



МОНИТОРИНГ И УПРАВЛЕНИЕ ИНДИКАТОРАМИ ЭНЕРГЕТИЧЕСКОЙ БЕЗОПАСНОСТИ НА ОСНОВЕ СИНХРОФАЗОРНЫХ ИЗМЕРЕНИЙ В РЕЖИМЕ РЕАЛЬНОГО ВРЕМЕНИ

К. А. Сулейманов

Азербайджанский научно-исследовательский и проектно-изыскательский институт энергетики, Баку, Азербайджан

Real-time monitoring and control of energy security indicators based on synchrophasor measurements

K. A. Suleymanov

Azerbaijan Scientific-Research and Design-Survey Institute of Energy, Baku, Azerbaijan

ABSTRACT

Based on the analysis of the development of the Azerbaijan EPS, it is distinguished by its power and network structure, expanded intersystem communications, and is substantiated by a monitoring and control plan based on synchrophasor measurements of the state of the reliability mode - an indicator of energy security. The effectiveness of a large-scale assessment of the PMU installation in the Azerbaijan EPS.

KEYWORDS

Energy security;
Regime reliability;
Power system;
SCADA/EMS –
WAMS, PMU.

© 2022 «OilGasScientificResearchProject» Institute. All rights reserved.

Энергетическая безопасность определяется рядом угроз экономического, социально-политического, внешнеэкономического, внешнеполитического, техногенного, природного и управленческого характера.

В перечне индексов (рисков) [1], определяющих состояние энергетической безопасности (ЭБ), отметим техногенную составляющую, в которой для электроэнергетического сектора, как одну из важных, выделим состояние режимной надежности (РН).

Состояние РН определяет целый ряд качеств электроэнергетической системы (ЭЭС), таких как:

- устойчивоспособность – способность сохранения устойчивости работы ЭЭС в течение заданного интервала времени;
- живучесть – способность противостоять крупным возмущениям, не допуская их каскадного развития;
- режимная управляемость - приспособленность к управлению с целью поддержания нормального или допустимого режима.

Состояние РН, способы её обеспечения, определяются свойствами каждой конкретной ЭЭС, особенностями её мощностной и сетевой структуры.

В структуре Азербайджанской ЭЭС будет проявляться распределенная генерация, а вместе с ней и необходимость реализации распределенного принципа управления РН.

При достижении положительных факторов в части

экономичности и экологичности, развивающаяся структура мощностей будет приобретать ряд свойств, который требует особого внимания на состояние РН: изменчивость нагрузки, снижение постоянной инерции ЭЭС, неоднозначное влияние на генерацию высших гармоник, появление низкочастотных колебаний, увеличение токов короткого замыкания, усложнение работы оперативно-диспетчерского персонала, условий работы релейной защиты (РЗ) и противоаварийной автоматикой (ПА) и др.

Наряду с вышеизложенным на состояние РН Азербайджанской ЭЭС влияние оказывают особенности её сетевой и мощностной структуры:

- концентрированный характер сетевой структуры (без протяженных линий электропередач) с крупными мегаполисами производства и потребления электрической энергии;
- наличие избыточной и дефицитной по мощностям составляющих структуры, обосновывающих необходимость функционирования критических сечений линий электропередач на основе ВЛ 500-330-220 кВ.

Реализация проектов строительства электростанций мощностью 900 МВт (Яшма), 385 МВт (Гобу), а также электростанции на ВИЭ мощностью 470 МВт, в т.ч. 240 МВт ВЭС и 230 МВт СЭС уже в ближайшие десятилетия позволит смягчить небаланс мощности между этими структурами.

На основании вышеизложенного, а также опыта эксплуатации, расчетно-экспериментальных исследований и проектных разработок, можно считать, что причинами нарушения устойчивости в Азербайджанской ЭЭС могут

*E-mail: kamran.suleymanov99@gmail.com
<http://dx.doi.org/10.5510/OGP20220200682>

быть нарушения по напряжению, а также по углу.

Процессы, происходящие в ЭС при нарушениях устойчивости сложные по характеру и времени протекания (стационарные, электромеханические, электромагнитные) проявляют высокие требования к точности и скорости реализации мониторинга и управления.

