, предоставляемые PMU, могут быть эффективно использованы не только в интересах общесистемного управления. В [[2]], [[4]], [[5]] и других публикациях рассматриваются прикладные вопросы применения векторных измерений, представляющие, в том числе, интерес для магистральных, и, в некоторой степени – для распределительных сетевых компаний. При этом в ряде случаев требования к частоте измерений и пропускной способности каналов связи могут быть заметно снижены. В последнее время на рынке средств автоматизации подстанций появились многофункциональные измерительные преобразователи и терминалы РЗА с функциями PMU, сопоставимые по стоимости с традиционными приборами.

В связи с вышесказанным представляется целесообразным рассмотреть возможности:

1. использования многофункциональных интеллектуальных электронных устройств в качестве основных источников измерений параметров электрического режима для систем АСУ ТП подстанций, а также для систем класса WAMS, WACS и для традиционных SCADA/EMS/DMS в диспетчерских центрах;
2. организации передачи векторных измерений в составе существующих каналов телемеханики с использованием традиционного состава протоколов (например, МЭК 60870-5-104, DNP 3.0) с периодичностью 1-2 с. Такая передача не увеличит существенным образом нагрузку на каналы связи;
3. развития состава алгоритмов АСУ ТП, SCADA/EMS/DMS в части использования новой информации.

Сказанное иллюстрируется на Рис. 1. Данные от PMU, как единого источника измерений, поступают в АСУ ТП подстанции и на опциональный концентратор данных PDC в случае необходимости организации высокоскоростного потока данных от PMU.

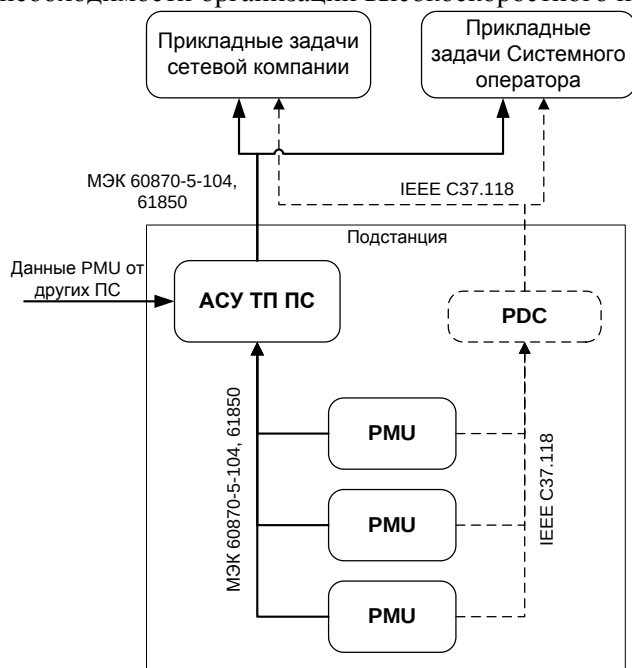


Рис. 1: Схема использования PMU как единого источника данных

Предложенная схема является промежуточной, т.к. обеспечивает исключение дублирования только на уровне измерительных преобразователей.

С ростом пропускной способности каналов связи и адаптацией программно-технических комплексов в диспетчерских центрах к обработке больших потоков векторных измерений возможен переход к реализации функций PDC стандартными средствами АСУ ТП и исключение дублирования каналов передачи данных.

В рамках предлагаемого расширения областей использования векторных измерений целесообразно рассмотреть возможность координации программ развития прикладных задач управления с использованием векторных измерений в подразделениях Системного оператора, магистральных и распределительных сетевых компаний. С

учетом этого в следующем разделе рассматривается предварительная классификация прикладных задач.

2 ПРИКЛАДНЫЕ ЗАДАЧИ НА БАЗЕ ВЕКТОРНЫХ ИЗМЕРЕНИЙ

Описание возможных применений векторных измерений для управления энергосистемами приведено в [[1]], [[2]], [[5]] и других источниках. Структурирование упоминаемых в этих источниках, а также некоторых дополнительных прикладных задач предлагается выполнить с учетом основных производственных процессов Системного оператора и/или сетевых компаний:

- оперативное управление (включая оперативно-диспетчерское управление энергосистемами и оперативно-технологическое управление электрическими сетями);
- управление эксплуатацией электрооборудования;
- планирование рыночных операций.

При этом в рамках оперативного управления, как основной сферы применения векторных измерений, дополнительно могут быть выделены следующие группы задач:

- базовые алгоритмы обработки векторных измерений, обеспечивающие основу для реализации последующих алгоритмов контроля и управления. В их состав помимо оценки состояния электрического режима предлагается также включить алгоритмы оперативной идентификации параметров схем замещения основного оборудования подстанций и ЛЭП. Более подробно этот вопрос рассматривается в следующем разделе;
- обеспечение ситуационной осведомленности оперативного персонала и руководства компаний;
- оперативное обеспечение надежности электроснабжения;
- планирование электрических режимов.

