

УДК 621.658.012.531
DOI: 10.22213/2410-9304-2025-3-63-70

Эффективность многомашинных ветроагрегатов в Арктике и на Крайнем Севере

В. И. Буяльский, кандидат технических наук, государственное автономное образовательное учреждение профессионального образования «Институт развития образования», Севастополь, Россия

Обоснована актуальность метода автоматизированного управления многомашинной ветроэнергоустановкой с горизонтальной осью вращения на основе своевременной подготовки системы к внешним возмущающим воздействиям путем упреждения скорости ветра и электрической нагрузки, оценки времени включения двигателя привода питача для заблаговременного изменения угла положения лопастей, что обеспечивает повышение стабильности скорости вращения ротора ветроколеса и своевременный учет состояния процесса энергоагрегата при распределении электроэнергии потребителям в северных широтах с целью оптимального планирования обеспечения требуемого объема и в заданном графике потребляемой электрической энергии, эффективной и с максимальным коэффициентом полезного действия работу ветроэнергетической установки в широком диапазоне ветровых нагрузок в Арктике и на Крайнем Севере. Сделан обзор основных способов управления многомашинной ветроэнергоустановкой, который показал, что опыта эксплуатации подобных комплексов до настоящего времени не было, за исключением математического моделирования режимов работы системы. По результатам математического и компьютерного моделирования регулирования угловой скорости ротора исследуемой ветротурбины установлено, что возможное количество дополнительных генераторов, подключенных к ветроэнергоустановке может составить до четырех единиц, а максимальный диапазон скорости ветра, необходимый для полной загрузки пятимашинного энергоагрегата достигает 26 м/с. Также установлено при какой скорости ветра будет целесообразным подключение очередного генератора к ветроустановке, что гармонично интегрируется в предложенный метод управления на основе упреждения скорости ветра и электрической нагрузки, таким образом, обеспечивает оперативность информации для принятия решений управления многомашинной ветроэнергоустановкой по количеству подключенных генераторов в зависимости от изменения мощности ветрового потока, а также выдавать своевременные предписания по управлению, направленные на повышение стабильности скорости вращения ротора ветротурбины.

Ключевые слова: ветротурбина, компьютерное моделирование, угловая скорость, генератор, скорость ветра, электрическая нагрузка.

Введение

Необходимость в обеспечении энергоснабжения удаленных регионов Арктической зоны России с помощью независимой генерации электричества имеет тенденцию к возрастанию из-за множества проблем, связанных с эффективностью работы электростанций и электроснабжением в удаленных регионах. При отсутствии централизованного электроснабжения и традиционного обеспечения электроэнергией от устаревших дизельных электрогенераторов и небольших угольных станций в самых северных районах России критически важна роль возобновляемой энергетики и систем накопления энергии в совокупности с интеллектуальной энергетикой и повышением энергоэффективности.

Важность развития региональной энергетики Арктики и Крайнего Севера, в том числе за счет возобновляемых источников энергии, отражена в Энергетической стратегии России на период до 2035 года и в Стратегии экономической безопасности России на период до 2030 года.

При этом использование в ветроэнергоустановках, как правило, одного генератора явно ограничивает как надежность энергоагрегата в целом, так и его КПД при неноминальных режимах работы в результате суровых арктических нагрузок.

Вместе с тем существуют определенные постановки задач, для которых недостаточно широко описаны математические модели или нет готовых и эффективных методов их решения, в частности, математического моделирования обеспечения эффективной и с максимальным коэффициентом полезного действия работу ветроэнергоустановки в широком диапазоне ветровых нагрузок и в заданном графике выдаваемой потребителю электроэнергии. Решение этих проблем возможно лишь при наличии эффективного автоматизированного управления многомашинной ветроэнергетической установкой (1)–(12).

Целью выполненных исследований является модификация автоматизированного управления

ветроэлектрической установкой в составе ветроэлектростанции, которая обеспечивает максимальный коэффициент полезного действия работы многомашинной ветроэнергоустановки в широком диапазоне скорости ветра и в заданном графике выдаваемой потребителю электроэнергии.

Пути повышения эффективности управления

В настоящее время управление ветроэнергоустановкой выполняется на основе критерия по поддержанию номинального значения угловой скорости ветроколеса за счет изменения угла положения лопастей. Управляющий сигнал зависит от отклонения фактической угловой скорости ротора от номинальной, которое получается в результате изменения скорости ветра или мощности потребляемой электроэнергии, как внешних возмущающих воздействий.

