

Идентификация низкочастотных колебаний в сложной энергосистеме на основе синхронизированных векторных измерений

П.В. ЧУСОВИТИН, А.В. ПАЗДЕРИН

**ФГАОУ ВПО «Уральский федеральный университет имени первого Президента
России Б.Н. Ельцина»
Россия
pvchus@gmail.com**

КЛЮЧЕВЫЕ СЛОВА

Энергосистема, идентификация систем, низкочастотные колебания, синхронизированные векторные измерения, электромеханические колебания, статическая устойчивость.

1 ВВЕДЕНИЕ

Задача идентификации динамических свойств энергосистемы была и остается актуальной для анализа и мониторинга состояния энергосистемы. Мониторинг низкочастотных колебаний в энергосистеме дает новые возможности для контроля устойчивости и управления энергосистемой в реальном времени [1], поскольку параметры низкочастотных колебаний в энергосистеме описывают динамические свойства энергосистемы и характеризуют положение точки установившегося режима в области устойчивости. С развитием математического аппарата обработки сигналов и возникновением высокоточных, синхронизированных по времени измерений появилось множество методик для мониторинга низкочастотных колебаний в реальном времени.

В статье представлен результат тестирования метода идентификации низкочастотных колебаний, основанного на применении синхронизированных векторных измерений. Для выявления основных динамических свойств системы и фильтрации шумов в методе применяется сингулярное разложение ганкелевой информационной матрицы. Детальное описание метода представлено в [2, 3].

Первым [4] и до сих пор наиболее распространенным методом для идентификации параметров низкочастотных колебаний является метод Прони. Метод постепенно развивался для возможности идентификации передаточных функций [5] и использования нескольких сигналов для идентификации [6-8].

Авторегрессионный анализ, результаты применения которого показаны в ряде исследований [1, 9, 10], дает результаты, схожие с методом Прони. В [11, 12] показана более точная идентификация динамических свойств энергосистемы для данных пассивных измерений при применении рекуррентного метода наименьших квадратов для идентификации авторегрессионной модели. Как правило, авторегрессионный анализ применяется к пассивным данным (изменение измеряемых параметров обусловлено в основном случайными изменениями нагрузки) и требует выборку размером в десятки минут [1].

Методы, основанные на решении обобщенной проблемы собственных значений (Matrix Pencil, Eigensystem Realization Algorithm и пр.), как и подпространственные методы (N4SID, MOESP и пр.), применяются к реальным измерениям совместно с сингулярным разложением информационных матриц [1, 13, 14]. Это объединяет их с разработанным алгоритмом. Эти методы сопоставимы с предлагаемым подходом по необходимому окну выборки и точности идентификации частот и декрементов затухания, но идентифицируемые фазы и амплитуды колебаний невозможно интерпретировать с физической точки зрения. Для этих методов

требуются дополнительные процедуры для определения фаз и частот колебаний на основе известных частот и декрементов [15, 16].

Сравнительно недавно внимание исследователей было обращено на преобразование Гилберта-Хуанага [17]. Этот метод получил широкое применение в областях от медицины до распознавания речи, однако в литературе отмечается недостаточность аналитического обоснования методики [1]. В [18, 19] показана проблема применения метода связанная, с невозможностью различения частот лежащих в диапазоне октавы и предложены различные методы маскирования сигнала для преодоления этого недостатка.

Сопоставление разработанного алгоритма и некоторых из описанных выше методов представлено в [20]. В [21] представлены возможности применения предложенного алгоритма для идентификации низкочастотных колебаний и мониторинга устойчивости на примере трехузловой схемы энергосистемы. Целью исследования, представленного в данной статье было тестирование предложенного алгоритма идентификации на сложнзамкнутой схеме энергосистемы.

2 АНАЛИЗ УСТОЙЧИВОСТИ ДЕВЯТИУЗЛОВОЙ СХЕМЫ

Предложенный метод показал свою эффективность на трехузловой схеме [2, 3, 20, 21]. Однако, модели реальных энергосистем обладают гораздо большей размерностью. Описание генераторов моделью Парка-Горева составляет 13 дифференциально-алгебраических уравнений [22-24] не говоря уже о моделях различных регуляторов. Следовательно, необходимо оценить работоспособность метода на более сложной схеме. В данной статье описывается применение алгоритма на примере девятиузловой схемы, описанной в [22].

