WWW.EEPiR.RU

ЭЛЕКТРО ЭНЕРГИЯ

ПЕРЕДАЧА И РАСПРЕДЕЛЕНИЕ

ЖУРНАЛ ДЛЯ СПЕЦИАЛИСТОВ ЭЛЕКТРОСЕТЕВОГО КОМПЛЕКСА

Совершенствование мониторинга живучести Азербайджанской энергосистемы на основе устройств синхрофазорных измерений

УДК 621.311.019.3

Статья посвящена вопросу оптимального размещения устройств синхрофазорных измерений (PMU) в узлах сети 500–330–220 кВ Азербайджанской энергосистемы (ЭС). Целью работы является обеспечение живучести энергосистемы в условиях функционирования в структуре объединения ЭС России, Ирана, Грузии, Турции. Определены оптимальные места размещения PMU в Азербайджанской ЭС, которые обеспечивают полную наблюдаемость ЭС и позволяют осуществить мониторинг пропускной способности и запасов статической устойчивости, а также рассмотреть динамические процессы при аварийных режимах в реальном времени.

Гусейнов А.М.,
д.т.н., профессор, главный научный сотрудник отдела «Режимы и проблемы управления энергосистем» АзНИиПИИЭ

Гулиев Г.Б.,
к.т.н., доцент, заведующий отделом «Режимы и проблемы управления энергосистем» АзНИиПИИЭ, доцент кафедры «Автоматика и управление» АзТУ

Сулейманов К.А.,
аспирант АзНИиПИИЭ

Ключевые слова:
энергосистема, живучесть, наблюдаемость, оптимальное размещение, синхрофазорные измерения, интегрированная информационно-измерительная система

ВВЕДЕНИЕ

Азербайджанская энергосистема (ЭС) является важнейшей составляющей интенсивно развивающегося топливно-энергетического комплекса республики. За последнее десятилетие в стране введено в строй 20 электростанций общей мощностью 2,3 тыс. МВт (рост 30%). В ближайшей перспективе предусматривается увеличение установленной мощности еще на 2,1 тыс. МВт. Наряду с ростом мощностей и протяженности линий электропередачи динамика развития ЭС сопровождается диверсификацией технологических процессов в сфере производства электрической энергии, развитием распределенной генерации, внедрением в энергетический баланс возобновляемых источников энергии (420 МВт, включая 350 МВт на ветроэлектростанциях (ВЭС), 50 МВт на солнечных электростанциях (СЭС) и 20 МВт на биомассе) [1]. Такая динамика направлена на удовлетворение социально-экономических потребностей республики. Азербайджанская ЭС имеет значительный опыт работы в структуре крупных электроэнергетических объединений, таких как объединенная ЭС (ОЭС) СНГ. На ближайшую перспективу ей отводится важная роль в процессе создания крупных континентальных объединений. Речь идет о расширении межсистемных связей с ОЭС Юга России, ЭС Грузии, ЭС Ирана, ЭС Турции. Имеется в виду роль транзитера электрической энергии в направлениях «Север — Юг» и «Запад — Восток» (рисунок 1) [2].

Рис. 1. Место ЭС Азербайджана в континентальном объединении ЭС

Такие объединения предполагают существенные положительные эффекты (мощностной, частотный, экономический, экологический и др.), и они, как правило, достигаются.

Вместе с этим мировая практика изобилует крупными системными авариями (blackout), завершающимися лавинообразным падением частоты или напряжения с обесточиванием значительных территорий и огромным отрицательным экономическим эффектом [3]. Не является исключением в общем списке и Азербайджанская ЭС, где аварии системного характера случились в 2002 и 2018 годах.

ОБ УГРОЗЕ ЖИВУЧЕСТИ В АЗЕРБАЙДЖАНСКОЙ ЭНЕРГОСИСТЕМЕ И НАПРАВЛЕНИИ ЕЕ МОНИТОРИНГА

Анализ причин различных системных аварий и характера их процессов (вплоть до blackout) выявил наличие в ЭС ряда угроз (факторов), определяющих состояние живучести ЭС. Среди значимых является нарастающее несоответствие между условием функционирования и динамическими свойствами развивающихся ЭС, с одной стороны, и средствами управления, с другой [4]. В Азербайджанской ЭС, в структуре которой функционируют избыточные и дефицитные по мощности составляющие, а также критические «слабые» сечения, пропускные способности которых обеспечивают работу как отдельных подсистем, так и межсистемных связей с ЭС России, Грузии и Ирана, этот фактор является значимым, обеспечивающим живучесть ЭС.

