

DOI: 10.18721/JEST.26403

УДК 620.92

А.И. Захаров, С.Н. Чижма

Балтийский федеральный университет имени Иммануила Канта,
Калининград, Россия

МОДЕЛИРОВАНИЕ СИСТЕМЫ УПРАВЛЕНИЯ ВЕТРОВОЙ ЭНЕРГЕТИЧЕСКОЙ УСТАНОВКОЙ МАЛОЙ МОЩНОСТИ

Статья посвящена оценке эффективности применения алгоритмов поиска экстремума целевой функции в системе управления ветровой энергетической установкой (ВЭУ). Рассмотрены различные существующие подходы к управлению ВЭУ и их недостатки. Предложена методика нахождения оптимального состояния ВЭУ. Критерием оптимальности в предлагаемом методе предлагается считать минимум представленной в статье целевой функции, определяющей расстояние режимных параметров установки до их номинальных значений. Рассмотрены алгоритмы поиска экстремума, основанные на методе градиентного поиска, наискорейшего спуска, методе смежных градиентов. Проведено моделирование, описывающее применение данных алгоритмов для решения задачи управления ВЭУ. На основании проведенного моделирования произведена оценка работы рассмотренных алгоритмов. Представлены результаты моделирования ВЭУ в течение суток при стохастическом изменении ветра и заданным профилем нагрузки. Показано изменение следующих параметров энергетической установки от времени: генерируемой электрической мощности, скорости вращения генератора, потребляемой электрической мощности, уровня заряда аккумуляторной батареи (АКБ), напряжения и тока АКБ.

Ключевые слова: ветровая энергетическая установка, целевая функция, экстремальное управление, возобновляемая энергетика, поиск максимальной мощности.

Ссылка при цитировании:

Захаров А.И., Чижма С.Н. Моделирование системы управления ветровой энергетической установкой малой мощности // *Материаловедение. Энергетика.* 2020. Т. 26, № 4. С. 36–50. DOI: 10.18721/JEST.26403

Это статья открытого доступа, распространяемая по лицензии CC BY-NC 4.0 (<https://creativecommons.org/licenses/by-nc/4.0/>)

A.I. Zakharov, S.N. Chizhma

Baltic Federal University of Immanuel Kant, Kaliningrad, Russia

MODELING A CONTROL SYSTEM FOR A LOW-POWER WIND ENERGY PLANT

The article is devoted to efficiency assessment of search algorithms for objective function extremum in wind energy plants (WEP) control systems. Various existing WEP control strategies and their disadvantages have been reviewed. The authors suggest deploying an optimal WEP state search method and using the minimum of the objective function presented in the article, which determines a distance between actual parameters of the plant and their nominal values, as a criterion of optimality for the given method. A number of extremum search algorithms based on gradient search method, steepest descent search method and conjugate gradients method are reviewed. The authors simulated WEP control using the described methods. Based on the conducted simulation, the authors assessed the methods in operation. The paper presented the results of a full day WEP simulation in the conditions of stochastic wind and with the use of load

profiles. The progressions of actual plant's parameters, such as generated electrical power, wind turbine rotation speed, consumed electrical power, state of battery charge, battery current and voltage are demonstrated.

Keywords: offshore wind turbines, wind power, power control, renewable energy resources, maximum power point trackers.

Citation:

A.I. Zakharov, S.N. Chizhma, Modeling a control system for a low-power wind energy plant, Materials Science. Power Engineering, 26 (04) (2020) 36–50, DOI: 10.18721/JEST.26403

This is an open access article under the CC BY-NC 4.0 license (<https://creativecommons.org/licenses/by-nc/4.0/>)

Введение. Задача полного или частичного электроснабжения частных домов или удаленных промышленных объектов с помощью ветровых энергетических установок (ВЭУ) малой мощности на сегодняшний день демонстрирует широкое разнообразие конструкций и растущую востребованность во всем мире [1]. Решение данной задачи неизбежно сопряжено с известными сложностями, связанными с стохастическим характером ряда факторов, определяющих функционирования ВИЭ, таких как скорость ветра и электрическая мощность, потребляемая нагрузкой. Решение данной задачи лежит в плоскости оптимального управления ветровой энергетической установкой. Существует несколько основных подходов к оптимизации, а именно: стратегия максимизации вырабатываемой электрической мощности, стратегия оптимизации механической мощности вращения ветровой турбины, стратегия управления исходя из необходимой электрической мощности и т.д. Несмотря на то, что подавляющее большинство ныне существующих концепций управления ВЭУ способны решить задачу максимизации мощности, они не лишены своих недостатков: необходимости составления эмпирической модели механических частей системы, которые могут отличаться друг от друга для разных ВЭУ, отсутствие возможности предусмотреть изменение параметров системы со временем, необходимость применения дополнительных средств измерения, таких как измеритель скорости ветра. В данной статье продемонстрирована методика нахождения оптимального состояния ветроэнергетической системы, которое делает возможным генерацию максимальной мощности, соблюдая при этом требуемые условия эксплуатации всех узлов ВЭУ, таких как номинальная генерируемая мощность и номинальная скорость вращения генератора.

Описание объекта исследования

Построение ветровых энергетических установок малой мощности основано на ряде известных технических решений. На рис. 1 представлена структурная схема ВЭУ на базе ветровой турбины с горизонтальной осью вращения и синхронного генератора на постоянных магнитах (СГПМ). Выбор параметров электромеханической части ВЭУ [2] учитывает следующие параметры: необходимую потребителю мощность, тип ветровой турбины, тип и характеристики электрического генератора, передаточное число механизма передачи, а также может учитывать среднюю для данной местности скорость ветра. Электрогенератор ВЭУ подключен к трехфазному неуправляемому выпрямителю, который в свою очередь подключается к конвертеру. Далее к шине постоянного напряжения подключена аккумуляторная батарея (АКБ) и инвертор, обеспечивающий генерацию переменного напряжения для подключения нагрузки. Профиль изменения нагрузки за сутки условно носит случайный характер, однако может быть детерминирован и определен зависимостью, характерной для частных жилых домов [3].

