

СИСТЕМНІ ДОСЛІДЖЕННЯ ТА КОМПЛЕКСНІ ПРОБЛЕМИ ЕНЕРГЕТИКИ

УДК 621.316.726

М.Н. КУЛИК, акад. НАН України, И.В. ДРЁМИН, канд. тех. наук,
Институт общей энергетики НАН Украины, г. Киев

ПРИМЕНЕНИЕ ДИСКРЕТНОГО ПРЕОБРАЗОВАНИЯ ФУРЬЕ ДЛЯ МОДЕЛИРОВАНИЯ СКОРОСТИ ВЕТРА

Обоснована необходимость моделирования скорости ветра в качестве основы для исследования процессов генерации на ВЭС. Приведена соответствующая математическая модель на базе дискретного преобразования Фурье. Проведен анализ модели и осуществлена её верификация, показывающая высокую точность аппроксимации.

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

Интенсивное введение ветровых электростанций (ВЭС) в структуру современных электроэнергетических систем приводит к необходимости всестороннего исследования процессов генерации на ВЭС и их влияния на работу всей энергосистемы. Нестабильный характер выдачи мощности ВЭС в сеть оказывает влияние, прежде всего, на процессы регулирования частоты в энергосистеме. Именно с точки зрения влияния на частоту и рассматривается задача моделирования скорости ветра и генерации энергии на ВЭС в данной работе.

По результатам эксплуатации сетевых ВЭС в странах с высокой долей альтернативных источников энергии в структуре генерации оказалось, что очень трудно (точнее – невозможно) контролировать их на предмет выдачи сколь-либо постоянной мощности в сеть. Это отражено, в частности, в докладе Европейской Ассоциации Операторов Сетей (ENTSO-E), опубликованном в апреле 2012 г., который постулировал, что в настоящее время в сетях Германии уже по факту не соблюдаются базовые параметры безопасной передачи энергии, что может привести не только к отключениям в самой Германии, но и повлечь за собой пробле-

© М.Н. КУЛИК, И.В. ДРЁМИН, 2013

мы в сопредельных сетях [1]. При этом немецкие сети, с одной стороны, являются фактически ключевым звеном для общеевропейских распределительных сетей, а с другой – Германия наиболее интенсивно вводит в строй альтернативные генерирующие мощности (прежде всего – ВЭС) в соответствии с новой национальной энергетической доктриной [2].

Исследование процессов генерации ВЭС значительных мощностей в составе ОЭС Украины позволит смоделировать результаты их ввода в состав генерации и избежать проблем, с которыми сталкиваются развитые страны на пути интенсивного внедрения альтернативной энергетики.

На сегодняшний день наибольшее распространение в «большой» энергетике приобрели сетевые трехлопастные крыльчатые ветроагрегаты средней и большой мощности (от 100 кВт) без аккумуляторных батарей. К внедрению в ОЭС Украины планируются ветроагрегаты именно такого типа, и по прогнозам экспертов [3] к концу 2015 г. установленная мощность ветроэнергетики Украины достигнет 900–1000 МВт, 1,5–1,8 ГВт к 2018 г. [3] и в соответствии с обновленной Энергетической стратегией Украины к 2030 г. может превысить

3,5 ГВт. Такая интенсивность развития, с одной стороны, и свойственная ВЭС нестабильность выдачи мощности в сеть – с другой, приводят к необходимости исследования процессов генерации значительных перспективных мощностей ВЭС, входящих в состав ОЭС Украины, прежде всего с точки зрения обеспечения требований по стабильности частоты.

Один из используемых подходов к моделированию ВЭС заключается в формировании соответствующей передаточной функции, где входом является модель ветра, которая в полном виде является метеорологической моделью. Однако такие модели обладают существенной избыточностью рассчитываемых параметров для задач исследования процессов автоматического регулирования частоты и мощности (АРЧМ). Очень важным есть также то, что такая модель является линейной и не может учитывать нелинейные технологические ограничения, присущие объектам энергетической системы. С другой стороны, разработанная авторами обобщенная математическая модель процессов АРЧМ в объединенных энергосистемах [4] позволяет осуществлять исследование последствий использования ВЭС путем добавления в исходную систему уравнений, соответствующих процессам генерации на ВЭС. Они представляют собой дифференциальные уравнения, описывающие конкретные ВЭС (или эквивалентные ВЭС), отражающие взаимосвязь с энергосистемой по частоте и мощности.