Традиционно, решение задачи обеспечения устойчивости ЭС во время аварий, как правило, решается оперативным диспетчером (ОД) и ПА. В то же время в условиях, в которых уже в настоящее время и в ближайшей перспективе будет находиться ЭЭС, ПА может проявлять низкую отказоустойчивость, отсутствие адекватности и координации, взаимодействия, избыточности первичной и необработанной информации в аварийных и нештатных ситуациях. Повышается вероятность аварийных ситуаций. Мировая практика имеет достаточно примеров системных аварий, завершаемых блэкаутами [2]. При этом остановить процесс развала ЭС с помощью ОД и ПА не представляется возможным.

Ниже приводятся результаты комплекса расчетно-экспериментальных исследований вероятности возникновения нарушения устойчивости по напряжению на ПК применительно к схеме сети 500-330-220 кВ Азербайджанской ЭЭС.

В дефицитной по мощности части ЭС происходит внезапное отключение мощности на Шимал ЭС в объеме около 700 МВт (тригерное событие). При этом, как следствие, происходит снижение частоты и напряжения в крупном узле нагрузки дефицитной части ЭС (рис. 1). Вместе с этим происходит изменение сдвига фаз напряжения синхронного генератора (СГ), действующих в избыточной и дефицитной частях (рис. 2). Динамика процесса колебания завершается на 9-ой секунде, т.е. ЭС сохраняет устойчивость (изменение напряжения, частоты и разности фаз), хотя значения U , f и δ отличаются от исходных (рис. 3-5) [3].

Приведенные расчеты требуют внедрения и развития инновационной системы управления SCADA – WAMS, что реализуется во многих ЭЭС мира [4].

SCADA/EMS (Supervisory Control and Data Acquisition) - программный пакет, предназначенный для разработки и обеспечения в реальном времени сбора, обработки, отображения и архивирования информации об объекте управления:

SCADA/EMS, включенная в элементы ЭЭС, реализует следующие измерения:

$$Y = [P_{Gi} Q_{Gi} P_{ij} U_i] \quad (1)$$

где: $P_{Gi} Q_{Gi}$ - активная и реактивная мощности i -го генератора; $P_{ij} Q_{ij}$ - активная и реактивная мощности в i -ой ветви; U_i - напряжение в i -ом узле.

В составе SCADA/EMS:

- RTU – удаленный терминал;
- MTU – основные службы;
- CS – каналы связи.

Система SCADA/EMS – внедрена в Азербайджанской ЭЭС.

При всей многочисленности решаемых задач система SCADA/EMS нацелена на решение задач управления только стационарными режимами ЭЭС.

Отсутствие в измерениях SCADA/EMS фаз напряжений и токов исключает возможности управления динамическими режимами.

В системе WAMS действуют три функциональные составляющие [4]: мониторинга, управления и защиты (верхний уровень). Нижний и средние уровни являются стандартными для решаемых задач на верхнем уровне и состоят из трех компонентов:

- GPS - Global Positioning System (глобальная система позиционирования)
- PMU - Phasor Measurement Unit (измерение фазорных единиц)
- PDC - Phasor Data Concentrator (концентратор фазорных данных).

Устройство PMU является элементом системы WAMS, подключаемое к объекту измерения с помощью трансформаторов тока и напряжения с сигнализатором синхронного времени GPS. Выходом такого устройства являются составляющие измерения

$$Y = [U_i \delta_i I_{ij} \psi_{ij}] \quad (2)$$

где: U_i - модуль напряжений i -того узла; δ_i - фаза напряжений i -того узла; I_{ij} - ток вытекающий из узла; ψ_{ij} - сдвиг фазы между током и напряжением.

На основе PMU происходит интеграция систем SCADA и WAMS, позволяющая решать задачу управления режимной надежностью на основе синхрофазорного (векторного) измерения с высокой скоростью и точностью.

Эта задача решается с помощью «фейзора».

«Фейзор» - величина, имеющая амплитуду и фазу, измеряемая относительно произвольно выбранного начала отсчета, используемая для представления синусоидального сигнала (рис. 6) [5, 6].

Фазовый угол – есть расстояние между синусоидальной амплитудой сигнала и выбранной точкой отсчета и выражается в угловых единицах. Точкой отсчета является фиксированная во времени точка при $t = 0$. Измеренные значения фазового угла в двух узлах при единой базовой точке отсчета позволяют оценить значение $\delta_1 - \delta_2$, т.е. относительный угол между векторами узлов ЭС (рис. 7).