Эксплуатационные параметры ВЭУ, такие, как генерируемая электрическая мощность и скорость вращения электрогенератора, могут выходить за пределы допустимых значений, опреде-

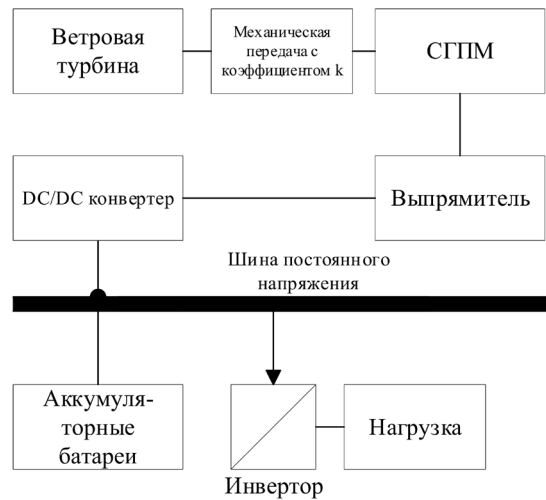


Рис. 1. Структурная схема ВЭУ
Fig. 1. Wind energy plant structure

ленных номинальными и кратковременными пиковыми значениями [4]. Решение по устранению подобных ситуации лежит в плоскости оптимального управления ВЭУ и включает в себя ряд подходов.

Ветровые турбины принято описывать известной [5] зависимостью вырабатываемой механической мощности вращения турбины от её конструктивных параметров и скорости ветра:

$$P_m = c_p(\lambda, \beta) \frac{\rho A}{2} v_{\text{ветра}}^3, \quad (1)$$

в которой P_m – механическая мощность турбины, Вт; c_p – коэффициент использования энергии ветра; ρ – плотность воздуха ($\text{кг}/\text{м}^3$); A – ометаемая площадь ветровой турбины, м^2 ; $v_{\text{ветра}}$ – скорость ветра, м/с; λ – коэффициент крутящего момента, β – угол поворота лопастей ветровой турбины.

Отношение линейной скорости вращения края лопасти турбины к скорости ветра образует коэффициент крутящего момента:

$$\lambda = \frac{\omega_t \cdot R}{v_{\text{ветра}}}. \quad (2)$$

Эмпирическая зависимость коэффициента использования энергии ветра c_p от λ и β широко известна. Её аналитическая запись приведена в [6, 7, 8].

Наиболее распространенный подход к решению задачи оптимизации работы ВЭУ заключается в поиске экстремума функции $P_m(\omega_m)$ (Hill climb searching) [9, 10]. Данный подход по сути представляет собой итерационный метод поиска экстремума, заключающийся в определении градиента функции $P_m(\omega_m)$ в k -й точке и приращению частоты вращения генератора с учетом этого градиента. Данный метод, не смотря на кажущуюся простоту, обладает рядом недостатков, связанных с невозможностью явно подстраивать скорость вращения генератора, а также с необходимостью косвенных измерений для определения механической мощности вращения турбины P_m .

Метод управления по быстроходности λ (Tip Speed Ratio Method) [9] основан на поддержании оптимального значения $\lambda_{\text{опт}}$, который соответствует максимальному значению коэффициента производительности c_p [11].

Недостаток данного метода заключается в сложности определения оптимального значения $\lambda_{\text{опт}}$, который зависит от разновидности ветрового колеса и его механических характеристик, формы лопастей и т.д.

Метод обратной связи по мощности (Power Signal Feedback Method) [12] генерирует опорный управляющий сигнал с оптимальным значением мощности для подстройки мгновенной скорости вращения генератора. Управление генерируемой мощностью производится в соответствии с опорным значением. Недостаток данного метода заключается в необходимости сбора эмпирических данных о соответствии каждой скорости вращения генератора максимальной для этой скорости генерируемой мощности [11].

Метод поиска оптимального состояния ВИЭ с помощью целевой функции

Эксплуатация ветровых энергетических установок неизбежно сопряжена с необходимостью решения задачи поиска оптимальности. Моделирование ветровых генераторов [4] показывает, что при скорости ветра больше номинальной вероятным сценарием является превышение генерируемой мощности или скорости вращения электрического генератора номинальных значений.

При этом ни одна из приведенных выше стратегий управления не решает задачу оптимизации обоих параметров явно. Каждый из методов направлен на максимизацию генерируемой или механической мощности, при этом необходимость удержания параметров в пределах номинальных значений должна задаваться дополнительными условиями и не является частью приведенных методов.

Предлагаемая стратегия управления базируется на определении целевой функции f , имеющей экстремум в точке, максимально приближенной к номинальным эксплуатационным характеристикам электрического генератора, на базе которого спроектирована ВЭУ.

Для ВЭУ, структурная схема которой представлена на рис. 1, управляемыми являются два параметра: угол поворота лопасти ветрового генератора β и сигнал управления конвертером d , определяющий его выходное напряжение, как долю входного напряжения (коэффициент заполнения управляющего ШИМ-сигнала – duty cycle). Данные параметры являются управляемыми, а значит могут быть приняты, как переменные для целевой функции $f(d, \beta)$.

Контролируемыми параметрами ВЭУ являются скорость вращения электрического генератора n_{Γ} и генерируемая им электрическая мощность P_{Γ} . Максимальное приближение данных параметров к номинальным значениям $P_{\Gamma, \text{НОМ}}$ и $n_{\Gamma, \text{НОМ}}$ расценивается как достижение оптимального состояния системы. В связи с этим целесообразно определить целевую функцию, как комбинацию относительных расстояний генерируемой мощности $\Delta P_{\Gamma, \text{ОТН}}$ и скорости вращения $\Delta n_{\Gamma, \text{ОТН}}$ от соответствующих номинальных значений:

$$\begin{cases} \Delta P_{\Gamma, \text{ОТН}} = \frac{|P_{\Gamma, \text{НОМ}} - P_{\Gamma}|}{P_{\Gamma, \text{НОМ}}} \\ \Delta n_{\Gamma, \text{ОТН}} = \frac{|n_{\Gamma, \text{НОМ}} - n_{\Gamma}|}{n_{\Gamma, \text{НОМ}}} \end{cases} \quad (3)$$

Очевидно, что сумма $\Delta P_{\Gamma, \text{ОТН}} + \Delta n_{\Gamma, \text{ОТН}}$ стремится к нулю, в случае достижения обоих параметров номинальных значений. Однако в случае, когда скорость ветра ниже средней, на которую рассчитаны параметра ветрового генератора, генерируемая мощность не достигает номинальной,