2.1 Описание алгоритма идентификации

Идентификация осуществляется на основе данных об изменении фаз и скольжений напряжения на зажимах генераторов, которые рассматриваются, как синхронизированные векторные измерения. Для идентификации применяются измерения, сделанные после какого-либо возмущения.

Результатом идентификации является эквивалентная матрица состояния энергосистемы, собственные числа и собственные вектора которой отражают основные динамические свойства энергосистемы. На рисунке 1 представлена блок-схема алгоритма.

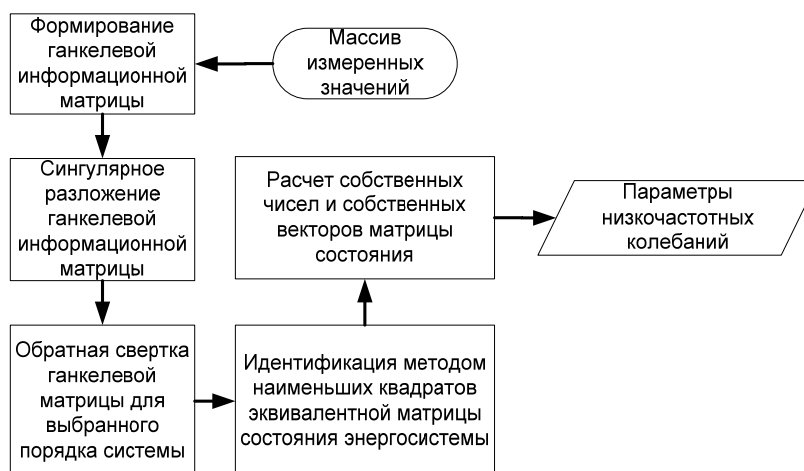


Рис. 1: Блок-схема применяемого алгоритма

Подробное описание алгоритма представлено в [2, 3].

2.2 Описание тестовой схемы

Для тестирования алгоритма была применена схема, представленная в [22]. Эта схема рассматривается во многих исследованиях, касающихся анализа низкочастотных колебаний в энергосистеме. В рассматриваемой схеме применены наиболее детальные модели генераторов [22]. Кроме того, в схеме представлены модели реальных возбуждения (exst4b) и стабилизаторов (pss2a) энергосистемы. Детальное описание входных сигналов, коэффициентов усиления и других параметров регуляторов представлено в [25].

Для каждого генератора в схеме вместе с подключенными к нему регуляторами насчитывается 20 переменных состояния. Соответственно, общее число переменных состояния в схеме равно 80.

На рисунке 2 представлен базовый и утяжеленный режим рассматриваемой схемы. Утяжеление режима было выполнено путем загрузки третьего генератора, разгрузки четвертого генератора и снижения нагрузки в узле 9. Таким образом, была увеличена мощность, передаваемая по межсистемной связи 9–8–7, причем эта нагрузка ложится в основном на третий генератор.

