

УДК 621.658.012.531

DOI: 10.22213/2410-9304-2022-4-56-63

Реализация управления ветроэлектрической установкой на базе учета вибрационной нагруженности привода при разных условиях эксплуатации энергоагрегата

В. И. Буяльский, кандидат технических наук, Севастопольский государственный университет, Севастополь, Россия

Обоснована необходимость описания математической модели производства электроэнергии, учитывающей не только ветровую нагрузку, но и нагруженность привода при разных режимах эксплуатации энергоагрегата в условиях реализации управления программным путем, что способствует улучшению показателей надежности составляющих частей современных ветрогенераторов.

Решена задача уточнения математической зависимости угловой скорости ротора генератора от скорости ветра, угла положения лопасти и величины потребляемой электроэнергии, которая обеспечивает требуемый диапазон скорости ветра в пределах 5–20 м/с, вариацию угла положения лопасти в пределах от 0 до 2° при изменении тока обмотки ротора генератора, что не превышает пределы допустимой погрешности (2%), а также учитывает параметры, влияющие на стабильность напряжения асинхронного генератора: индуктивное сопротивление, приведенное индуктивное сопротивление; активное сопротивление фазы обмотки статора, приведенное активное сопротивление фазы обмотки статора.

Обоснована необходимость исследований управления нестационарными режимами работы ветроэлектрических агрегатов в условиях изменения высоты измерения скорости ветра, что может привести к искажению результатов выходных управляемых параметров, обусловленных большой погрешностью измеренных метеорологических значений, а следовательно, негативно повлиять на вибрационную нагрузку энергоагрегата.

Произведенный анализ исследований относительно изменения высоты измерения скорости ветра для ветротурбины USW56–100 показал, что измеренная скорость ветра на высоте 10 м, которая ниже высоты расположения энергоагрегата на 14 м отличается от реальной скорости ветра на 1 м/с в меньшую сторону, что приводит к повышению погрешности между фактической и номинальной угловой скоростью ротора ветротурбины от 3 до 17%, что превышает пределы допустимой погрешности (2%) и порождает вибрационную нагруженность привода энергоагрегата, а следовательно, требует учета, изменения высоты измерения скорости ветра с помощью степенного закона профиля.

Ключевые слова: управление, ветротурбина, высота измерения ветра, математическая зависимость, степенной закон профиля, нагрузка.

Введение

Современная технология производства электроэнергии путем использования энергии ветра имеет ряд проблем, которые негативным образом влияют на повышение эффективности преобразования энергии. Широко используемые методы управления ветроэнергетической установкой в условиях быстро изменяющихся ветровых и электрических нагрузок не обеспечивают должной стабильности частоты вращения ротора ветротурбины, что отрицательно влияет на надежность и продолжительность безаварийной работы ветроэлектрических агрегатов, экономии производимой электроэнергии при собственном потреблении, а также на эффективность использования энергии ветра. Решение этих проблем возможно лишь при наличии эффективного автоматизированного управления ветроэнергетической установкой [1–9].

Цель выполненных исследований – реализация управления ветроэлектрической установкой на базе учета вибрационной нагруженности при разных условиях эксплуатации энергоагрегата на основе разработанных математических алгоритмов динамического поведения системы для модификации автоматизированного управления ветротурбиной, которая обеспечивает уменьшение вибраций всех элементов роторных систем в условиях нагруженности привода при разных режимах эксплуатации энергоагрегата, что способствует улучшению показателей надежности составляющих частей современных ветроустановок.

Математическая зависимость угловой скорости ротора ветротурбины от скорости ветра, величины потребляемой электроэнергии и угла положения лопасти

В работе [10] выполнено моделирование системы автоматического регулирования угло-

вой скорости ротора ветротурбины на основе предложенной оптимизированной функции, которая охватывает управление не только с помощью угла поворота лопастей электрогенератора, но и учитывает условия нагруженности привода при разных режимах эксплуатации энергоагрегата. Установлено, что время переходного процесса уменьшилось на 50 % по сравнению с переходным процессом базовой функции управления.