Ниже показаны преимущества векторных измерений перед традиционными [5]: в части точности (табл. 1) и скорости (табл. 2).

В таблице 3 приведено сопоставление времени реакции систем в условиях продолжительности события в ЭЭС.

На рисунке 8 показан один из вариантов интегрированного включения SCADA/EMS и WAMS для решения задач мониторинга и управления напряжением.

На рисунке 8 показан один из вариантов интегрированного включения SCADA/EMS и WAMS для решения задач мониторинга и управления напряжением.

Информация от PMU – PDC поступает в блок EMS с быстродействием 1 дан. в сек., а в блок WAMS с быстродействием 30-60 дан. в сек. Каждые 5 сек. от WAMS оценочные результаты поступают в блок EMS, а каждую минуту происходит взаимообмен результатами оценок и расчетов между блоками оценка состояния динамики и EMS. Все три блока являются также источниками информации для визуализации состояния системы.

PMU является основным устройством, осуществляющим синхрофазорное измерение и передачу в режиме реального времени информации в систему SCADA/EMS - WAMS.

Измерения должны проводиться на тех элементах ЭЭС, параметры которых определяют состояние РН. Это - «слабые» элементы, чувствительные к возмущениям.

Таблица 1	
по напряжению (кВ)	± 0.1%
по углу (°)	+ 0.2%
по току (А)	± 0.2%
по фазе тока (°)	+ 0.2%
по частоте (Гц)	± 0.001
ошибка t_{mks}	5 мкс

Наблюдаемость – система наблюдаема, если на конечном интервале времени при известном управляющем воздействии можно определить все начальные компоненты вектора состояния [7].

Каждое устройство РМУ имеет в простейшем случае один канал по напряжению и один токовый канал, а в общем случае – один канал по напряжению и n токовых каналов – по числу примыкающих соседних узлов ЭЭС (ветви).

Таблица 2		
Факторы	Телеметрия	Векторные измерения
Частота измерений	1÷5 с	до 20 мс и чаще
Наблюдаемый режим	установившийся	установившийся и переходный
Масштаб	регионы	в сложной ЭС
Синхронизация	нет	GPS с точностью до мкс
Возможные измерения фаз напряжений	нет	да

Таблица 3		
Виды систем	Время отключения системы	Продолжительность события
WAMS	от 100 мс до 1 сек.	от 100 мс до нескольких минут
SCADA	менее 5 сек.	менее сек. до часа
EMS	менее 5 сек.	менее мин. до часа

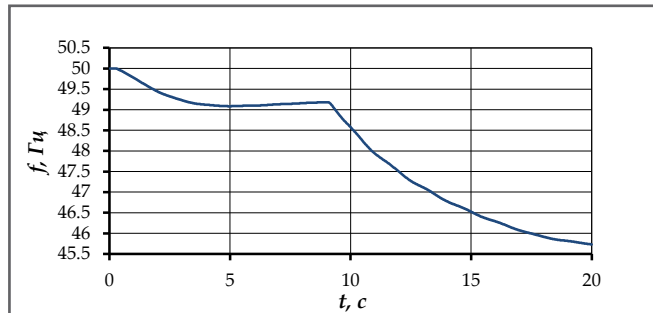


Рис.3. Изменение частоты на п/ст Говсаны при отключении 870 МВт в избыточной части ЭЭС Азербайджанской ТЭС в условиях потери мощности на Шимал ЭЭС в дефицитной части ЭЭС

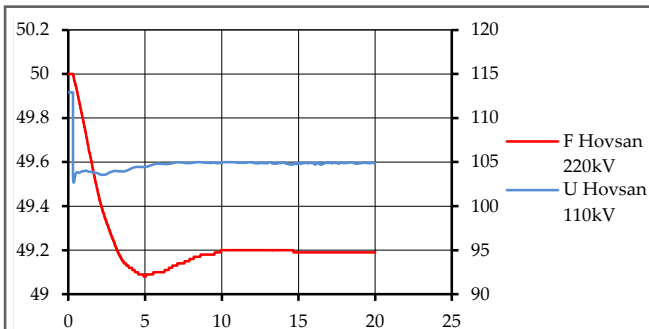


Рис.1. Изменение частоты и напряжения на п/ст Говсаны при отключении 700 МВт Азербайджанской ТЭС - Бакинская ТЭЦ при отключении на Шимал ЭЭС