а значит $\Delta P_{\text{ГОТН}} \neq 0$. При этом сумма $\Delta P_{\text{ГОТН}} + \Delta n_{\text{ГОТН}}$ может достигать экстремума в окрестности наименьших значений $\Delta n_{\text{ГОТН}}$, которые не обеспечивают минимального значения $\Delta P_{\text{ГОТН}}$, а значит максимального приближения P_{Γ} к номинальному значению. Относительное расстояние по оборотам $\Delta n_{\text{ГОТН}}$ нуждается в весовом коэффициенте, определяющем его приоритет по отношению к $\Delta P_{\text{ГОТН}}$. Таким коэффициентом может служить отношение $P_{\Gamma}/P_{\text{ГОТН}}$, который тем больше, чем выше генерируемая электрическая мощность. Таким образом, полученная целевая функция принимает вид:

$$f(d, \beta) = \Delta P_{\text{ГОТН}} + \frac{P_{\Gamma}}{P_{\text{ГОТН}}} \cdot \Delta n_{\text{ГОТН}}. \quad (4)$$

Данную функцию удобнее анализировать, если она нормирована. Переопределим её в следующем виде:

$$f(d, \beta) = \frac{1}{1 + \frac{P_{\Gamma}}{P_{\text{ГОТН}}}} \left(\Delta P_{\text{ГОТН}} + \frac{P_{\Gamma}}{P_{\text{ГОТН}}} \cdot \Delta n_{\text{ГОТН}} \right). \quad (5)$$

При различных постоянных внешних факторах (скорость ветра и потребляемая нагрузкой мощность) данная функция имеет ярко выраженный глобальный минимум (рис. 2).

Задача поиска оптимального состояния ВЭУ исследуемого типа для широкого диапазона скоростей ветра V и мощности нагрузки $P_{\text{н}}$ может быть решена с помощью применения различных способов поиска минимума целевой функции вида (5). Другими словами, применение данного подхода избавляет от необходимости явно выявлять зависимости режимных параметров ВЭУ, т.е. P_{Γ} и n_{Γ} от скорости ветра и нагрузки и использовать датчики скорости ветра.

Для поиска экстремумов многомерных функций применяют ряд известных алгоритмов: алгоритм градиентного поиска (gradient search method), алгоритм наискорейшего спуска (steepest descent method), метод смежных градиентов (conjugate gradient method). Суть всех этих методов сводится к следующему.

Пусть в некоторый момент времени имеем некоторый вектор x_k из пространства векторов $X = \{x_1, x_2, \dots, x_n\}$. В нашем случае вектор x_k является двухмерным:

$$\bar{x}_k = \begin{bmatrix} d_k \\ \beta_k \end{bmatrix}. \quad (7) \quad (6?)$$

Функция (5) в данном случае имеет значение $f(x_k)$. Каждое следующее значение x_{k+1} должно вести к уменьшению значения функции f :

$$f(\bar{x}_{k+1}) < f(\bar{x}_k). \quad (8)$$

Таким образом, расстояние $\Delta x_k = x_{k+1} - x_k$, должно вести к уменьшению функции f , то есть когда

$$\Delta \bar{x}_k = -\alpha_k \bar{g}_k, \quad (9)$$

где g_k – градиент, показывающий направление наибольшего возрастания функции f в точке x_k , а α_k – коэффициент, определяющий скорость движения по функции $f(x)$. Ключевое различие методов поиска экстремума заключается в методике определения коэффициента α_k .

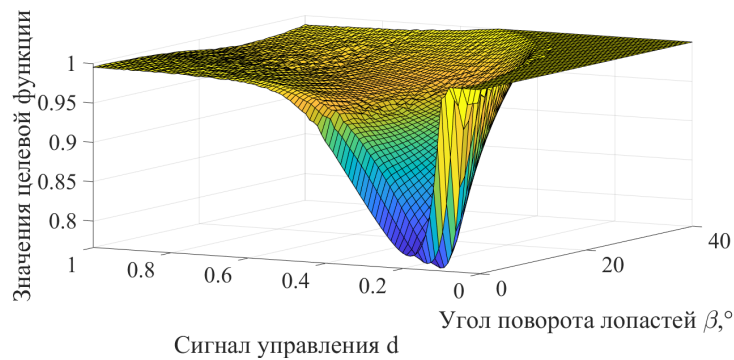


Рис. 2. Значения целевой функции для скорости ветра 5 м/с и мощности нагрузки 3000 Вт
 Fig. 2. Objective function values for 5 m/s wind speed and 3000 W load power

Метод градиентного поиска

Для метода градиентного поиска характерно определение единичного вектора направления $S(x_k)$.

$$\bar{S}(x_k) = \cos \varphi_k = \frac{\bar{g}_k}{\|\bar{g}_k\|}, \quad (10)$$

где φ_k – угол наклона вектора градиента. Тогда

$$\bar{x}_{k+1} = \bar{x}_k + \Delta \bar{x}_k = \bar{x}_k - \alpha_k \bar{S}_k. \quad (11)$$

В данном методе используется дробный коэффициент α_k , определяемый следующим образом:

$$\alpha_{k+1} = \begin{cases} \alpha_k / 2, & \text{при } \varphi_k > 60^\circ \\ \alpha_k, & \text{при } 60^\circ < \varphi_k < 90^\circ \\ 2\alpha_k, & \text{при } \varphi_k < 30^\circ \end{cases} \quad (12)$$

Метод наискорейшего спуска

Данный метод отличается от предыдущего способом определения коэффициента α_k . Здесь этот коэффициент определяется следующим образом:

$$\alpha_k = -\frac{\bar{g}_k^T \bar{p}_k}{\bar{p}_k^T A_k \bar{p}_k}, \quad (13)$$

где $A_k = \nabla^2 f(x_k)$ – матрица Гессе, $\bar{p}_k = -\bar{g}_k$ – вектор направления, обратного направлению градиента. Формула (13) получается при исследовании разложения функции $f(x_k)$ в ряд Тейлора до второй производной [13]. Формула (13) приобретает следующий вид:

$$\bar{x}_{k+1} = \bar{x}_k - \alpha_k \bar{g}_k. \quad (14)$$

Метод смежных градиентов

Преимущество метода смежных градиентов перед методом наискорейшего спуска заключается в том, что он позволяет построить более гладкую траекторию до экстремума на поверхности, близкой к квадратичной. Алгоритм метода смежных градиентов начинается с направления $\bar{p}_0 = -\bar{g}_0$.

$$\bar{x}_1 = \bar{x}_0 + \alpha_0 \bar{p}_0, \quad (15)$$

где α_k может определяться по формуле (15). Для следующих итераций вектор \bar{p}_k определяется следующим образом:

$$\bar{p}_k = -\bar{g}_k + \beta_k \bar{p}_{k-1}. \quad (16)$$

В формуле (16) скалярный коэффициент β_k может быть определен по ряду методов [14]. Например, с помощью метода Хестенса и Штифеля (Hestenes and Stiefel):

$$\beta_k = -\frac{\Delta \bar{g}_{k-1}^T \bar{g}_k}{\Delta \bar{g}_{k-1}^T \bar{p}_k}. \quad (17)$$

