

## Проблемы интеграции ветроустановок в единую энергетическую систему России

С.А. Суяков

*Нижегородский государственный технический университет им. П. Е. Алексеева*

**Аннотация:** В статье рассматриваются проблемы интеграции ветроэнергетических установок (ВЭУ) в единую энергетическую систему (ЕЭС). Основными техническими причинами, препятствующими широкому использованию ВЭУ можно назвать низкую энергоэффективность при непостоянстве скорости ветрового потока, а так же нелинейность энергетической характеристики генерируемой мощности относительно его скорости. Ключевая идея исследования, приведенного в данной статье, заключается в уменьшении потерь в системе генерации за счёт использования электрической машины специальной малоинерционной конструкции. Для сопряжения ВЭУ на основе малоинерционного генератора с нагрузкой потребителя и ЕЭС использовался силовой преобразователь, собранный на базе инверторов напряжения по схеме вставки постоянного тока. При построении системы управления ВЭУ использовался двухконтурный метод регулирования и стабилизации генерируемой мощности, объединяющий в себе аэродинамическое и электромеханическое управление.

**Ключевые слова:** ветроэнергетическая установка, ветрогенератор, малоинерционный генератор, горизонтально-осевой ветрогенератор, прямое управление моментом, инвертор напряжения, вставка постоянного тока.

В настоящее время среди возобновляемых источников энергии (ВИЭ) наиболее динамично развивающейся отраслью является ветроэнергетика [1]. Суммарная установленная мощность всех существующих ветроэнергетических установок (ВЭУ) составляет более 300 ГВт, и продолжает увеличиваться за год в среднем на 25% [2]. Тем не менее, сегодня существуют объективные причины, препятствующие широкому использованию ветроэнергетики:

- нестабильность параметров выходной мощности ВЭУ в результате непостоянства ветрового потока, поступающего на лопасти турбины;
- нелинейность энергетической характеристики генерируемой мощности относительно скорости ветрового потока;
- низкая эффективность при малых скоростях ветра (менее 5 м/с).

Одним из основных путей решения сложившихся ограничений в системе генерации на основе ВЭУ является разработка электрогенератора специального низкочастотного исполнения. Это обусловлено, в первую очередь, особенностью работы ВЭУ в режимах низкой ветровой активности, в которых величина вращающего момента турбины соизмерима с величиной момента нагрузки и момента инерции ротора электрической машины, вследствие чего выработка электроэнергии практически невозможна. Кроме того, в результате воздействия порывистого ветра на лопасти турбины, создаваемый вращающийся момент может отклоняться от номинального значения в широких пределах, что в итоге приведет к нарушению статической устойчивости и синхронизма с сетью генератора ВЭУ. В результате, применение асинхронного генератора (АГ) или асинхронизированного генератора (АсГ) является предпочтительнее, чем синхронного генератора (СГ) или машины постоянного тока при выборе типа используемой электрической машины.

В связи с этим, перспективным направлением повышения энергоэффективности ВЭУ и сокращения себестоимости производимой электроэнергии является применение конструкции малоинерционного генератора (МИГ), выполненного на основе асинхронной электрической машины [3-4].

Стоит отметить основные достоинства и недостатки конструкции МИГ.

Достоинствами являются: переход в генераторный режим при малых скоростях ветрового потока (от 2 м/с); низкий пусковой момент и дополнительное охлаждение за счёт применения полого ротора; устойчивость в переходных процессах за счёт демпфера короткозамкнутого ротора; отсутствие постоянных магнитов и щеточных контактов снижает затраты на обслуживание и конечную стоимость.

К недостаткам можно отнести: необходим источник реактивной мощности для возбуждения и генерации; уменьшение воздушного зазора между статором и ротором увеличивает требования к точности изготовления соответствующих деталей; нестандартность деталей, усложняет сборку генератора.

