

СИСТЕМНІ ДОСЛІДЖЕННЯ ТА КОМПЛЕКСНІ ПРОБЛЕМИ ЕНЕРГЕТИКИ

УДК 621.316.726

И.В. ДРЁМИН, канд. техн. наук,
Институт общей энергетики НАН Украины, ул. Антоновича, 172, г. Киев, 03680, Украина

МАТЕМАТИЧЕСКОЕ МОДЕЛИРОВАНИЕ ПРОЦЕССОВ АВТОМАТИЧЕСКОГО РЕГУЛИРОВАНИЯ ЧАСТОТЫ И МОЩНОСТИ В ОЭС С РАССРЕДОТОЧЕННЫМИ ВЭС И ГЕНЕРАТОРАМИ-РЕГУЛЯТОРАМИ

Разработана математическая модель процессов генерации на рассредоточенных ветровых электростанциях, входящих в состав ОЭС Украины. Модель построена на основе натуральных замеров скорости ветра на действующем ветроагрегате и их аппроксимации с использованием дискретного преобразования Фурье. Проведено сравнение процессов генерации на трех рассредоточенных и одной локализованной ВЭС с идентичными максимальными итоговыми мощностями. Установлено, что в общем случае рассредоточение не упрощает процесс регулирования системой АРЧМ.

Ключевые слова: рассредоточенные ветровые электростанции, энергосистема, математическое моделирование, автоматическое регулирование частоты и мощности.

Процесс генерации на ветровых электростанциях (ВЭС), входящих в состав энергосистемы, вносит дополнительные возмущения в процесс автоматического регулирования частоты и мощности (АРЧМ). Проведенные исследования единичной ВЭС [1] показали, что при ее мощности 3 ГВт приемлемое регулирование частоты генераторами-регуляторами в изолированном режиме работы ОЭС Украины не представляется возможным даже с учетом задействования всех мощностей ГЭС (3 ГВт).

С другой стороны, исследование [2] воздействия рассредоточенных ВЭС на энергосистему, по сравнению с ВЭС, сосредоточенных на малых территориях показывает, что распределение ВЭС по значительной территории уменьшает вероятность экстремальных значений мощности в суточном графике генерации. Иными словами, географическое рассредоточение ВЭС может позволить заметно выровнять результирующий режим их работы — одновременное падение мощности или дости-

жения максимальных ее значений маловероятно, что облегчает обеспечение сбалансированности энергосистемы. Однако в исследованиях рассредоточенных ВЭС рассматривается, прежде всего, проблема согласованности генерации на ВЭС и суточного графика нагрузки на энергосистему, без учета процессов регулирования частоты.

Регулирование частоты (по отношению к выравниванию суточного графика) усугубляется характером изменения скорости ветра. Имеется в виду высокочастотное изменение скорости, что обуславливает сложность регулирования частоты в энергосистеме с высокой долей генерирующих мощностей ВЭС без аккумуляторов, даже с учетом того, что по сравнению с графиком скорости ветра отдаваемая ВЭС мощность в сеть имеет более плавный характер [3].

Таким образом, упрощение режима энергосистемы (выравнивание суточных графиков) путем рассредоточения ВЭС не означает упрощение процесса регулирования частоты и мощности. В связи с этим возникает необходи-

© И.В. ДРЁМИН, 2014

мость исследования зависимости процессов АРЧМ от рассредоточенности ВЭС.

Основное предположение, сделанное при проведении исследования рассредоточенных ВЭС, заключается в том, что скорость движения воздушных масс в приземистом слое равна средней скорости ветра за рассматриваемый период (60 мин). При этом направление ветра остается неизменным. Иными словами,

$$\begin{aligned} V(t_{i+1}) &= V(t_i), \\ t_{i+1} &= t_i + L_{i,i+1} / V_{cp}, \end{aligned} \quad (1)$$

где $V(t_i)$ – скорость ветра в точке i , $L_{i,i+1}$ – расстояние между точками i и $i+1$, V_{cp} – средняя скорость ветра.

