

МАТЕМАТИЧЕСКОЕ МОДЕЛИРОВАНИЕ И АНАЛИЗ ВЛИЯНИЯ МОМЕНТА ИНЕРЦИИ ВРАЩАЮЩИХСЯ ЧАСТЕЙ ВЭС НА ПРОЦЕСС РЕГУЛИРОВАНИЯ ЧАСТОТЫ

Разработана математическая модель процессов генерации на ветровых электростанциях, входящих в состав объединенной энергосистемы. Модель построена на базе системы дифференциальных уравнений с нелинейными ограничениями с использованием дискретного преобразования Фурье при моделировании скорости ветра. Проведены исследования влияния момента инерции ветроагрегата на процесс регулирования частоты в энергосистеме.

К л ю ч е в ы е с л о в а: ветровая электростанция, ветроагрегат, момент инерции, постоянная времени, энергосистема, математическое моделирование, регулирование частоты и мощности.

Основную специфику ветровых электростанций (ВЭС) определяет источник первичной энергии – ветер, чье высокочастотное изменение по скорости [1] обуславливает не только конструктивную сложность отдельного ветроагрегата, но и сложность регулирования частоты в энергосистеме с высокой долей генерирующих мощностей ВЭС без аккумуляторов.

С другой стороны, отдаваемая ВЭС мощность в сеть имеет более плавный характер – инерционность вращающихся масс должна сглаживать пики в скачках скорости ветра. Следовательно, с точки зрения технологических возможностей ВЭС в упрощении режима автоматического регулирования частоты и мощности (АРЧМ) в энергосистеме исследование влияния момента инерции играет одну из ключевых ролей.

Математическая модель, позволяющая провести необходимые исследования, разработана на основе обобщенной математической модели процессов автоматического регулирования частоты и мощности в объединенных энергосистемах [2] путем добавления уравнений, соответствующих процессам генерации на ВЭС. Основным из них является дифференци-

© ДРЁМИН И.В., 2014

альное уравнение, описывающее конкретную (эквивалентную) ВЭС и отражающее взаимосвязь с энергосистемой по частоте и мощности:

$$\frac{dP_{ВЭС}(t)}{dt} = \frac{P_{ВЭС0} + B_{ВЭС}(\omega(t) - \omega_0) + P_{ВЭС}(v_g(t)) - P_{ВЭС}(t)}{T_{ВЭС}}, \quad (1)$$

где $P_{ВЭС}(t)$, $P_{ВЭС0}$, $B_{ВЭС}$, $T_{ВЭС}$ – текущая, начальная мощность ВЭС, эквивалентная крутизна частотной характеристики и постоянная времени соответственно; $P_{ВЭС}(v_g(t))$ – мощность ВЭС в стационарном режиме (при скорости ветра в текущий момент времени); $\omega(t) = 2\pi f$, ω_0 – круговая текущая и номинальная частота энергосистемы соответственно.

Уравнение (1) описывает динамику изменения мощности ВЭС в зависимости от скорости ветра $v_g(t)$ и текущей частоты $\omega(t)$ в энергосистеме. Данное уравнение является аналогичным уравнениям для генераторов и нагрузки, однако в отличие от последних в нем присутствует функция $P_{ВЭС}(v_g(t))$, отражающая зависимость мощности ветроагрегата, отдаваемой в сеть от текущей скорости ветра.

Зависимость $P_{ВЭС}(v_g)$ является одной из основных характеристик ветроагрегата и входит в состав его паспортных данных. Однако

способ задания этой характеристики (в графическом или табличном виде) практически неприемлем для численного решения соответствующей системы дифференциальных уравнений, поскольку для численного решения соответствующей системы дифференциальных уравнений зависимость $P_{BЭС}(v_g(t))$ должна быть задана аналитически, представляя собой непрерывную функцию. Для этого осуществляется аппроксимация криволинейного участка $P_{BЭС}(v_g)$ полиномом n -го порядка, как наиболее точным, и при этом простым способом для численного расчета:

$$\begin{cases} P_{BЭС}(v_g) = c_0 + c_1 v_g + c_2 v_g^2 + \dots + c_n v_g^n, v_{\min} \leq v_g \leq v_{\max} \\ P_{BЭС} = 0, v_g < v_{\min}, v_g > v_{\lim}, \\ P_{BЭС} = P_{BЭС\max}, v_{\max} < v_g \leq v_{\lim}, \end{cases} \quad (2)$$

