

ИССЛЕДОВАНИЕ ПРОЦЕССОВ АВТОМАТИЧЕСКОГО РЕГУЛИРОВАНИЯ ЧАСТОТЫ И МОЩНОСТИ В ОБЪЕДИНЕННОЙ ЭНЕРГОСИСТЕМЕ С ВЕТРОВЫМИ ЭЛЕКТРОСТАНЦИЯМИ

И.В.Дрёмин, канд.техн.наук
Институт общей энергетики НАН Украины,
 ул. Антоновича, 172, Киев, 03680, Украина,
 e-mail: ivanez@yandex.ru

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. Проведен анализ модели и осуществлена верификация адекватности аппроксимации скорости ветра. Проведено исследование влияния генерации ВЭС на процессы автоматического регулирования частоты и мощности. В качестве регуляторов этапа вторичного регулирования рассмотрены генераторы- и потребители-регуляторы. Библи. 5, рис. 1.

Ключевые слова: математическое моделирование, скорость ветра, дискретное преобразование Фурье, ветровая электростанция, энергосистема, регулирование частоты и мощности, потребитель-регулятор.

Ключевой особенностью процесса генерации на ветровых электростанциях (ВЭС) является нестабильный характер выдачи мощности в сеть. Это влияет, прежде всего, на процессы регулирования частоты в энергосистеме особенно в случае значительной удельной мощности, генерируемой на ВЭС. Именно с точки зрения влияния на частоту и рассматривается задача математического моделирования в данной работе.

Исследование процессов генерации ВЭС значительных мощностей в составе ОЭС Украины позволит смоделировать последствия их введения в состав генерации и избежать проблем, с которыми сталкиваются развитые страны на пути интенсивного внедрения альтернативной энергетики [1, 2], особенно с учетом высоких фактических и плановых темпов введения ВЭС в структуру ОЭС Украины.

Математическая модель, позволяющая провести необходимые исследования, разработана на основе обобщенной математической модели процессов автоматического регулирования частоты и мощности (АРЧМ) в объединенных энергосистемах [3] (уравнения (1) – (5)) путем добавления уравнений, соответствующих процессам генерации на ВЭС (уравнения (6) – (10)):

$$\left(\sum_{i=1}^M J_{zi} + \sum_{j=1}^R J_{nj} \right) \omega(t) \frac{d\omega(t)}{dt} = \sum_{i=1}^I P_{zi}(t) + \sum_{i=1}^M P_{zpi}(t) - \sum_{j=1}^N P_{nj}(t) - \sum_{j=N+1}^R P_{npj}(t) - P_{nom}(t), \quad (1)$$

$$\frac{dP_{zi}(t)}{dt} = \frac{P_{z0i} - P_{zi}(t) + B_{zi}(\omega(t) - \omega_0)}{\tau_{zi}}, \quad i = \overline{1, I}, \quad (2)$$

$$\frac{dP_{nj}(t)}{dt} = \frac{P_{n0j} - P_{nj}(t) + C_{nj}(\omega(t) - \omega_0)}{\tau_{ej}}, \quad j = \overline{1, N}, \quad (3)$$

$$\frac{dP_{zpi}(t)}{dt} = \frac{B_{zpi}(\omega(t) - \omega_0) + F_{zpi}(t) - P_{zpi}(t)}{\tau_{zpi}}, \quad i = \overline{I+1, M}, \quad (4)$$

$$\frac{dP_{npi}(t)}{dt} = \frac{C_{npi}(\omega(t) - \omega_0) + F_{npi}(t) - P_{npi}(t)}{\tau_{npi}}, \quad j = \overline{N+1, R}, \quad (5)$$