Также возможно применение методики Флетчера и Ривза (Fletcher and Reeves)

$$\beta_k = -\frac{\bar{g}_k^T \bar{g}_k}{\bar{g}_{k-1}^T \bar{g}_{k-1}}, \quad (18)$$

или Полака и Рибье (Polak and Ribère):

$$\beta_k = -\frac{\Delta \bar{g}_{k-1}^T \bar{g}_k}{\bar{g}_{k-1}^T \bar{g}_{k-1}}. \quad (19)$$

Следующие итерации описываются формулой (20):

$$\bar{x}_{k+1} = \bar{x}_k + \alpha_k \bar{p}_k = \bar{x}_k - \alpha_k \beta_k \bar{g}_k. \quad (20)$$

Алгоритм управления ВЭУ

Сравнение методов поиска экстремума производилось на базе модели ветровой энергетической установки в программе Matlab/Simulink. Структурная схема модели представлена на рис. 3. Контроллер реализует алгоритм управления, основанный на одном из указанных методов поиска экстремума. Структурная схема алгоритма показана на рис. 4.

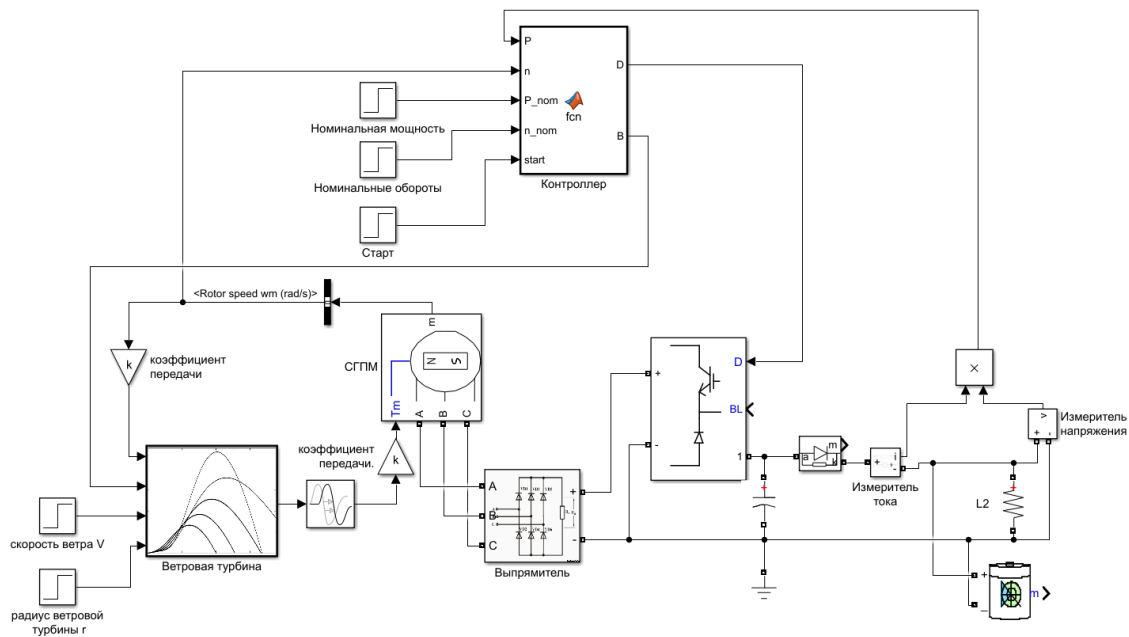


Рис. 3. Модель автономной энергетической установки с контроллером управления
 Fig. 3. Autonomous energy plant model with control module

При построении данной компьютерной модели ВЭУ скорость ветра V и нагрузка P_H были постоянными значениями. Результатом моделирования стали зависимости генерируемой мощности P_G и скорости вращения генератора n_G от управляемых параметров, на основе которых рассчитана целевая функция. Генератор, имеющий следующие параметры, был выбран в качестве основы модели синхронного генератора на постоянных магнитах:

Генератор	$\omega'_{Г,ном}$, об/мин	$P_{Г,ном}$, кВт	$R_{обм}$, Ом	$U_{м.хх.л}$ (1000)	$L_{обм}$, мГн	$2p$	J , кг·м ²
P21R100L6	1000	3	2,7	305	14	6	0.00625

Параметры АКБ: напряжение 24 В, ёмкость 400 Ач, внутреннее сопротивление 0,6 мОм.

Контроллер осуществляет управление конвертером и углом поворота лопастей по значениям мощности на выходе конвертера и скорости вращения генератора. Изменение состояния системы происходит в соответствии с изменением скорости ветра и мощности, потребляемой нагрузкой. На рис. 6 представлен алгоритм управления ВЭУ, реализуемый контроллером. Алгоритм начинается с инициализации начальных параметров d_0 и β_0 . Далее происходит проверка уровня заряда АКБ. Если он низкий (менее 10%), принимается решение об отключении нагрузки и вся вырабатываемая мощность расходуется на заряд АКБ до значения 30%. Затем нагрузка подключается к системе. За оптимальное значение мощности $P_{опт}$ в данном случае берется номинальная мощность генератора $P_{ном}$. При уровне заряда АКБ более 90% в качестве оптимальной мощности генератора используется мощность, потребляемая нагрузкой в данный момент ($P_{опт} = P_H$). Оптимальная скорость вращения генератора $n_{опт}$ всегда равна номинальному значению $n_{ном}$. После определения оптимальных значений $P_{опт}$ и $n_{опт}$ запускается работа одного из описанных выше методов поиска экстремума. Генерируются значения d_{k+1} и β_{k+1} , затем алгоритм повторяется.