При разработке указанных дифференциальных уравнений для ВЭС принималось во внимание то, что основным определяющим фактором при моделировании процесса выдачи мощности ВЭС в сеть является скорость ветра. Кроме того, значимыми факторами, рассматриваемыми при разработке математической модели, являются:

- текущая частота энергосистемы оказывает определяющее влияние на работу ветроагрегата ввиду его параллельного режима работы с энергосистемой;
- момент инерции ветроколеса и генератора ВЭС влияет на динамику изменения скорости вращения ветротурбины;
- текущая частота энергосистемы учитывается в обобщенной модели, для которой она является независимой переменной;
- момент инерции ветроагрегата рассчитывается по паспортным данным конкретного ветроагрегата и учитывается в виде постоянных времени в соответствующем дифференциальном уравнении;
- направление ветра в общем случае уменьшает максимальную эффективность ветроагрегата из-за инерционности механизмов ориентации ветроколеса. Более того, у мощных лопастных ветрогенераторов система управления изменяет направление флюгера, если ветер в новом направлении дует от 15 сек до 15 мин.

Скорость изменения направления ветра существенно ниже скорости изменения его скорости (ускорения), которое (ускорение)

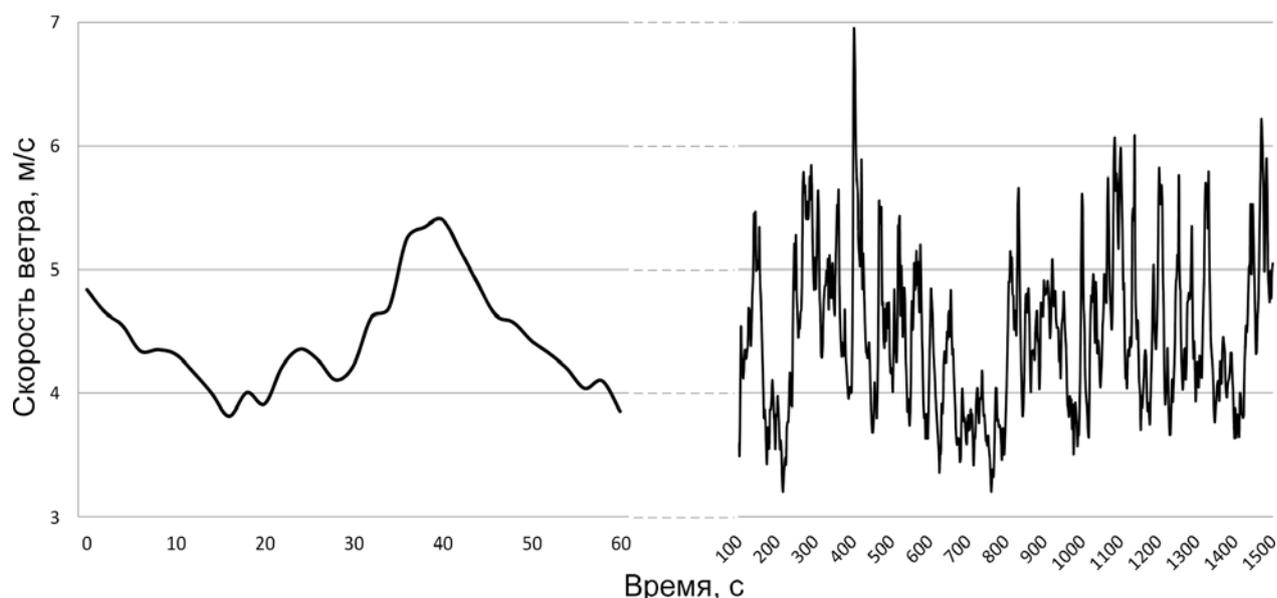


Рис. 1. Натурные данные измерения скорости ветра [5]

может достигать показателя до 9%/сек (см. ниже). С другой стороны, на эффективность системы АРЧМ влияют именно быстрые изменения параметров энергосистемы и прежде всего – скорости ветра и мощности ВЭС. Поэтому при построении обобщенной модели процессов генерации на ВЭС влияние изменения направления ветра не учитывалось.