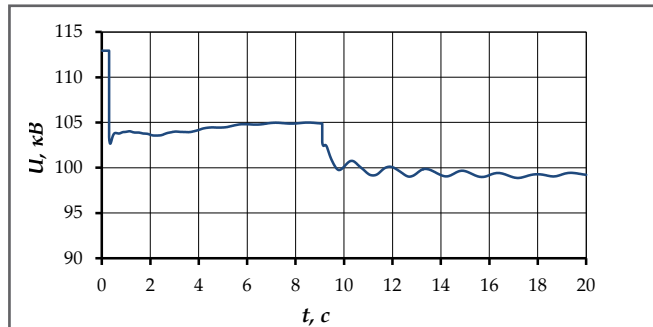


Рис.4. Изменение напряжения на п/ст Говсаны при отключении 870 МВт в избыточной части ЭЭС Азербайджанской ТЭС в условиях потери мощности на Шимал ЭЭС в дефицитной части ЭЭС

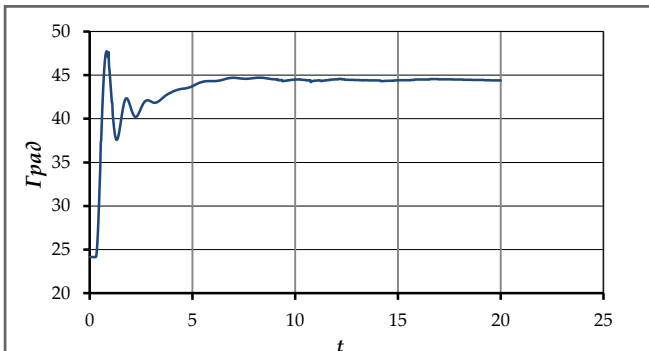


Рис.2. Изменение взаимного угла между СГ Азербайджанской ТЭС - Бакинская ТЭЦ при отключении обеих СГ Шимал ЭЭС

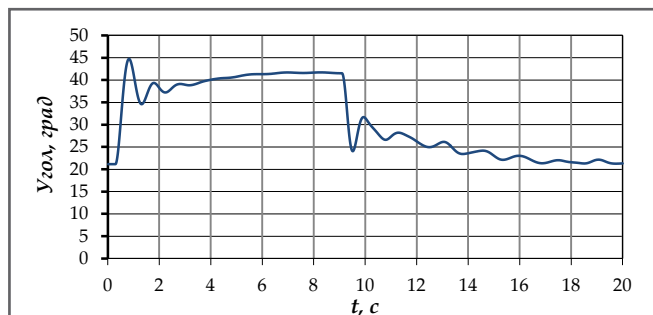
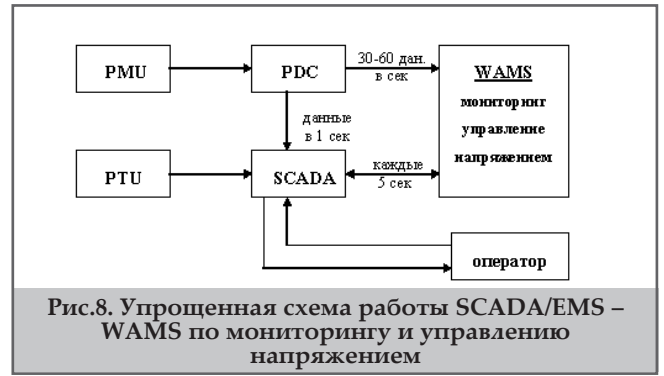
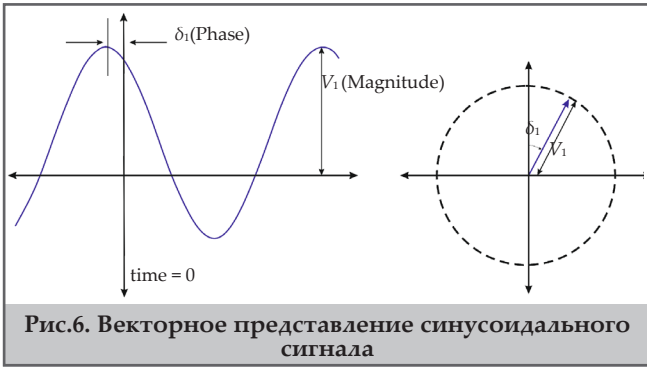
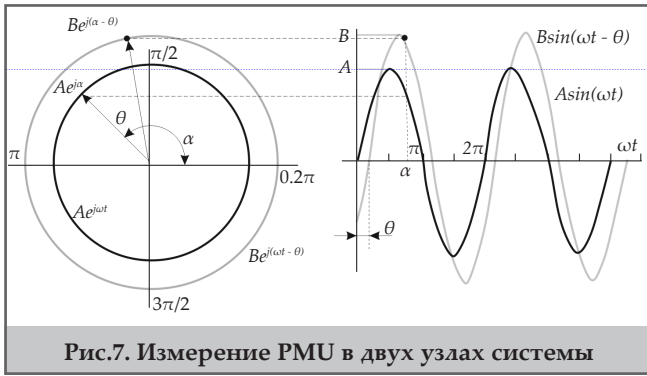