где v_{\min} , v_{\lim} , v_{\max} – минимальная, граничная и максимальная скорости ветра для данного ветроагрегата, $c_1 \dots c_n$ – коэффициенты полинома. Таким образом, при снижении скорости ниже минимальной ветроагрегат фактически прекращает генерировать электроэнергию (рис.1). Начиная с минимальной скорости ветра v_{\min} и до граничной v_{\max} отдаваемая мощность определяется согласно полиномиальной аппроксимации. Максимальная мощность ветроагрегата $P_{BЭС\max}$ достигается при значениях скоростей ветра между v_{\lim} и v_{\max} . В случае превышения скорости ветра v_{\max} ветроагрегат приостанавли-

вает выработку электроэнергии, т.е. $P_{BЭС} = 0$.

На рис.1 приведено сопоставление паспортного графика отдачи мощности ветроагрегата 3 МВт с функцией полиномиальной аппроксимации. Порядок полинома определяется исходя из требований к точности аппроксимации и характеристик конкретного ветроагрегата. В данном случае задействован полином 5-го порядка:

$$\begin{aligned} P_{BЭС}(v_g) = & \\ = & -9,55 \cdot 10^{-7} - 0,242 v_g + 0,134 v_g^2 - & (3) \\ & - 0,026 v_g^3 + 2,45 \cdot 10^{-3} v_g^4 - 8,106 \cdot 10^{-5} v_g^5, \end{aligned}$$

$$4,2 \text{ м/с} \leq v_g \leq 13 \text{ м/с}. \quad (4)$$

Из рисунка видна высокая точность аппроксимации в диапазоне $v_{\min} < v_g < v_{\max}$, что говорит о правильности определения порядка полинома и его коэффициентов.

Последний шаг для формирования обобщенной модели процесса генерации ВЭС в ОЭС состоит в определении модели скорости ветра $v_g(t)$. При этом изменением направления ветра в процессе генерации для решения задачи регулирования частоты можно пренебречь, поскольку скорость этого изменения существенно ниже скорости изменения $v_g(t)$ (т.е. ускорения – $v_g'(t)$), которое (ускорение) может достигать показателя до 9%/сек и выше. Это обусловлено тем, что на эффективность системы АРЧМ влияют именно быстрые изменения