Исследование оптимизационной функции в рамках динамического анализа вибрационных полей роторных систем ветроэнергетической установки показало, что оптимизированная функция управления имеет существенное преимущество относительно базовой в результате минимизации участков с явно проявляющимися и пиковыми вибрациями в диапазоне частот 190–310 рад/с, характерных для рабочего режима энергоагрегата при разных условиях эксплуатации [11].

Реализация вышеизложенного метода управления ветроэлектрической установкой программным путем требует описания математической модели, учитывающей не только ветровую нагрузку, но и нагруженность привода электрогенератора при разных режимах эксплуатации.

В работе [12] предложен метод эффективно управления путем обеспечения своевременной подготовки системы к внешним возмущающим воздействиям за счет упреждения характеристик метеорологических и электроэнергетических условий, а также учета динамических свойств системы, что способствует уменьшению времени переходного процесса регулирования угловой скорости ротора, исследуемой ветротурбины USW56–100.

Математическая модель оценки угловой скорости ротора ветротурбины в соответствии с изменением скорости ветра и величины потребляемой электроэнергии на последующем интервале времени имеет вид [12]:

$$\Omega_1 = 119 \frac{Ze}{rib(1-e^2)} \frac{V_1}{\alpha_0} + \Omega_0 \left(\frac{P_0}{P_1} - 1 \right), \quad (1)$$

где Ω_0 – текущее значение угловой скорости ротора ветротурбины; P_0 – текущее значение величины потребляемой электроэнергии; P_1 – ожидаемое значение величины потребляемой электроэнергии; α_0 – текущее значение угла положения лопасти; V_1 – ожидаемое значение

скорости ветра; r – длина лопасти; i – количество лопастей; b – ширина лопасти; e – коэффициент торможения; Z – коэффициент быстроходности.

Математическая модель оценки угла положения лопасти в соответствии с изменением скорости ветра и величины потребляемой электроэнергии на последующем интервале времени имеет вид [12]:

$$\alpha_1 = 119 \frac{Ze}{rib(1-e^2)} \frac{V_1}{\Omega_n} + \alpha_0 \left(\frac{P_0}{P_1} - 1 \right), \quad (2)$$

где Ω_n – номинальное значение угловой скорости ротора ветротурбины.

Для учета вибрационной нагруженности привода при разных условиях эксплуатации энергоагрегата предложенные формулы (1) и (2) имеют ряд недостатков:

– отсутствует учет параметров, влияющих на стабильность напряжения асинхронного генератора: x_1 – индуктивное сопротивление; x'_2 – приведенное индуктивное сопротивление, и активного сопротивления: r_1 – активное сопротивление фазы обмотки статора; r'_2 – приведенное активное сопротивление фазы обмотки статора [13];

– согласно результатам тестирования выражений (1), (2), представленным в таблице 1, погрешность δ между фактической и номинальной угловой скоростью ротора ветротурбины варьируется от 0 до 23 %, что существенно превышает пределы допустимой погрешности (2 %).

Таким образом, согласно данным табл. 1 следует, что погрешность δ между фактической и номинальной угловой скоростью ротора ветротурбины варьируется от 0 до 23 %, что существенно превышает пределы допустимой погрешности, которая составляет 2 %, тем самым порождает вибрационную нагрузку привода при разных условиях эксплуатации ветрогенератора.

Для минимизации, вариации угла положения лопасти в результате изменения мощности потребляемой электроэнергии воспользуемся формулой скольжения [16]: $s = \frac{n_1 - n_2}{n_1}$

и $n_1 = \frac{60f_1}{p}$, где n_1 – частота вращения магнитного поля статора; n_2 – частота вращения ротора генератора; f_1 – частота сети; p – число пар полюсов поля.

Таблица 1. Результаты тестирования формул (1), (2)

Table 1. Results of testing of formulas (1), (2)

Угловая скорость Ω_1 , 1/с	Скорость ветра V_1 , м/с	Потреб. мощность P_1 , Вт	Угол лопасти α_1 , град.	Погрешность δ , %	Угловая скорость Ω_2 , 1/с	Угол лопасти α_0 , град.	Потреб. мощность P_0 , Вт
159	5	110000	21	1	157	21	110000
154	6	115000	25	2	157	21	110000
154	7	120000	29	6	157	25	115000
154	8	125000	33	10	157	28	120000
153	9	130000	37	13	157	31	125000
157	10	135000	41	17	157	35	130000
155	11	140000	45	21	157	39	135000
157	12	110000	63	23	157	42	140000
157	13	105000	58	0	157	51	110000
160	14	100000	62	6	157	56	105000
160	15	95000	67	10	157	62	100000
164	16	90000	72	14	157	67	95000
156	17	98000	66	18	157	83	90000
156	18	113000	66	12	157	83	98000
156	19	112000	82	3	157	75	113000
158	20	105000	91	2	157	80	112000