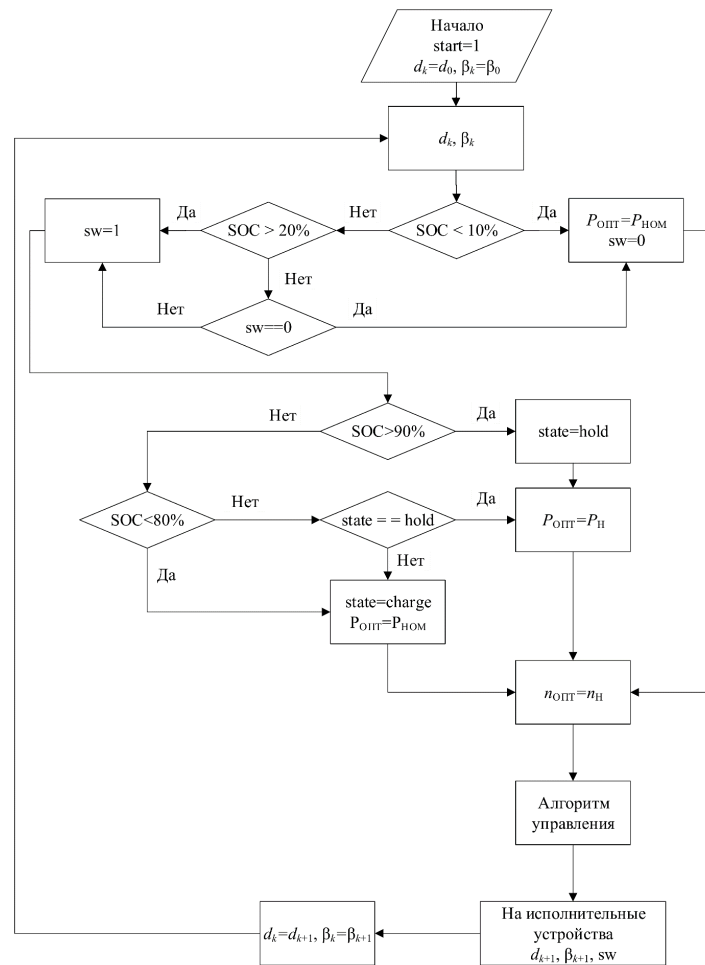


Рис. 4. Структурная схема алгоритма управления ВЭУ

Fig. 4. Structure of wind energy plant control algorithm

Результаты моделирования

Применение каждого из методов характеризуется своими особенностями, связанными с вероятностью нахождения глобального минимума, возможностью удержания системы в оптимальном состоянии, определяющей стабильность системы и, как следствие, её эффективность. На рис. 6 изображены контурные графики, соответствующие поверхности, изображенной на рис. 5. Синяя линия показывает траекторию нахождения глобального минимума разными алгоритмами.

Определим, каким образом на результат работы алгоритма могут влиять начальные условия: начальные значения d_0 и β_0 . Для оценки всех этих параметров была проведена серия симуляций с разными значениями d_0 и β_0 . Для каждого случая было рассчитано среднее значения модуля вектора ошибки $|\Delta d_k, \Delta \beta_k|$, показывающего расстояние от фактического состояния системы $[d_k, \beta_k]$ до точки, соответствующей оптимуму $[d_{\text{опт}}, \beta_{\text{опт}}]$. Гистограммы на рис. 6 показывают долю средних значений вектора ошибки, каждое из которых получено по результатам сеанса моделирования для своих начальных условий d_0 и β_0 . Необходимо отметить, что значение β нормировано относительное максимального значения $\beta_{\text{макс}}$ и изменяется в диапазоне $[0, 1]$ так же, как и значение d .

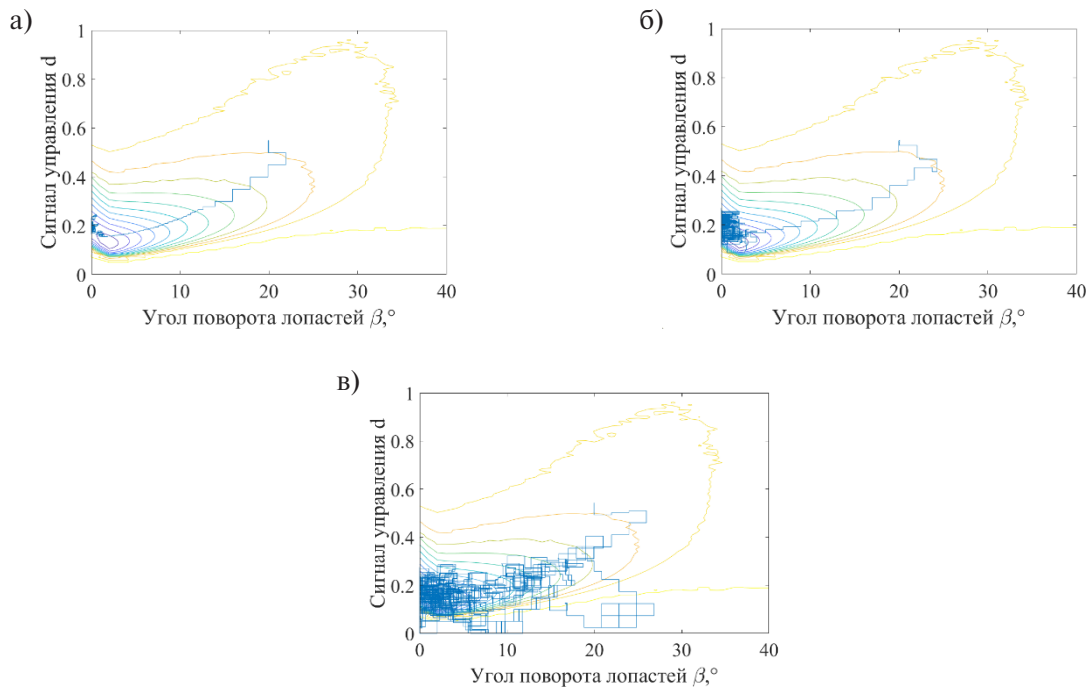


Рис. 5. Примеры поиска минимума целевой функции методами градиентного поиска (а), наискорейшего спуска (б) и смежных градиентов (в)

Fig. 5. Examples of objective function minimum searching with gradient search method (а), steepest descent method (б) and conjugate gradients method (в)