Рис.5. Изменение относительного угла СГ Азербайджанской ТЭС в избыточной и Бакинской ТЭЦ в дефицитных частях ЭЭС при отключении 870 МВт в избыточной части ЭЭС Азербайджанской ТЭС в условиях потери мощности на Шимал ЭЭС в дефицитной части ЭЭС

Число РМУ в ЭЭС может быть большим, но в то же время, учитывая высокую стоимость устройства, число РМУ должно быть оптимальным, т.е. обеспечивать при этом полную топологическую наблюдаемость.



Применением метода целочисленного программирования определено, что в Азербайджанской ЭЭС наблюдаемость может быть обеспечена установкой 10 PMU в 36 узловой схеме 500-330-220 кВ [8] на МС Самух 500 кВ, Акстафа 330 кВ (с ЭЭС Грузии), Имишли 330кВ (с ЭЭС Ирана), Хачмас 330 кВ (с ЭЭС РФ), подстанции Апшерон 500 кВ и 330кВ – узлы связи дефицитной и избыточной частей Азербайджанской ЭЭС, а также на СГ Шимал ЭС, Сумгаит ТЭС (в дефицитной части) и Ширван ТЭС, Джануб ТЭС (в избыточной части, для измерения межфазовых колебаний напряжения).

Выводы

В условиях интенсивного развития Азербайджанской ЭЭС с использованием принципов распределенной генерации и ВИЭ, расширения межсистемных связей до уровня межрегионального, обоснована необходимость осуществления мониторинга и управления режимной надежностью, как важнейшего индикатора энергетической безопасности. Эффективность подтверждена на примере применения интегрированной системы SCADA (EMS) – WAMS с синхрофазорными измерениями от PMU. Представлены обоснованные рекомендации по оптимальному размещению измерительных устройств PMU в структуре Азербайджанской ЭЭС для решения в ближайшей перспективе задач управления РН.

Литература

1. Сендеров, С. М., Юсифбейли, Н. А., Рабчук, В. И. и др. (2018). Энергетическая безопасность прикаспийских регионов России и Азербайджана: анализ проблем и пути обеспечения. *Общественно-деловой научный журнал «Энергетическая политика»*, 6, 108-187.
2. Воропай, Н. И., Курбацкий, В. Г., Томин, И. В. и др. (2016). Комплекс интеллектуальных средств для предотвращения крупных аварий в электроэнергетических системах. *Новосибирск: Наука*.
3. Юсифбейли, Н. А., Гусейнов, А. М., Насибов, В. Х. и др. (2021). Стратегия обеспечения энергетической безопасности Азербайджана в условиях особенностей и интенсивного развития электроэнергетической системы. *Надежность систем энергетики в условиях их цифровой трансформации*, 72(1), 23-32.
4. Hector, J., Ferrer, A., Edmund, O. (2010). Schweitzer III. Modern solutions for protection, control and monitoring of electric power systems. USA: Schweitzer Engineering Laboratories.
5. Phadke, A. G., Thorp, S. S. (2008). Synchronized phasor measurement and their applications. *New York: Springer Science & Business Media*.
6. Kerimovic, M. (2012). Xreft power associates. Wide-area monitoring, protection and control system (WAMPAC). *Standards for Cyber Security Requirements*.
7. Гамм, А. А., Голуб, И. И. (1990). Наблюдаемость электроэнергетических систем. *Москва: Академия наук*.
8. Гусейнов, А. М., Гулиев, Г. Б., Сулейманов, К. А. (2018). Оптимальное размещение устройств PMU для оценки состояния и мониторинга запаса устойчивости Азербайджанской ЭЭС. *Материалы 90-го заседания Международного научного семинара им. Ю.Н. Руденко «Методические вопросы исследования надежности больших систем энергетики»*. Иркутск: ИСЭМ.