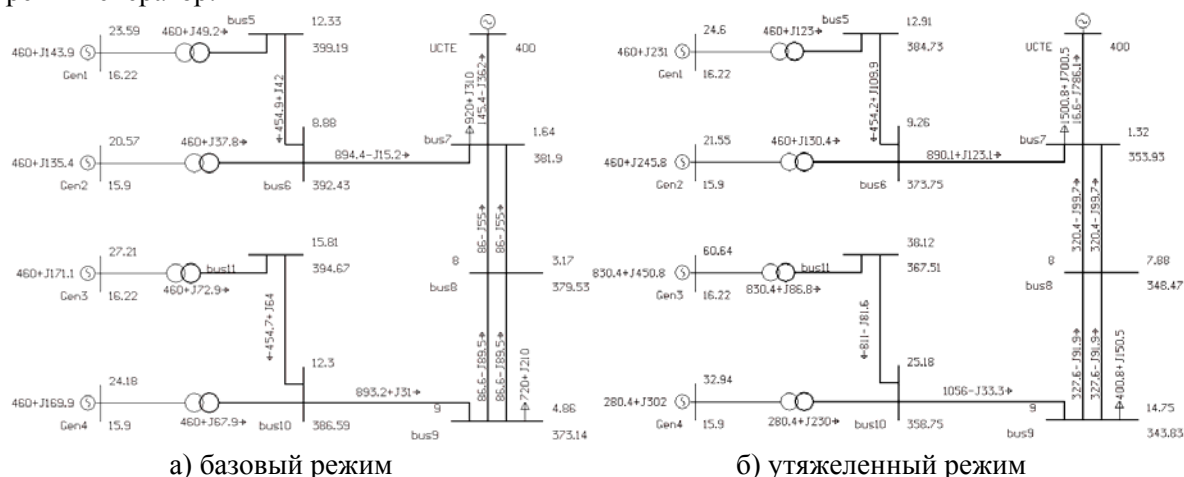


Рис. 2: Режимы исследуемой схемы

Матрица состояния тестируемой схемы содержит 80 собственных чисел. Однако, не все из них представляют электромеханические колебания. Из них имеющих собственные числа было выделено четыре комплексно-сопряженные пары, отвечающие интересующим нас явлениям. Они соответствуют низкочастотным колебаниям разного масштаба (межсистемным или локальным).

Получение матрицы состояния осуществлялось линейризацией динамической модели энергосистемы. Выделение нужных компонент осуществлялось по коэффициентам участия в переменных состояния "угол ротора". Те компоненты, которые обладают наибольшим коэффициентом участия в этих переменных состояния и являются электромеханическими.

Характеристики компонент, выделенных описанным способом, представлены ниже. Для группирования генераторов по компонентам рассчитывается коэффициент участия i -го генератора в j -ой компоненте. Результаты анализа компонент для базового режима сведены в таблицу 1.

Как известно [22], элементы правых собственных векторов дают важную информацию о состоянии энергосистемы. На рисунке 3 представлены элементы правого собственного вектора матрицы состояния, полученной линейризацией динамической модели энергосистемы в базовом режиме. Эти элементы соответствуют переменным состояния "угол ротора". Как видно из рисунка, все генераторы будут качаться при возмущении синфазно относительно базисного

узла на частоте 0,565 Гц. При этом, на частоте 0,728 Гц первый и второй генератор будут качаться относительно второго и четвертого. Также, относительно друг друга качаются генераторы 3 и 4 на частоте 0,92 Гц, и генераторы 1 и 2 на частоте 0,972 Гц.

Таблица 1 – Результаты анализа компонент

№ компоненты	Частота, Гц	Степень затухания, %	Коэффициент участия генератора1, %	Коэффициент участия генератора2, %	Коэффициент участия генератора3, %	Коэффициент участия генератора4, %
1	0,572	20,9	17,1	13,3	37,6	32
2	0,74	15,9	45	28	15,5	11,3
3	0,92	18,7	-	-	44,8	55,2
4	0,972	16,9	39,8	60,1	-	-

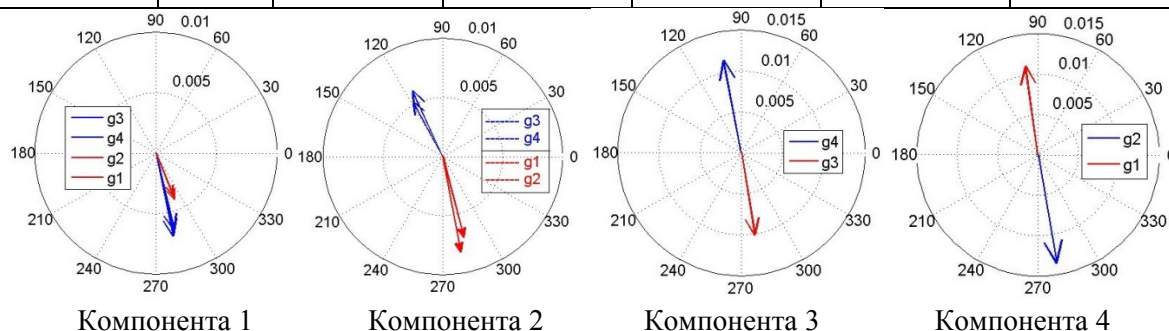


Рис. 3: Правые собственные вектора компонент

Общая характеристика низкочастотных колебаний в рассматриваемой схеме представлена на рисунке 4.