Вместе с тем принятие решений по управлению осуществляется на основе информации об уже сформировавшемся рассогласовании фактической и установленной угловой скорости ротора одномашинной ветроэнергоустановки. Такой подход не обеспечивает эффективную и с максимальным коэффициентом полезного действия работу ветроэнергетической установки в широком диапазоне ветровых нагрузок и в заданном графике выдаваемой потребителю электроэнергии.

В работе [13] предложено решение логического развития ветроэнергетики путем дробления потока мощности на несколько генераторов на уровне реализации математической модели и анализа физических процессов в многомашинной вертикально-осевой ветроустановке. Установлено, что данный подход обеспечивает эффективную и с максимальным коэффициентом полезного действия работу установки в широком диапазоне скорости ветра и в произвольном графике выдаваемой потребителю электроэнергии. Вся электрическая часть ветроэнергоустановки расположена в основании опоры на неподвижной платформе и включает заданное число генераторов обычного исполнения, при этом через узел их соединения с низкоскоростной ветротурбиной реализуется механическая мультиплексия. Установлено, что результаты моделирования показывают целесообразность и реальную возможность конструирования и внедрения ветроэнергоустановок подобного типа, а также реализации их управления в условиях нестационарных ветровых потоков.

Таким образом, в настоящей статье впервые реализуется метод автоматизированного управ-

ления многомашинной ветроэнергоустановкой с горизонтальной осью вращения (рис. 1), что обеспечивает эффективную и с максимальным коэффициентом полезного действия работу ветроэнергетической установки в широком диапазоне ветровых нагрузок и в заданном графике выдаваемой потребителю электроэнергии.



Рис. 1. Структурная схема ветроэлектростанции

Fig. 1. The block diagram wind power plant

Теоретический анализ

Метод эффективного автоматизированного управления многомашинной ветроэнергоустановкой с горизонтальной осью вращения реализуется путем своевременной подготовки системы к изменению скорости ветра и мощности потребляемой электроэнергии как внешних возмущающих воздействий на основе математической модели процесса производства электроэнергии ветроагрегата, отличающейся тем, что угловая скорость ветроколеса находится в соотношении не только со скоростью ветра и углом положения лопасти, но и с электрической нагрузкой, которые выбираются с возможностью заблаговременного определения изменения частоты вращения ро-

тора ветроколеса, что способствует учету динамических свойств системы для повышения оперативности принятия управляющих решений при переменных характеристиках ветровой и электрической нагрузки, обеспечивая

$$\Omega = 119k \frac{1}{rib(1-e^2)} \left(1 - \left[r'_2 \left/ \sqrt{\frac{U_1^2 - (I'_2)^2(x_1 + x'_2)^2}{(I'_2)^2} - r_1} \right. \right] \right) \frac{V}{\alpha}, \quad (1)$$

где Ω – угловая скорость; Z – коэффициента быстроходности ветротурбины; V – скорость ветра; α угол положения лопасти; r – длина лопасти; i – количество лопастей; b – ширина лопасти; e – коэффициент торможения, 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, I'_2 – ток обмотки ротора.

Постановка задачи предполагает, что увеличение скорости ветра, которое приводит к необходимости изменения угла положения лопасти на уменьшение ветровой энергии для поддержания номинальной скорости вращения ротора ветроколеса, заменяется подключением генератора, тем самым увеличивая нагрузку, а следовательно, стабилизируя угловую скорость ветротурбины.

Дальнейшие исследования состоят в том, чтобы определить количество дополнительных гене-

раторов и диапазон скорости ветра, необходимых для эффективной и с максимальным коэффициентом полезного действия работы установки, а также при какой скорости ветра будет целесообразным подключение очередного генератора к энергоагрегату.