Необходимость данного предположения обусловлена фактическим отсутствием (в том числе в литературе) данных по натурным замерам на различных ВЭС в один и тот же промежуток времени с частотой замеров не реже 1 раза в 2 секунды. Поэтому в качестве фактических данных, на основе которых осуществлено моделирование динамики изменения скорости ветра на каждой из ВЭС, приняты имеющиеся результаты натурных замеров скорости ветра, снятых с действующих ветроагрегатов [5] на

протяжении около 5 часов (8955 точек с шагом измерений 2 сек, см. рис.1).

Средняя скорость ветра на приведенном 5-часовом отрезке $V_{cp} = 5,5$ м/с (что соответствует среднегодовой скорости ветра в регионах Украины, наиболее благоприятных для развития ВЭС). При такой скорости движения воздушных масс, расстояние $L_{1,2} = L_{1,3} = 10$ км преодолевается за 1820 сек – именно такое расстояние принято между ВЭС1 и ВЭС2, ВЭС1 и ВЭС3. 120-минутный отрезок для ВЭС1 содержит максимальную производную скорости ветра. Отрезки для ВЭС2 и ВЭС3 не содержат скоростей ветра ниже 4,2 м/с (минимальная скорость, ниже которой ВЭС отключается) и выше 13 м/с (границная скорость, выше которой мощность выходит на «полку»).

Для сравнения процессов регулирования частоты в энергосистеме с различными по количеству и территориальному распределению ВЭС необходимо, чтобы эти процессы имели схожие параметры по генерации. Прежде всего по максимальному значению генерируемой мощности на рассматриваемом промежутке времени. В связи с этим, и для единичной ВЭС, и для трех рассредоточенных подбирались такие установленные мощности,

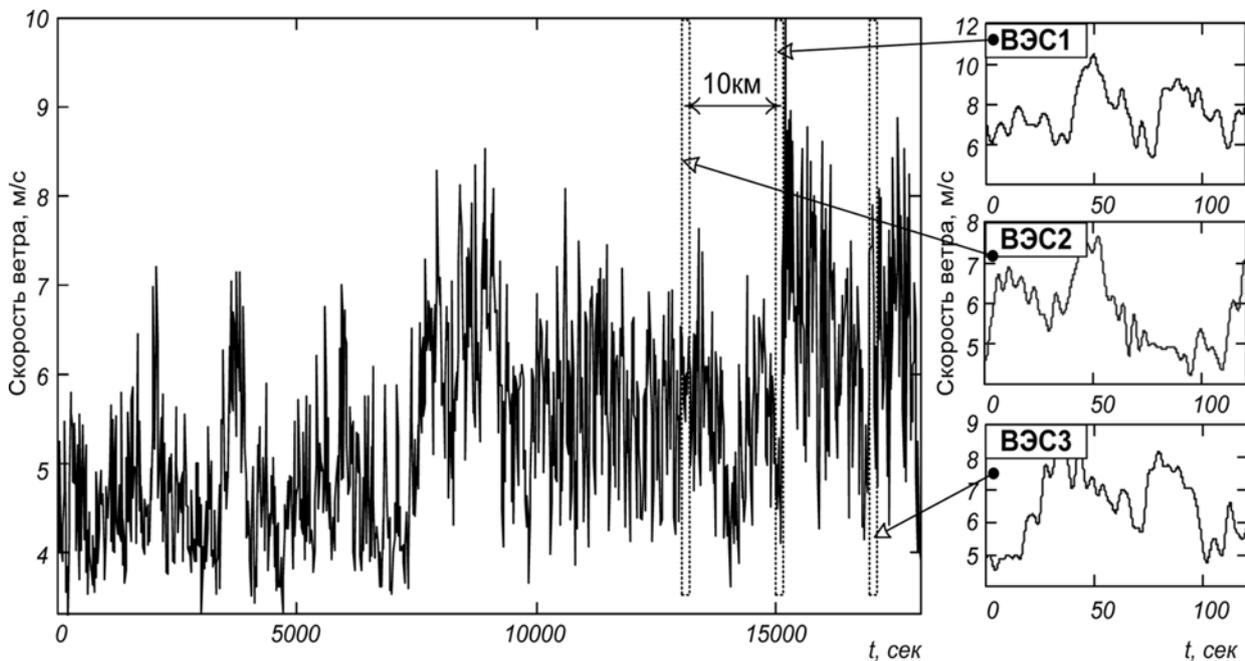


Рис.1. Натурные данные измерения скорости ветра

при которых максимальные мощности ветрогенерации для этих сравниваемых вариантов совпадали:

$$P_{ВЭСmax} = P_{ВЭС1}(t_{max}) + P_{ВЭС2}(t_{max}) + P_{ВЭС3}(t_{max}), \quad (2)$$

где $P_{ВЭСmax}$ — максимальная мощность единичной ВЭС в рассматриваемом отрезке времени, t_{max} — момент времени, в котором достигается максимальная суммарная мощность рассредоточенных ВЭС. То есть, максимальная мощность конкретной ВЭС не равна ее установленной мощности, а задается путем нормирования — подбор соответствующих начальных условий для дифференциального уравнения, описывающего эту ВЭС (рис. 2).

В начальный момент времени небаланс энергосистемы по активной мощности равен нулю. Иными словами, сумма всех генерирующих мощностей (включая ВЭС) равна нагрузке (потребители и потери в сетях). При этом считается, что до момента времени $t(0)$ отклоне-

ние частоты отсутствовало, а мощность ВЭС была постоянной: $P_{ВЭС}(v_g(t)) = \text{const}, t < 0$ и

$$\sum_{i=1}^3 P_{ВЭСi}(v_g(t)) = \text{const}, t < 0.$$

Для единичной ВЭС принят отрезок 5-часового графика, соответствующий отрезку графика скорости ветра для ВЭС1. Из рис.2 видно, что кривые мощности этих ВЭС практически идентичны. Разница в кривых обусловлена влиянием текущей частоты в энергосистеме на процесс генерации на ВЭС установленной мощности.

Результирующий эффект от рассредоточенных ВЭС зависит, прежде всего, от наложения соответствующих мощностей друг на друга. Из рис.2 видно, что с одной стороны, пик мощности одной ВЭС может быть погашен минимумом другой (см. ВЭС2 и ВЭС3 в районе 40 сек), с другой стороны, пики могут накладываться друг на друга, тем самым усилив возмущение в системе АРЧМ и, как следствие, увеличив максимальное отклонение частоты при прочих равных параметрах регулятора (ВЭС1 и ВЭС2 в