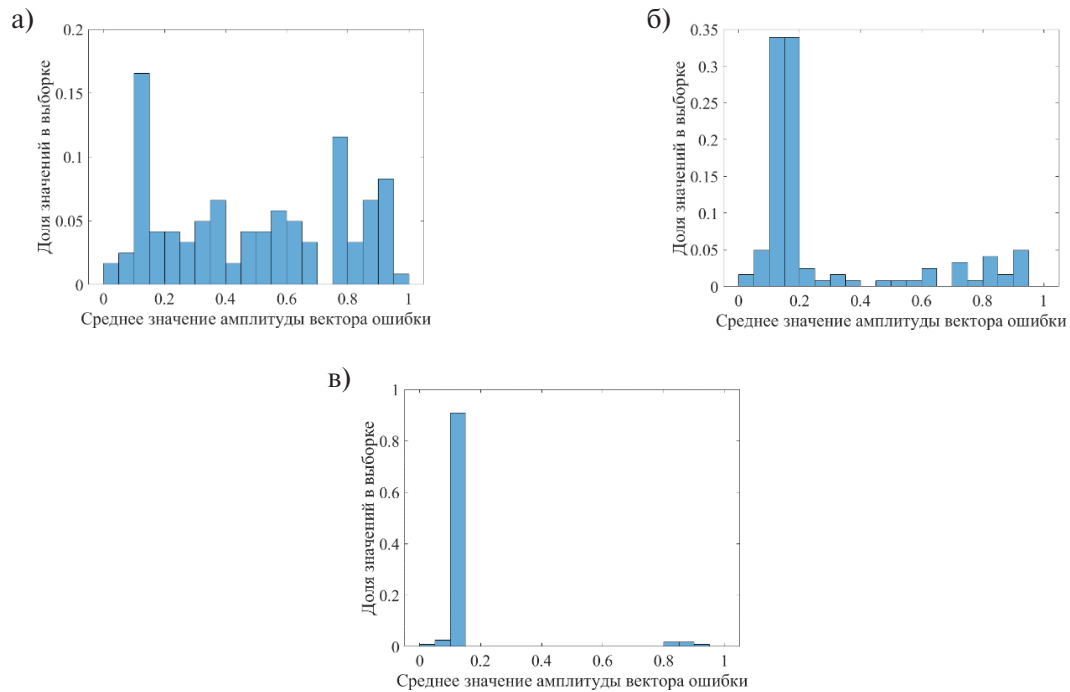


Рис. 6. Гистограммы распределений среднего значения модуля вектора ошибки при системе управления, реализованной методами градиентного поиска (а), наискорейшего спуска (б) и смежных градиентов (в) при скорости ветра 3 м/с

Fig. 6. Distribution histograms of mean value of error vector module, reached by control system with gradient search (а), steepest descent (б) and conjugate gradient (в) methods and wind speed 3 m/s

Из рис. 7 видно, что при малых скоростях ветра (3 м/с) реализованный в данной модели алгоритм, основанный на методе градиентного поиска, дает значительную ошибку поиска минимума. Для алгоритма, основанного на методе смежных градиентов, почти 90% всех результатов поиска минимума завершились с средней ошибкой 0,1–0,15. Для полученных гистограмм для 3, 5, 10, 15 и 20 м/с были определены параметры нормального распределения и сведены в табл. 1. Видно, что наименьшие параметры математического ожидания μ и дисперсии σ имеет модуль вектора ошибки, соответствующий применению метода смежных градиентов. Вторым по эффективности метод наискорейшего спуска. Самым неэффективным можно считать метод градиентного поиска, модуль вектора ошибки которого для скорости ветра 3 м/с составил 0,5, а для 5 м/с – 0,3.

Таблица 1

Параметры нормального распределения, определенные для среднего значения модуля вектора ошибки

Table 1

Normal distribution parameters, determined for mean value of error vector module

V, м/с	Метод градиентного поиска		Метод наискорейшего спуска		Метод смежных градиентов	
	μ	σ	μ	σ	μ	σ
3	0,5006	0,3037	0,2906	0,2782	0,1673	0,1842
5	0,3128	0,3235	0,1628	0,2232	0,1146	0,1343
10	0,0426	0,1127	0,0885	0,2248	0,0401	0,0459
15	0,1249	0,1957	0,1773	0,2441	0,0675	0,1221
20	0,1818	0,3238	0,2022	0,3155	0,0522	0,1236

Наряду с вектором ошибки так же произведена оценка средних значений контролируемых параметров: генерируемой мощности P и скорости вращения n . Результаты приведены в табл. 2.

Таблица 2

Средние значения контролируемых параметров

Table 2

Mean values of controlled parameters

V, м/с	Метод градиентного поиска		Метод наискорейшего спуска		Метод смежных градиентов	
	P, Вт	n, об/мин	P, Вт	n, об/мин	P, Вт	n, об/мин
3	41	182	76,6	255	83	268
5	335	419	399	525	306	656
10	2895	1067	2751	1029	2950	1111
15	2863	1184	2650	1124	2949	1073
20	2600	1359	2585	1443	2948	1071

Теперь покажем, результат работы имитационной модели ВЭУ. В программной среде Matlab проведено моделирование работы автономной энергетической установки, структурная схема которой изображена на рисунке. Система управления ВЭУ построена на поиске минимума целевой функции (8) с помощью метода наискорейшего спуска. Моделирование изменения скорости ветра производится с различными распределениями вероятности [15]. В данной работе модель скорости ветра представляет собой изменение случайной величины с нормальным распределением.

Начальные параметры d_0 и β_0 были инициализированы значениями 0,5 и 20° соответственно. Также среди начальных параметров производилась инициализация начального значения уровня заряда АКБ (State of charge – SOC), измеряемом в процентах. Входным воздействием на систему является скорость ветра, представляющий собой случайный процесс с нормальным распределением. Моделирование работы ВЭУ проводилось для различных условий: для условного безветренного дня, дня с умеренной скоростью ветра, дня со средним ветром, сильным ветром и штормом. Параметры случайного распределения и начальное значение SOC сведены в табл. 3.

В качестве примера на рис. 7 приведены графики изменения параметров ветровой установки в течение суток для сильного ветра при использовании алгоритма управления, основанного на методе градиентного поиска.