Для получения предельной электрической нагрузки I'_2 и скорости ветра V при неизменном значении угла положения лопасти α преобразуем выражение (1) к виду:

$$\Omega_2 = \Omega_1(1-s), \quad (2)$$

где Ω_2 – угловая скорость генератора; Ω_1 – угловая скорость магнитного поля; s – скольжение. Формула скольжения:

$$s = \frac{r'_2}{\sqrt{\frac{U_1^2 - (I'_2)^2(x_1 + x'_2)^2}{(I'_2)^2} - r_1}}. \quad (3)$$

Тогда выражение (1) в соответствии с (2) и (3) будет иметь вид:

$$\Omega = 119k \frac{Ze}{rib(1-e^2)} \left(1 - \left[r'_2 \left/ \sqrt{\frac{U_1^2 - (I'_2)^2(x_1 + x'_2)^2}{(I'_2)^2} - r_1} \right. \right] \right) \frac{V}{\alpha} \quad (4)$$

В табл. 1 представлены результаты тестирования формулы (4), согласно параметрам ветротурбины USW56-100 для нерегулируемой угловой скорости ветротурбины Ω : $r = 8,5$ 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; $k = 20,8$; $\Omega_{\text{ном}} = 157$ рад / с.

График с нерегулируемой угловой скоростью ветротурбины Ω в соответствии с (4) при значении угла положения лопасти $\alpha = 21$ град (рис. 2), построенный на основе данных табл. 1, пока-

зывает, что угловая скорость Ω возрастает до предельного значения электрической нагрузки $I'_2 = 580$ А при скорости ветра $V = 21$ м/с. Дальнейшее увеличение тока обмотки ротора и скорости ветра приводит к уменьшению угловой скорости ветротурбины.

Таким образом, количество дополнительных генераторов, необходимых для эффективной и с максимальным коэффициентом полезного действия работы установки в широком диапазоне скорости ветра может составить не больше 4 единиц.

Таблица 1. Результаты тестирования формулы (4)

Table 1. Results of testing of formula (4)

Угловая скорость Ω , 1/с	Ток обмотки ротора I'_2 , А	Угол положения лопасти α , градус	Скорость ветра V , м/с	Угловая скорость Ω , 1/с	Ток обмотки ротора I'_2 , А	Угол положения лопасти α , градус	Скорость ветра V , м/с
159	13	21	5	512	300	21	18
190	26	21	6	531	335	21	19
220	39	21	7	548	370	21	20
251	52	21	8	566	400	21	21
281	65	21	9	573	450	21	22
311	78	21	10	577	500	21	23
340	90	21	11	575	550	21	24
370	100	21	12	565	600	21	25
396	135	21	13	544	650	21	26
421	170	21	14	508	700	21	27
445	200	21	15	446	750	21	28
468	235	21	16	336	800	21	29
490	270	21	17	123	850	21	30

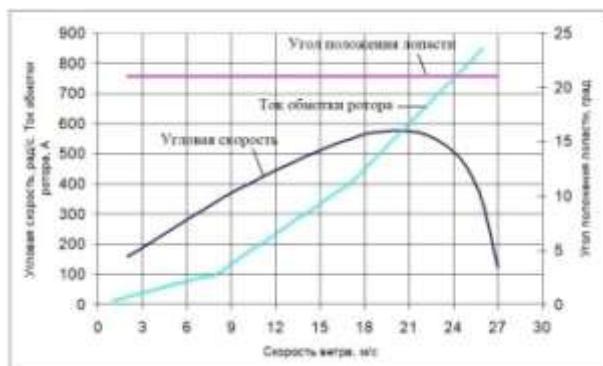


Рис. 2. График с нерегулируемой угловой скоростью ветротурбины

Fig. 2. The schedule with non controllable angular speed wind turbine

В табл. 2 представлены результаты тестирования формулы (4), согласно параметрам ветротурбины USW56–100 для регулируемой установленной угловой скорости ветротурбины

Таблица 2. Результаты тестирования формулы (4)

Table 2. Results of testing of formula (4)

Угловая скорость Ω , 1/с	Ток обмотки ротора I'_2 , А	Угол положения лопасти α , градус	Скорость ветра V , м/с	Угловая скорость Ω , 1/с	Ток обмотки ротора I'_2 , А	Угол положения лопасти α , градус	Скорость ветра V , м/с
154	100	21	5	157	300	61	16
155	100	25	6	156	300	65	17
156	100	29	7	158	300	68	18
157	100	33	8	156	400	69	19

ны $\Omega_{\text{ном}} = 157$ рад/с при номинальной скорости ветра $V_{\text{ном}} = 12$ м/с и с относительным отклонением фактической угловой скорости от установленной $\delta \leq 2\%$.

Значения электрической нагрузки распределены в порядке возрастания таким образом, чтобы получить максимально возможный диапазон скорости ветра, который составил $V_{\text{макс}} = 26$ м/с.