Так как частота сети – это $f_1 = f(n_2)$, тогда

$$n_1 = \frac{n_2}{1-s} \text{ или}$$

$$\Omega_1 = \frac{\Omega_2}{1-s}, \quad (3)$$

где Ω_1 – угловая скорость вращения магнитного поля статора; Ω_2 – угловая скорость вращения ротора генератора.

Угловая скорость ротора генератора Ω_2 и угловая скорость ротора ветротурбины Ω находятся в соотношении:

$$\Omega_2 = k\Omega, \quad (4)$$

где k – передаточное число редуктора.

В работе [14] предложена математическая зависимость угловой скорости ветроколеса от скорости ветра и угла положения лопасти:

$$\Omega = 119 \frac{Ze}{rib(1-e^2)} \frac{V}{\alpha}, \text{ рад/с}, \quad (5)$$

где Ω – угловая скорость; Z – коэффициента быстросходности ветротурбины; V – скорость ветра; α – угол положения лопасти; r – длина лопасти; i – количество лопастей; b – ширина лопасти; e – коэффициент торможения.

После подстановки (4) в (3) с учетом (5) получим:

$$\Omega_1 = 119k \frac{Ze}{rib(1-e^2)} \frac{V}{\alpha(1-s)}. \quad (6)$$

В соответствии ток обмотки ротора определяется как

$$I_2' = \frac{U_1}{\sqrt{\left(r_1 + \frac{r_2'}{s}\right)^2 + (x_1 + x_2')^2}}, \quad (7)$$

где U_1 – фазное напряжение; x_1 – индуктивное сопротивление; x_2' – приведенное индуктивное сопротивление; r_1 – активное сопротивление фазы обмотки статора; r_2' – приведенное активное сопротивление фазы обмотки статора.

В результате соответствующих преобразований в (7) получим формулу определения скольжения:

$$s = \frac{r_2'}{\sqrt{\frac{U_1^2 - (I_2')^2(x_1 + x_2')^2}{(I_2')^2} - r_1}}. \quad (8)$$

Подставив выражение (8) в (6), определим зависимость угловой скорости магнитного поля от скорости ветра, тока обмотки ротора и угла положения лопасти:

$$\Omega_1 = 119k \frac{1}{rib(1-e^2)} \frac{Ze}{\left(1 - \left[\frac{r_2'}{\sqrt{\frac{U_1^2 - (I_2')^2(x_1 + x_2')^2}{(I_2')^2} - r_1}} \right]} \right)} \frac{V}{\alpha}. \quad (9)$$

Согласно (3) имеем $\Omega_2 = \Omega_1(1-s)$, или $\Omega_2 = f(\Omega_1, s)$. Тогда уравнение (9) можно записать как

$$\Omega_2 = 119k \frac{1}{rib(1-e^2)} \frac{Ze}{\left(1 - \left[r_2' / \sqrt{\frac{U_1^2 - (I_2')^2(x_1 + x_2')^2}{(I_2')^2}} - r_1 \right] \right)} \frac{V}{\alpha}. \quad (10)$$

Следовательно, предложенная формула (10) характеризует зависимость угловой скорости ротора ветротурбины от скорости ветра, тока обмотки ротора и угла положения лопасти.

Определение угла положения лопасти следует из (10):

$$\alpha = 119k \frac{1}{rib(1-e^2)} \frac{Ze}{\left(1 - \left[r_2' / \sqrt{\frac{U_1^2 - (I_2')^2(x_1 + x_2')^2}{(I_2')^2}} - r_1 \right] \right)} \frac{V}{\Omega_2}. \quad (11)$$

Результаты тестирования формул (10), (11) представлены в табл. 2, согласно параметрам ветротурбины USW56–100: $r = 8,5$ м; $i = 3$; $b = 0,68$ м; $Z = 5$; $e = 0,6$; $U_1 = 220$ В;

$I_2' = 98$ А; $r_1 = 0,05$ Ом; $r_2' = 0,07$ Ом;
 $x_1 = 0,1$ Ом; $x_2' = 0,2$ Ом; $k = 20,8$;
 $\Omega_{ном} = 157$ рад/с.

