

А. С. Яндульский, д. т. н., проф.; А. А. Марченко, к. т. н., доц.; А. Б. Нестерко

ОЦЕНКА ДИНАМИЧЕСКИХ ХАРАКТЕРИСТИК МНОГОМАШИННЫХ ЭЛЕКТРОЭНЕРГЕТИЧЕСКИХ СИСТЕМ НА ОСНОВЕ ДАННЫХ СИСТЕМЫ МОНИТОРИНГА ПЕРЕХОДНЫХ РЕЖИМОВ

Целью внедрения системы мониторинга переходных режимов является повышение надежности и качества электроснабжения путем принятия руководящих решений в темпе реального времени на основе анализа синхронизированных измерений. Обработка полученных из системы мониторинга переходных режимов (СМПР) данных предполагает учет динамических свойств электроэнергетической системы (ЭЭС). Характер электромеханических переходных процессов многомашинных ЭЭС в большей степени определяется инерцией вращающихся масс генераторов, двигателей и комплексными сопротивлениями электрических связей между ними.

Современные тенденции развития электроэнергетики выявили проблемы дальнейшей интеграции возобновляемых источников энергии (ВИЭ). Инверторное присоединение ВИЭ не обеспечивает обратной связи источников энергии с электрической сетью, что приводит к уменьшению запаса кинетической энергии (ЗКЭ) вращающихся масс энергосистемы. В свою очередь ЗКЭ представляет собой быстродействующий резерв мощности, обеспечивающий устойчивость работы электрической системы до реакции первичных регуляторов частоты и активной мощности. Учитывая то, что присоединенные при помощи инверторов ВИЭ не имеют инерционного отклика (ИО), для сохранения устойчивой работы ЭЭС необходимо разработать методы и средства повышения ИО ВИЭ.

Таким образом, актуальной является задача анализа переходных процессов ЭЭС с ВИЭ и разработка методов повышения запасов кинетической энергии вращающихся масс электроэнергетической системы.

Ключевые слова: электроэнергетическая система, система мониторинга переходных режимов, регулирование частоты, запас кинетической энергии, инерционный отклик, виртуальная инерция, возобновляемые источники энергии, когерентные группы генераторов.

Введение

Одним из приоритетных направлений развития крупнейших ЭЭС мира является создание и внедрение систем мониторинга переходных режимов, которые используют для повышения уровня информационного обеспечения и качества управления режимами ЭЭС и энергообъединений. Особенности СМПР, в отличие от существующих систем телеметрии, являются временная синхронизация измеряемых параметров режимов путем использования переданных со спутников сигналов точного времени и высокая дискретность регистрации параметров, что и определяет широкий спектр применения технологии. В объединенной энергосистеме (ОЭС) Украины (рис. 1) СМПР дают наибольший эффект при анализе причин и последствий технологических нарушений и системных аварий, при верификации динамических моделей ЭЭС, при оценке состояний ЭЭС и при решении задач информационного обеспечения оперативно-диспетчерского управления.

Таким образом, внедрение СМПР преследует следующие цели их практического использования:

1. Верификация цифровых моделей ОЭС и их отдельных элементов:

- моделей устройств автоматического регулирования и управления;
- уточнение моделей генерирования и нагрузки, их статических и динамических характеристик;
- цифровой модели ОЭС в целом.

2. Анализ уже состоявшихся аварий:

- разработка методологического анализа системных аварий и аварий регионального

Параметр модели (1) H_i – постоянная инерции электроэнергетической системы, характеризующая запас кинетической энергии вращающихся масс электрически присоединенных агрегатов электрических станций. В зависимости от режима ЭЭС определяют состав и перечень электрических станций, присоединенных к ЭЭС, в результате чего изменение во времени величины инерции является естественным свойством ЭЭС. При аварийном возникновении небаланса мощности накопленная в синхронных вращающихся массах кинетическая энергия обеспечивает быстродействующую реакцию на возмущение до действия первичных регуляторов частоты. Учитывая вышесказанное, актуальной является задача разработки методов контроля имеющихся ЗКЭ, контроль которых позволит предсказать характер переходных режимов ЭЭС.