References

1. Senderev, C. M., Yusifbeyli, N. A., Rabchuk, V. I., et al. (2018). Smirnova Energy security of the Caspian regions of Russia and Azerbaijan: analysis of problems and ways of ensuring. *Social and business scientific journal «Energy Policy»*, 6, 108-187.
2. Voropay, N. I., Kurbatsky, V. G., Tomin, I. V., et al. (2016). A complex of intellectual means for preventing major accidents in electric power systems. *Novosibirsk: Science*.
3. Yusifbeyli, N. A., Huseynov, A. M., Nasibov, V. Kh., et al. (2021). Strategy for ensuring Azerbaijan's energy security in conditions of peculiarities and intensive development of the electric power system. *Reliability of Energy Systems in the Context of Their Digital Transformation*, 72(1), 23-32.
4. Hector, J., Ferrer, A., Edmund, O. (2010). Schweitzer III. Modern solutions for protection, control and monitoring of electric power systems. *USA: Schweitzer Engineering Laboratories*.
5. Phadke, A. G., Thorp, S. S. (2008). Synchronized phasor measurement and their applications. *New York: Springer Science & Business Media*.
6. Kerimovic, M. (2012). Xreft power associates. Wide-area monitoring, protection and control system (WAMPAC). *Standards for Cyber Security Requirements*.
7. Gamm, A. A., Golub, I. I. (1990). Observability of electric power systems. *Moscow: Academy of Science*.
8. Guseynov, A. M., Guliyev, G. B., Suleymanov, K. A. (2018). Optimal'noye razmeshcheniye ustroystv PMU dlya otsenki sostoyaniya i monitoringa zapasa ustoychivosti Azerbaydzhanskoy ES. Materialy 90-go zasedaniya Mezhdunarodnogo nauchnogo seminaru im. YU.N. Rudenko «Metodicheskiye voprosy issledovaniya nadezhnosti bol'shikh sistem energetiki». *Irkutsk: ISEM*.

Мониторинг и управление индикаторами энергетической безопасности на основе синхрофазорных измерений в режиме реального времени

К. А. Сулейманов

Азербайджанский научно-исследовательский и проектно-изыскательский институт энергетики,
Баку, Азербайджан

Реферат

На основе анализа развития Азербайджанской ЭЭС особенностей её мощностной и сетевой структуры, расширений межсистемных связей, обосновывается необходимость мониторинга и управления на основе синхрофазорных измерений состояния режимной надежности – индикатора энергетической безопасности. Эффективность подтверждается расчетно на примере установки PMU в Азербайджана ЭЭС.

Ключевые слова: энергетическая безопасность; режимная надежность; электрическая система; SCADA/EMS – WAMS, PMU.

Sinxrofazor ölçmələri əsasında real vaxt rejimində enerji təhlükəsizliyi göstəricilərinin monitorinqi və nəzarəti

К. А. Süleymanov

Azərbaycan Elmi-Tədqiqat və Layihə Energetika İnstitutu,
Bakı, Azərbaycan

Xülasə

Azərbaycan EES-in inkişafının təhlili əsasında onun güc və şəbəkə strukturunun xüsusiyyətləri, sistemlərarası kommunikasiyaların genişləndirilməsi, rejimin etibarlılığı, rejim vəziyyətinin göstəricisi - sinxronfazor ölçüləri əsasında monitorinq və nəzarət aparılır. Effektivlik Azərbaycanda EES-də PMU quraşdırılması nümunəsində hesablama ilə təsdiqlənir.

Açar sözlər: enerji təhlükəsizliyi; rejimin etibarlılığı; enerji sistemi; SCADA/EMS - WAMS, PMU.