Таблица 2. Результаты тестирования формул (10), (11)

Table 2. Results of testing of formulas (10), (11)

Угловая скорость Ω_2 , 1/с	Скорость ветра V , м/с	Ток обмотки ротора I_2' , А	Угол положения лопасти α , градус	Погрешность δ , %
157	5	98	22	0
160	6	100	26	2
156	7	105	31	0
157	8	88	35	0
159	9	80	39	1
156	10	75	44	1
158	11	83	48	0
156	12	90	53	1
157	13	95	57	0
159	14	100	61	1
157	15	105	66	0
159	16	110	70	1
158	17	115	75	0
158	18	102	79	0
155	19	82	84	1
154	20	77	89	2

В результате проведения исследований, согласно данным табл. 2, следует, что рассогласование между действительной и требуемой угловой скоростью ротора турбины разнится в пределах от 0 до 2 %, что не превышает допустимой ошибки (2 %), а следовательно, не порождает вибрационную нагруженность привода при разных условиях эксплуатации энергоагрегата.

Управление нестационарными режимами работы ветроэлектрических агрегатов в условиях изменения высоты измерения скорости ветра

Согласно (10) и (11), предложенный метод минимизации вибрационной нагруженности при разных условиях эксплуатации энергоагрегата не учитывает рельефности и высоты расположения ветрогенератора, так как результаты измеренных значений скорости ветра, представляемых метеорологической башней, оцениваются

ся на высоте 10 м, а ветротурбина, управляемая рабочей программой встроенного микропроцессорного устройства, смонтирована на башне высотой 24 м [14]. Изменение высоты расположения анемометра относительно высоты башни ветроагрегата значительно затрудняет получение характерных оценок скорости ветра [15], что может привести к искажению результатов выходных управляемых параметров, обусловленных большой погрешностью измеренных значений скорости ветра, а следовательно, негативно повлиять на вибрационную нагрузку энергоагрегата.

Для экстраполяции изменения ветрового потока на разной высоте целесообразно использовать степенной закон профиля скорости ветра [15]:

$$\frac{V_2}{V_1} = \left(\frac{h_2}{h_1} \right)^\beta, \quad (12)$$

где V_2 и V_1 – соответственно скорости ветра на высотах h_1 и h_2 ; β – безразмерная величина, зависит от ветрового потока, стабильности атмосферы и шероховатости поверхности.

В странах Западной Европы стандартное значение параметра β составляет $\beta = 0,14$, а вы-

ражение (12) достаточно обосновано для нахождения средней скорости ветра при $\beta = 0,14$ [15, 16].

Вместе с тем показатель степени β может иметь значения, которые отличаются от расчетных в соответствии с данными, измеренными на метеобашнях на местности, где установлена ветроэлектрическая установка. В то же время некоторая погрешность вертикального градиента скорости ветра может иметь допуск с целью определения ветрового потока на высоте расположения оси ротора турбины.

Таким образом, принимая во внимание вышеизложенное, исследование является актуальным, а параметр следует принять $\beta = 0,14$, так как рельефная местность на Крымском полуострове, где эксплуатируется ветротурбина USW56–100, ближе соответствует рельефной местности странам Западной Европы.

Для исследования влияния изменения высоты расположения анемометра протестируем формулы (10) и (11) с учетом экстраполяции ветрового потока для разных высот с помощью степенного закона профиля скорости ветра (12).

Результаты тестирования выражений (10), (11) и (12) сведены в табл. 3.