Результаты полученных данных (табл. 2) показывают, что подключение очередного дополнительного генератора к ветроэнергоустановке может быть распределено на скоростях ветрового потока в следующей градации: $V_{G1} \geq 12$ м/с, $V_{G2} \geq 13$ м/с, $V_{G3} \geq 16$ м/с, $V_{G4} \geq 19$ м/с, $V_{G5} \geq 22$ м/с.

Окончание табл. 2

Угловая скорость Ω , 1/с	Ток обмотки ротора I_2 , А	Угол положения лопасти α , градус	Скорость ветра V , м/с	Угловая скорость Ω , 1/с	Ток обмотки ротора I_2 , А	Угол положения лопасти α , градус	Скорость ветра V , м/с
157	100	37	9	157	400	72	20
158	100	41	10	158	400	75	21
158	100	45	11	157	500	74	22
155	100	50	12	157	500	77	23
156	200	52	13	156	500	81	24
156	200	56	14	157	500	84	25
159	200	59	15	157	500	87	26

Результаты моделирования

Моделирование регулирования угловой скорости пятимашинной ветроэнергоустановки выполнялось с помощью имитационной модели функции управления ветроустановкой [15], представленной на рис. 3 и построенной на основе передаточных функций четырех динамиче-

ских звеньев роторных систем (5) путем поэтапного подключения дополнительных четырех генераторов к системе (передаточной функции относительной ординаты электрической нагрузки).

Передаточные функции четырех динамических звеньев роторных систем имеют вид:

$$W_{\Delta V} = \frac{0,25}{Ts + 1} \Delta V_k; \quad W_{\Delta \alpha} = \frac{0,86}{Ts + 1} \Delta \alpha_k; \quad W_{\Delta P} = \frac{0,007}{Ts + 1} \Delta P_k; \quad W_R = k(s), \quad (5)$$

где $W_{\Delta V}$ – передаточная функция относительной ординаты влияния скорости ветра; $W_{\Delta \alpha}$ – передаточная функция относительной ординаты управления (угол установки лопасти турбины); $W_{\Delta P}$ – передаточная функция относительной ординаты электрической нагрузки; W_R – передаточная функция безынерционного звена редуктора ветротурбины, k – передаточное число редуктора ветротурбины, ΔV_k , $\Delta \alpha_k$, ΔP_k – относительные ординаты скорости ветра, угла установки лопасти турбины и электрической нагрузки соответственно: $\Delta \Omega_k = \frac{\Delta \Omega}{\Omega_0}$; $\Delta V_k = \frac{\Delta V}{V_0}$;

$$\Delta \alpha_k = \frac{\Delta \alpha}{\alpha_0}; \quad \Delta P_k = \frac{\Delta P}{P_0}.$$

Результаты моделирования показали, что регулирование угловой скорости пятимашинной ветроэнергоустановки (рис. 4, б) обеспечивает установленный уровень скорости вращения ротора генератора $\Omega_{\text{ном}} = 157$ рад/с, где относительное отклонение фактической угловой скорости от установленной составляет $\delta \leq 2\%$, что является допустимым. Подключение дополнительных генераторов к энергоагрегату увеличивает время переходного процесса по сравнению с одномашинной ветроэнергоустановкой (рис. 4, а).

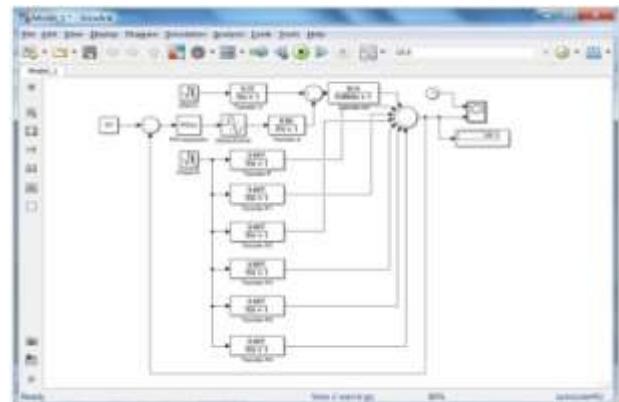


Рис. 3. Имитационная модель пятимашинной ветроэнергоустановки

Fig. 3. Imitating model five-machine wind turbine

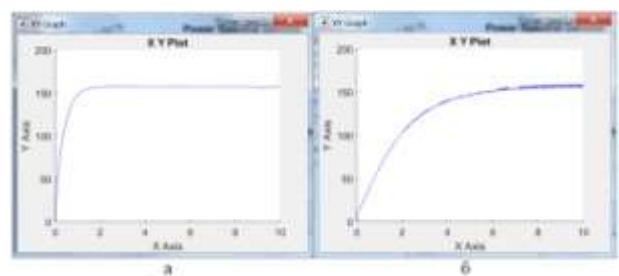


Рис. 4. Графики переходных процессов регулирования угловой скорости ветроэнергоустановки