Высокий уровень требований к точности и скорости управления в условиях системной аварии требует, чтобы и системы управления действовали на основе интегрированной информационно-измерительной системы SCADA/EMS-WAMS, что позволяет на всех этапах развития аварии (нормальный, аварийный и послеаварийный режимы) осуществлять мониторинг и управление динамическими показателями [5]. SCADA/EMS является важнейшей информационной технологией, обеспечивающей работу диспетчерского управления. В составе SCADA/EMS находятся: удаленный терминал (RTU), имеющий высокие интеллектуальные возможности, диспетчерские пункты управления (MTU) и специализированные каналы связи (CS). При огромных функциональных возможностях традиционная система SCADA/EMS уступает системе WAMS по целому ряду показателей: синхронности измерений, скорости и точности передачи информации. В структуре системы WAMS действует устройство PMU, дающее информацию о состоянии ЭЭС синхронно с точностью (на примере прибора SEL-421) по измерению напряжения ±0,1%, по фазовому углу ±0,2 рад., по току ±0,2%, по частоте ±0,01 Гц, по углу между током ветви и напряжением узла ±0,2° с периодичностью 20 мс [5].

Вектор измерений представляется как:

$$Y = [U_i;\ \delta_{ij};\ I_{ij};\ \psi_{ij}], \qquad (1)$$

где U_i — модуль напряжения i-го узла; δ_i — фаза напряжения i-го узла; I_{ij} — ток, вытекающий из i-го узла; ψ_{ij} — сдвиг фазы между током и напряжением.

Если система SCADA/EMS уже установлена и действует на подстанционных узлах Азербайджанской ЭС, то задача размещения PMU требует дополнительных исследований.

МЕТОД ОПТИМАЛЬНОГО РАЗМЕЩЕНИЯ УСТРОЙСТВ СИНХРОФАЗОРНЫХ ИЗМЕРЕНИЙ (PMU)

Высокая стоимость самих устройств PMU с их токовыми каналами и каналами напряжений, необходимость связи этих каналов с концентраторами данных (PDC) в местах размещения последних и др., требует предварительного исследования.

Полную наблюдаемость можно обеспечить, если использовать измерения напряжения в узлах установки PMU и токов от этих же устройств и расчетно определить эти параметры в смежных узлах. Точность при этом сохраняется [7].

Теория наблюдаемости рассматривается в общей теории управления [8]. Применительно к задаче оценки состояния ЭС, где во главе ставится вопрос об идентификации схемы ЭС, важен топологический аспект наблюдаемости, который основывается на линейной системе уравнений.

Решение задачи будем основывать на использовании метода целочисленного линейного программирования [9]. Минимизируемая функция представляется как:

$$\min \sum_{k=1}^{N} X_k \text{ при ограничениях } |A| \cdot |X| \geq b, \qquad (2)$$

где N — число узлов в системе; X — бинарный вектор решения; A — целочисленная матрица, структура которой зависит от схемы сети; b — целочисленный вектор.

В (2) элементы матрицы A принимают значения:

$$A_{ij} = \begin{cases} 1, \text{ если } i = j, \\ 1, \text{ если } i \text{ и } j \text{ соединены}, \\ 0, \text{ если } i \text{ и } j \text{ не соединены}. \end{cases}$$

Бинарный вектор $|X|$:

$$|X| = |X_1\ X_2\ X_3\ \ldots\ X_N|^T,$$
$$X_i \in \{0;\ 1\}$$

$$X_i = \begin{cases} 1, \text{ если PMU установлен в узел } i, \\ 0, \text{ если в узле } i \text{ PMU отсутствует}. \end{cases}$$

$$|b| = |1\ \ 1\ \ 1\ \ \ldots\ \ 1|^T_{1\times N}.$$

РЕЗУЛЬТАТЫ ОПТИМАЛЬНОГО РАЗМЕЩЕНИЯ PMU В АЗЕРБАЙДЖАНСКОЙ ЭС

Метод целочисленного линейного программирования применен к электрической сети в 500–330–220 кВ Азербайджанской ЭС, в которой 36 узлов, в том числе 18 узлов сети 500–330 кВ и 18 узлов в сети 220 кВ (рисунок 2). Декомпозиция произведена по межсистемным связям с ЭС России (ВЛ 330 кВ Хачмаз — Дербент), ЭС Грузии (ВЛ 500 кВ Самух — Гардабани, ВЛ 330 кВ Акстафа — Гардабани), ЭС Ирана (ВЛ 330 кВ Имишли — Парсабад, ВЛ 330 кВ Имишли — Таги — Дизе).