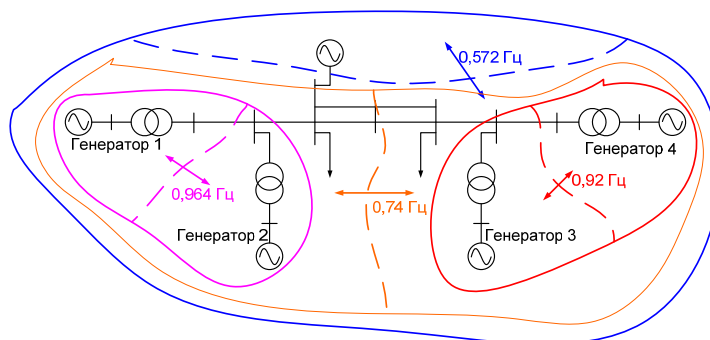


Рис. 4: Базовый режим исследуемой схемы

Несмотря на то, что размерность модели равна 80, компонент, относящихся к электромеханическим колебаниям в системе только 4 (8 попарно комплексно сопряженных собственных чисел). Следовательно, выявление именно электромеханических компонент является непростой задачей. Далее представлены результаты применения разработанного метода для идентификации низкочастотных колебаний в этой схеме.

2.3 Идентификация низкочастотных колебаний и мониторинг устойчивости

Для идентификации необходимы данные об изменении во времени фаз напряжений генераторов. Для получения этих данных в программном комплексе для расчета электромеханических переходных процессов осуществлялось моделирование короткого замыкания.

Изменение во времени фаз и скольжений напряжений генераторов, возникшее в результате трехфазного короткого замыкания в узле 8 в базовом режиме, показано на рисунке 5.