Структурированный в соответствии с вышесказанным состав прикладных задач приведен в Табл. 1. Дополнительно в таблице указана предварительная оценка актуальности применения соответствующих алгоритмов в рамках управления энергосистемами (СО), магистральными (ФСК) и распределительными (РСК) сетями. И, наконец, в последнем столбце отражены качественные требования к необходимости обеспечения высокой частоты сбора измерений от РМУ. Более детальные требования к характеристикам сбора данных приведены в [[11]].

Табл. 1: Предложения по классификации задач управления с использованием векторных измерений

Прикладные задачи	Актуальность применения			Требуемая частота сбора ¹
	СО	ФСК	РСК	
Оперативное управление				
Базовые алгоритмы обработки измерений				
Идентификация параметров схем замещения элементов электрической сети	√	√	√	Невысокая
Оценка состояния электрического режима:				
• контроль достоверности и замещение недостоверных данных на различных уровнях сбора и агрегации данных	√	√	√	Невысокая
• фиксация фактов изменения топологии сети вне пределов оперативного контроля (в смежных энергосистемах, сетях других собственников)	√	√	√	Высокая
• оценивание состояния электрического режима	√	√	√	Невысокая
Обеспечение ситуационной осведомленности				
Визуализация параметров режима, топологии сети и контроль нарушения пределов:				
• отклонений основной частоты	√			Высокая
• уровней межзональных низкочастотных колебаний	√			Высокая
• запасов по статической устойчивости	√			Высокая

¹ Приведенная оценка требований является весьма приблизительной. Высокой частоте сбора соответствует период порядка 20-40 мс, невысокой – от единиц секунд до нескольких часов. Ожидается, что в перспективе требования будут смещаться в сторону более высокой частоты.

**Современные направления развития систем релейной защиты и автоматики энергосистем
Санкт-Петербург, 30 мая – 3 июня 2011 г.**

• допустимых уровней напряжения и запаса реактивной мощности	√	√	√	Невысокая
• пропускной способности линий электропередач по условиям термической устойчивости	√	√	√	Невысокая
• уровней технических потерь мощности и электроэнергии в элементах электрической сети		√	√	Невысокая
Определение мест повреждения				Высокая
Оперативное обеспечение надежности электроснабжения				
Анализ и демпфирование межзональных низкочастотных колебаний	√			Высокая
Автоматизированное управление активным силовым оборудованием в реальном времени	√	√	√	Высокая
Мониторинг и балансирование распределенной генерации с изменчивым графиком выработки электроэнергии	√			Высокая
Управление нагрузкой с учетом ее зависимости от частоты и напряжения	√	√	√	Высокая
Плановое разделение и восстановление синхронной работы энергосистем	√			Высокая
Адаптивная защита и противоаварийная автоматика	√	√	√	Высокая
Планирование режимов				
Послеаварийный анализ динамики параметров режима и оборудования энергосистем	√	√	√	Высокая
Выявление ошибок и уточнение параметров моделей энергосистем как для реального, так и для отложенного времени:	√	√	√	
• уточнение параметров генераторов	√	√		Высокая
• уточнение параметров пассивного и активного силового оборудования электрических сетей	√	√	√	Невысокая
• анализ поведения и уточнение моделей нагрузки	√	√	√	Высокая
Уточнение уставок защит и противоаварийной автоматики	√	√	√	Невысокая
Управление эксплуатацией оборудования				
Анализ динамики изменения параметров схем замещения ЛЭП и трансформаторного оборудования		√	√	Невысокая
Расчет изменения паспортных характеристик (Z_k , P_{xx}) трансформаторов, дополнительные методы диагностики		√	√	Невысокая
Испытания и ввод в эксплуатацию устройств и систем релейной защиты и автоматики	√	√	√	Высокая
Рыночные операции				
Планирование операций на рынке с учетом прогнозируемых пределов реальной пропускной способности сетей	√			Невысокая

При планировании достаточно масштабного внедрения интеллектуальных электронных устройств с функциями PMU представляется целесообразным рассмотреть использование векторных измерений на всех уровнях иерархии управления. Дополнительная информация о взаимных фазовых углах электрических величин, измеряемых в разных точках сети, может быть, к примеру, использована:

- для разных присоединений одной подстанции, например, для обеспечения избыточности при необходимости замещения недостоверных измерений;
- для смежных подстанций при определении места повреждения на соединяющей их ЛЭП, перекрестной проверке измерений режимных параметров с разных сторон ЛЭП и т.д.;
- в региональных и территориальных подразделениях при решении задач оперативного управления, эксплуатации оборудования и др.