Таким образом, для разработки модели ВЭС, пригодной для её использования в составе обобщенной модели АРЧМ, необходимо, прежде всего, разработать математическую модель скорости ветра.

В качестве исходных данных для построения такой модели естественно и целесообразно использовать результаты натурных замеров скорости ветра, снятых с действующих ветроагрегатов. Такие данные были любезно переданы нам А. Колесниковым [5], за что мы ему глубоко признательны. Они представляют собой таблицу скорости и мощности ветра, снятые на интервале около 5 часов с шагом измерений 2 сек (8955 точек).

Как видно из рис. 1, реальные графики скорости ветра представляют собой сложные кривые с многочисленными экстремумами и изломами, в связи с чем для их аппроксимации наиболее целесообразно использовать дискретное преобразование Фурье (ДПФ) [6].

В соответствии с этим преобразованием функция $f(t)$, заданная на отрезке $[0, T]$ $2N+1$ -й точкой (с шагом $T/2N$), наилучшим образом аппроксимируется зависимостью [6]:

$$f(t) = \frac{1}{2} A_0 + \sum_{k=1}^N (A_k \cos k \omega_0 t + B_k \sin k \omega_0 t),$$

где $\omega_0 = 2\pi/T$, k – номер гармоники, а коэффициенты A_0, A_k, B_k рассчитываются по формулам:

$$A_k = \frac{1}{N} \sum_{n=0}^{2N} \left(f(t_n) \cos \frac{2\pi k}{T} t_n \right), k = 0, 1, \dots, N;$$

$$B_k = \frac{1}{N} \sum_{n=1}^{2N} \left(f(t_n) \sin \frac{2\pi k}{T} t_n \right), k = 0, 1, \dots, N,$$