Влияние возобновляемых источников энергии на запас кинетической энергии ЭЭС

Анализ тенденций развития электроэнергетики на основе SmartGrid показал, что в ближайшее время доминирующими факторами изменения характера работы ЭЭС будут:

- значительный объем внедрения ВИЭ и содействие интеграции крупномасштабных проектов возобновляемой энергетики с высокой долей генераторов, подключенных через силовые преобразователи;
- использование технологий хранения и аккумулирования энергии с различными постоянными времени, значительная часть которых будет использовать инверторное присоединение к сети;
- распределение электроэнергии от новых генерирующих мощностей на основе высоковольтных сетей постоянного тока, использующих силовые полупроводниковые преобразователи, отделяющие новые первичные источники энергии от существующей электрической системы.

ВИЭ, первичным источником энергии для которых является энергия ветра, например, ветровые турбины с постоянной частотой вращения, используют синхронные генераторы и, как следствие, кинетическая энергия этих агрегатов прилагается к ЗКЭ ЭЭС. С другой стороны, источники энергии, такие как фотоэлектрические солнечные электростанции (СЭС), использующие инверторы для производства переменного тока, не имеют обратной связи между частотой системы и собственными запасами кинетической энергии. Преобразователи мощности, используемые в этих системах, как правило, ориентированы исключительно на оптимизацию процесса экстракции энергии. При этом мощность СЭС, как правило, является только функцией солнечного излучения и не зависит от режимных параметров сети [1].

Особенностью ВИЭ, таких как ветровые электростанции, является то, что скорость вращения ветровой турбины может уменьшаться от номинальной частоты вращения до минимального значения, независимо от частоты сети. Кроме того, в результате присоединения с помощью инверторов генераторы приводят к уменьшению инерционного отклика. Однако последние исследования [2] показали возможность обеспечения эффективного ИО ВИЭ с помощью регуляторов виртуальной инерции.

Поэтому важной задачей является определение допустимых объемов использования ВИЭ в энергобалансе, поддержка безопасного уровня ЗКЭ ЭЭС, улучшение динамических характеристик ЭЭС путем использования кинетической энергии вращающихся частей ветровых турбин и резервов мощности СЭС.

Оценка ЗКЭ многомашинных электроэнергетических систем

Для оценки динамических характеристик многомашинных ЭЭС при возникновении небаланса переходные режимы условно можно разделить на три части (рис. 2):

- $t_0 \rightarrow t_1$ когда динамику ЭЭС определяют электромагнитные переходные процессы;
- $t_1 \rightarrow t_2$ когда динамику ЭЭС определяют электромеханические переходные процессы;
- $t_2 +$ когда динамику ЭЭС определяют системы автоматического управления.