Fig. 4. Schedules of transients of regulation of angular speed wind turbine

Необходимо отметить, что предложенный метод управления ветроэнергоустановкой основывается на своевременной подготовке системы к внешним возмущающим воздействиям путем упреждения скорости ветра и электрической нагрузки, оценки времени включения двигателя привода питча для заблаговременного изменения угла положения лопастей, что обеспечивает повышение стабильности скорости вращения ветроколеса и своевременный учет состояния процесса энергоагрегата при распределении электроэнергии потребителям в северных широтах с целью оптимального планирования обеспечения требуемого объема потребляемой электрической энергии [16].

Таким образом, полученные данные дают основание о целесообразности дальнейших исследований реализации предложенного метода автоматизированного управления многомашинной ветроэнергоустановкой с горизонтальной осью вращения, что обеспечивает эффективную и с максимальным коэффициентом полезного действия работу ветроэнергетической установки в широком диапазоне ветровых нагрузок и в заданном графике выдаваемой потребителю электроэнергии.

Анализ полученных результатов и выводы

В результате проведения исследований можно сделать следующие выводы:

- обоснована актуальность метода автоматизированного управления многомашинной ветроэнергоустановкой с горизонтальной осью вращения, что обеспечивает эффективную и с максимальным коэффициентом полезного действия работу ветроэнергетической установки в широком диапазоне ветровых нагрузок и в заданном графике выдаваемой потребителю электроэнергии в Арктике и на Крайнем Севере;

- сделан обзор основных способов математического моделирования режимов работы системы;

- на основе полученных результатов математического и компьютерного моделирования определено возможное количество дополнительных генераторов, подключенных к ветроэнергоустановке, и составляет четыре единицы;

- установлен максимальный диапазон скорости ветра, необходимый для полной загрузки пятимашинной ветроэнергоустановки;

- даны рекомендации, при каких скоростях ветрового потока будет целесообразным подключение очередного генератора к энергоагрегату;

– определено, что полученные результаты исследований обеспечивают подход к математическому моделированию распределения электроэнергии потребителям в северных широтах на основе работы многомашинной ветроэнергоустановки.

Полученные результаты исследований могут использоваться для дальнейшей разработки математических алгоритмов динамического поведения системы.

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. Розенблум // Агротехника и энергообеспечение. 2021. № 2 (31). С. 45–52.
4. Qin Hongwu, Li Xinze, Chye En Un, Voronin V.V. Research on the mechanism of wind turbine blades ice coating and anti-icing methods // Вестник ТОГУ. 2021. № 2 (61). С. 53–60.
5. Wei K, Yang Y, Zuo H, et al. A review on ice detection technology and ice elimination technology for wind turbine. Wind Energy. 2020. No. 23(3). Pp. 433–457.
6. Пионкевич В. А. Следящие системы автоматического управления напряжением асинхронного генератора и перспективы их развития // Вестник ИрГТУ. 2016. № 2 (109). С. 81–86.
7. Нечаев И. С., Шонина Д. Е. Особенности и проблемы развития ветровой энергетики // Молодой ученый. 2019. № 15 (253). С. 44–46.
8. Горячев С. В., Смолякова А. А. Проблемы и перспективы ветроэнергетических систем в России // Международный научно-исследовательский журнал. 2022. № 5 (119). С. 37–41.
9. Александров О. И., Демьянкова В. С., Пекарчик О. А. Оптимизация межсистемных перетоков во взаимодействующих энергообъединениях // Энергосбережение – важнейшее условие инновационного развития АПК : материалы Международной научно-технической конференции, Минск, 21–22 декабря 2021 г. Минск : БГАТУ, 2021. С. 27–28.
10. Третьяков Е. А. Совершенствование методов управления передачей и распределением электроэнергии в адаптивных системах электроснабжениях стационарных потребителей железных дорог : дис. ... докт. техн. наук. Омск, 2022. 403 с.
11. Назаров М. Х. Оптимизация и планирование режимов автономной энергетической системы на основе возобновляемых и альтернативных источников энергии (на примере системы Памира) : дис. ... канд. техн. наук. Новосибирск, 2022. 195 с.