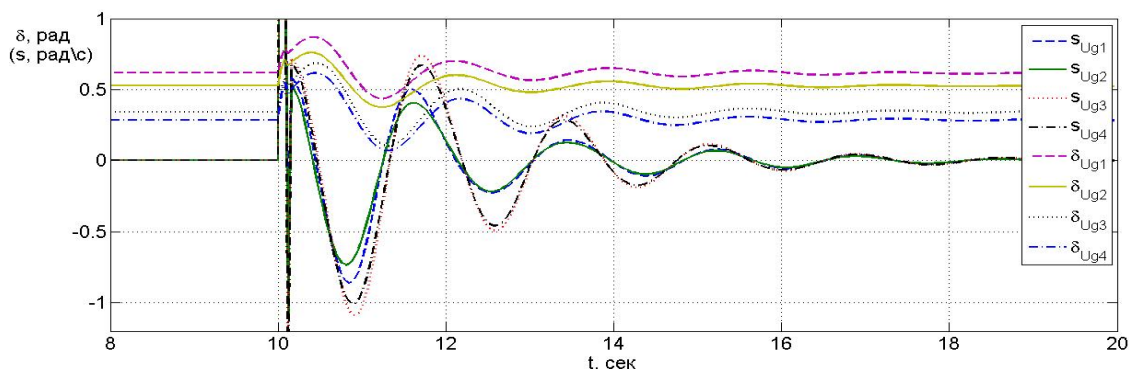
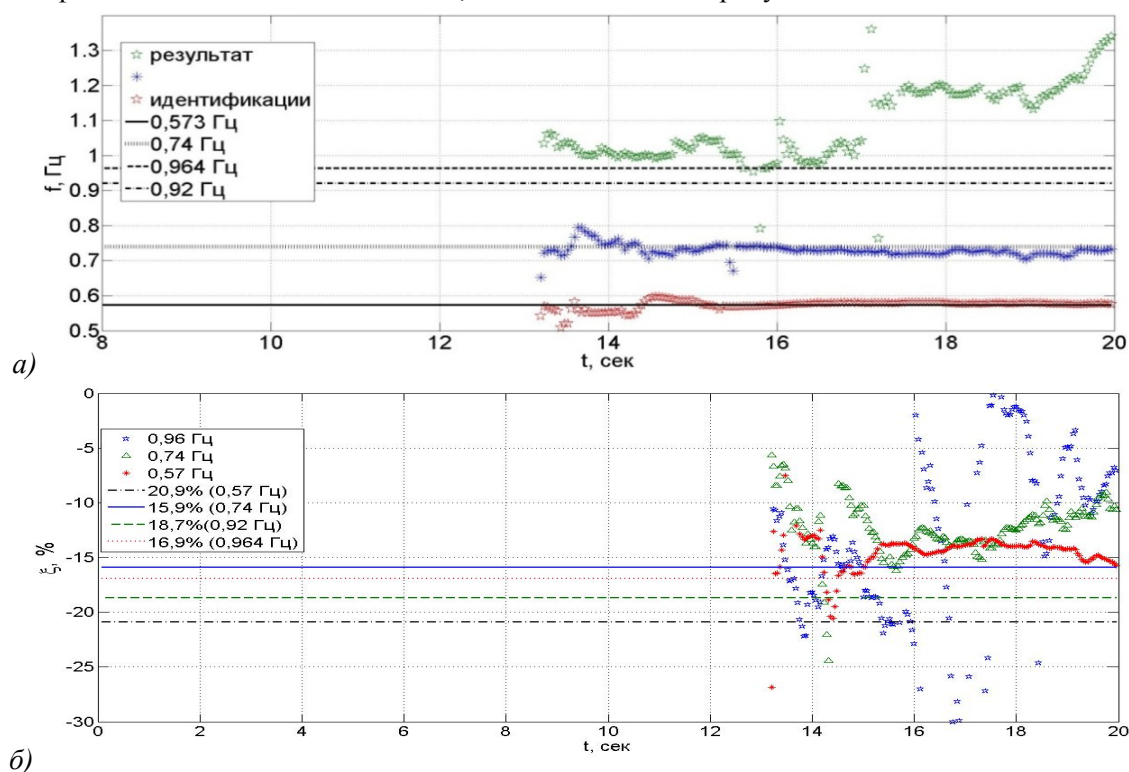


Рис. 5: Фазы и скольжения напряжений генераторов после к.з.

С использованием данных, показанных на рисунке 5 в качестве исходных, была осуществлена идентификация низкочастотных колебаний в рассматриваемой схеме. Результаты идентификации для окна наблюдения 3,16 сек. показаны на рисунке 6.



а – расчетные и идентифицированные частоты компонент; *б* – степень затухания компонент

Рис. 6: Результаты идентификации

Локальные колебания между генераторами в своих зонах идентифицируются плохо, поскольку эти колебания слабо возбуждаются коротким замыканием на межсистемной связи. Более того, из-за близости частот этих колебаний они идентифицируются, как одно колебание.

В отличие от локальных колебаний, межсистемные колебания идентифицируются точно. Это происходит, с одной стороны, благодаря тому, что короткое замыкание происходит на межсистемной связи и, с другой стороны, за счет того, что эта связь нагружена, а следовательно эти компоненты являются доминантными.

Степень затухания колебаний идентифицируется менее точно. На рисунке 6,б видно, что для частоты 0,74 Гц погрешность достигает 12,5 %, а для частоты 0,57 Гц – 33 %. Однако, в ходе множества расчетов была выявлена стабильная тенденция - идентифицированная степень

затухания всегда ниже, чем расчетная по линеаризованной модели. Это можно объяснить нелинейностью реальной энергосистемы.

Кроме того, частоты в гораздо большей степени характеризуют положение точки режима в области устойчивости, и точность их идентификации является более актуальной.