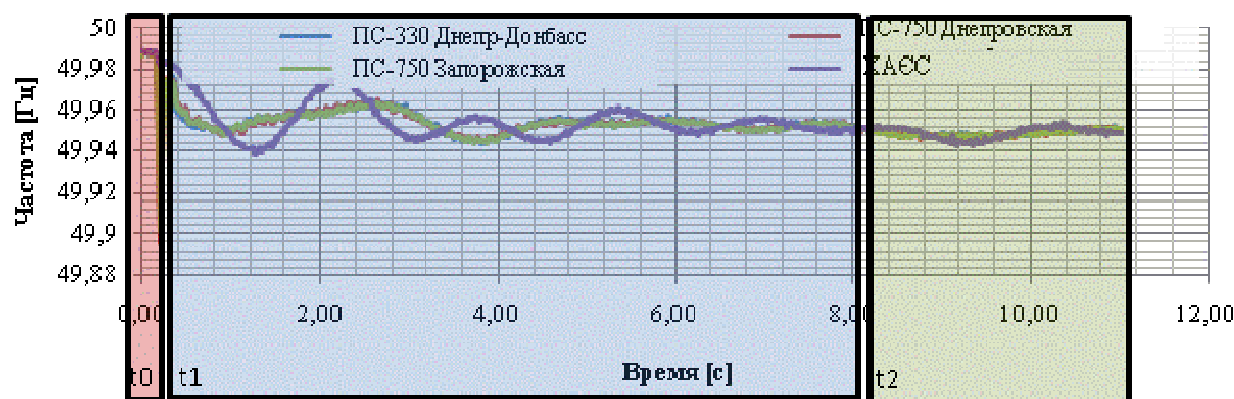


Рис. 2. Переходный процесс изменения частоты на шинах ЭЭС при аварийном отключении блока 1ГВт на Запорожской АЭС

Оценку динамических характеристик ЭЭС целесообразно проводить на основе данных электромеханических переходных процессов, поскольку на этом временном промежутке преимущественно отсутствует влияние систем первичного регулирования частоты.

После возникновения небаланса активной мощности в ЭЭС частота в отдельных частях электросистемы изменяется по-разному (рис. 2). Анализ переходного процесса изменения частоты на шинах ЭЭС при аварийном отключении блока 1ГВт на Запорожской АЭС (рис. 2) показал, что скорость изменения частоты генераторов, расположенных ближе к месту возникновения небаланса (МВН), больше, чем у более электрически удаленных. Это обусловлено начальным распределением небаланса согласно электрическому расстоянию от генераторов к МВН (рис. 3).

Во время переходного процесса в ЭЭС синхронизирующая мощность удерживает электрическую частоту вращения поля статора синхронных генераторов одинаковой для всех генераторов, присоединенных к сети. Однако из-за разного распределения небаланса по агрегатам и наличия слабых системных связей при возмущении образуются группы генераторов с мгновенными частотами, которые в переходном режиме несколько отличаются между собой, при этом не нарушая общий синхронизм системы. Такие группы принято [1] называть когерентными группами генераторов (КГГ) (по частоте), или кластерами. Когерентность может проявляться на коротких интервалах времени (быстрая когерентность) и на длинных (медленная когерентность). Для оценки динамических характеристик КГГ целесообразно использовать группы с медленной когерентностью.

Анализ ПП по частоте при аварийном отключении блока 1ГВт на Запорожской АЭС определил три когерентные группы генераторов в ОЭС Украины (рис. 3). Состав КГГ в основном обусловлен структурой связей элементов ЭЭС и не зависит от типа и места возмущения, если это возмущение не изменяет основную структуру связей системы.

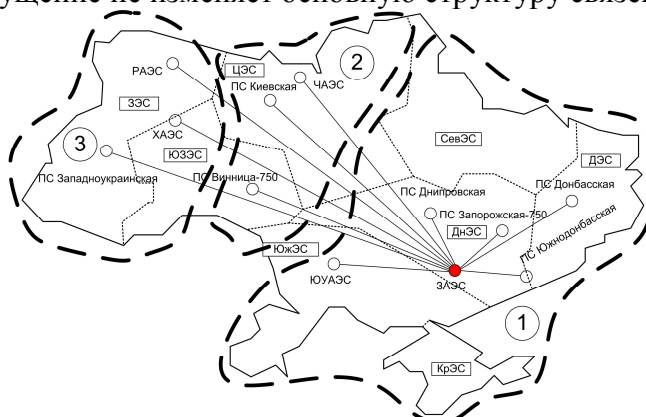


Рис. 3. Когерентные группы генераторов при отключении блока на ЗАЭС

Характерные мгновенные частоты кластеров называют частотами центров инерции. Задача определения частоты центра инерции по данным СМПР сводится к фильтрации межсистемных колебаний [3] аппроксимацией кривых переходных процессов методом наименьших квадратов, фильтрацией Фурье или вейвлет-фильтрацией.