12. Шклярский Я. Э., Батуева Д. Е. Разработка алгоритма выбора режимов работы комплекса электроснабжения с ветродизельной электростанцией // Записки горного института. 2022. Т. 253. С. 115–126. DOI:10.31897/PMI.2022.7.
13. Олейников А. М., Канов Л. Н. Исследование режимов работы многомашинной ветроустановки с механической редукцией // Альтернативная энергетика и экология : международный научный журнал (ISJAE). 2019. С. 10–12 : 12–22.
14. Буяльский В. И. Реализация управления ветроэлектрической установкой на базе учета вибрационной нагруженности привода при разных условиях эксплуатации энергоагрегата // Интеллектуальные системы в производстве. 2022. Т. 20, №4. С. 56 – 63. DOI: 10.22213/2410-9304-2022-4-56-63.
15. Буяльский В. И. Методы повышения эффективности управления ветроэлектрической установкой на базе учета вибрационной нагруженности привода при разных условиях эксплуатации энергоагрегата // Интеллектуальные системы в производстве. 2021. Т. 19, № 3. С. 74–81. DOI: 10.22213/2410-9304-2021-3-74-81.
16. Буяльский В. И. Методы повышения эффективности ветроэлектростанции на основе математического моделирования учета состояния процесса ветротурбины при распределении электроэнергии потребителям в Арктике и на Крайнем Севере // Интеллектуальные системы в производстве. 2024. Т. 22, № 2. С. 32–40. DOI: 10.22213/2410-9304-2024-2-32-40.
- 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 power plant]. *Tochnaya nauka*. 2021. No. 110, pp. 23-30 (in Russ.).
 3. Dorgiev S.S., Bazarova E.G., Pilipkov V.V., Rosenblum M.I. [Multi-unit wind turbine for areas with low wind potential]. *Agrotehnika i energoobespechenie*. 2021. No. 2, pp. 45-52 (in Russ.).
 4. Qin Hongwu, Li Xinze, Chye En Un, Voronin V.V. Research on the mechanism of wind turbine blades ice coating and anti-icing methods // Вестник ТОГУ. 2021. № 2 (61). С. 53–60.
 5. Wei K, Yang Y, Zuo H, et al. A review on ice detection technology and ice elimination technology for wind turbine. *Wind Energy*. 2020. No. 23(3). Pp. 433–457.
 6. Pionkevich V.A. [Watching systems of automatic control of pressure of the asynchronous generator and prospect of their development]. *Bulletin IrGTU*. 2016. Vol. 109, no. 2, pp. 81-86 (in Russ.).
 7. Nechev I.S., Shonina D.E. [Features and problems of development of wind power]. *Molodoy ucheniy*. 2019. No. 15. Pp. 44-46 (in Russ.).
 8. Goryachev S.V., Smolyakova A.A. [Problems and prospects wind power systems in Russia]. *Megdunarodnyi nauchno-issledovatel'skiy jurnal*. 2022. No. 5. Pp. 37-41 (in Russ.).
 9. Aleksandrov O.I., Demjankova V.S., Pekarchik O.A. *Optimizaciya mejsistemnih peretokov vo vzaimodeystvuyuschih energoobyedineniyah* [Optimization of intersystem overflows in co-operating power associations]. *Energosberejenie – vajneyshee uslovie inovacionogo razvitiya APK: materiali Mejdunarodnoy nauchno-tehnicheskoy konferencii* [Proc. Power savings – the major condition of innovative development of agrarian and industrial complex: materials of the International scientific and technical conference], Minsk, 21-22 december, 2021, pp. 27-28 (in Russ.).
 10. Tretjakov E.A. *Sovershenstvovanie metodov upravleniya peredachey i raspredeleniem elektroenergii v adaptivnih sistemah elektrosnabjeniya stacionarnih potrebitelye jeleznih dorog* [Perfection of control methods by transfer and electric power distribution in adaptive systems electric supply stationary consumers of railways]: PhD thesis. Omsk, 2022. 403 p. (in Russ.).
 11. Nazarov M.H. *Optimizaciya i planirovanie rejimov avtonomnoy energeticheskoy sistemi na osnove vozobnovlyaemih i alyternativnih istochnikov energii (na primere sistemi Pamira)* [Optimization and planning of modes of an independent power system on the basis of renewed and alternative energy sources (on an example of system of Pamir)]: PhD thesis. Novosibirsk, 2022. 195 p. (in Russ.).
 12. Shkljarskij J.E., Batueva D.E. *Razrabotka algoritma vibora rejimov raboti kompleksa elektrosnabjeniya s vetrodizelynoy elektrostanciey* [Working out of algorithm of a choice of operating modes of a complex of electrosupply with wind diesel power plant]. *Zapiski gor'nogo instituta*. 2022, vol. 253, pp. 115-126 (in Russ.). DOI:10.31897/PMI.2022.7.
 13. Olejnikov A.M., Kanov L.N. [Research of operating modes multimachine wind turbine with a mechanical reduction]. *Megdunarodniy nauchniy jurnal “Alternativnaya energetika i ekologiya”*. 2019, no. 10-12, pp. 12-22 (in Russ.). DOI:10.15518/ISJAE.2019.10-12.12-22.
 14. Buyalsky V.I. [Control realization wind electric installation on the basis of the account vibrating loading a drive under different conditions of operation power unit]. *Intellektual'nye sistemy v proizvodstve*. 2022, vol. 20, no. 4, pp. 56-63 (in Russ.). DOI:10.22213/2410-9304-2022-4-56-63.
 15. Buyalsky V.I. [Methods of increase of a control efficiency wind-electric installation on the basis of the account vibrating loading a drive under different conditions of operation energy-unit] *Intellektual'nye sistemy v proizvodstve*. 2021, vol. 19, no. 3, pp. 74-81 (in Russ.). DOI:10.22213/2410-9304-2021-3-74-81.
 16. Buyalsky V.I. [Methods of increase of efficiency wind power station on the basis of mathematical modeling of the account of the condition process wind turbine at distribution of the electric power to consumers in Arctic regions and on the Far North] *Intellektual'nye sistemy v proizvodstve*. 2024, vol. 22, no. 2, pp. 32-40 (in Russ.). DOI:10.22213/2410-9304-2024-2-32-40. .