Вместе с тем, для введения генерирующих установок на основе МИГ и объединения их в распределенную электрическую сеть класса напряжения 0,4 кВ с возможностью дальнейшей интеграции с ЕЭС, необходима разработка преобразовательного устройства (ПУ) и соответствующей системы управления, отвечающей следующим требованиям:

- передача потоков мощности от различных генерирующих источников электроэнергии распределенной сети;
- регулирование величины активной и реактивной мощности, и мощности искажения в отдельном канале линии электропередачи;
- стабилизация электрических параметров и бесперебойное питание в цепи нагрузки потребителя;

В соответствии с вышеприведенными требованиями и с учётом проведенного анализа возможных схемотехнических решений [5-7], наиболее перспективной топологией ПУ для ВЭУ является схемотехника, выполненная на базе двух инверторов напряжения (ИН), объединенных по цепи постоянного тока и образующих совместную схему вставки постоянного тока (ВПТ). Структурная схема подключения ВПТ между тремя линиями электроснабжения и нагрузкой потребителя представлена на рис. 1. Стрелками на линиях связи обозначены направления потоков мощности электрической энергии между отдельными структурными элементами и источниками питания.

---

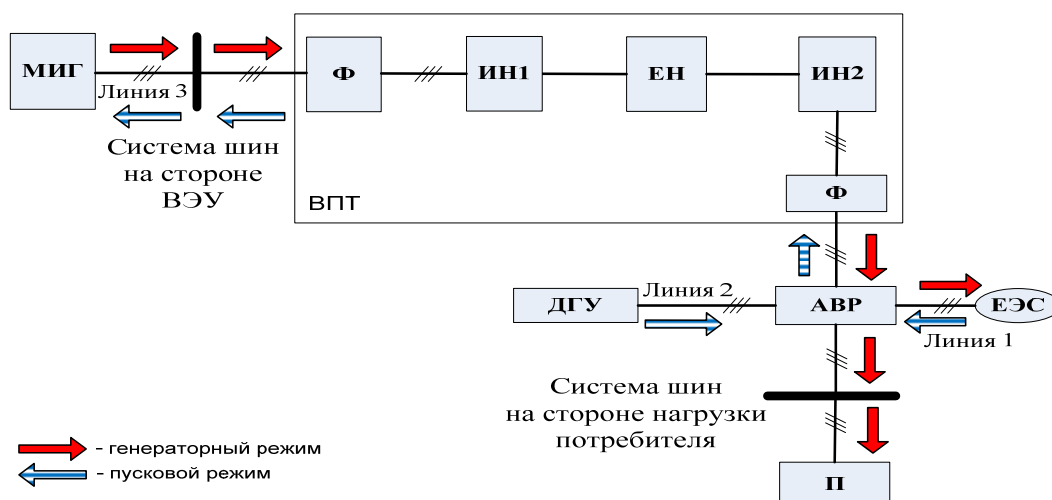


Рис. 1. – Структурная схема подключения ВПТ

Для введения ВПТ в распределенную энергосистему используется система шин на стороне ВЭУ и на стороне нагрузки потребителя (рис. 1). Бесперебойность питания нагрузки потребителя (П) обеспечивается путём подключения: первичного источника электропитания – ЕЭС, резервного – дизель-генераторной установки (ДГУ), возобновляемого – МИГ. Комбинирование вариантов подключаемых источников электропитания к потребителю осуществляется за счёт устройства автоматического включения резерва (АВР). Пассивные фильтры (Ф), установленные по цепи переменного тока ИН, применяются для сглаживания пульсаций напряжения, обусловленных импульсным режимом работы ВПТ.

При разработке системы управления МИГ необходимо учитывать особенности генерации турбины ВЭУ, заключающиеся в нелинейности регулировочной характеристики генерируемой мощности, что приводит к ухудшению качества и нарушению стабильности поставляемой электроэнергии потребителю.

В общем виде механическая мощность, извлекаемая лопастями турбины из ветрового потока, может быть определена следующим способом [8]:

$$P_M = \frac{1}{2} \rho S V^3 C_P(\lambda, \beta)$$

где  $\rho$  – плотность ветрового потока,  $S$  – площадь соприкосновения турбины и ветрового потока,  $V$  – скорость ветрового потока,  $C_P(\lambda, \beta)$  – коэффициент мощности, функциональная зависимость от коэффициента быстроходности –  $\lambda$  и угла атаки лопастей –  $\beta$ .

В свою очередь, характеристика  $C_P(\lambda, \beta)$ , является нелинейной функцией и в общем виде представляет собой полиномиальную зависимость. Коэффициенты полинома определяются исходя из геометрии турбины ВЭУ. Для случая горизонтально-осевого расположения ветроколеса и модели турбины [9] группа регулировочных характеристик коэффициента мощности ВЭУ  $C_P(\lambda, \beta)$  представлена на рис. 2.