Рис. 2: Пример распределения задач по иерархии управления

Иллюстрация возможного распределения прикладных задач по уровням иерархии управления сетями или энергосистемами показана на Рис. 2. При распределении учитывается, что создание каналов связи между энергообъектами создает предпосылки для локализации части задач управления на нижних уровнях иерархии.

В заключение представляется уместным акцентировать внимание на задаче идентификации параметров схем замещения пассивных и активных элементов электрических сетей. Данный вопрос поднимается в отечественных [[7]] и зарубежных [[8]], [[9]] публикациях, однако пока не рассматривался к применению в комплексном виде при развитии систем управления.

3 ИДЕНТИФИКАЦИЯ ПАРАМЕТРОВ СХЕМ ЗАМЕЩЕНИЯ

Точная информация о состоянии управляемого объекта является критически важной, в особенности при переходе к адаптивным методам управления с целью наиболее эффективного использования ресурсов, например, пропускной способности электрической сети. Ключевым инструментом предоставления оперативному персоналу и различным автоматизированным системам по возможности полной и непротиворечивой информации об электрическом режиме является задача оценивания состояния режима сети. Данная задача в том числе упоминается в большинстве публикаций, посвященных анализу применений векторных измерений.

Вместе с тем, существующие реализации алгоритмов оценки состояния, как правило, опираются на такие допущения, как постоянство параметров схемы замещения и установившийся симметричный режим (однолинейная схема замещения). При этом параметры схемы замещения традиционно определяются по паспортным данным и конструктивным характеристикам (например, для ЛЭП) и не изменяются в течение всего срока действия оборудования. Однако, как показано в [[6]], учет влияния метеорологических, режимных и иных факторов приводит к возможным погрешностям определения параметров схем замещения (до 24% для активных сопротивлений, до 10% - для индуктивных, до 30% для – емкостной проводимости на землю). В зарубежных публикациях также приводятся оценки погрешности на уровне 25-30% [[8]]. С учетом этого особую актуальность приобретают возможности динамической идентификации параметров схем замещения сетевых элементов с использованием векторных измерений.

Одним из возможных подходов при этом является классический анализ многополюсников на основании известных векторов токов и напряжений по всем полюсам в один и тот же момент времени. Решение подобной задачи возможно также с использованием массивов мгновенных значений токов и напряжений, полученных, например, от синхронизированных регистраторов аварийных событий (РАС), установленных с разных сторон рассматриваемого элемента сети [[10]]. Однако использование средств векторных измерений имеет в данном случае явные преимущества за счет:

- более высокой точности синхронизации, напрямую влияющей на точность расчета. Так, типичная точность синхронизации времени для РАС составляет порядка 1 мс, а для устройств векторных измерений – не более 5 мкс;
- большей оперативности (данные для расчетов предоставляются с необходимой регулярностью, а не только в моменты пуска регистраторов);
- меньшей нагрузки на каналы передачи данных.

Как показано в [[7]], погрешность расчета параметров схем замещения при использовании синхронизированных векторных измерений составляет порядка 1-2%, что сопоставимо с погрешностью измерений параметров режима² и может обеспечить существенное повышение точности оценивания состояния.

Дополнительную ценность динамической идентификации параметров придает возможность определения параметров схем замещения индивидуально для каждой фазы, что создает предпосылки для оценки состояния, расчета потоков распределения и др. с учетом реальной несимметрии оборудования.

Таким образом, представляется, что традиционный подход к оцениванию состояния электрического режима должен быть расширен путем дополнительной периодической оценки параметров схем замещения на базе текущих векторных измерений. Необходимая периодичность оценки параметров схем замещения определяется из практических соображений и, по предварительной оценке может находиться в пределах от нескольких минут до нескольких часов. Целесообразно ведение архива параметров схем замещения как в интересах рассмотрения различных сценариев оперативного управления, так и в целях управления эксплуатацией оборудования.

Дополнительное использование полученных данных о динамике изменения параметров предусматривается в части прикладных задач, упомянутых в предыдущем разделе, таких, как:

- контроль средней температуры проводов линий электропередач;
- дополнительные алгоритмы мониторинга оборудования;
- структурирование технических потерь электроэнергии;
- определение мест повреждения;
- уточнение уставок РЗА и др.

С учетом практической значимости задачи идентификации параметров схем замещения, сотрудниками ЗАО «РТСофт» была выполнена экспериментальная оценка алгоритма идентификации параметров ЛЭП, использующего для идентификации один срез векторных параметров режима. Эксперименты были выполнены на физической модели ЛЭП кафедры РЗИА МЭИ с использованием многофункциональных измерительных преобразователей МИП-02. Результаты экспериментов сведены в Табл. 2, где приведены паспортные и расчетные значения параметров и соответствующие ошибки измерений. При этом расчетное значение для каждого параметра получено путем усреднения 50 измерений, выполненных в течение 1 секунды. Нижняя строка таблицы содержит полученное среднеквадратичное отклонение по всем наборам соответствующих параметров.