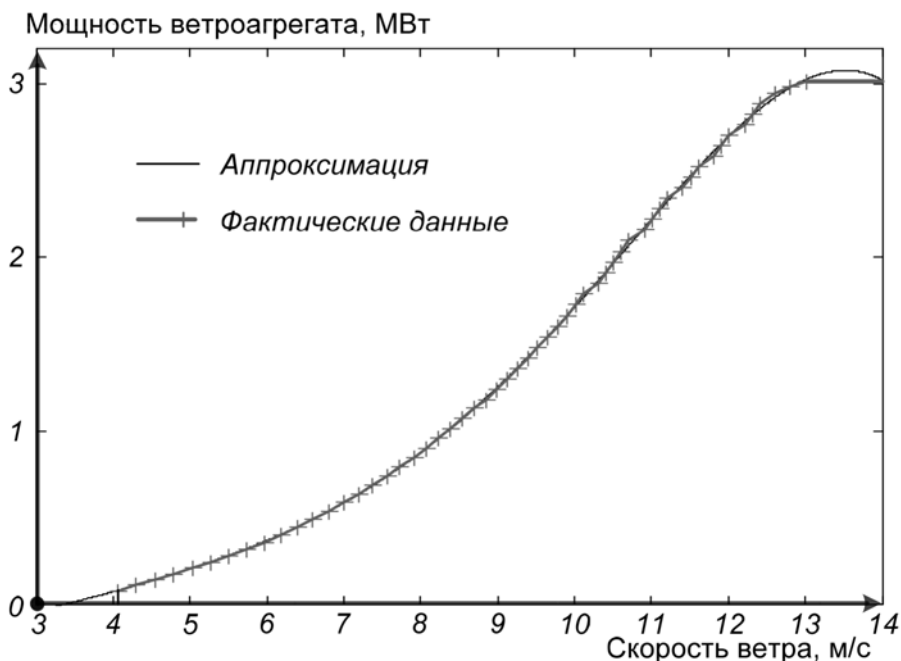


Рис.1. Зависимость мощности ветроагрегата от скорости ветра

параметров энергосистемы и, в данном случае – скорости ветра (и, как следствие, соответствующей мощности ВЭС).

В качестве исходных данных для построения модели скорости ветра использованы результаты натурных замеров, снятых с действующих ветроагрегатов. Однако эти, реальные графики скорости ветра заданы в табличном представлении с частотой съема фактических данных анемометров – один замер в 2 с. В связи с этим, а также тем, что графики представляют собой сложные кривые с многочисленными экстремумами и изломами, для аппроксимации использовано дискретное преобразование Фурье [1]. Согласно этому преобразованию скорость ветра $v_g(t)$ аппроксимируется зависимостью:

$$v_g(t) = \frac{1}{2}A_{v0} + \sum_{k=1}^N (A_{vk} \cos k\omega_0 t + B_{vk} \sin k\omega_0 t), \quad (5)$$

$$A_{vk} = \frac{1}{N} \sum_{n=0}^{2N} \left(v(t_n) \cos \frac{2\pi k}{T} t_n \right), \quad k=0,1,\dots,N, \quad (6)$$

$$B_{vk} = \frac{1}{N} \sum_{n=1}^{2N} \left(v(t_n) \sin \frac{2\pi k}{T} t_n \right), \quad k=0,1,\dots,N, \quad (7)$$

где $\omega_0 = 2\pi/T$, k – номер гармоники, а коэффициенты, $v(t_n)$ – таблично заданные скорости ветра в точках t_n на отрезке $[0, T]$ $2N+1$ точкой (с шагом $T/2N$).

Таким образом, выражения (1), (2), (5) – (7) представляют собой систему уравнений, описывающие процесс генерации мощности на ВЭС, состоящей из трехлопастных крыльчатых ветроагрегатов, входящих в состав энергосистемы. Видно, что из всех параметров этих уравнений именно постоянная времени $T_{ВЭС}$ отражает динамические (механические) характеристики ветроагрегатов.

Постоянная времени связана с моментом инерции ветроагрегата следующим соотношением [3]:

$$T_{ВЭС} = \frac{J\omega_w^2}{2P_{ном}}, \quad (8)$$

где J – момент инерции ветроколеса, ω_w^2 – частота его вращения, $P_{ном}$ – номинальная мощность ветроагрегата.

Момент инерции представляет собой сумму произведений массы отдельных частиц лопастей на квадраты их расстояний от оси вращения:

$$J = m_1 r_1^2 + m_2 r_2^2 + \dots + m_n r_n^2 = \sum m r^2. \quad (9)$$

Видно, что параметрами, влияющими на момент инерции, являются масса и геометрия вращающихся частей ветроагрегата. Следовательно, момент инерции для каждого типа ветроагрегата рассчитывается или определяется экспериментально индивидуально, в зависимости от конструкции (геометрического распределения масс лопасти). При этом, постоянные времени современных ветроагрегатов варьируются в диапазоне 2–9 с [3]. Именно в этом диапазоне постоянных времени проведены исследования влияния величины момента инерции на процесс генерации мощности на ВЭС.

Начальные условия для всех проведенных экспериментов максимально приближены к параметрам ОЭС Украины.

Графики генерируемой мощности на ВЭС как в составе нерегулируемой энергосистемы, так и в энергосистеме с АРЧМ на базе потребителей-регуляторов и/или генераторов-регуляторов отличаются незначительно, несмотря на зависимость мощности ВЭС от частоты. Это говорит о том, что превалирующее значение играет динамика изменения мощности ВЭС, которая, в свою очередь, зависит от скорости ветра.