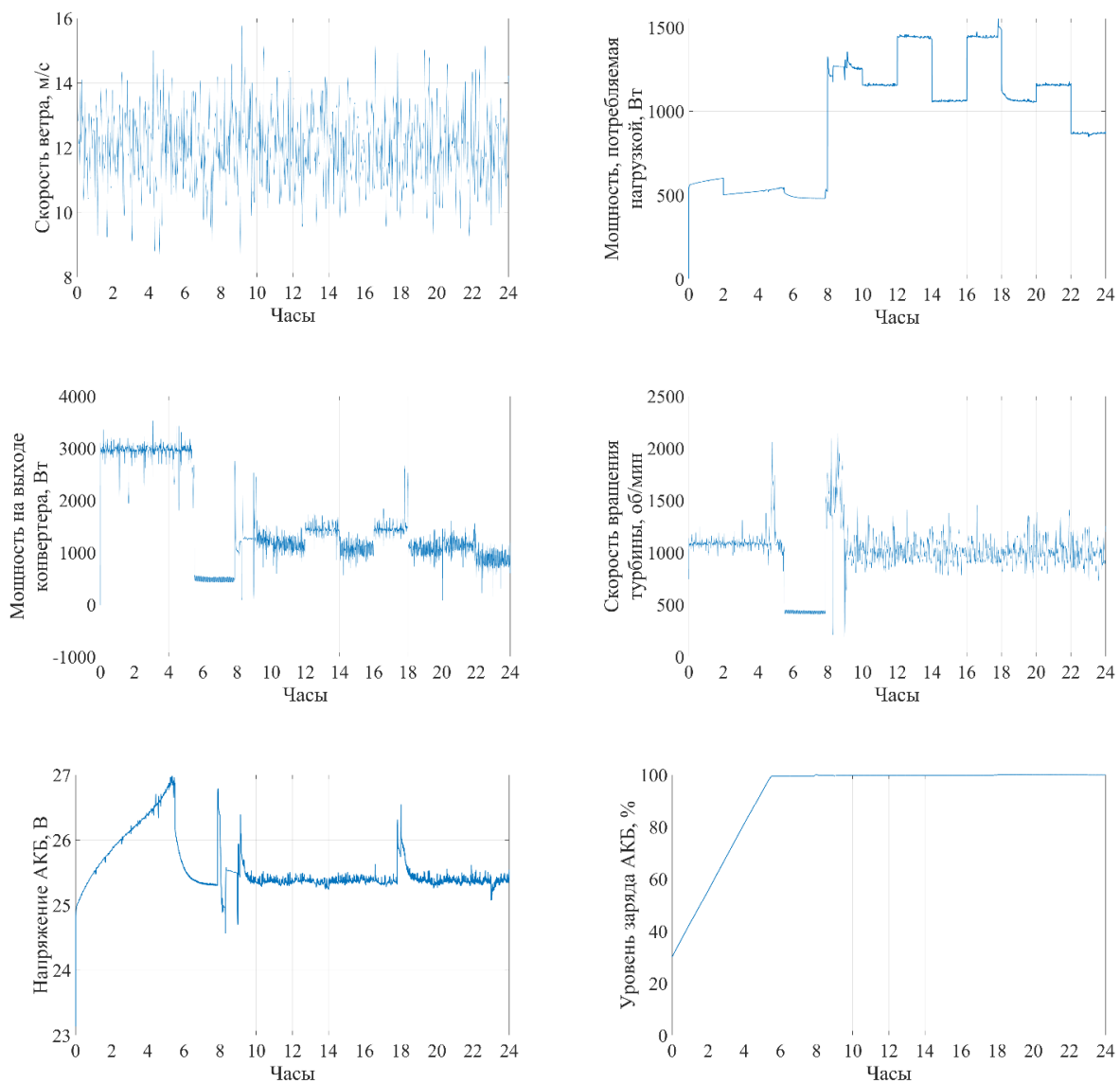


Рис. 7. Динамика параметров ВЭУ за сутки при работе в условиях сильного ветра со средним значением 12 м/с

Fig. 7. Dynamic of wind energy plant's parameters during a day with strong wind conditions (mean value 12 m/s)

Для удобства сравнения алгоритмов управления, основанных на разных методах поиска экстремума, была произведена оценка среднего значения коэффициента C_p , электроэнергии, выработанной ветрогенератором за сутки, E , кВтч. Результаты сведены в табл. 3.

Таблица 3

Условия моделирования ВЭУ и результаты её работы

Table 3

Wind energy plant modeling conditions and results

	Параметры условий работы			Градиентный поиск		Наискорейший спуск		Метод смежных градиентов	
	$\mu_{\text{ветра}},$ м/с	$\sigma_{\text{ветра}},$ м/с	SOC(0), %	C_p	$E,$ кВтч	C_p	$E,$ кВтч	C_p	$E,$ кВтч
Слабый ветер	3	0,75	100	0.45	3.05	0.43	2.83	0.35	2.29
Умеренный ветер	5	1,25	70	0.43	12.61	0.42	11.75	0.30	8.72
Средний ветер	8	1,5	30	0.36	36.37	0.35	35.46	0.31	31.93
Сильный ветер	12	1,5	30	0.14	36.44	0.12	34.83	0.13	–
Штормовой ветер	16	2,75	5	0.1218	39.8836	0.0969	39.8334	0.1134	–

Из приведенных результатов видно, что в условиях динамически изменяющихся входных параметров в виде скорости ветра и мощности, потребляемой нагрузкой, алгоритм управления, основанный на методе градиентного поиска, показывает наилучшие результаты: наиболее высокий коэффициент C_p и максимальную генерируемую электроэнергию E . Метод смежных градиентов показывает самую низкую эффективность работы алгоритма управления.

Выводы

В данной работе на основании результатов компьютерного моделирования автономной ВЭУ обоснована возможность применения алгоритмов, основанных на методе градиентного спуска, методе наискорейшего спуска, методы смежных градиентов для нахождения минимума целевой функции вида (5), определяющей оптимальное состояние ВЭУ. Приведенные результаты имитационного моделирования показывают, что построение системы управления ВЭУ на основе методов поиска экстремума приведенной целевой функции (8) позволяют с хорошей точностью достигать режимных параметров ВЭУ при стохастическом характере ветрового воздействия и наличии псевдослучайной нагрузки. Проведено сравнение алгоритмов управления, основанных на методе градиентного поиска, методе наискорейшего спуска и методе смежных градиентов. Показано, что методы наискорейшего спуска и смежных градиентов показывают наилучшую способность к отысканию минимума при статичном состоянии внешних параметров (скорости ветра и мощности нагрузки) в широком диапазоне начальных параметров d_0 и β_0 . Однако, в случае динамически изменяющихся параметров условий работы ВЭУ метод градиентного поиска показывает наилучшую эффективность, что подтверждается высокими значениями параметров, определяющих эффективность системы (коэффициент использования энергии ветра C_p и генерируемая за сутки электроэнергия E). Таким образом, применение данных алгоритмов для решения задачи управления ВЭУ потенциально позволяет выбрать оптимальный режим автономной энергетической установки и осуществлять подстройку режимных параметров установки в условиях динамически меняющихся эксплуатационных условий.

