

УДК 621.311.24.01

С. А. САНКЕВИЧ, Ю. Н. ПЕТРЕНКО, Белорусский национальный технический университет

МОДЕЛИРОВАНИЕ СИСТЕМЫ УПРАВЛЕНИЯ ВЕТРОЭЛЕКТРИЧЕСКОЙ УСТАНОВКИ

Решается задача непрерывной адаптации частоты вращения ротора турбины к переменной скорости ветра. Это позволяет поддерживать оптимальное соотношение скоростей, что обеспечивает получение максимальной выходной мощности. Избыток мощности компенсируется торможением. Приведена разработанная имитационная модель и результаты моделирования.

This paper focuses on the development and simulation of maximum wind power extraction algorithms for inverter-based variable speed wind power generation systems. System simulation results have confirmed the functionality and performance of the system.

Введение

Развитию возобновляемых источников энергии (ВИЭ) ныне уделяется пристальное внимание во всех странах мира и на всех континентах [1]. Среди всех видов ВИЭ особое место занимает энергия ветра, которая имеет свои специфические свойства – доступность с одной стороны, и непостоянство, обусловленное вероятностным характером прогноза. Существует множество решений по составу и режимам работы ветроэлектрических установок (ВЭУ), зависящих от разных факторов [2]. Естественно на первый план выступает проблема оптимизации режимов работы ВЭУ.

Широко применимы ВЭУ с переменной скоростью вращения генератора, позволяющие получать больше энергии, чем установки с постоянной скоростью вращения. Это связано с тем, что ВЭУ с переменной скоростью вращения проектируются таким образом, чтобы обеспечить максимальное значение аэродинамической эффективности в возможно более широком диапазоне скорости ветра.

Функциональный состав и режимы работы ветроэлектрических установок

Задачей является непрерывная адаптация частоты вращения ротора ω к переменной скорости ветра v_w . Это позволяет поддерживать оптимальное соотношение скоростей λ (быстротности), что обеспечивает получение

максимальной выходной мощности. Таким образом имеет место главное преимущество турбины с переменной скоростью вращения – извлечение большей мощности. Однако проблема не только в этом: необходимо также ограничить мощность при достижении некоторой граничной скорости ветра. Согласно принятой практике используется два вида ограничения [3]: механическое торможение (МТ) и электрическое торможение (ЭТ1) или их комбинация МТ и ЭТ2, (рис. 1).

Для конкретизации задачи далее рассмотрим ВЭУ (рис. 2) с синхронным генератором с постоянными магнитами (СПМ), соединенным с потребителем и сетью через автономный инвертор напряжения (АИН), схему управления которым здесь не рассматриваем. В представленной на рис. 2 схеме для ограничения мощности ВЭУ в её системе управления используются четыре различных подсистемы: система управления шагом лопастей; контроллер выходного напряжения генератора; контроллер торможения в звене постоянного тока; контроллер выходной мощности АИН.

Имеется несколько подходов к управлению аэродинамическими усилиями ротора турбины с целью ограничения мощности при высоких скоростях ветра с целью предотвращения поломки турбины. Самый простой и дешевый способ – пассивное управление. При таком методе ограничения лопасти жестко крепятся