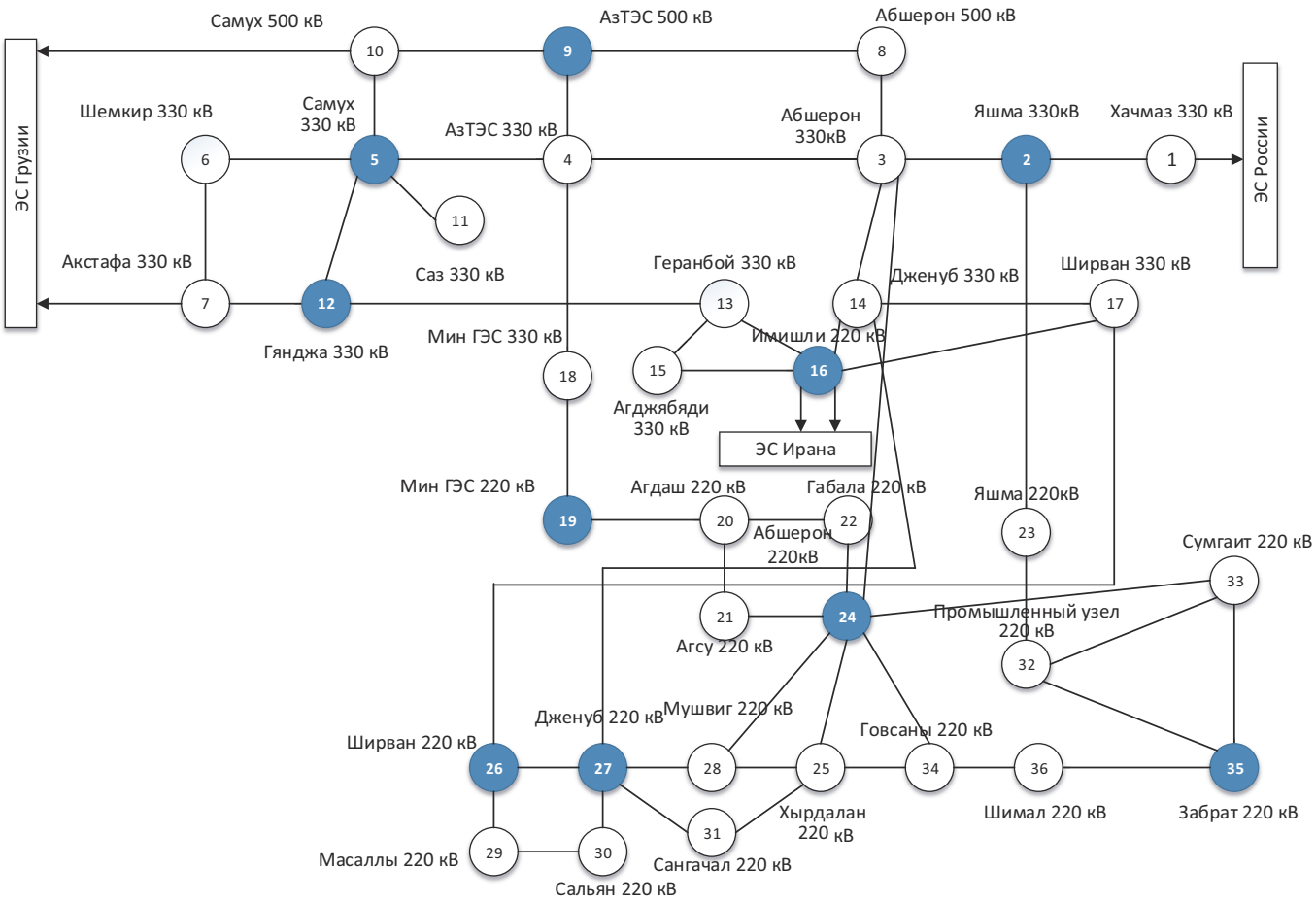

Рис. 2. Схема электрической сети 500–330–220 кВ Азербайджанской ЭС (цветом выделены места установки PMU)