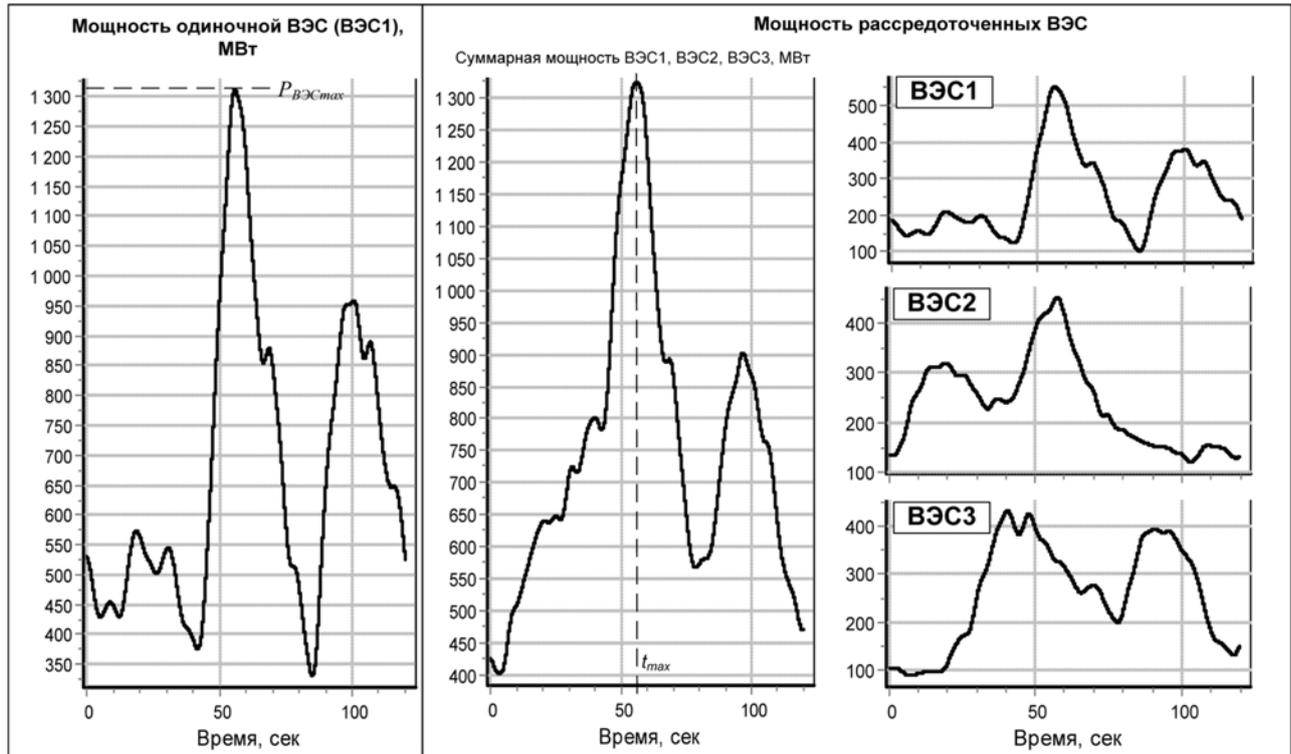


Рис.2. Мощность единичной и рассредоточенных ВЭС

районе 60 сек).

Также из сравнения рис.1 и рис.2 видно, что благодаря достаточно высокой инерционности ветроколеса происходит сглаживание высокочастотных (порывистых) колебаний скорости ветра. Тем не менее, как показано в [1] (хоть и для случая единичной ВЭС) этого явно недостаточно для заметного упрощения режима работы АРЧМ.

В качестве регулятора частоты в системе АРЧМ рассматривается генератор-регулятор ГЭС (ГР), с максимальным резервом вторичного регулирования до 3 ГВт. Иными словами, моделируется в принципе гипотетический случай задействования в процессе регулирования частоты всех мощностей ГЭС ОЭС Украины,

направленных на гашение возмущений, вызванных ветровыми электростанциями (единственной или тремя). При этом фактически производится оценка допустимой максимальной суммарной (итоговой) мощности ВЭС.

Математическая модель. Основой приведенных в работе исследований является математическая модель, описанная в [3], представляющая собой систему нелинейных дифференциальных и алгебраических уравнений. Отличием является то, что к системе добавлено еще два набора уравнений, соответствующих двум дополнительным ВЭС. Таким образом, математическая модель трех ВЭС, входящих в систему АРЧМ ОЭС Украины, представляет собой следующие соотношения:

$$\left\{ \begin{array}{l} \frac{dP_{BЭСi}(t)}{dt} = \frac{P_{BЭС0i} + B_{BЭС}(\omega(t) - \omega_0) + P_{BЭС6}(v_{ei}(t)) - P_{BЭСi}(t)}{T_{BЭС}}, \quad (3) \\ P_{BЭС6}(v_{ei}) = c_0 + c_1 v_{ei} + c_2 v_{ei}^2 + \dots + c_n v_{ei}^n, v_{\min} \leq v_{ei} \leq v_{\max} \\ P_{BЭС6} = 0, v_{ei} < v_{\min}, v_{ei} > v_{\lim}, \quad (4) \\ P_{BЭС6} = P_{BЭС6\max}, v_{\max} < v_{ei} \leq v_{\lim}. \\ v_{ei}(t) = \frac{1}{2} A_{i0} + \sum_{k=1}^N (A_{ik} \cos k\omega_0 t + B_{ik} \sin k\omega_0 t), \quad (5) \\ A_{ik} = \frac{1}{N} \sum_{n=0}^{2N} \left(v(t_{in}) \cos \frac{2\pi k}{T} t_{in} \right), k = 0, 1, \dots, N, \quad (6) \\ B_{ik} = \frac{1}{N} \sum_{n=1}^{2N} \left(v(t_{in}) \sin \frac{2\pi k}{T} t_{in} \right), k = 0, 1, \dots, N, \quad (7) \\ i = 1 \dots 3, \quad (8) \end{array} \right.$$