Таблица 3. Результаты тестирования формул (10), (11), (12)

Table 3. Results of testing of formulas: (10), (11), (12)

Скорость ветра: $h_1 = 10$ м; высота башни: $h_2 = 10$ м V_1 , м/с	Угол положения лопасти α , градус	Угловая скорость Ω , 1/с	Погрешность δ , %	Скорость ветра: $h_1 = 10$ м; высота башни: $h_2 = 24$ м V_1 , м/с	Угловая скорость Ω , 1/с	Погрешность δ , %
5	22	157	0%	6	189	17
6	26	160	2%	7	186	16
7	31	156	0%	8	179	12
8	35	157	0%	9	177	11
9	39	159	1%	10	176	11
10	44	156	1%	11	171	8
11	48	158	0%	12	172	9
12	53	156	1%	13	169	7
13	57	157	0%	14	170	7
14	61	159	1%	15	170	8
15	66	157	0%	16	168	7
16	70	159	1%	17	169	7
17	75	158	0%	18	167	6
18	79	158	0%	19	166	6
19	84	155	1%	20	164	4
20	89	154	2%	21	162	3

Приведенные параметры h_1 и h_2 в табл. 3 имеют следующий смысл: h_1 – высота измерения скорости ветра; h_2 – высота башни, на которой смонтирована ветротурбина.

По итогам расчетных данных, приведенных в табл. 3, следует, что измеренная скорость ветра V_1 на высоте $h_1 = 10$ м, которая ниже высоты расположения ветротурбины на 14 м, отличает-

ся от реальной скорости ветра V_2 на 1 м/с в меньшую сторону, что приводит к повышению погрешности δ между фактической и номинальной угловой скоростью ротора ветротурбины от 3 до 17 %, что превышает пределы допустимой погрешности (2 %) и порождает вибрационную нагруженность привода при разных режимах эксплуатации энергоагрегата. Таким образом, реализация предложенного метода управления требует учета, изменения высоты измерения скорости ветра с помощью степенного закона профиля (12).

Анализ полученных результатов и выводы

В результате проведения исследований можно сделать следующие выводы:

– предложенная формула зависимости угловой скорости ротора генератора от скорости ветра, угла положения лопасти и величины потребляемой электроэнергии (10) обеспечивает требуемый диапазон скорости ветра в пределах 5–20 м/с, а погрешность между фактической и номинальной скоростью вращения ротора ветротурбины варьируется от 0 до 2 %, что не превышает пределы допустимой погрешности (2 %), а следовательно, не порождает вибрационную нагрузку привода при разных условиях эксплуатации энергоагрегата;

– исследования, направленные на эффективное управление работой ветротурбины USW56–100 в условиях изменения высоты измерения скорости ветра, показали необходимость учета изменения высоты измерения скорости ветра с помощью степенного закона профиля (12), так как это приводит к повышению погрешности между фактической и номинальной угловой скоростью ротора ветроустановки и варьируется от 3 до 17 %, что превышает пределы допустимой погрешности (2 %), таким образом порождает вибрационную нагруженность привода при разных режимах эксплуатации энергоагрегата.

Библиографические ссылки

1. *Серебряков Р. А.* Перспективы развития ветроэнергетики // Точная наука. 2021. № 110. С. 2–13.
2. *Серебряков Р. А.* Теоретические основы математического моделирования вихревой ветроэнергетической установки // Точная наука. 2021. № 110. С. 23–30.
3. Многоагрегатная ветроэнергетическая установка для районов с низким ветровым потенциалом / С. С. Доржиев, Е. Г. Базарова, В. В. Пилипков, М. И. Розенблюм // Агротехника и энергообеспечение. 2021. № 2 (31). С. 45–52.
4. *Пионкевич В. А.* Математическое моделирование ветротурбины для ветроэнергетической установ-

ки с асинхронным генератором методом частотных скоростных характеристик // Вестник ИрГТУ. 2016. № 3. С. 83–88.

5. *Emadifar R., Tohidi D., Eldoromi M.* Controlling Variable Speed Wind Turbines Which Have Doubly Fed Induction Generator by Using of Internal Model Control Method // International Journal of Advanced Research in Electrical, Electronics and Instrumentation Engineering. 2016. no. 5. Pp. 3464–3471.

6. *Balamurugan N., Selvaperumal S.* Intelligent controller for speed control of three phase induction motor using indirect vector control method in marine applications // Indian journal of Geo Marine Sciences. 2018. no. 47. Pp. 1068–1074.