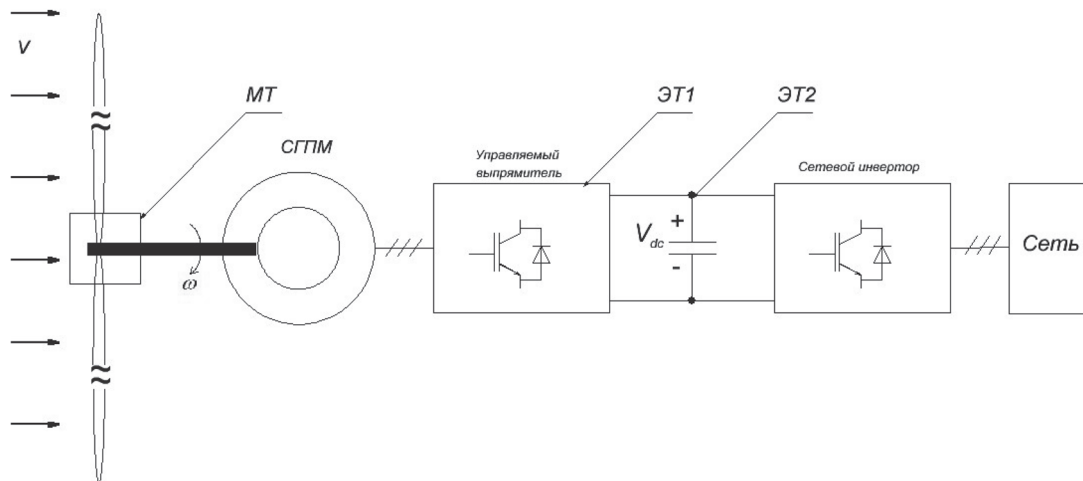


Рис. 1. Функциональный состав ВЭУ

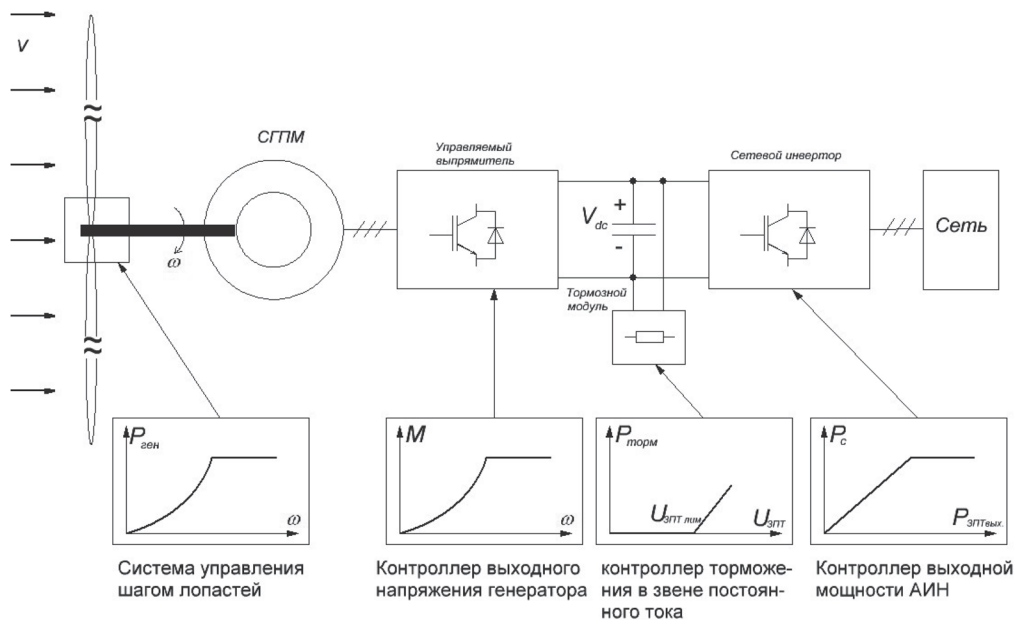


Рис. 2. Структура системы управления ВЭУ

к ступице ветроколеса, а ограничение выходной мощности осуществляется за счет аэродинамической формы самих лопастей. Второй подход – это активное управление углом поворота лопастей при изменении скорости ветра. Преимуществом этого метода является хорошее управление мощностью, возможности плавного пуска и аварийной остановки. Особенностью данного способа является возможность получения мощности близкой по величине к номинальной мощности генератора при высокой скорости ветра. недостатком является усложнение механизма регулирования, а также колебания мощности при высокой скорости ветра.

В данной работе рассматривается ВЭУ с активным управлением углом поворота ло-

пастей. Управление углом осуществляется по изменению выходной мощности. структура такой системы представлена на рис. 3, где: РМ – регулятор мощности; ИМ – исполнительный механизм, в качестве которого может применяться гидро- или электропривод.

Естественными значениями ограничений являются максимальное и минимальное значение угла β_{\max} , β_{\min} и его производной. Таким образом, контур регулирования содержит нелинейность типа «насыщение» по переменной β и ее производной. Передаточную функцию ИМ можно представить в виде [3] рис. 4, где K_1 – коэффициент усиления системы. Пренебрегая насыщением, ИМ может быть представлен как система первого порядка:

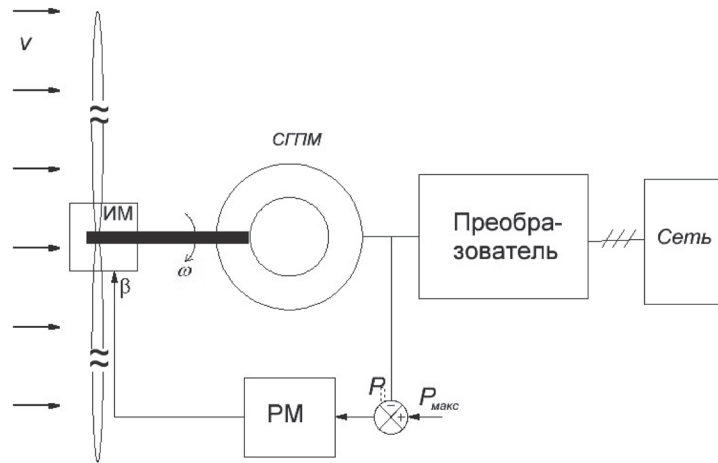


Рис. 3. Функциональная схема регулятора угла поворота лопастей

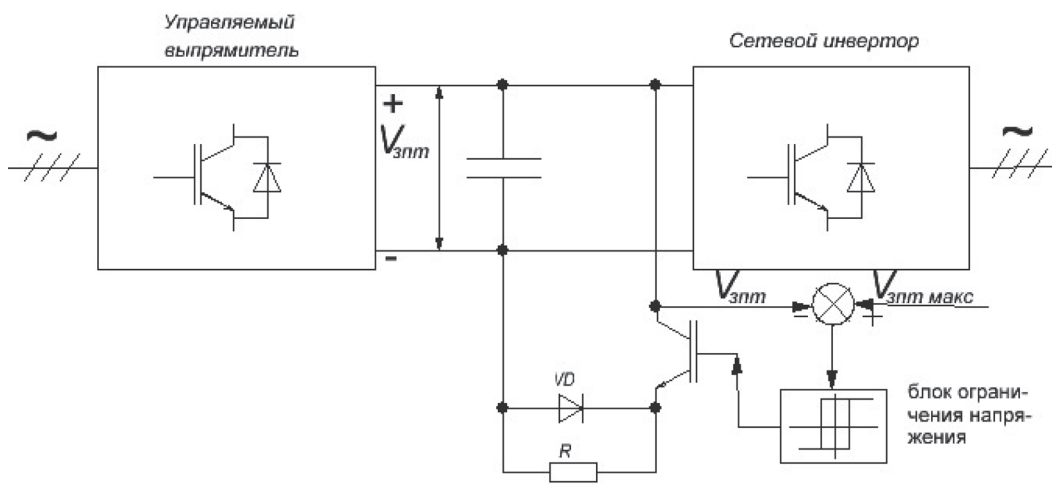


Рис. 4. Силовая схема преобразователя ВЭУ

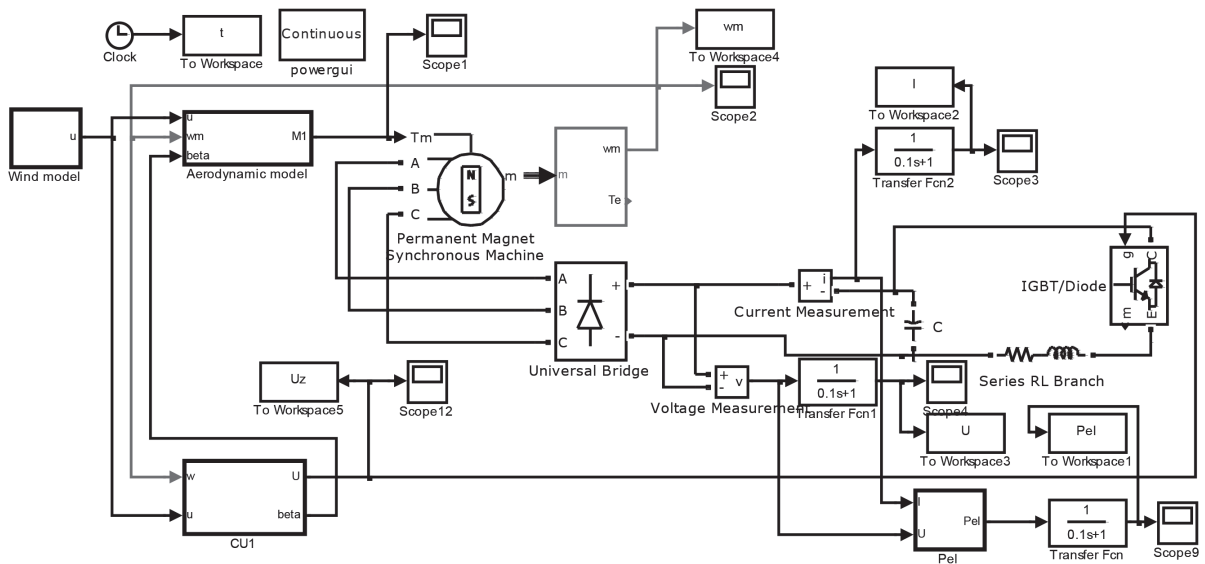


Рис. 5. Общий вид модели ВЭУ

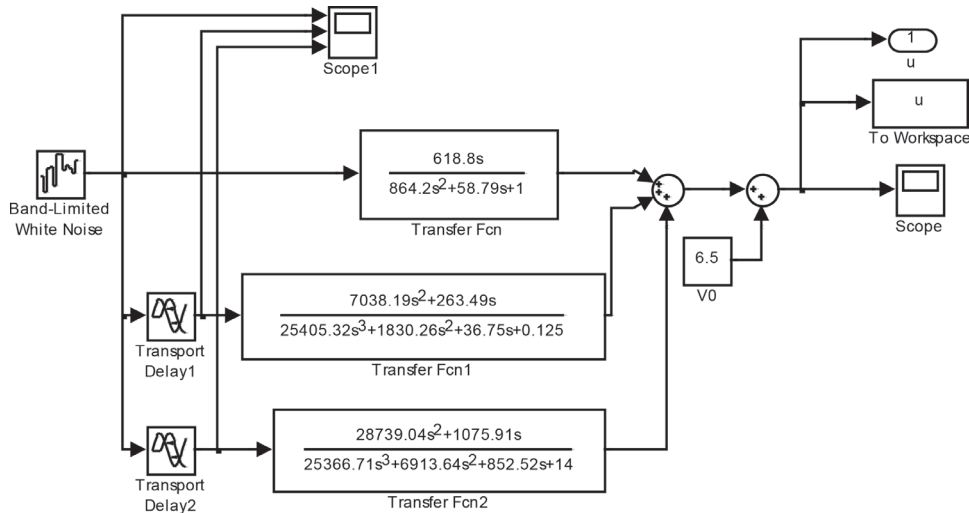


Рис. 6. Динамическая модель ветра

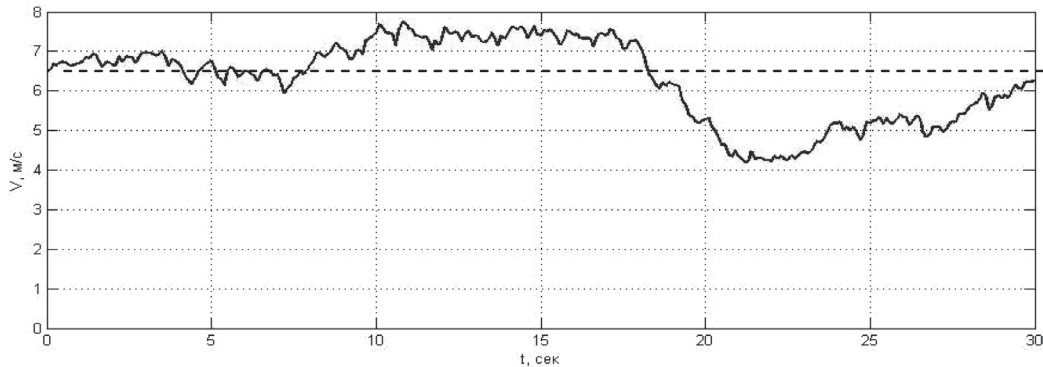


Рис. 7. Скорость ветра

$$W_{\text{им}}(p) = \frac{K_{\text{им}}}{K_{\text{им}} + p}; \quad (1)$$

$$K_{\text{им}} = 1 / T_{\beta}, \quad (2)$$

где T_{β} – постоянная времени системы.

Торможение в звене постоянного тока

СПИМ позволяет перегрузки в определенные интервалы времени. При таком условии можно обеспечить торможение турбины посредством тормозного модуля в звене постоянного тока. Силовая схема преобразователя ВЭУ представлена на рис. 4.