Для определения частот центров инерции кластеров была проведена фильтрация методами дискретного вейвлет-преобразования (ДВП) [4] и преобразованием Фурье с учетом возможного отсутствия данных СМПР по всем генераторам группы (рис. 4).

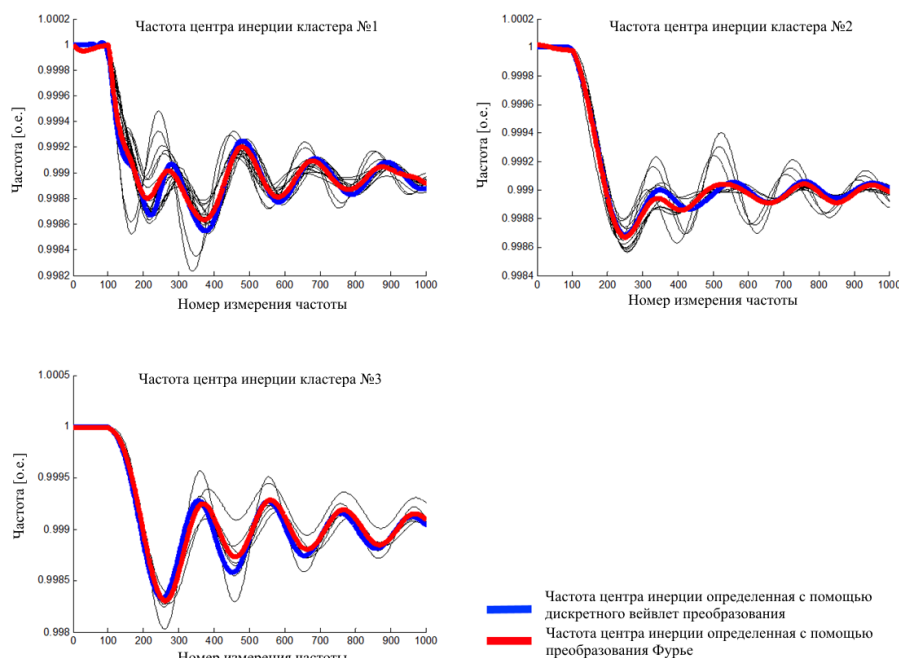


Рис. 4. Частоты центров инерции трех кластеров при возмущении на ЗАЭС

Отсутствие данных СМПР по всем генераторам группы компенсировалось нормированием спектральной мощности колебаний генераторов в когерентных группах. Таким образом колебания с различной амплитудой, но противоположной фазой (внутренние колебания КГГ) при обратном преобразовании спектров Фурье в сигналы колебаний будут полностью компенсированы.

Как уже отмечалось ранее, начальное распределение небаланса в ЭЭС происходит согласно величине электрического расстояния до МВН. Определение электрического расстояния от генераторов к МВН целесообразно проводить эквивалентированием графовой модели потокораспределения в установившихся режимах (рис. 5). Прямо пропорциональное соотношение между эквивалентными проводимостями к месту возмущения определяет распределение небаланса по генераторам.