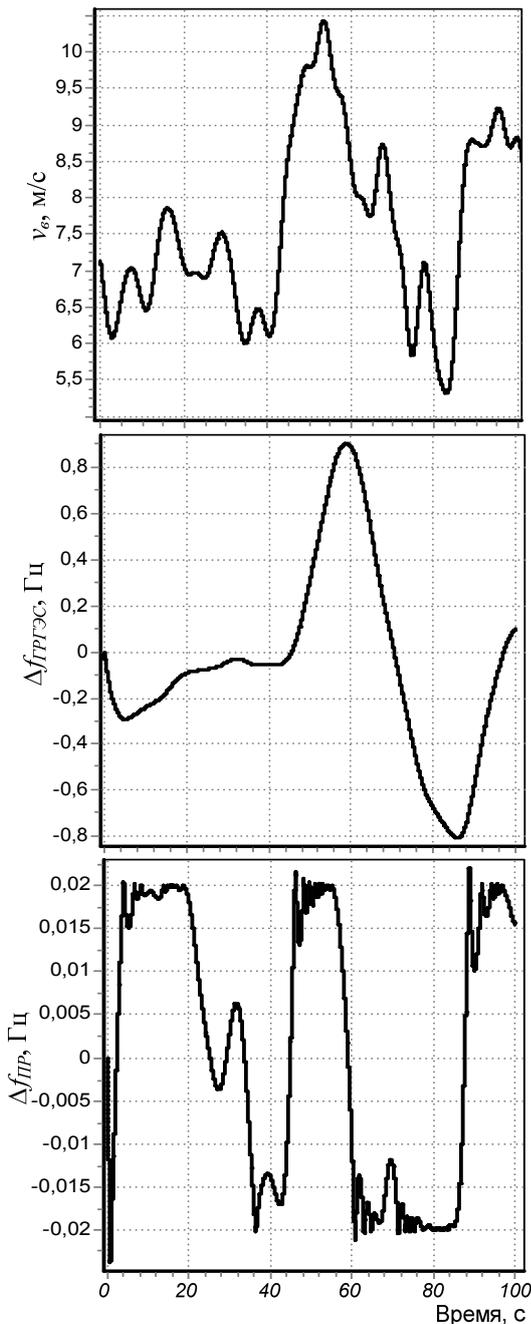
$$\frac{dP_{BЭС}(t)}{dt} = \frac{P_{BЭС0} + P_{BЭС}(\omega(t) - \omega_0) + P_{BЭС}(v_{\theta}(t)) - P_{BЭС}(t)}{T_{BЭС}}, \quad (6)$$

где $\omega = 2\pi f$, f – частота энергосистемы, $\omega_0 = \omega(t=0)$, $\Delta f = f(t) - f_0 = (\omega(t) - \omega_0)/2\pi$ – отклонение частоты в энергосистеме, J_{zi} – момент инерции i -го генератора; $i = \overline{1..M}$; M – общее количество генераторов в системе; J_{ni} – момент инерции i -й нагрузки (потребителя); $j = \overline{1..R}$; R – общее количество потребителей в системе; $P_{zi}(t)$ – мощность i -го генератора в момент t ; $i = \overline{1..I}$; I – общее количество нерегулируемых генераторов в системе; $P_{nj}(t)$ – мощность j -й нагрузки; $j = \overline{1..N}$; N – общее количество нерегулируемых потребителей в системе; $P_{zpi}(t)$ – мощность i -го генератора-регулятора; $i = \overline{I+1..M}$; $P_{npi}(t)$ – мощность j -го потребителя-регулятора в момент t ; $j = \overline{N+1..R}$; τ_{zi} , τ_{nj} , τ_{zpi} , τ_{npi} – постоянные времени генераторов, нагрузок, генераторов-регуляторов и потребителей-регуляторов соответственно; $P_{nom}(t)$ – мощность потерь в энергосистеме; $P_{BЭС}(t)$, $P_{BЭС0}$, $B_{BЭС}$, $T_{BЭС}$ – текущая,

начальная мощность ВЭС, эквивалентная крутизна частотной характеристики и постоянная времени соответственно; $P_{BЭС}$ – мощность ВЭС в стационарном режиме (при скорости ветра в текущий момент времени).