Имитационное моделирование и его результаты

Моделированию производилось с помощью программы Matlab в среде Simulinkode23tbc переменным шагом. Общий вид модели ВЭУ представлен на рис. 5. В качестве объекта моделирования была взята ВЭУ малого класса с номинальной мощностью 4 кВт, при номинальной скорости ветра 6,5 м/с. Тип ветроко-

леса – трехлопастное с горизонтальной осью вращения, радиусом 5 м, профиль лопасти «эксперо». Максимальный коэффициент использования энергии ветра (КИЭФ) для данного типа колес равен 0,47, при значении быстроходности $\lambda_{\text{ном}} = 8,1$ и $\beta_{\text{ном}} = 0^\circ$ [4]. Ветроколесо снабжено системой управления шагом, при значении угла $\beta_{\text{макс}} = 90^\circ$ колесо флюгируется. Передаточное число мультипликатора 20. Генератор синхронный с постоянными магнитами трехфазный с номинальным моментом 24 Нм, с номинальной частотой вращения 2300 об/мин. Выпрямитель трехфазный мостовой неуправляемый. Емкость конденсаторов в звене постоянного тока 0,3 мФ. В качестве силового ключа для тормозного модуля использован IGBT транзистор. Значение тормозного сопротивления 2,5 Ома. Максимальное значение напряжения в звене постоянного тока 300 В.

Динамическая модель ветра представлена на рис. 6, основанная на описании турбулентности Девенпортом [5], а на рис. 7 представ-

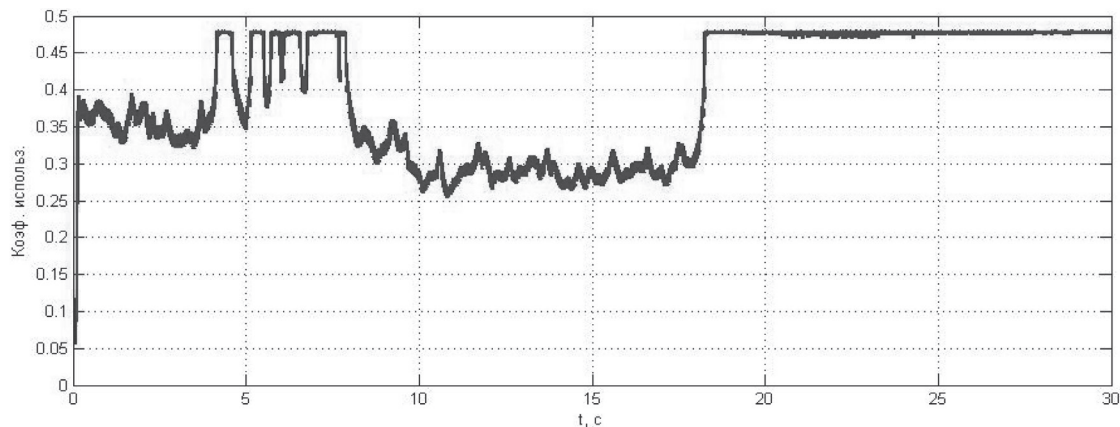


Рис. 8. Коэффициент использования энергии ветра

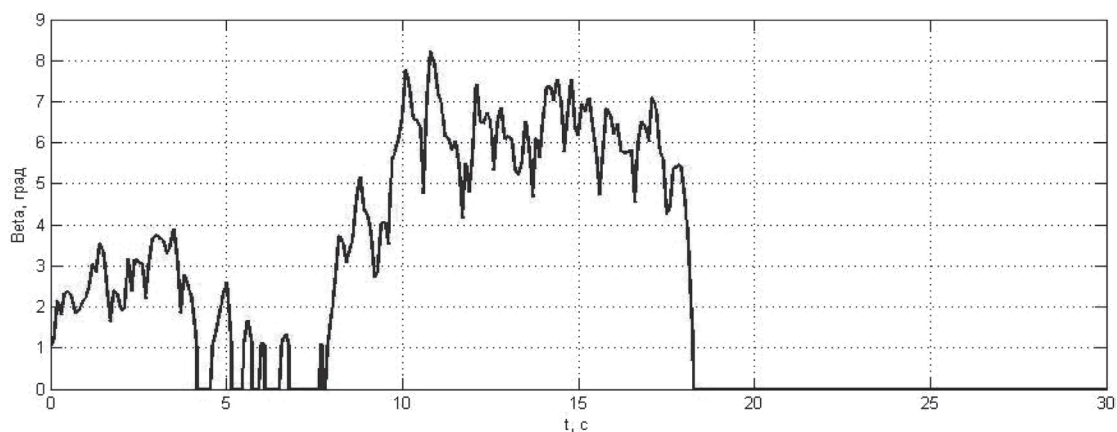
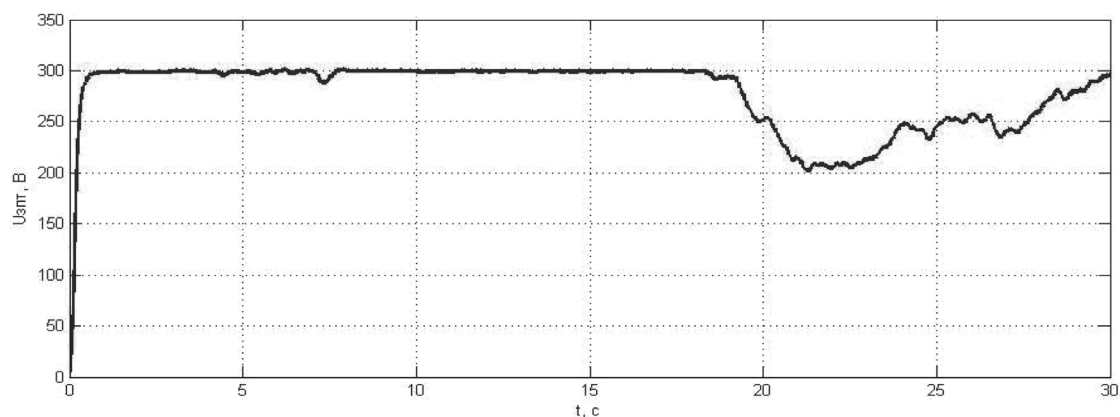
Рис. 9. Значения угла установки лопастей β 