где $B_{BЭС}$, $T_{BЭС}$ – эквивалентная крутизна частотной характеристики и постоянная времени соответственно (одинаковы для всех ВЭС), $P_{BЭСi}(t)$, $P_{BЭС0i}$, текущая, начальная мощности ВЭС, $P_{BЭС6}(v_{ei}(t))$ – мощность ВЭС в стационарном режиме (при постоянной скорости ветра v_{ei}); $\omega(t) = 2\pi f$, ω_0 – круговая текущая и номинальная частота энергосистемы соответственно, v_{\min} , v_{\max} , v_{\lim} – минимальная, максимальная и предельная скорости ветра для ветроагрегатов всех ВЭС, $c_1 \dots c_n$ – коэффициенты полинома, аппроксимирующего криволинейную часть графика, отражающего зависимость отдачи мощности ветроагрегата от скорости ветра, k – номер гармоники, а коэффициенты, $v(t_{in})$ – таблично заданные скорости

ветра в точках t_{in} на соответствующем фрагменте i 5-часовой таблицы.

Уравнение (3) описывает динамику изменения мощности ВЭС в зависимости от скорости ветра $v_{ei}(t)$ и текущей частоты $\omega(t)$ в энергосистеме. $P_{BЭС6}(v_e)$ в уравнении (4) представляет собой генерируемую на ветроагрегате мощность в зависимости от статической скорости ветра. Эта зависимость является одной из основных характеристик ветроагрегата и входит в состав его паспортных данных. Текущая скорость $v_{ei}(t)$ ((5)–(7)) представляет собой аппроксимацию натуральных замеров скорости ветра дискретным преобразованием Фурье.

Зависимость $v(t_{in})$ задана таблично, отдельной таблицей для каждой из ВЭС. При этом

каждая таблица является 120-секундным фрагментом общей, 5-часовой таблицы (рис.1). Иными словами, каждый из фрагментов представлен своим рядом Фурье. Такое фрагментарное моделирование снижает требования к аппаратной части программно-информационного комплекса (ПИК), на котором осуществляется численный расчет математической модели по сравнению с расчетом при аппроксимации всего 5-часового графика скорости ветра.

В качестве ветрогенераторов на всех ВЭС задействованы трехлопастные крыльчатые ветроагрегаты мощностью 3 МВт каждый (что соответствует мощности отдельных ветроагрегатов Ботиевской ВЭС). Аппроксимация криволинейного участка зависимости мощности ветроагрегата от скорости ветра с высокой точностью [3] задается полиномом 5-го порядка:

$$P_{ВЭСi}(v_{ei}) = -9,55 \cdot 10^{-7} - 0,242v_{ei} + 0,134v_{ei}^2 - 0,026v_{ei}^3 + 2,45 \cdot 10^{-3}v_{ei}^4 - 8,106 \cdot 10^{-5}v_{ei}^5, \quad (9)$$

с ограничениями по граничным скоростям ветра:

$$v_{min} = 4,2 \text{ м/с}, v_{max} = 13 \text{ м/с}, v_{lim} = 25 \text{ м/с}. \quad (10)$$

Описанная выше математическая модель может быть обобщена на произвольное количество ВЭС m , с произвольным географическим рассредоточением путем добавления соответствующих новым ВЭС дифференциальным уравнениям (в системе (3)–(8) изменится уравнение (8): $i = 1...m$). При этом процесс генерации на конкретной ВЭС будет определяться, прежде всего, соответствующим графиком скорости ветра, который является одним из исходных данных числового расчета математической модели на ПИК.