Зависимость $P_{BЭС}(v_e(t))$ 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 – зависимость $P_{BЭС}(v_e(t))$ должна быть задана аналитически, представляя собой непрерывную функцию. Для этого осуществляется аппроксимация криволинейного участка полиномом n -го порядка, как наиболее точным, и при этом простым способом для численного расчета

$$\begin{cases} P_{BЭС}(v_e) = c_0 + c_1 v_e + c_1 v_e^2 + \dots + c_n v_e^n, & v_{\min} \leq v_e \leq v_{\max}, \\ P_{BЭС} = 0, & v_e < v_{\min}, v_e > v_{\lim}, \\ P_{BЭС} = P_{BЭС\max}, & v_{\max} < v_e \leq v_{\lim}, \end{cases} \quad (7)$$



где v_{\min} , v_{\max} , v_{\lim} – минимальная, максимальная и предельная скорости ветра для данного ветроагрегата; $P_{BЭС\max}$ – максимальная паспортная эксплуатационная скорость ветра. Порядок полинома определяется исходя из требований к точности аппроксимации и характеристик конкретного ветроагрегата.

Последний шаг для формирования обобщенной модели процесса генерации ВЭС в ОЭС состоит в определении модели скорости ветра $v_e(t)$. При этом изменением направления ветра в процессе генерации для решения задачи регулирования частоты можно пренебречь, поскольку скорость этого изменения существенно ниже скорости изменения $v_e(t)$ (т.е. ускорения – $v_e'(t)$), которое (ускорение) может достигать показателя до 9%/сек и выше. Это обусловлено тем, что на эффективность системы АРЧМ влияют именно быстрые изменения 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 [4]. Однако эти данные заданы в табличном представлении. В связи с этим, а также тем, что они представляют собой сложные кривые с многочисленными экстремумами и изломами, для аппроксимации наиболее целесообразно использовать дискретное преобразование Фурье (ДПФ) [5]. В соответствии с этим преобразованием скорость ветра $v_e(t)$, заданная на отрезке $[0, T]$ $(2N+1)$ -й точкой (с шагом $(T/2N)$), аппроксимируется зависимостью

$$v_e(t) = \frac{1}{2} A_{v0} + \sum_{k=1}^N (A_{vk} \cos k\omega_0 t + B_{vk} \sin k\omega_0 t), \quad (8)$$

где $\omega_0 = 2\pi/T$, k – номер гармоники, а коэффициенты A_{v0} , A_{vk} , B_{vk} рассчитываются по формулам

$$A_{vk} = \frac{1}{N} \sum_{n=0}^{2N} \left(v(t_n) \cos \frac{2\pi k}{T} t_n \right), \quad k = 0, 1, \dots, N, \quad (9)$$

$$B_{vk} = \frac{1}{N} \sum_{n=1}^{2N} \left(v(t_n) \sin \frac{2\pi k}{T} t_n \right), \quad k = 0, 1, \dots, N, \quad (10)$$

где $v(t_n)$ – таблично заданные скорости ветра в точках t_n .

Скорость изменения мощности ВЭС (зависящая от скорости ветра) имеет большое значение при выборе регуляторов в системе АРЧМ. Наиболее скоростные генераторы (ГЭС, газотурбинные установки) в состоянии обеспечить скорость изменения их мощности $P_{zp}(t)$ на уровне 2–2,5%/сек. Но даже такие генераторы-регуляторы при работе в изолированной ОЭС Украины с ветроагрегатами ВЭС суммарной мощностью 3 ГВт (см. рисунок) не в состоянии обеспечить приемлемое регулирование частоты ($\Delta f_{ГРЭС}$) даже с учетом задействования всех мощностей ГЭС (3 ГВт).

С другой стороны, использование потребителей-регуляторов (в качестве которых могут выступать теплонасосные установки со скоростью изменения мощности 40-50%/сек) суммарной мощностью 3 ГВт в системе АРЧМ позволяет осуществлять приемлемое регулирование частоты ($\Delta f_{\text{пр}}$). При этом эффективность регулирования при мощности ВЭС до 3 ГВт соответствует требованиями европейского энергообъединения ENTSO-E (и при прочих равных условиях – см. рисунок).

Таким образом, в результате проведенных исследований разработана математическая модель процессов генерации на ВЭС, входящих в состав изолированной ОЭС Украины. Проведены численные эксперименты на специально разработанном проблемно-ориентированном программно-информационном комплексе, подтверждающие общую адекватность модели и отражающие преимущества потребителей-регуляторов по отношению к генераторам-регуляторам.