Частоты и декременты затухания низкочастотных дают полезную информацию о состоянии энергосистемы. Однако не менее информативными являются элементы правых собственных векторов идентифицированной матрицы состояния энергосистемы. На рисунке 7,а приведены элементы правых собственных векторов идентифицированной матрицы состояния, соответствующие переменным состояния "угол ротора". Сопоставив эти векторы с рисунком 3, можно увидеть, что они отражают ту же информацию о системе, что и векторы, полученные путем линеаризации модели системы. На рисунке 7,б показаны векторы для утяжеленного режима (схема на рисунке 2,б).

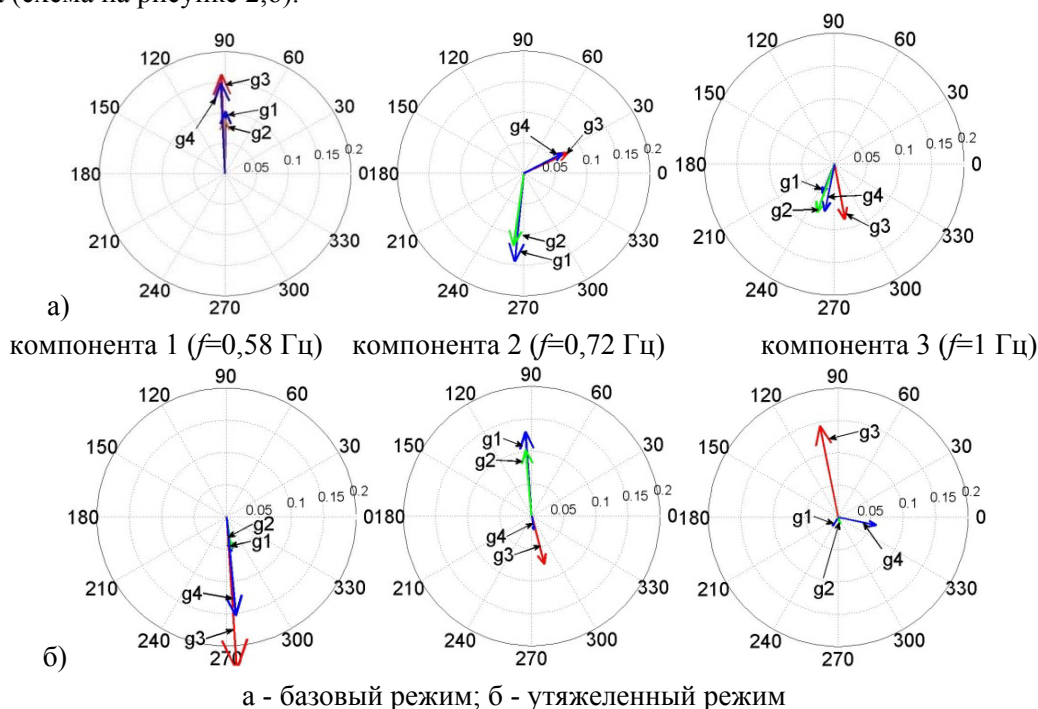


Рис. 7: Элементы правых собственных векторов
идентифицированной матрицы состояния

Для идентификации векторов, представленных на рисунке 7,б, в утяжеленном режиме было смоделировано трехфазное короткое замыкание в узле 8 продолжительностью 0,1 с. Сопоставляя компоненту 2, которая характеризует межсистемное колебание (см. рис. 7,а и б), можно сделать вывод, что заданное изменение режима не привело к серьезному изменению режима работы межсистемной связи (у векторов практически не изменился модуль и фаза). При этом, из рисунка видно, что вектор третьего генератора, характеризующий его участие в первой колебательной компоненте значительно увеличился по модулю. Вектор четвертого генератора также увеличился, но в меньшей степени.

Наиболее интересной представляется компонента 3. После утяжеления вектор третьего генератора в ней поворачивается относительно других на угол более 90° . И значительно превосходит другие векторы по амплитуде. Это свидетельствует о наибольшем приближении к границе устойчивости именно этого генератора.