На рис. 3, 4 приведены результаты расчета исходной математической модели при разном составе ВЭС.

Фактически ВЭС представляет собой источник возмущения, вызывающий соответствующий переходный процесс компенсации – регулирование частоты системой АРЧМ. Видно,

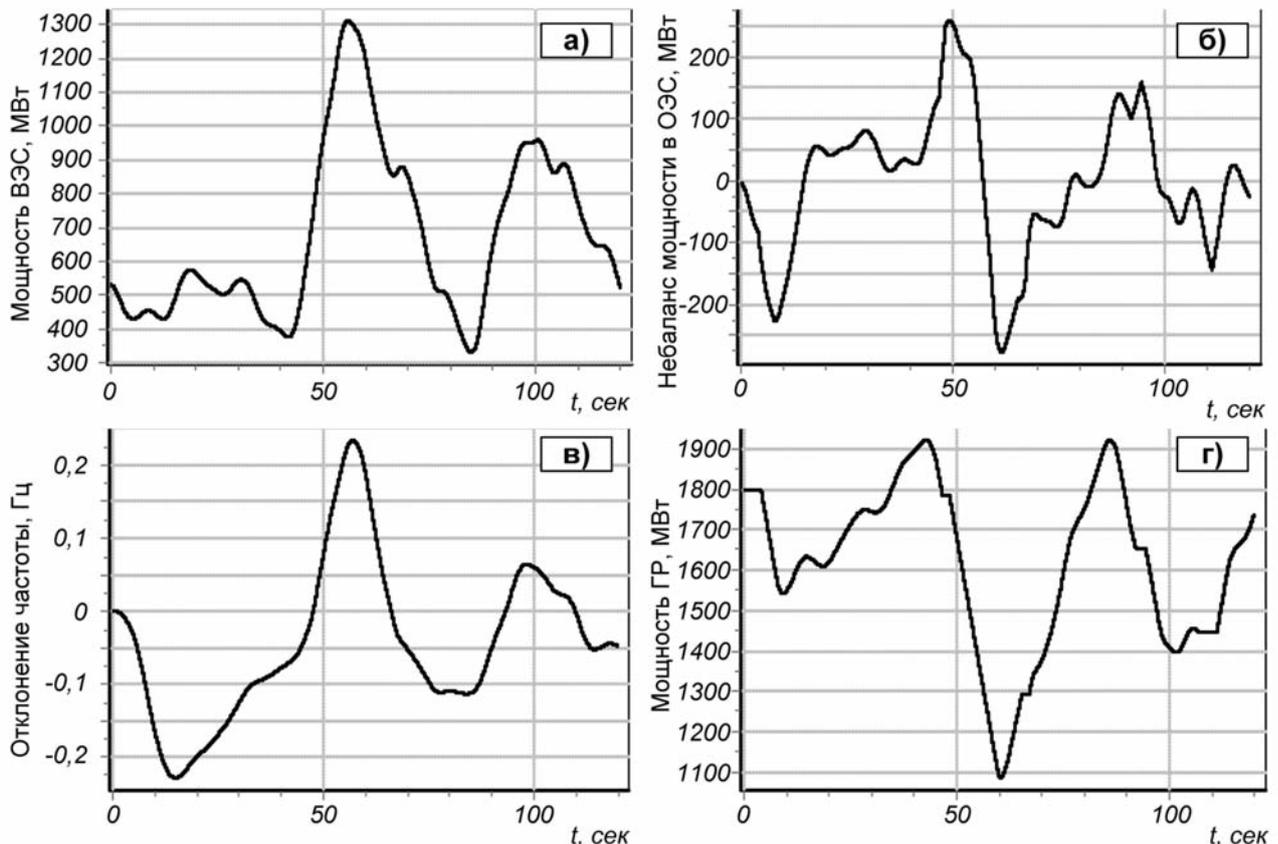


Рис. 3. Процесс АРЧМ в ОЭС с единичной ВЭС

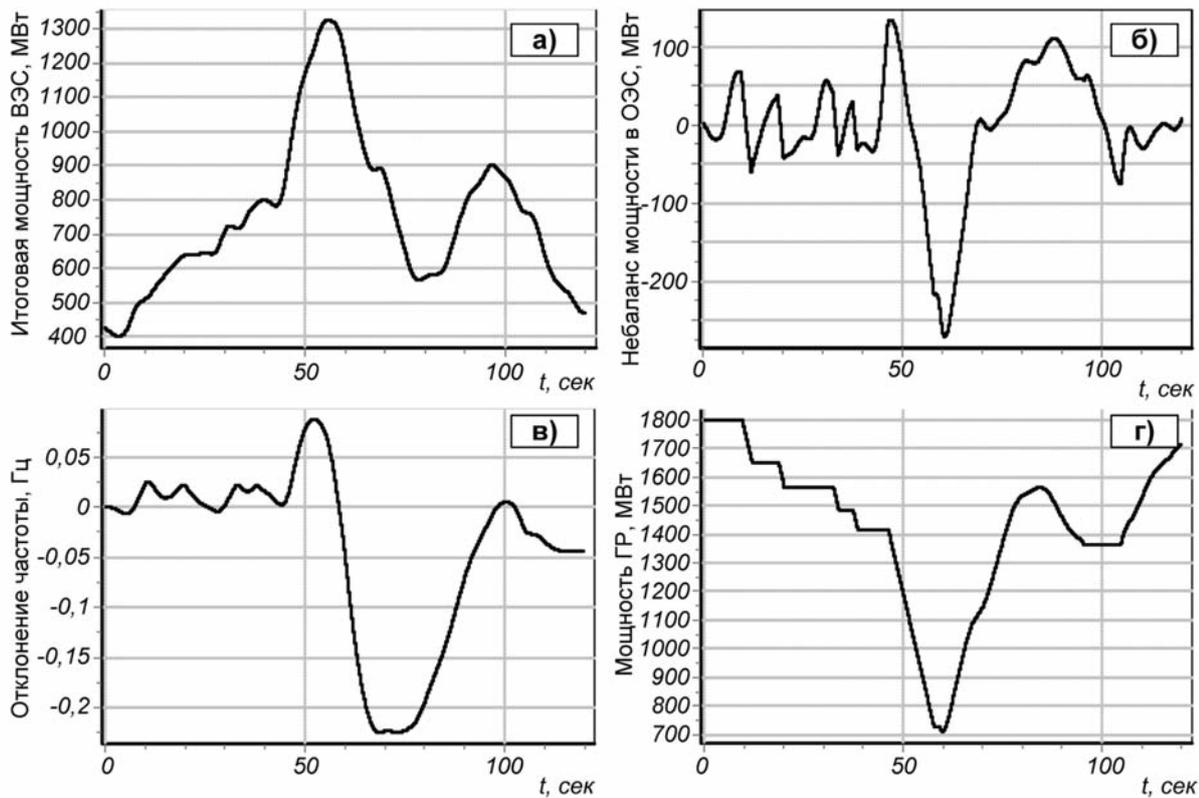


Рис. 4. Процесс АРЧМ в ОЭС с рассредоточенными ВЭС

что для обоих рассматриваемых вариантов (с рассредоточением и без) величина максимального отклонения частоты практически одинакова и составляет 0,2 Гц. Тем не менее, больший по частоте разброс наблюдается в системе без рассредоточения – 0,4 Гц против 0,3 Гц для единичной ВЭС. При этом совпадают значения максимальной суммарной мощности ВЭС (рис. 2,а, рис. 3,а). Такой характер процессов генерации говорит об отсутствии принципиального преимущества у ВЭС с рассредоточением мощностей по большой территории с точки зрения эффективности регулирования частоты.

Тем более, рассмотренные процессы не являются «худшим» случаем. То есть, возможна более тяжелая для системы АРЧМ комбинация графиков скоростей ветра для рассредоточенных ВЭС, ведь система АРЧМ должна обеспечить стабильность частоты и в «худшем» случае. Поэтому, чем выше максимальная (установленная) мощность ВЭС, тем больший вторичный резерв необходим для стабилизации частоты.