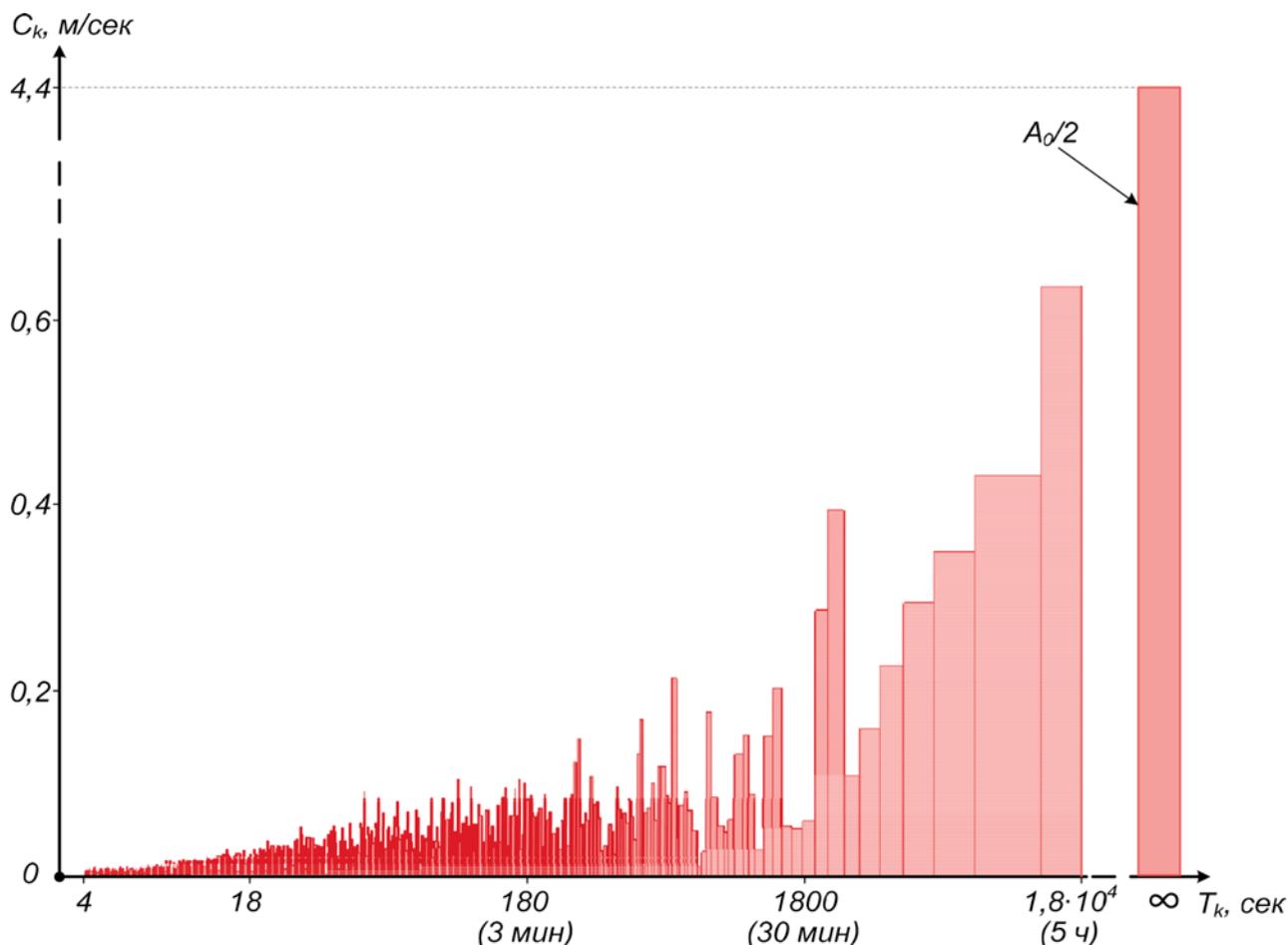


Рис. 2. Спектр скорости ветра

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

Расчет коэффициентов ряда Фурье и построение соответствующих графиков осуществлялись в программной среде MathCAD. На рис. 2 представлен спектр амплитуд $C_k = \sqrt{A_k^2 + B_k^2}$, $k = 1, \dots, N$ упомянутого 5-часового графика скорости ветра.

По оси абсцисс для лучшего восприятия отложены значения периодов гармоник T_k , а по оси ординат – значения их амплитуд C_k , причем k -я гармоника с той же целью изображена прямоугольником с шириной, соответствующей разности периодов T_k и T_{k+1} . Составляющая спектра $A_0/2$ представлена в точке $T_k = \infty$. Периоды T_k представлены в логарифмическом масштабе. В области малых периодов упомянутые прямоугольники вырождаются практически в линию, а спектр становится почти сплошным.

Верификация разработанной модели производилась путем сопоставления фактических и рассчитанных показателей скорости ветра. На рис. 3 представлены графики этих показателей на начальном отрезке (длительность – 120 сек) 5-часового временного интервала. Видно, что фактические и рассчитанные ско-

рости практически совпадают. Это свидетельствует о достаточно высокой точности выполненной аппроксимации и возможности её использования в составе обобщенной модели АРЧМ.

На основе проведенных исследований можно сделать некоторые обобщения. Дискретное преобразование Фурье отличается от преобразования Фурье периодических функций тем, что в нем (дискретном преобразовании) число гармоник ограничено числом N в случае нечетного числа точек либо целой частью числа $M/2$, где M – общее число точек, в обратном случае. Из рис. 2 видно, что период наивысшей гармоники составляет 4 сек, что обусловлено шагом измерения скорости ветра 2 сек. С другой стороны, производные аппроксимируемой функции $f'(t)$ не зависят ни от длины интервала T , ни от шага измерений $T/M-1$. Таким образом, при больших значениях производных $f'(t)$ и недостаточном количестве точек M возникает опасность потери точности аппроксимации. В таблице приведен фрагмент массива обработанных экспериментальных данных с максимальными значениями производных скорости (ускорений) ветра, а на рис. 4 – графики реальной и аппроксимированной скоростей.