Расчет с использованием комплекса Matlab представил следующее размещение PMU по узлам: для обеспечения полной наблюдаемости PMU должны быть установлены в 10 узлах (28% общего числа узлов) ЭС, а именно: 2, 5, 9, 12, 16, 19, 24, 26, 27, 35. В смежных с этими узлами наблюдаемость обеспечивается расчетно по измерениям напряжений и перетоков от установленных PMU. Если стоимость одного канала 1 у.е., то в соответствии с рекомендацией [10] затраты на размещение PMU составляют 48 у.е.

Наблюдаемость в узлах межсистемных связей с ЭС Грузии (узел 10 и 7) и ЭС России (узел 1) обеспечивается расчетно (либо по ветвям со стороны PMU в соседних узлах Азербайджанской ЭС, либо соответствующих соседних ЭС.

Измерения фаз напряжений по концам линий основных сечений передающей части (к примеру, 9–8, 4–3, 4–13, 4–18) позволяет осуществлять мониторинг пропускной способности и запасов статической устойчивости в режиме реального времени.

Интеграция данных измерений PMU, установленных на шинах напряжений станции АзТЭС 500 кВ (узел 9), Дженуб 220 кВ (узел 27), Ширван 220 кВ (узел 26), а также данных, полученных расчетно на шинах напряжений станции АзТЭС 330 кВ (узел 4) (Сумгаит 220 кВ (узел 33) и Шимал 220 кВ (узел 35) с информацией от систем SCADA/EMS в этих же узлах дает возможность мониторинга динамических процессов при больших возмущениях.

ЗАКЛЮЧЕНИЕ

Полученное размещение устройств PMU в Азербайджанской ЭС и их число (должно быть не более 30%) строго отвечает критерию топологической наблюдаемости. Путем синхрофазорных измерений обеспечивается мониторинг пропускной способности основных сечений, работающих на межсистемные связи и дефицитную часть ЭС, уровни напряжений и их фаз и др., необходимые для оценки состояния живучести ЭС.

Данная работа выполнена при финансовой поддержке Фонда развития науки при Президенте Азербайджанской Республики. Грант № EIF-BGM-4-RFTF-1/2017-21/09/1.

ЛИТЕРАТУРА

1. Азербайджанская энергетика. Государственный Комитет статистики Азербайджанской Республики. Баку, 2018, 150 с. URL: https://www.stat.gov.az/.
2. Юсифбейли Н.А., Гусейнов А.М., Гулиев Г.Б., Алиева А.Ф., Азадханов А.Б. Мониторинг динамических показателей режимной надежности энергосистемы Азербайджана в условиях транзита мощности // Методические вопросы исследования надежности больших систем энергетики, 2017, выпуск 68, Иркутск. С. 357–362.

3. Авария в энергосистеме. Википедия. URL: https://ru.wikipedia.org/wiki.
4. Воропай Н.И., Ефимов Д.Н., Курбацкий В.Г., Панасецкий Д.А., Томин Н.В. Алгоритмы живучести и самовосстановления интеллектуальных электроэнергетических систем. URL: Energystrategia.ru / proyets/ Energy 21/7-z.pdf.
5. Hector J., Altuve F., Sceweitzer E.O. Modern Solutions for Protection. Control and Monitoring of Electric Power System. Schweitzer Engineering Laboratories, USA, 2010, 361 p.
6. Kezinovic M., Popovic T. Wide-Area Monitoring, Protection and Control System (WAMPAC). Standards for Cyber Security Requirements. Draft October 26, 2012, 53 p. URL: http://smartgrid.epri.com/doc/ES-RFSD.pdf.
7. Гамм А.А., Голуб И.И. Наблюдаемость электроэнергетических систем. М.: Наука, 1990. 198 с.
8. Аоки М. Оптимизация стохастических систем. М.: Наука, 1971. 424 с.
9. Gou B. Optimal Placement of PMUs by Integer Linear Programming. IEEE Transactions on Power Systems, 2008, V. 23, pp. 1525–1526.
10. Кузькина Я.И. Алгоритмы выбора синхронизированных векторных измерений с ограниченным числом каналов / Сб. тр. молодых ученых «Системные исследования в энергетике». Иркутск: ИСЭМ СО РАН, 2016, выпуск 46. С. 21–27.