На рис.2 приведен процесс АРЧМ с генераторами-регуляторами, в качестве которых выступают гидроагрегаты ГЭС суммарной мощностью 3 ГВт, действующие по пропорционально-интегрально-дифференциальному (ПИД) закону. Видно, что даже в этом, гипотетическом случае (в процессе АРЧМ задействованы все мощности ГЭС ОЭС Украины) отклонение частоты является недопустимым. Увеличение же постоянной времени от 2 с (рис.2,а) до 9 с (рис.2,б) также не приводит к приемлемому отклонению частоты, хоть и существенно его уменьшает – диапазон отклонения частоты соответственно снижается с 1,7 Гц до 1 Гц. При этом, несмотря на то, что пиковая мощность ВЭС для постоянной времени $T_{ВЭС} = 2$ с достигает значения 2,75 ГВт, а при $T_{ВЭС} = 9$ с пиковая мощность снижается до 2,1 ГВт, средняя генерируемая мощность остается практически той же самой.

При задействовании в процессе АРЧМ потребителей-регуляторов суммарной мощностью 3 ГВт соответствующий процесс регулирования (рис.3) коренным образом отличается от процессов АРЧМ в системе с генераторами-регуляторами (рис.2).

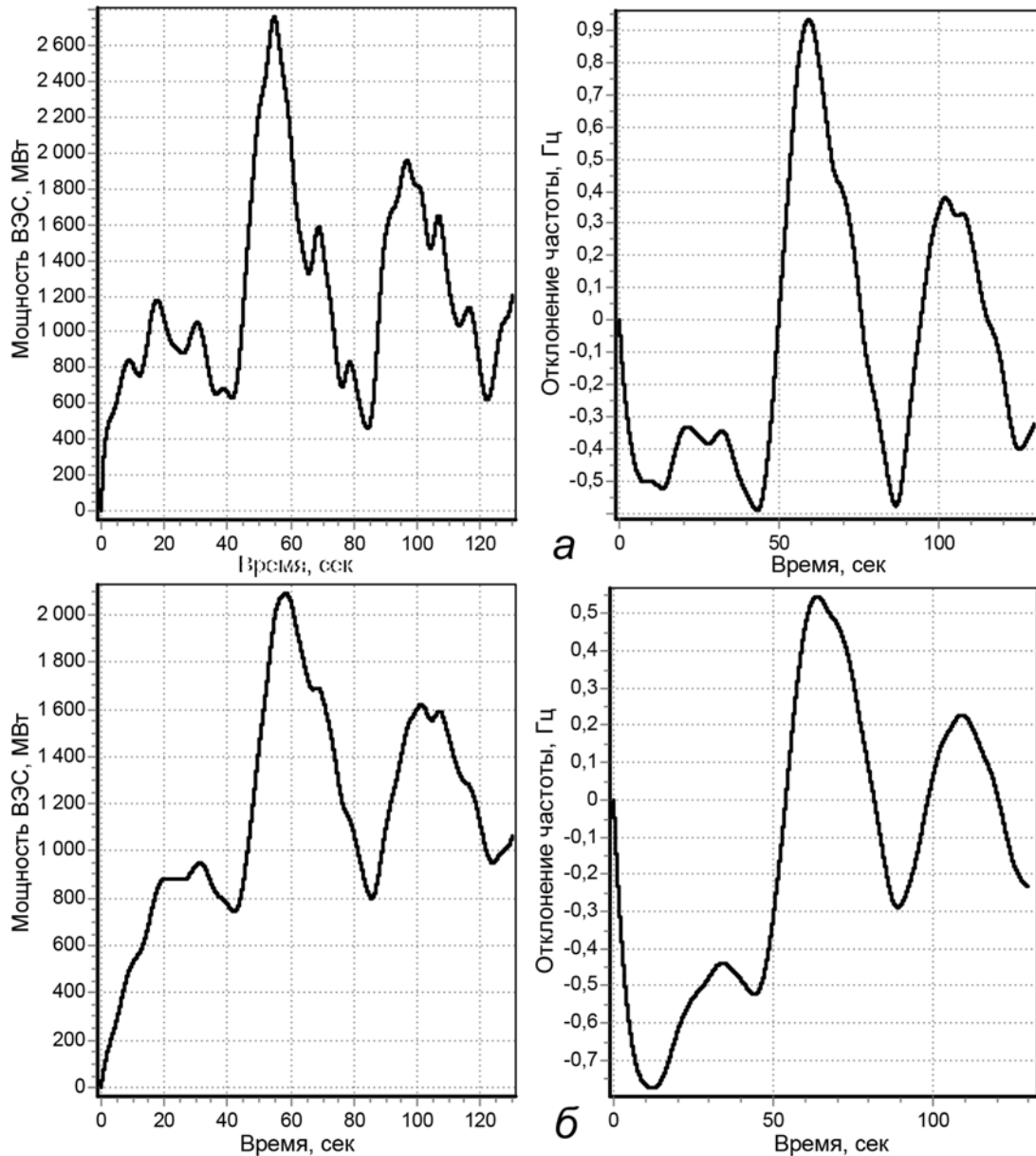


Рис.2. Отклонение частоты и мощность генератора-регулятора при функционирующей ВЭС 3 ГВт с постоянными времени 2 с (а) и 9 с (б)

В системе АРЧМ с потребителями-регуляторами вне зависимости от постоянной времени (находящейся в диапазоне от 2 до 9 с) отклонение частоты не превышает 0,02 Гц, что удовлетворяет требованиям не только ОЭС Украины, но и европейского энергообъединения ENTSO-E. При этом изменение частоты, приведенное на рис.3, соответствует системе АРЧМ с зоной нечувствительности 0,02 Гц, тогда как при снятии соответствующего нелинейного ограничения (на зону нечувствительности) значения максимального отклонения частоты снижаются и на всем диапазоне постоянных времени не достигают отклонения 0,018 Гц.

В работе, в качестве потребителей-регуляторов рассматривались теплонасосные установки, а точнее приводы их компрессоров. При этом в расчетах постоянные времени приводов принимались равными 1 с, а скорость набора/сброса электрической мощности – 50%/сек. Суммарная мощность потребителей-регуляторов, в приведенном на рис.3 процессе – 3 ГВт.

Таким образом, в случае регулирования посредством потребителей-регуляторов изменение момента инерции (постоянной времени) ветроагрегата практически не оказывает влияния на основные показатели эффективности с точки зрения требований к регулированию