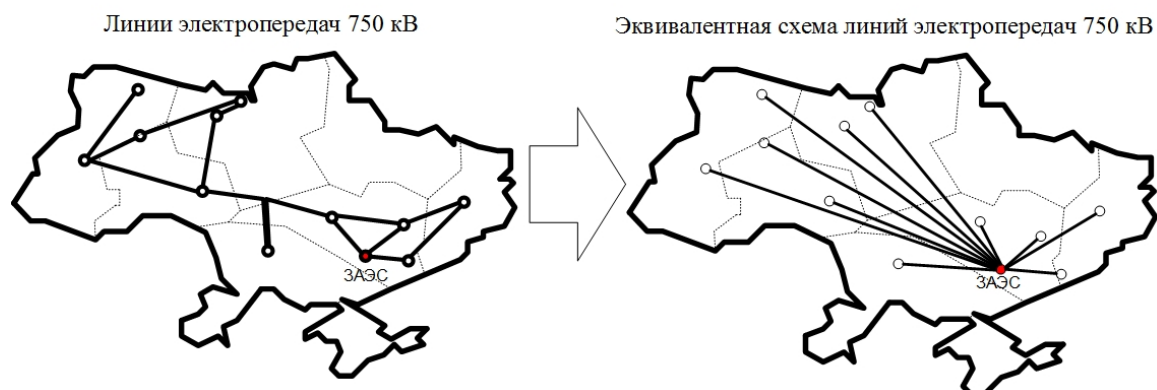


Рис. 5. Электрическое расстояние до места возникновения небаланса на ЗАОС

Генераторы, имеющие меньшее входное сопротивление относительно места возмущения, берут на себя большую часть нагрузки небаланса. Полученное распределение мощности нагрузки соответствует составляющей $P_{mex_i} - P_{el_i} = P_{a_i}$ модели (1).

Таким образом, определив все необходимые составляющие уравнения динамики, значение постоянной инерции эквивалентного генератора КГГ [5, 6] определяют зависимостью (3).

$$H_i = \frac{P_a}{2 \cdot S_{rated}} \cdot \frac{\omega_s^2}{\omega_r} \cdot \frac{1}{\frac{\partial^2 \delta}{\partial t^2}}, \quad (3)$$

где S_{rated} – установленная мощность эквивалентного генератора КГГ [МВт]; δ – рабочий угол эквивалентного генератора КГГ [рад]; ω_r – угловая частота ротора эквивалентного генератора [рад/с]; ω_s – синхронная угловая частота ротора эквивалентного генератора [рад/с]; H_i – постоянная инерции эквивалентного генератора [с].

Как отмечалось ранее, скорость изменения частоты ЭЭС в течении первых секунд после возмущения определяют величиной запасенной кинетической энергии системы. Система с высокой инерцией имеет низкую скорость изменения и выше минимум частоты, так как системы первичного регулирования частоты турбин имеют больше времени на активацию. При частоте ниже определенного критического уровня автоматика отделяет ВИЭ на автономную работу, что в свою очередь приведет к дальнейшему утяжелению режима, уменьшению частоты и, в худшем случае, к системной аварии. Так экспериментально было определено [7], что в случае значительных возмущений при повышенных уровнях скорости изменения частоты с увеличенными уровнями ветровой генерации не все генераторы (ветровые и синхронные) смогут оставаться в синхронизме с сетью (нарушается динамическая устойчивость).

Исследования показали [7], что значительное возмущение у большого скопления ветровых электрических станций (ВЭС) может вызвать отделение ВЭС на автономную работу, что создаст значительный дисбаланс активной мощности в системе. Это может привести к еще более серьезной аварии, если ВЭС быстро не присоединятся к сети и не восстановят выдачу активной мощности.

Таким образом, решение данной проблемы заключается либо в уменьшении скорости изменения частоты, либо в увеличении быстродействия первичных регуляторов мощности. Однако уменьшение скорости изменения частоты или увеличение запаса кинетической энергии вращающихся масс рассматривается как более гибкое и экономически выгодное решение [7].

Инерционный отзыв и моделирование процессов изменения системной инерции

Вращающиеся части агрегатов, присоединенных к ЭЭС, накапливают кинетическую энергию, которая высвобождается при изменении частоты в системе. Увеличение мощности синхронной машины в первые секунды переходного режима (инерционный отклик) ΔP_i является функцией постоянной инерции, установленной мощности СМ, системной частоты и описывается зависимостью (4).

$$\Delta P_i = H_i \cdot P_i \frac{\partial f_{sys}}{\partial t}, \quad (4)$$

где H_i – постоянная инерции j -го генератора [с]; P_i – установленная мощность агрегата [МВт]; f_{sys} – системная частота [о. е.].