1. Euan Mearns. German Power Grids Increasingly Strained [Электронный ресурс] / Euan Mearns, 2012. – Режим доступа: <http://www.theoil drum.com/node/9205#more>.
2. Германия переходит к альтернативной энергетике [Электронный ресурс]. – 2010. – Режим доступа: <http://www.energyland.info/news-show-tek-alternate-55877>.
3. Кулик М.М., Дрьомін І.В. Основи організації автоматичної системи регулювання частоти і потужності на базі споживачів-регуляторів // Проблеми загальної енергетики. – 2010. – Вип. 1 (21). – С. 5–10.
4. Колесников А. Что такое ветер? [Электронный ресурс]. – 2012. – Режим доступа: <http://al-kolesnikov.livejournal.com/17152.html>.
5. Хемминг Р.В. Численные методы. – М.: Наука, 1972. – С. 78–88.

УДК 621.316.726

ДОСЛІДЖЕННЯ ПРОЦЕСІВ АВТОМАТИЧНОГО РЕГУЛЮВАННЯ ЧАСТОТИ І ПОТУЖНОСТІ В ОБ'ЄДНАНІЙ ЕНЕРГОСИСТЕМІ З ВІТРОВИМИ ЕЛЕКТРОСТАНЦІЯМИ

І.В.Дрьомін, канд.техн.наук

Інститут загальної енергетики НАН України,
вул. Антоновича, 172, Київ, 03680, Україна.

e-mail: ivanez@yandex.ru

Розроблено математичну модель процесів генерації на вітрових електростанціях, що входять до складу об'єднаної енергосистеми. Модель побудована на базі системи диференціальних рівнянь з нелінійними обмеженнями з використанням дискретного перетворення Фур'є при моделюванні швидкості вітру. Проведено аналіз моделі і здійснена перевірка адекватності апроксимації швидкості вітру. Проведено дослідження впливу генерації ВЕС на процеси автоматичного регулювання частоти і потужності. Як регулятори етапу вторинного регулювання розглянуто генератори і споживачі-регулятори. Бібл. 5, рис. 1.

Ключові слова: математичне моделювання, швидкість вітру, дискретне перетворення Фур'є, вітрова електростанція, енергосистема, регулювання частоти і потужності, споживач-регулятор

RESEARCH OF AUTOMATIC FREQUENCY AND POWER CONTROL PROCESSES IN THE UNITED ENERGY SYSTEM WITH WIND POWER

I.V.Dryomin

Institute of General energy of NAS of Ukraine,
Antonovicha st., 172, Kyiv, 03680, Ukraine.

e-mail: ivanez@yandex.ru

The study tested a mathematical model of the generation processes of wind power plants, included in the integrated power system. The model is constructed on the basis of a differential equations system with non-linear-mi restrictions using a discrete Fourier transforms when modelling the wind speed. Analyzed and implemented verification of wind speed approximation adequacy. Investigated the influence of WPP generation processes on the automatic frequency and power control processes. As regulators of secondary stage considered generators-regulators and controllable loads. References 5, figure 1.

Keywords: mathematical modeling, wind speed, discrete Fourier transform, wind power station, power supply system, frequency and power regulation, controllable load.

1. Euan Mearns. German Power Grids Increasingly Strained [Electronic resource] / Euan Mearns, 2012. – Mode of access: <http://www.theoil drum.com/node/9205#more>.
2. Germany goes to the alternative energy [Electronic resource]. – 2010. – Mode of access: <http://www.energyland.info/news-show-tek-alternate-55877>. (Rus)
3. Kulik M.M., Dryomin I.V. Fundamentals of automatic frequency and power control system based on the controllable loads // Problemy zahalnoi enerhetyky. – 2010. – No 1 (21). – Pp. 5–10. (Ukr)
4. Kolesnikov A. What is the wind? [Electronic resource]. – 2012. – Mode of access: <http://al-kolesnikov.livejournal.com/17152.html>. (Rus)
5. Hemming W. Numerical methods / RV hemming. – Moskva: Nauka: 1972. – Pp. 78–88. (Rus)

Надійшла 17.02.2014