Вывод о близости третьего генератора к границе устойчивости подтверждается, когда при таком же коротком замыкании, но продолжительностью 0,15 секунды, именно этот

генератор выпадает из синхронизма, хотя короткое замыкание произошло на межсистемной связи и можно было ожидать нарушения синхронизма между группами генераторов 1–2 и 3–4. График переходного процесса, соответствующего этому возмущению, представлен на рисунке 8.

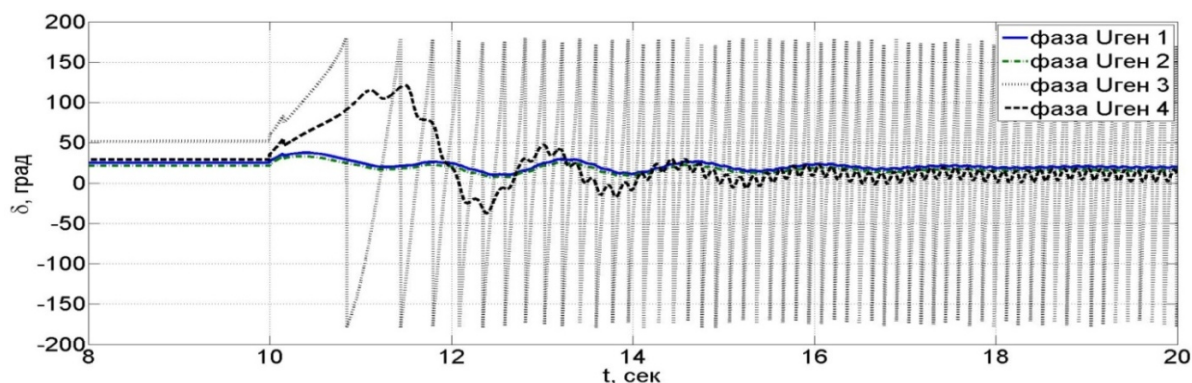


Рис. 8: Выпадение третьего генератора из синхронизма

Следует добавить, что не только короткое замыкание, но и любое изменение топологии сети (вывод линии в ремонт) приводит к синхронным качаниям энергосистемы. По измерениям, полученным в результате таких качаний можно оценивать близость режима к границе устойчивости.

3 ЗАКЛЮЧЕНИЕ

В статье рассмотрено применение предложенного метода идентификации низкочастотных колебаний к сложнзамкнутой схеме энергосистемы. Показана возможность применения идентифицированных параметров низкочастотных колебаний для анализа динамических свойств энергосистемы, выявления слабых мест и мониторинга устойчивости системы в реальном времени.

Показан способ выявления групп синфазных генераторов в энергосистеме и критических генераторов в этих группах на основе идентификации, который является дополнительным к контролю по опасным сечениям инструментом для анализа и мониторинга состояния энергосистемы. Выявленные критические генераторы показывают, в каких районах энергосистемы следует реализовывать управляющие воздействия (разгружать блоки) в первую очередь, чтобы обеспечить необходимый запас устойчивости.

Преимущество предложенного подхода в том, что метод определяет синфазные группы и критические генераторы для текущей режимной ситуации и в отличие от традиционных методов определения опасных сечений не требует вектора утяжеления режима. Отказ от заранее заданной модели и вектора утяжеления режима в пользу мониторинга в реальном времени позволяет расширить область допустимых режимов энергосистемы.

ЛИТЕРАТУРА

- [1] Messina A.R. Inter-area Oscillations in Power Systems: A Nonlinear and Nonstationary Perspective. Power Electronics and Power Systems. Springer, 2009.
- [2] Chusovitin P. Transient Prediction and Small-Signal Stability Analysis using PMU-based Power System Identification // Proceedings of the IASTED Asian Conference Power and Energy Systems (AsiaPES 2012). Phuket, Thailand, 2012. P 114-120.