В случае отсутствия в генерирующей установке ЗКЭ, например, в случае СЭС необходимо обеспечить инерционный отклик установки с помощью быстрого регулирования активной мощности. Контроллер, обеспечивающий ИО генераторов без ЗКЭ принято называть контроллером виртуальной инерции (КВИ) [7]. В случае СЭС простейшим законом управления для КВИ является дифференциальный по значению $\frac{\partial f_{sys}}{\partial t}$. При потере

генерирующих мощностей или внезапном увеличении нагрузки мощность для обеспечения ИО с помощью СЭС поступает из оперативного резерва на загрузку станции. Сейчас разрабатывают сетевые кодексы, регламентирующие для ВИЭ автоматическое поддержание резервов на загрузку на заданном уровне [8]. Резервы на разгрузку для СЭС соответствуют текущей мощности станции и используются КВИ, например, при отключении мощных линий электропередач, что эквивалентно потере нагрузки в ЭЭС. Учитывая вышесказанное, разработана структура дифференциального КВИ в системе управления СЭС (рис. 6).

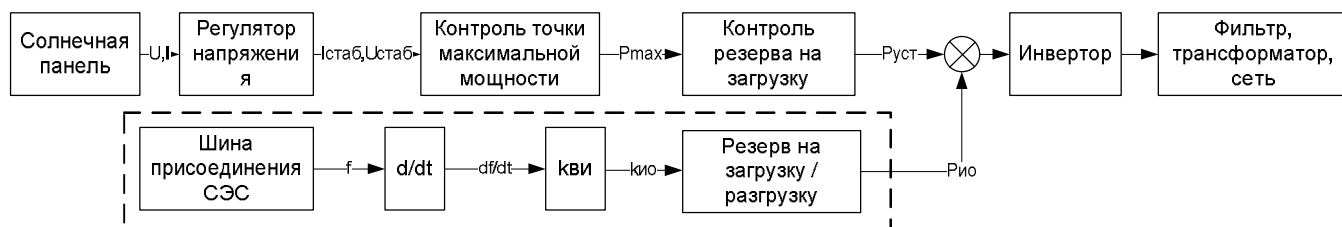


Рис. 6. Дифференциальный контроллер виртуальной инерции в структуре управления СЭС

Основным параметром, который определяет величину ИО КВИ, является коэффициент виртуальной инерции $k_{ви}$, входящий в структуру контроллера в качестве пропорционального звена (рис. 6). Мощность инерционного отклика $P_{ио}$ формируется с учетом знака $\frac{\partial f_{sys}}{\partial t}$ и имеющихся оперативных резервов.

Для исследования характера переходных процессов при изменении величины инерции ЭЭС вследствие замещения значительной доли синхронных генераторов на ВИЭ использована четырёхузловая тестовая сеть, представленная на рис. 7. Все использованные в модели синхронные генераторы имеют одинаковую мощность (100 МВт) и постоянную инерции H_i (8 с), при этом суммарная постоянная инерции участка сети изменялась от 32 с (рис. 7 а) до 16 с (рис. 7 б).

Возмущение в ЭЭС вносилось на шине № 4 (+ 4МВт), результаты расчета частоты в переходном режиме приведены на рис. 8.