СПИСОК ЛИТЕРАТУРЫ

- [1] **Tummala A., Velamati R.K., Sinha D.K., Indraja V., Krishna V.H.** A review on small scale wind turbines, *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, April 2016, Vol. 56, P. 1351–1371.
- [2] **Чижма С.Н., Захаров А.И.** Методика расчета оптимальной конфигурации ветрового генератора. // Вестник Балтийского федерального университета им. И. Канта. Сер.: Физико-математические и технические науки. 2019. № 3. С. 110–119.
- [3] **Cetina K.S., Tabares-Velasco P.C., Novoselac A.** Appliance daily energy use in new residential buildings: Use profiles and variation in time-of-use, *Energy and Buildings*. – December 2014, Vol. 84, P. 716–726.
- [4] **Захаров А.И., Чижма С.Н.** Исследование работы ветрового генератора. // Материалы VII Международного Балтийского морского форума. В 6-ти томах. 2019 Издательство: Балтийская государственная академия рыбопромыслового флота федерального государственного бюджетного образовательного учреждения высшего профессионального образования "Калининградский государственный технический университет".
- [5] **Лукутин Б.В.** Возобновляемые источники энергии: Учеб. пособие. Томск: Изд-во Томского политехнического университета, 2008. 187 с.
- [6] **Рамадан А., Елистратов В.В.** Моделирование и управление сетевой ветроэнергетической установкой с асинхронным генератором двойного питания // Научно-технические ведомости СПбПУ. Естественные и инженерные науки. 2018. Т. 24. № 3. С. 22–37.
- [7] **Heier S.** Grid integration of wind energy, Third ed., Wiley, 2014.
- [8] **Ningsu L., Yolanda V., Leonardo A.** Wind Turbine Control and Monitoring. Springer International Publishing Switzerland, 2014.
- [9] **Koutroulis E., Kalaitzakis K.** Design of a maximum power tracking system for wind energy conversion applications, *IEEE Trans. Industr. Electron.* 53(2) (2006) 486–494.
- [10] **Femia N., Granozio D., Petrone G., Spagnuolo G., Vitelli M.** Predictive & adaptive MPPT perturb and observe method, *IEEE Transactions on Aerospace and Electronic Systems*, 43(3) (2007) 934–950.
- [11] **Rekioua D.** Wind Power Electric Systems Modeling, Simulation and Control, Springer, 2014.
- [12] **Martinez-Rojas M., Sumper A., Gomis-Bellmunt O.** Reactive power management in wind farms using PSO technique, 2010, *EPE J*.
- [13] **Hagan M.T., Demuth H.B.** Neural Network Design, 2nd Edition.
- [14] **Scales L.E.** Introduction to Non-Linear Optimization, New York: Springer-Verlag, 1985.
- [15] **Akgül F.G., Senoglu B., Arslan T.** An alternative distribution to Weibull for modeling the wind speed data: Inverse Weibull distribution, *Energy Conversion and Management*, Vol. 114, 15 April 2016, P. 234–240.

СВЕДЕНИЯ ОБ АВТОРАХ

ЗАХАРОВ Артём Игоревич – старший преподаватель, Балтийский федеральный университет имени Иммануила Канта, без степени.
E-mail: AIZakharov@kantiana.ru

ЧИЖМА Сергей Николаевич – профессор, Балтийский федеральный университет имени Иммануила Канта, д-р техн. наук.
E-mail: chisn@yandex.ru

Дата поступления статьи в редакцию: 10.09.2020

REFERENCES

- [1] **A. Tummala, R.K. Velamati, D.K. Sinha, V. Indraja, V.H. Krishna,** A review on small scale wind turbines, *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, April 2016, Vol. 56, P. 1351–1371.

- [2] **S.N. Chizhma, A.I. Zakharov**, Metodika rascheta optimalnoy konfiguratsii vetrovogo generatora. // Vestnik Baltiyskogo federalnogo universiteta im. I. Kanta. Ser.: Fiziko-matematicheskiye i tekhnicheskiye nauki. 2019. № 3. S. 110–119.
- [3] **K.S. Cetina, P.C. Tabares-Velasco, A. Novoselac**, Appliance daily energy use in new residential buildings: Use profiles and variation in time-of-use, Energy and Buildings. – December 2014, Vol. 84, P. 716–726.
- [4] **A.I. Zakharov, S.N. Chizhma**, Issledovaniye raboty vetrovogo generatora // Materialy VII Mezhdunarodnogo Baltiyskogo morskogo foruma. V 6-ti tomakh. 2019 Izdatelstvo: Baltiyskaya gosudarstvennaya akademiya rybopromyslovogo flota federalnogo gosudarstvennogo byudzhethnogo obrazovatel'nogo uchrezhdeniya vysshego professional'nogo obrazovaniya "Kaliningradskiy gosudarstvennyy tekhnicheskiy universitet".
- [5] **B.V. Lukutin**, Vozobnovlyayemye istochniki energii: Ucheb. posobiye. Tomsk: Izd-vo Tomskogo politekhnicheskogo universiteta, 2008. 187 s.
- [6] **A. Ramadan, V.V. Yelistratov**, Modelirovaniye i upravleniye setevoy vetroenergeticheskoy ustanovkoy s asinkhronnym generatorom dvoynogo pitaniya // Nauchno-tekhnicheskiye vedomosti SPbPU. Yestvennyye i inzhenernyye nauki. 2018. T. 24. № 3. S. 22–37.
- [7] **S. Heier**, Grid integration of wind energy, Third ed., Wiley, 2014.
- [8] **L. Ningsu, V. Yolanda, A. Leonardo**, Wind Turbine Control and Monitoring. Springer International Publishing Switzerland, 2014.
- [9] **E. Koutroulis, K. Kalaitzakis**, Design of a maximum power tracking system for wind energy conversion applications, IEEE Trans. Industr. Electron. 53(2) (2006) 486–494.
- [10] **N. Femia, D. Granozio, G. Petrone, G. Spagnuolo, M. Vitelli**, Predictive & adaptive MPPT perturb and observe method, IEEE Transactions on Aerospace and Electronic Systems, 43(3) (2007) 934–950.
- [11] **D. Rekioua**, Wind Power Electric Systems Modeling, Simulation and Control, Springer, 2014.
- [12] **M. Martinez-Rojas, A. Sumper, O. Gomis-Bellmunt**, Reactive power management in wind farms using PSO technique, 2010, EPE J.
- [13] **M.T. Hagan, H.B. Demuth**, Neural Network Design, 2nd Edition.
- [14] **L.E. Scales**, Introduction to Non-Linear Optimization, New York: Springer-Verlag, 1985.
- [15] **F.G. Akgül, B. Senoglu, T. Arslan**, An alternative distribution to Weibull for modeling the wind speed data: Inverse Weibull distribution, Energy Conversion and Management, Vol. 114, 15 April 2016, P. 234–240.

THE AUTHORS

ZAKHAROV Artem I. – *Baltic Federal University of Immanuel Kant.*
E-mail: AIZakharov@kantiana.ru

CHIZHMA Sergey N. – *Baltic Federal University of Immanuel Kant.*
E-mail: chisn@yandex.ru

Received: 10.09.2020