REFERENCES

1. Azerbaijan Energy. State Committee of Statistics of the Republic Azerbaijan, Baku, 2018, 150 p. URL: https://www.stat.gov.az/.
2. Yusifbeyli N.A., Guseinov A.M., Guliyev H.B., Aliyeva A.F., Azadkhanov A.B. Monitoring of dynamic indicators of regime reliability of the power system Azerbaijan under conditions of power transit // Methodical issues of the study of reliability of large energy systems. Issue 68, Irkutsk, 2017, pp. 357-362.
3. Accident in the power system. Wikipedia. URL: https://ru.wikipedia.org/wiki/.
4. Voropay N.I., Efimov D.N., Kurbatsky V.G., Ponasetsky D.A., Tomin N.V. Algorithm of survivability and self-arrangement of intelligent electric power systems. URL: Energystrategia.ru/proyets/Energy 21/7-z.pdf.
5. Hector J., Altuve F., Sceweitzer E.O. Modern Solutions for Protection. Control and Monitoring of Electric Power System. Schweitzer Engineering Laboratories, USA, 2010, 361 p.
6. Kezinovic M., Popovic T. Wide-Area Monitoring, Protection and Control System (WAMPAC). Standards for Cyber Security Requirements. Draft October 26, 2012, 53 p. URL: http://smartgrid.epri.com/doc/ES-RFSD.pdf.
7. Gamm A.A., Golub I.I. Observability of electric power systems. M.: Science, 1990, 198 p.
8. Aoki M. Optimization of stochastic systems. M.: Science, 1971, 424 p.
9. Gou B. Optimal Placement of PMUs by Integer Linear Programming. IEEE Transactions on Power Systems, 2008, V. 23, pp. 1525-1526.
10. Kuzkina Ya.I. Algorithms for the selection of synchronized vector measurements with a limited number of channels. Collection of works of young scientists - ISEM SB RAS. Issue 46, Irkutsk, 2016, pp. 21-27.

ЭПА
ЭНЕРГОПРОМАЛЬЯНС
Производство трансформаторов, трансформаторных подстанций, электрооборудования 0,4–110 кВ

8 (800) 500–49–69
8 (495) 159–72–22
www.energopromalyans.ru

- Компания «ЭНЕРГОПРОМАЛЬЯНС»
- Трансформаторы и подстанции под любые нужды
- Современное электрооборудование
- Минимальные сроки поставки
- Контроль качества
- Большой выбор комплектующих
- До 5 лет гарантии
- 30 лет бесперебойной службы

Трансформаторные и распределительные подстанции
БКТП, БРТП, БРП, ТПП, СП, КТПН типовые серии, индивидуальные проекты.
Мощность 32 – 1 6 000 кВА, номинальное напряжение ВН 6–35 кВ

Трансформаторные подстанции специального назначения
КТП, КТПУ, СТП, КТПЖ, КТПОБ и др.
Мощность 40–4000 кВА напряжение ВН 6–35 кВ

Масляные трансформаторы
ТМ, ТМГ, ТМНС, ТМФ, ТМЖ, ТМПНГ и др.
Мощность 16 – 25 000 кВА, класс напряжения 0,4 – 35 кВ

Сухие трансформаторы
ТС,ТСЛ и ТСЗЛ.
Мощность 16–16 000 кВА, класс напряжения 0,4 – 35 кВ

Масляные трансформаторы ТМН с РПН
ТДН, ТРДН, ТМНС, ТДНС и др.
Мощность 630 – 63 000 кВА, класс напряжения 10,5 –110 кВ

Высоковольтное оборудование
КРУЭ, ЯМ6, КСО и КРУ всех серий.
Низковольтное оборудование
АВР, ШНН, ГРЩ, ШС, ВРУ, ШТЗ, ЩАП, ШР, ЩО и др.

Коммутационная аппаратура, электрокабельная арматура

Компания «ЭНЕРГОПРОМАЛЬЯНС» 117545, РФ, г. Москва, Технопарк «Пражский», ул. Подольских курсантов, д. 3, стр. 24
Тел.: 8 (800) 500–49–69 (звонок бесплатный), 8 (494) 150–72–22, e-mail: trade@epatrade.ru, www.energopromalyans.ru

На правах рекламы