Полученные результаты подтверждают практическую целесообразность динамической идентификации параметров. Дополнительные исследования требуются для определения причин наибольшей ошибки при измерении активного сопротивления. В других источниках [[7]] также отмечается повышенный уровень погрешности идентификации значений активного сопротивления по сравнению с другими параметрами.

² При использовании измерительных трансформаторов с классом точности не хуже 0,5.

Табл. 2: Результаты идентификации параметров ЛЭП

Фаза	R (Ом)			L (Гн)			C (мкФ)		
	Параметр	Расчет	Ошибка %	Параметр	Расчет	Ошибка %	Параметр	Расчет	Ошибка %
Фаза А	29	29,723	2,4938	0,15	0,1498	0,136	0,36	0,367	1,934
Фаза В		29,641	2,2112		0,1498	0,1483		0,3731	3,6339
Фаза С		29,879	3,0325		0,1516	1,0598		0,3699	2,758
Фаза А	33	34,299	3,9362	0,3	0,3026	0,8729	0,8	0,8052	0,6451
Фаза В		34,256	3,8061		0,2977	0,7693		0,8204	2,5483
Фаза С		34,651	5,0041		0,2978	0,7208		0,8052	0,6462
Фаза А	37	39,073	5,6022	0,45	0,452	0,4354	1,16	1,176	1,3766
Фаза В		39,053	5,5486		0,4486	0,3027		1,186	2,2439
Фаза С		39,511	6,7868		0,4508	0,1777		1,1663	0,5417
Фаза А	37	38,933	5,2248	0,45	0,4518	0,3944	0,36	0,3623	0,6437
Фаза В		39,158	5,832		0,4483	0,3687		0,3691	2,538
Фаза С		39,433	6,5755		0,451	0,2113		0,3597	0,0718
			4,9			0,555			1,958

4 ЗАКЛЮЧЕНИЕ

В настоящей статье рассмотрен уровень текущего развития технологии синхронизированных векторных измерений параметров электрического режима. Сделаны предложения по расширению применений векторных измерений, в том числе, для задач управления электрическими сетями и по подходам к классификации возможного состава прикладных задач. Отмечена целесообразность развития приложений на базе идентификации параметров схем замещения элементов электрических сетей и приведены экспериментальные подтверждения применимости алгоритмов идентификации параметров ЛЭП.

ЛИТЕРАТУРА

- [1] A.G. Phadke, J.S. Thorp, Synchronized Phasor Measurements and Their Applications, DOI: 10.1007/978-0-387-76537-2_10, © Springer Science+Business Media, LLC 2008.
- [2] www.nerc.com Real-Time Application of Synchrophasors for Improving Reliability. 2010.
- [3] Ю.А.Куликов, А.В.Жуков, И.Е. Мацкевич, Перспективы применения векторной регистрации параметров в управлении режимами ЕЭС России. Доклад на XX конференции «Релейная защита и автоматика энергосистем 2010», 01-04.06.2010
- [4] D. Novosel, K. Vu, Benefits of PMU technology for various applications. 7-th CIGRE Symposium for power system management. 04-06.11.2006.
- [5] www.naspi.org/resources/2009_march/phasorappstable_20091201.pdf. Actual and potential phasor data applications.
- [6] Идельчик В.И., Новиков А.С., Паламарчук С.И. Ошибки задания параметров схем замещения при расчетах режимов электрических систем // В сб. «Статистическая обработка оперативной информации в электроэнергетических системах». Иркутск, 1979. С.145-152.
- [7] Суворов А.А. Адаптивная идентификация параметров элементов электрической сети для задач оперативного и противоаварийного управления. Диссертация на соискание степени к.т.н. 2003 г.
- [8] C. Borda, A. Olarte, H. Diaz, PMU-based Line and Transformer parameter estimation. 978-1-4244-3811-2/09. 2009 IEEE.
- [9] D. Shi1, D. J. Tylavsky, K. M. Koellner, N. Logic, D. E. Wheeler, Transmission line parameter identification using PMU measurements. European Transactions on Electrical Power, 11.2010.
- [10] Джумик Д.В. Определение параметров схем замещения линий электропередач, реакторов, силовых резисторов и конденсаторных батарей по массивам мгновенных значений токов и напряжений. УДК 621.311.
- [11] www.naspi.org/resources/dnmtt/dnmttresources.stm. Assessment of application taxonomy.

- [12] N. H. Abbasy, N.A. Ahmed, PMU Optimal Allocation Using a Posteriori Bus-Observing Redundancy Removal Approach. Selected Topics in Power Systems and Remote Sensing. ISSN: 1792-5088, ISBN: 978-960-474-233-2.