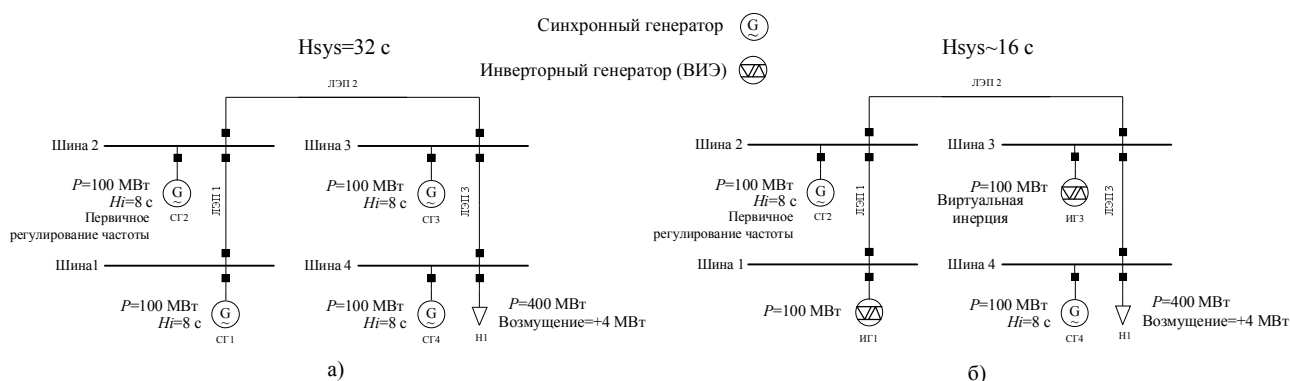


Рис. 7. Тестовая сеть для исследования влияния постоянной инерции на характер переходного процесса по частоте

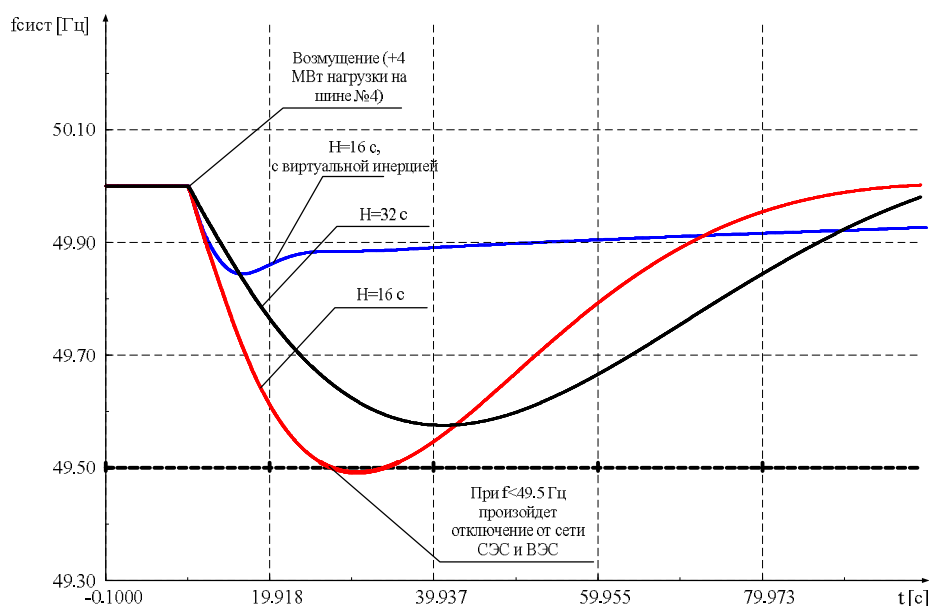


Рис. 8. Результаты моделирования возмущения на шине № 4 при различных постоянных инерции системы

Анализ полученных результатов исследований показал значительное изменение отклонения частоты от 49.56 Гц ($\Delta f = 0.44$ Гц) при отсутствии ВИЭ с инверторным присоединением к 49.49 Гц ($\Delta f = 0.51$ Гц) при уменьшении количества присоединенных синхронных генераторов на 50% (с эквивалентной заменой их на ВИЭ с инверторным присоединением (ИГ1, ИГ3)). Важно отметить, что согласно сетевым кодексам европейских ЭЭС отклонение частоты более, чем на 0.5 Гц от номинальной приведет к отключению солнечных и ветровых электрических станций от сети, что может привести к увеличению дефицита мощности [8]. При использовании КВИ отклонение частоты уменьшилось в 3 раза ($\Delta f = 0.159$ Гц), что предотвратило отсоединение генерирующих мощностей.