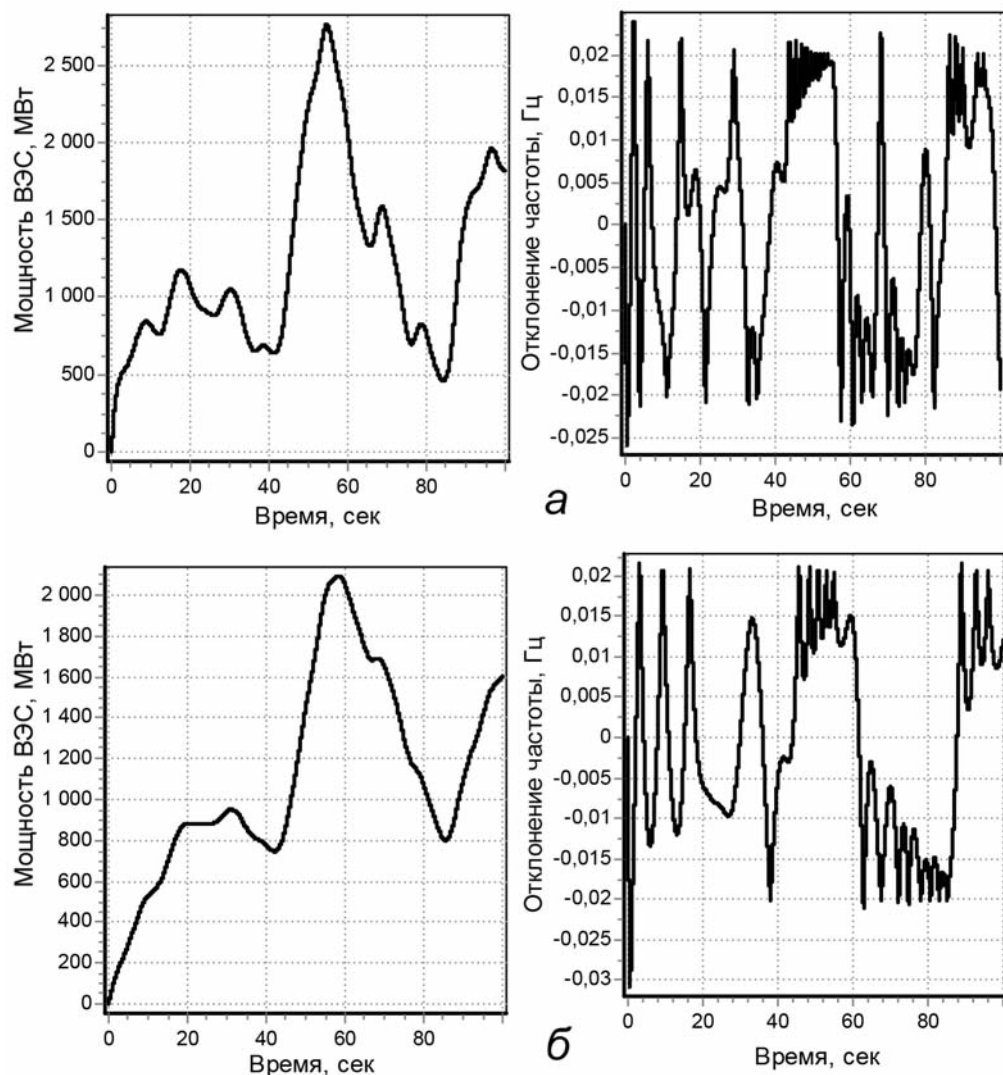


Рис. 3. Отклонение частоты и мощность потребителя-регулятора при функционирующей ВЭС 3 ГВт с постоянными времени 2 с (а) и 9 с (б)

частоты системой АРЧМ. С другой стороны, даже для наиболее быстродействующих генераторов-регуляторов достаточной мощности изменение момента инерции имеет существенное значение.

С точки зрения упрощения регулирования частоты системой АЧРМ наиболее целесообразно задействовать ветроагрегаты с максимальной постоянной времени (моментом инерции). Однако увеличение массы вращающихся частей ветроагрегата влечет за собой иные, технико-экономические последствия, что является предметом дальнейших исследований.

ВЫВОДЫ

1. В исследуемом диапазоне постоянных времени (от 2 до 9 с) ветроагрегатов ВЭС суммарной мощностью 3 ГВт приемлемое регулирование частоты в изолированном режиме работы ОЭС Украины не представляется возможным даже с учетом задействования всех мощностей ГЭС (3 ГВт).

2. Использование потребителей-регуляторов при условии их суммарной мощности 3 ГВт в системе АРЧМ позволяет осуществлять регулирование частоты в соответствии с требованиями европейского энергообъединения ENTSO-E вне зависимости от момента инерции ветроагрегатов ВЭС, при мощности ВЭС до 3 ГВт.

1. Кулик М.Н., Дрёмин И.В. Применение дискретного преобразования Фурье для моделирования скорости ветра // Проблемы общей энергетики. – 2013. – Вып. 3 (34). – С. 5–10.
2. Кулик М.М., Дрьомін І.В. Універсальна модель регулювання частоти і потужності в об'єднаних енергосистемах // Проблеми загальної енергетики. – 2013. – Вип. 4 (25). – С. 5–15.
3. Johan Morren, Sjoerd W. H. de Haan, Wil L. Kling, J. A. Ferreira. Wind Turbines Emulating Inertia and Supporting Primary

Frequency Control // IEEE Transactions on power systems. – 2005. – Vol. 21, No. 1. – P. 433–434.

Надійшла до редколегії 18.03.2014

Рецензент

*Зав. відділу прогнозування розвитку та управління функціонуванням електроенергетики ІЗЕ НАН України, д-р техн. наук, ст. наук. співр.
С.В. Дубовський*