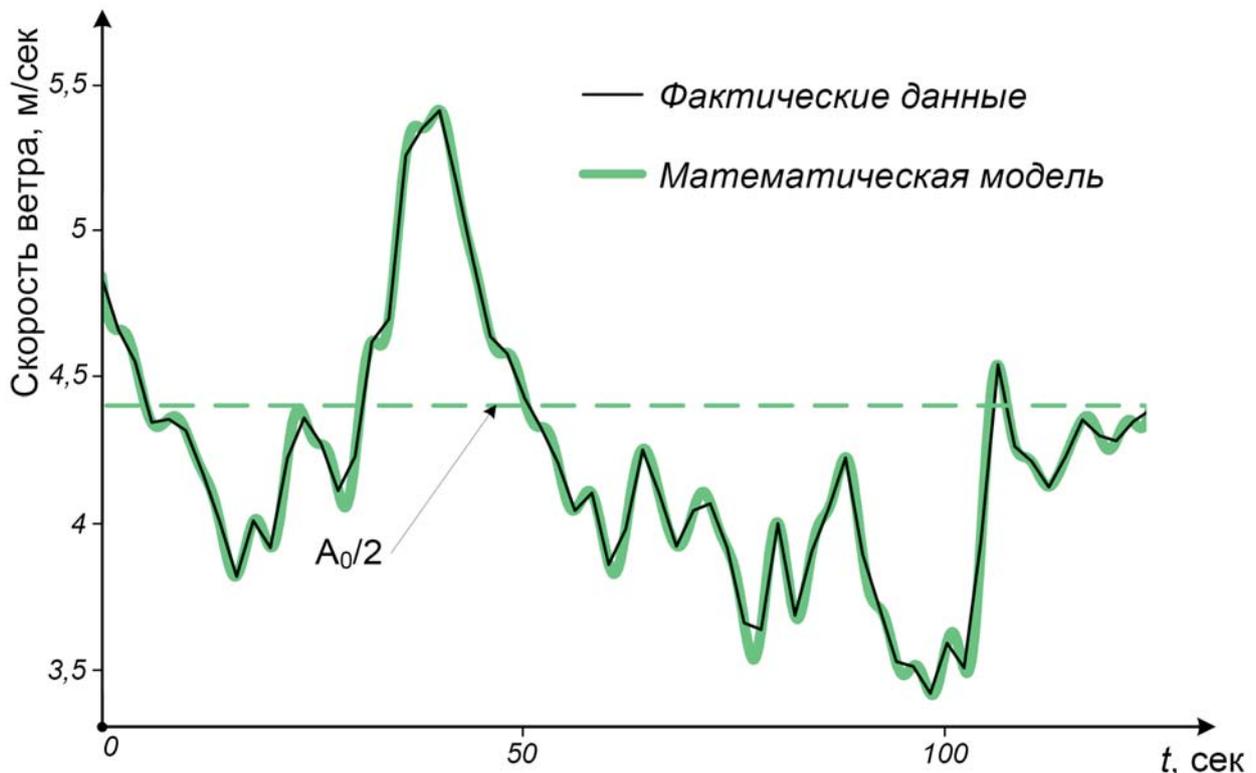


Рис. 3. Сопоставление результатов математической модели ветра с фактическими данными

Фрагмент таблицы экспериментальных точек

№ точки	Время, сек	Скорость ветра, м/сек	Ускорение, %/сек
1	8268	7	
			-0,8
2	8270	6,895185	
			-7,1
3	8272	6,042305	
			-7,7
4	8274	5,240385	
			-8,8
5	8276	4,459617	
			8,5
6	8278	5,371155	

Сопоставление рис. 3 и 4 показывает, что шаг дискретизации данных размером 2 сек обеспечивает хорошую точность аппроксимации на участках с умеренными производными и посредственную – на участках с их большими значениями.

Отметим, что 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 в диапазоне 2–2,5%/сек. Даже возможности скоростных генераторов-регуляторов могут оказаться недостаточными для обеспечения нормативных требований по точности регулирования частоты в объединенных энергосистемах с большими мощностями ВЭС. Намного предпочтительными в этом отношении являются потребители-регуляторы, обеспечивающие скорость изменения мощности до 30–40%/сек.