7. *Vijayalaxmi B., Bheema K.* Individual Pitch Control of Variable Speed Wind Turbines Using Fuzzy Logic with DFIG // International Journal of research in advanced engineering technologies. 2016. no. 5. pp. 45 – 52.

8. *Subbaian V., Sasidhar S.* Maximum energy capture of variable speed variable pitch wind turbine by using RBF neural network and fuzzy logic control // International Research Journal of Engineering and Technology. 2015. no. 2. pp. 493 – 500.

9. *Haiying D., Lixia Y., Guohan Y., Hongwei L.* Wind Turbine Active Power Control Based on Multi-Model Adaptive Control // International Journal of Control and Automation. 2015. no. 8. pp. 273 – 284.

10. *Буяльский В.И.* Оптимизационная модель учета условий нагруженности привода при разных условиях эксплуатации ветроэлектрической установки // Интеллектуальные системы в производстве. 2022. Т. 20, № 1. С. 43–48.

11. *Буяльский В. И.* Динамический анализ оптимизационной функции в рамках вибраций роторных систем ветроэлектрической установки // Интеллектуальные системы в производстве. 2022. Т. 20, № 2. – С. 50–60.

12. *Буяльский В. И.* Автоматизированная система управления ветроэнергетической установкой на базе прогнозирования скорости ветра и мощности потребляемой электроэнергии // Наука и мир : Международный научный журнал. 2017. № 9 (49). – С. 14–19.

13. *Кривцов В. С., Олейников А. М., Яковлев А. И.* Книга 2: Неисчерпаемая энергия. Ветроэнергетика : учебник. Харьков : Национальный аэрокосмический университет «Харьковский авиационный институт» ; Севастополь: Севастопольский национальный технический университет, 2004. 519 с.

14. *Буяльский В. И.* Метод повышения эффективности управления режимом работы ветротурбины // Энергетик. 2013. № 9. С. 34–37.

15. *Д. де Рензо.* Ветроэнергетика / пер. с англ. под ред. Я. И. Шефтера. М. : Энергоатомиздат, 1982. 272 с. : ил.

16. *Рыхлов А. Б.* Закономерности изменения средней скорости ветра с высотой в приземном слое атмосферы на ЮВ ЕТР для решения задач ветроэнергетики // Учёные записки РГГМУ. 2011. Вып. 20. С. 26–34.

References

1. Serebryakov R.A. [Prospects for the development of wind energy]. *Tochnaya nauka*. 2021, no. 110, pp. 2-13 (in Russ.).
2. Serebryakov R.A. [Theoretical foundations of mathematical modeling of a vortex wind turbine]. *Tochnaya nauka*. 2021, no. 110, pp. 23-30 (in Russ.).
3. Dorgiev S.S., Bazarova E.G., Pilipkov V.V., Rozenblum M.I. [Multi-unit wind power plant for areas with low wind potential]. *Agrotehnika i energoobespechenie*. 2021, no. 2, pp. 45-52 (in Russ.).
4. Pionkevich V.A. [Mathematical modeling of a wind turbine for a wind power plant with an asynchronous generator by the method of frequency-speed characteristics]. *Vestnik IrGTU*. 2016. No. 3, pp. 35-37 (in Russ.).
5. Emadifar R., Tohidi D., Eldoromi M. Controlling Variable Speed Wind Turbines Which Have Doubly Fed Induction Generator by Using of Internal Model Control Method // *International Journal of Advanced Research in Electrical, Electronics and Instrumentation Engineering*. 2016. no. 5. pp. 3464 – 3471.
6. Balamurugan N., Selvaperumal S. Intelligent controller for speed control of three phase induction motor using indirect vector control method in marine applications // *Indian journal of Geo Marine Sciences*. 2018. no. 47. pp.1068 – 1074.
7. Vijayalaxmi B., Bheema K. Individual Pitch Control of Variable Speed Wind Turbines Using Fuzzy Logic with DFIG // *International Journal of research in advanced engineering technologies*. 2016. no. 5. pp. 45 – 52.
8. Subbaian V., Sasidhar S. Maximum energy capture of variable speed variable pitch wind turbine by using RBF neural network and fuzzy logic control // *International Research Journal of Engineering and Technology*. 2015, no. 2. pp. 493 – 500.
9. Haiying D., Lixia Y., Guohan Y., Hongwei L. Wind Turbine Active Power Control Based on Multi-Model Adaptive Control // *International Journal of Control and Automation*, 2015. no. 8. pp. 273 – 284.
10. Buyalsky V.I. [Optimization model for taking into account drive loading conditions under different operating conditions of a wind power plant]. *Intellektual'nye sistemy v proizvodstve*. 2022. Vol. 20, no. 1, pp. 43-48 (in Russ.).
11. Buyalsky V.I. [Dynamic analysis of the optimization function within the framework of vibrations of the rotor systems of a wind power plant]. *Intellektual'nye sistemy v proizvodstve*. 2022. Vol. 20, no. 2, pp. 50-60 (in Russ.).
12. Buyalsky V.I. (2017). *Megdunarodniy hauchniy gurnal Nauka i mir* [The international scientific journal the Science and the world], no. 9 (19), pp. 14-19 (in Russ.).
13. Krivcov V.S., Oleynikov A.M., Yakovlev A.I. (2004). *Neisчерpayemaya energiya* [Inexhaustible energy]. Harkov: Nacionlniy aerokosmicheskiy universitet, Sevastopol: Sevastopolskiy nacionalniy tehničkiy universitet (in Russ.).
14. Buyalsky V.I. [Method for improving the efficiency of wind turbine operation mode control]. *Energetik*. 2013. No. 5, pp. 34-37 (in Russ.).
15. D. de Renzo. *Vetroenergetika* [Wind-power]. Moscow: Energoatomizdat, 1982 (in Russ.).
16. Rihlov A.B. [Patterns of change in the average wind speed with height in the surface layer of the atmosphere in the SE ETR for solving problems of wind energy] *Uchenye zapiski RGGMU*. 2011, no. 20. Pp. 26-34 (in Russ.).