Рис. 10. Напряжение в звене постоянного тока

лен результат моделирования скорости ветра с помощью данной модели.

На рис. 8 приведен результат моделирования коэффициента использования энергии ветра, а на рис. 9 — значения угла установки лопастей β . Следует отметить, что на участки времени от 10 до 17 с, когда скорость ветра выше номинального значения 6,5 м/с, вступает в работу система управления углом, дабы не допустить перенапряжения на генераторе (рис. 9). На участке вре-

мени от 19 до 30 с моделирования происходит просадка скорости ветра ниже номинальной, но при этом КИЭФ стремится к своему максимальному значению 0,47 для данного ветроколеса, при $\beta = 0^\circ$. Это означает, что ВЭУ работает с максимально возможным КПД для данного ветра. Скорость, а следовательно напряжение генератора при этом должны быть уменьшены до значений меньше номинальных (рис. 10), путем сброса излишка энергии через тормозной мо-

дуль и тормозной резистор. Однако в качестве тормозного резистора могут выступить различные накопители энергии, способные эффективно утилизировать энергию.

Заключение

В работе приведены результаты моделирования, которые показывают преимущество

управления посредством комбинации управления шагом ветроколеса и ограничением энергии на уровне звена постоянного тока с помощью тормозного модуля. Представленная модель позволяет исследовать системы с большим количеством параметров, нежели стандартная модель ВЭУ в Simulink.

Литература

1. Global Wind Energy Council // Global Wind Statistics 2012 [Electronic resource]. – Brussels, 2013. – Mode of access: http://www.gwec.net/wp-content/uploads/2012/06/glob_cum_inst_wind_cap_1996-2012.jpg. – Date of access: 04.04.2013.
2. Санкевич С. А. Анализ функциональных схем электрической части ветроэлектрических установок / С. А. Санкевич, Ю. Н. Петренко // Энергетика – Изв. высш. учеб. заведений и энерг. объединений СНГ. – 2014. – № 2. – С. 10–20.
3. Wang D., Chang L. «An intelligent maximum power extraction algorithm for inverter-based variable speed wind turbine systems», IEEE Transactions in Power Electronics, vol. 19, no. 5, pp. 1242–1249, September 2004.
4. Кривцов В. С., Олейников А. М., Яковлев А. И. Неисчерпаемая энергия. Кн. 1. Ветроэлектрогенераторы – Харьков: ХАИ, 2003. – 400 с.
5. Матвеев О. В. Моделирование на ЭВМ динамической составляющей скорости ветра в зависимости от времени / О. В. Матвеев, И. М. Кирпичникова // International Scientific Journal for Alternative Energy and Ecology. – 2010. – № 1.
6. Санкевич С. А., Петренко Ю. Н. Оптимизация режимов работы ветроэнергетической установки. Системный анализ и прикладная информатика, № 1–2, 2013, с. 26–31.
7. Санкевич С. А. Моделирование системы управления ветроэлектрической установки / С. А. Санкевич, Ю. Н. Петренко // Информационные технологии в образовании, науке и производстве: II Международная научно-техническая интернет-конференция, 4 декабря 2014 г. Секция: Информационные технологии в производстве и научных исследованиях [Электронный ресурс]. – [Б. и.], 2014. URI: <http://rep.bntu.by/handle/data/12622>.