Efficiency of Multi-Machine Wind Turbines in the Arctic and the Far North

V. I. Buyalsky, Ph.D. in Engineering, State Autonomous Educational Institution of Professional Education Institute for the Development of Education, Sevastopol, Russia

The relevance of the method of automated control of a multi-machine wind power plant with a horizontal axis of rotation is substantiated. The method is based on the timely preparation of the system for external disturbing influences by anticipating wind speed and electrical load, and by estimating the lead time for activating the pitch drive motor to pre-adjust the blade angle. This ensures increased stability of rotor speed and timely consideration of the power unit's operating state when distributing electricity to consumers in northern latitudes. The goal is optimal planning to guarantee the required volume and schedule of consumed electric power, as well as efficient operation of the wind power plant with maximum efficiency across a wide range of wind loads in the Arctic and the Far North.

A review of the main methods of controlling a multi-machine wind power plant showed that until now there has been no practical experience in operating such complexes, except for mathematical modeling of system operating modes.

Based on the results of mathematical and computer modeling of rotor angular velocity control for the studied wind turbine, it was established that the possible number of additional generators connected to the wind power plant may reach up to four units. The maximum wind speed range required for full loading of a five-machine power unit reaches 26 m/s. It was also determined at which wind speed it becomes expedient to connect the next generator to the installation. This integrates harmoniously into the proposed control method based on anticipation of wind speed and electrical load, thereby providing timely information for decision-making on the number of generators to be connected depending on wind flow power variations, as well as issuing operational control commands aimed at improving the stability of rotor speed in the wind turbine.

Keywords: wind turbine, computer modeling, angular velocity, generator, wind speed, electrical load.

Получено: 03.04.25

Образец цитирования

Буяльский В. И. Эффективность многомашинных ветроагрегатов в Арктике и на Крайнем Севере // Интеллектуальные системы в производстве. 2025. Т. 23, № 3. С. 63–70. DOI: 10.22213/2410-9304-2025-2-63-70.

For Citation

Buyalsky V.I. [Efficiency of multi-machine wind turbines in the arctic and the far north]. *Intellektual'nye sistemy v proizvodstve*. 2025, vol. 23, no. 3, pp. 63-70. DOI: 10.22213/2410-9304-2025-3-63-70.