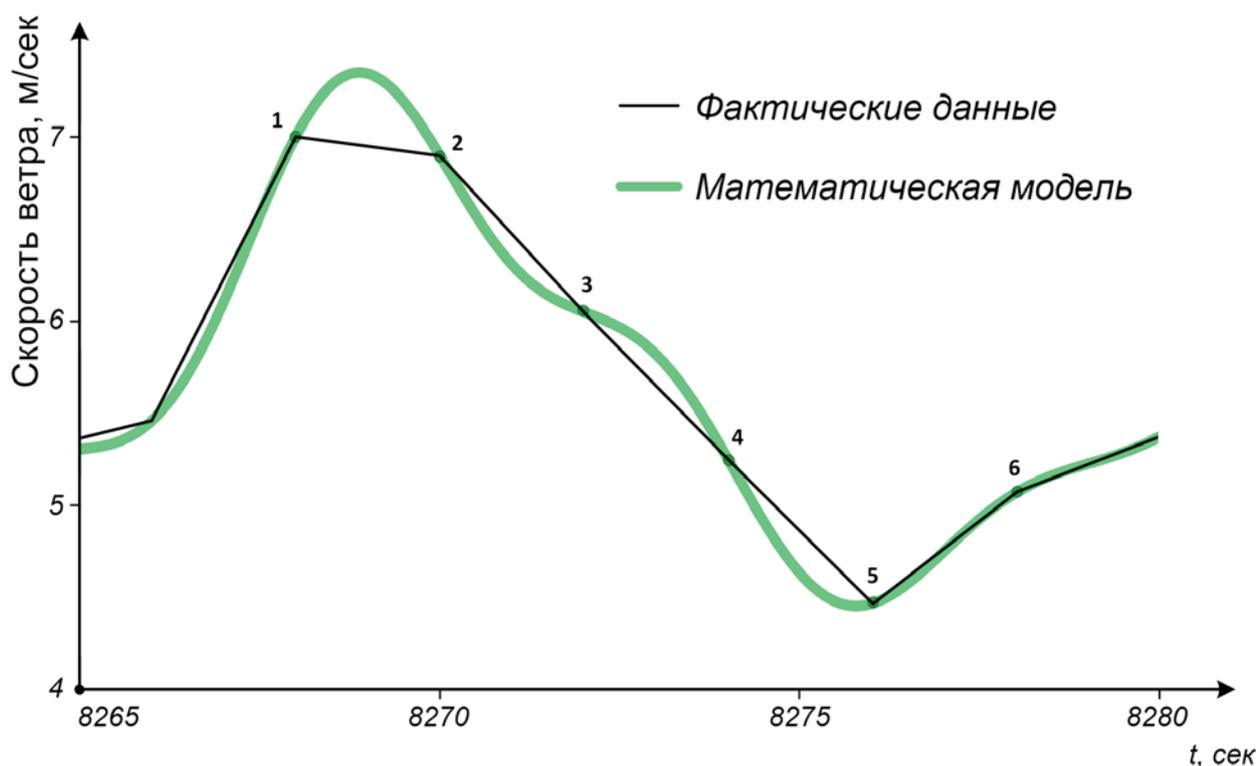


Рис. 4. Фрагмент графика с максимальными производными скорости ветра

ВЫВОДЫ

1. Дискретное преобразование Фурье – едва ли не единственный метод эффективной аппроксимации скорости ветра на основе натуральных данных.

2. ДПФ может обеспечить наперед заданную точность аппроксимации, однако для этого необходимо иметь массив экспериментальных данных с шагом, который согласуется с модулем производной аппроксимируемой функции.

3. На массиве экспериментальных данных скорости ветра, содержащем 8955 точек с шагом 2 сек (временной интервал длительностью около 5 часов), спектр скорости ветра содержит 4477 гармоник и ограничен общим количеством точек в массиве. Наивысшая гармоника имеет период 4 сек.

4. Натурные данные скорости ветра содержат участки, на которых модуль ускорения ветра приближается к 9%/сек.

5. Для использования в составе моделей АРЧМ аналитических зависимостей, полученных аппроксимацией скорости ветра путем применения ДПФ, необходимо иметь массивы замеров скорости ветра с шагом не более 2 сек. В противном случае точность аппроксимации может оказаться неприемлемой.

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. *Конеченков А.* Сила ветра через три года увеличится втрое [Электронный ресурс] / А. Конеченков. – 2013. – Режим доступа: <http://www.uaenergy.com.ua/post/13850>

4. *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.

5. *Колесников А.* Что такое ветер? [Электронный ресурс]. – 2012. – Режим доступа: <http://al-kolesnikov.livejournal.com/17152.html>.

6. *Хемминг Р.В.* Численные методы / Р.В. Хемминг. – М.: Наука, 1972. – С. 78–88.

Надійшла до редколегії 25.10.2013