Для вторичных регуляторов особенную роль играет не только величина резерва, но и скорость изменения его мощности. Для генераторов-регуляторов, чье быстродействие невелико относительно динамики изменения мощности ВЭС, при увеличении резерва (включение регуляторов в систему АРЧМ) повышается и абсолютное быстродействие. В рассматриваемом случае задействованы гидроагрегаты суммарной мощностью 3 ГВт. Скорость изменения мощностей ГЭС равна 2%/с, или 60 МВт/с для задействованной величины резерва. Однако диапазон изменения мощности ГЭС в соответствующем процессе регулирования составляет 1,1 МВт. Иными словами, системой АРЧМ охвачено 3 ГВт мощностей ГЭС, из них на вторичное регулирование задействуется всего 1,1 ГВт и 0,9 ГВт для случаев с рассредоточением и без соответственно. Как показывают сопутствующие данной работе исследования, необходимый вторичный резерв мощности на генераторах-регуляторах (в частности на ГЭС) практически прямо пропорционален максимальной суммарной мощности ВЭС.

Приведенная в статье математическая модель в совокупности с ПИК «Частота» может служить для исследования процессов (в том числе с использованием статистических методов) генерации на всех ВЭС, входящих в состав ОЭС Украины. Такие исследования позволят сформировать требования к системе АРЧМ как с генераторами-, так и с потребителями-регуляторами. Прежде всего это касается параметров быстродействия и необходимого резерва мощности регуляторов. Однако такие исследования желательно проводить при наличии базы данных с полноценными натурными замерами скоростей ветра с действующих ветроагрегатов или метеорологических станций, находящихся вблизи с ВЭС (в том числе планируемых). Принятое предположение о распространении ветра справедливо для равнинной местности с удалением ВЭС относительно друг друга, не превышающим нескольких десятков километров.

ВЫВОДЫ

1. Рассредоточение ВЭС в общем случае не упрощает режим работы системы АРЧМ, поскольку возможно наложение пиков мощности различных ВЭС друг на друга, что может привести как к уменьшению, так и к увеличению возмущения в энергосистеме.

2. Степень влияния ВЭС на энергосистему зависит не только от установленной мощности ВЭС, но и от средней скорости ветра и ее максимальных производных. Средняя скорость ветра определяет величину генерируемой на ВЭС энергии, а производная скорости — требования к АРЧМ.

3. Несмотря на меньший размах небаланса мощности и отклонения частоты в случае с рассредоточенными ВЭС мощность генератора-регулятора, задействованная в соответствующем процессе регулирования, выше. Иными словами, при более сглаженном графике частоты фактическая нагрузка на систему АРЧМ возрастает.

4. Приведенная математическая модель может описывать произвольное количество ветроагрегатов с различными техническими характеристиками, в том числе: график отдачи мощности в зависимости от скорости ветра, момент инерции вращающихся частей ветроагрегата, ограничения по предельным скоростям ветра, установленная мощность.

1. *Дрёмин И.В.* Математическое моделирование и анализ влияния момента инерции вращающихся частей ВЭС на процесс регулирования частоты // Проблемы общей энергетики. — 2014. — Вып. 1 (36) — С. 33–38.
2. *Кузнецов Н.П.* Влияние географической дисперсии ветровых электростанций на режим их работы // Альтернативная энергетика и экология. — 2013. — № 17. — С. 60–65.
3. *Кулик М.Н., Дрёмин И.В.* Применение дискретного преобразования Фурье для моделирования скорости ветра // Проблемы общей энергетики. — 2013. — Вып. 3 (34). — С. 5–10.
4. *Кулик М.М., Дрёмин И.В.* Універсальна модель регулювання частоти і потужності в об'єднаних енергосистемах // Проблеми загальної енергетики. — 2013. — Вип. 4 (35). — С. 5–15.
5. *Колесников А.* Что такое ветер? [Электронный ресурс]. 2012. — Режим доступа: <http://al-kolesnikov.livejournal.com/17152.html>.

Надійшла до редколегії 15.10.2014