Wind-Electric Installation Control Based on Vibration Drive Loading under Various Energy Unit Operation Conditions

V. I. Buyalsky, PhD in Engineering, Federal State Independent Educational Institution Sevastopol State University, Sevastopol, Russia

Necessity of mathematical model description of the electric power production considering not only wind loading, but also drive loading under different modes of energy-unit operation by computerized control, promoting improvement of reliability indicators of modern wind-generators components, is proved.

The problem, specifications of mathematical relation between generator rotor angular speed and wind speed, blade position angle and power consumption that provides the required range of wind speed within 5–20 m/s is solved, blade position angle variation within 0 – 2% under generator rotor winding current variation not exceeding allowable error (2%) and taking account parameters affecting asynchronous generator voltage stability: induction resistance, reduced induction resistance; stator winding phase resistance, reduced stator winding phase resistance, was solved.

Research Necessity of wind-electrics unit control by non-stationary operating modes under the conditions of change of measurement height of wind speed that can lead to distortion of output control results caused by the big error of measured meteorological values and consequently, negative effect on energy-unit vibrating loading, is proved.

The analysis of researches made, concerning change of wind speed measurement height for wind-turbine USW56–100 has shown, that wind speed measured at 10 m height, below energy-unit by 14 m is 1m/s smaller than the actual wind speed that may increase the error between actual and nominal angular speed of rotor wind-turbine from

3% to 17% that exceeds limits of an admissible error (2%), and generates vibrating loading of energy-unit drive and consequently, demands control, wind speed measurement height alteration by means of exponential law of a profile.

Keywords: control, wind-turbine, height of measurement of wind, mathematical dependence, profile exponential law, loading.

Получено: 05.09.22

Образец цитирования

Буяльский В. И. Реализация управления ветроэлектрической установкой на базе учета вибрационной нагруженности привода при разных условиях эксплуатации энергоагрегата // Интеллектуальные системы в производстве. 2022. Том 20, № 4. С. 56–63. DOI: 10.22213/2410-9304-2022-4-56-63.

For Citation

Buyal'skii V.I. [Implementation of control of a wind power plant based on taking into account the vibration load of the drive under different operating conditions of the power unit]. *Intellectual'nye sistemy v proizvodstve*. 2022, vol. 20, no. 4, pp. 56-63 (in Russ.). DOI: 10.22213/2410-9304-2022-4-56-63.