- [3] Чусовитин П.В., Паздерин А.В. Мониторинг устойчивости энергосистемы на основе динамического эквивалента, определенного по векторным измерениям // Электричество. 2013. №2. С. 2-11.
- [4] Hauer J. F. et al. Initial results in Prony analysis of power system response signals // IEEE Transactions on Power Systems, 1990. Vol 5. P. 80-89.
- [5] Smith J. R., Woods C. S., Hauer J. F., Trudnowski D. J. et al. Transfer function identification in power system applications // IEEE Transactions on Power Systems, 1993. Vol. 8. P. 1282–1290.
- [6] Trudnowski D. J., Hauer J. F., et al. Making Prony analysis more accurate using multiple signals // IEEE Transactions on Power Systems, 1999. Vol. 14. P. 226-231.
- [7] Xiao J., Han J., Wu J. et al. Dynamic Tracking of Low-frequency Oscillations with Improved Prony Method in Wide-Area Measurement System // IEEE Power Meeting. Denver, 2004.
- [8] Liu G., Venkatasubramanian V., et al. Oscillation Monitoring System Based on Wide Area Synchrophasors in Power Systems // Proc. Bulk Power System Dynamics and Control, 2007.
- [9] Anderson M. G., Pierre J., Wies R. Bootstrap-Based Confidence Interval Estimates for Electromechanical Modes From Multiple Output Analysis of Measured Ambient Data // IEEE Transactions on Power Systems, 2005. Vol. 20.
- [10] Ghasemi H., et al. Confidence Intervals Estimation in the Identification of Electromechanical Modes from Ambient Noise // IEEE Transactions on Power Systems, 2008.
- [11] Zhou N., Trudnowski D., Guttromson R. Robust RLS Methods for Online Estimation of Power System Electromechanical Modes // IEEE Transactions Power Systems, 2007. Vol. 22. P. 1240-1249.
- [12] Zhou N., Trudnowski D., Pierre J., Mittelstadt W. Electromechanical Mode Online Estimation Using Regularized Robust RLS Methods // IEEE Transactions on Power Systems, 2008. Vol. 23. P. 1670-1680.
- [13] Sanchez-Gasca J., et al. Computation of power system low-order models from time domain simulations using a Hankel matrix // IEEE Transactions on Power Systems, 1997. Vol. 12. P. 1461-1467.
- [14] Guoping L., Venkatasubramanian V., et al. Oscillation monitoring system based on wide area synchrophasors in power systems // Proceedings of Bulk Power System Dynamics and Control – VII. 2007. iREP Symposium.
- [15] Dosiek L., Trudnowski D., Pierre J. New algorithms for mode shape estimation using measured data // Proceeding of IEEE Power & Energy Society General Meeting 2008.
- [16] Trudnowski D., Estimating electromechanical mode shape from synchrophasor measurements // IEEE Transactions on Power Systems, 2008. Vol. 23. P. 1188-1195.
- [17] Huang N., et al. The empirical mode decomposition and the Hilbert spectrum for nonlinear and non-stationary time series analysis// Proceedings of Royal Society, London, 1998. Vol. A(454). P. 903-995.
- [18] Deering R., et al. The use of masking signal to improve empirical mode decomposition // Proceedings of IEEE Int. Conf. Acoustics, Speech Signal Processing. 2005.
- [19] Senroy N, et al. Two techniques to enhance empirical mode decomposition for power quality applications // IEEE PES General Meeting, 2007.
- [20] Чусовитин П.В., Герасимов К.К., Паздерин А.В. Сопоставление методов идентификации электромеханических колебаний в энергосистеме // Научные труды III международной научно-технической конференции "Электроэнергетика глазами молодежи". Екатеринбург, 2012. С. 174-179.
- [21] Chusovitin P., Pazderin A., Implementation of Power System Model Identification for Locating In-phase Generators // Proceedings of 3rd IEEE PES Innovative Smart Grid Technologies Europe (ISGT Europe). Berlin, 2012.
- [22] Kundur P. Power System Stability and Control. Power System Engineering Series. McGraw-Hill, Inc. 1994.
- [23] Жданов П.С. Вопросы устойчивости электрических систем. М.: Энергия, 1979.
- [24] Веников В.А. Переходные электромеханические процессы в электрических системах. М.: Высш. шк., 1985.

- [25] IEEE Recommended Practice for Excitation System Models for Power System Stability Studies. IEEE Standard, 2005.