Выводы

В работе предложен метод оценки запасов кинетической энергии когерентных групп генераторов и ЭЭС на основе данных СМПР. Для определения начального распределения небаланса предложено использовать данные графовой модели потокораспределения, позволяющей определить входные сопротивления генераторов ЭЭС относительно места возникновения небаланса.

На примере данных переходного режима при возмущении на Запорожской АЭС, по данным СМПР, проведена фильтрация внутренних колебаний КГГ, определены формы частоты центров инерции КГГ ОЭС Украины.

Проведенные исследования показали необходимость решения проблемы уменьшения уровней запаса кинетической энергии электроэнергетической системы при интеграции ВИЭ. Дальнейшее внедрение ВИЭ должно сопровождаться разработкой эффективных методов обеспечения инерционного отклика для основных типов возобновляемых источников. Для ВИЭ с инверторным присоединением показана эффективность использования КВИ для обеспечения ИО. В целях оптимизации качества переходного процесса по частоте ИО от КВИ должен согласовываться с динамическими свойствами ЭЭС и работой уже существующих систем автоматического управления.

СПИСОК ЛИТЕРАТУРЫ

1. Rodriguez C. Dynamic stability of grid-connected photovoltaic systems / C. Rodriguez, G. A. J. Amaratunga // In Power Engineering Society General Meeting. IEEE. – 2004. – P. 2193 – 2199.
2. Wesenbeeck M. Van Grid Tied Converter with Virtual Kinetic Storage / M. Van Wesenbeeck, S. De Haan, P. Varela, K. Visscher // Power Tech. IEEE Bucharest, Bucharest. – 2009. – 28 June – 2 July 2009. – P. 1 – 7.

3. Буткевич О. Ф. Деякі аспекти моніторингу низькочастотних коливань режимних параметрів енергооб'єднань / О. Ф. Буткевич, В. В. Чижевський // Праці Інституту електродинаміки НАН України : зб. наук. праць. Спец. вип. – 2010. – С. 72 – 77.
4. Avdakovic S. Wavelet transform applications in power system dynamics / S. Avdakovic, A. Nuhanovic, M. Kusljagic, M. Music // Electric Power Systems Research. – 2012. – № 83 (1). – P. 237 – 245.
5. Inoue T. Estimation of power system inertia constant and capacity of spinning-reserve support generators using measured frequency transients / T. Inoue, H. Taniguchi, Y. Ikeguchi, K. Yoshida // IEEE Trans. Power Syst. – Feb. 1997. – vol. 12, no. 1. – P. 136 – 143.
6. Chassin D. P. Estimation of WECC system inertia using observed frequency transients / D. P. Chassin, Z. Huang, M. K. Donnelly, C. Hassler, E. Ramirez, C. Ray // IEEE Trans. Power Syst. – 2005. – vol. 2, no. 2. – P. 1.190 – 1.192.
7. Ciapessoni E. Renewable power integration in Sicily: Frequency stability issues and possible countermeasures / E. Ciapessoni, D. Cirio, A. Gatti, A. Pitto // Bulk Power System Dynamics and Control-IX Optimization, Security and Control of the Emerging Power Grid (IREP). IREP Symposium. – 2013. – P. 1 – 7.
8. Yazdani A. A control methodology and characterization of dynamics for a photovoltaic (PV) system interfaced with a distribution network / A. Yazdani, P. P. Dash // Power Delivery, IEEE Transactions. – 2009. – № 24 (3). P. 1538 – 1551.

Яндульський Александр Станиславович – д. т. н., професор, декан факультета електроенерготехніки і автоматики, тел.: (044) 236-41-11.

Марченко Анатолій Андреевич – к. т. н., доцент кафедри автоматизації енергосистем, тел. : (044) 454-93-08.

Нестерко Артем Борисович – асистент кафедри автоматизації енергосистем, тел/ф.: (044) 406-82-36, e-mail: nesterko@fea.kpi.ua.

Національний технічний університет України «Київський політехнічний інститут».