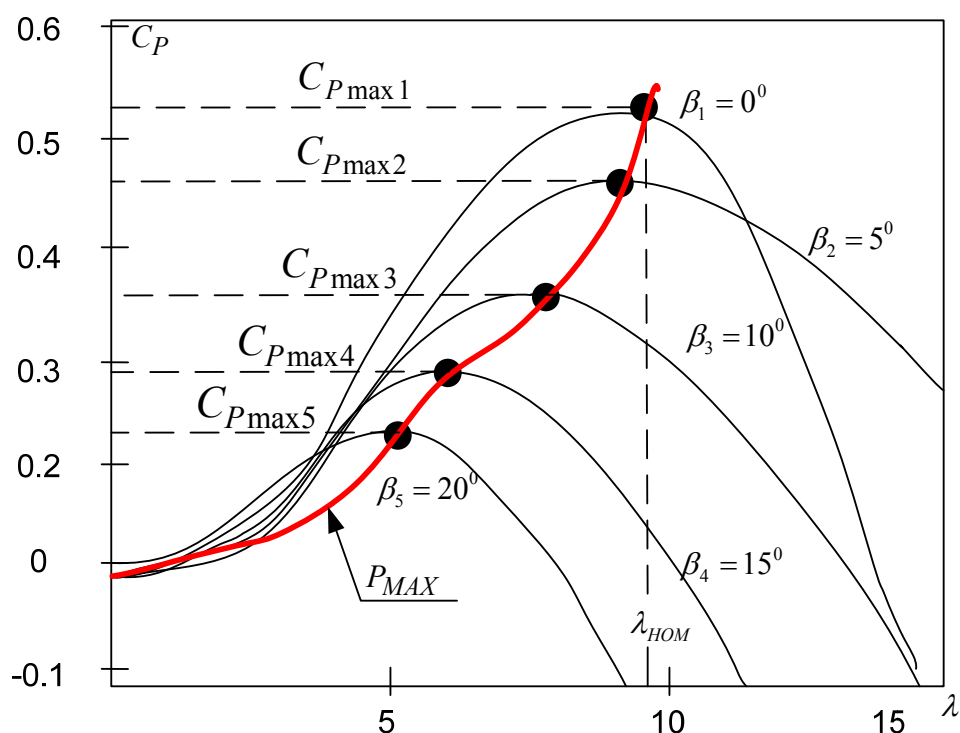


Рис. 2. – Группа регулировочных характеристик коэффициента мощности ВЭУ от быстроходности при различных углах атаки лопастей

По регулировочным характеристикам на рис. 2 видно, максимальная выходная мощность турбины ВЭУ, для случая  $\beta = 0^\circ$  будет соответствовать

точке экстремума  $C_{P_{\max 1}}$ , при номинальном коэффициенте быстроходности  $\lambda_{\text{НОМ}}$ :

$$P_{M \max} = \frac{1}{2} \rho R^3 S \frac{C_{P_{\max 1}}}{\lambda_{\text{НОМ}}^3} \omega_{\text{НОМ}}^3$$

При изменении скорости ветрового потока, происходит отклонение коэффициента быстроходности от номинального значения  $\lambda_{\text{НОМ}}$ , что в свою очередь, приводит к снижению генерируемой мощности турбиной ВЭУ за счёт отклонения от максимально возможной величины коэффициента мощности  $C_{P_{\max 1}}$ . В связи с этим, в системе управления МИГ необходимо регулировать угловую скорость вращения ротора ( $\omega_r$ ), в зависимости от изменения скорости ветрового потока. Так как генерируемая активная мощность МИГ является произведением угловой скорости на электромагнитный момент ( $M_r$ ), то задача стабилизации выходной мощности ВЭУ будет заключаться в регулировании момента в зависимости от флуктуации ветрового потока и изменений нагрузки потребителя.

В результате, при формировании системы автоматического управления МИГ необходимо обеспечить максимальную скорость реакции системы на изменение момента задания, сократить амплитуду колебаний электромагнитного момента, а так же ограничить на допустимых уровнях регулируемые переменные: угол атаки лопастей, скорость вращения ротора генератора, электромагнитный момент. Поэтому, в данном случае, самым перспективным решением является построение системы автоматического регулирования МИГ на основе метода прямого управления моментом (ПУМ) [10-12].

Для реализации вышеописанных принципов управления ВЭУ предлагается система управления ВПТ, структурная схема которой представлена на рис. 3.

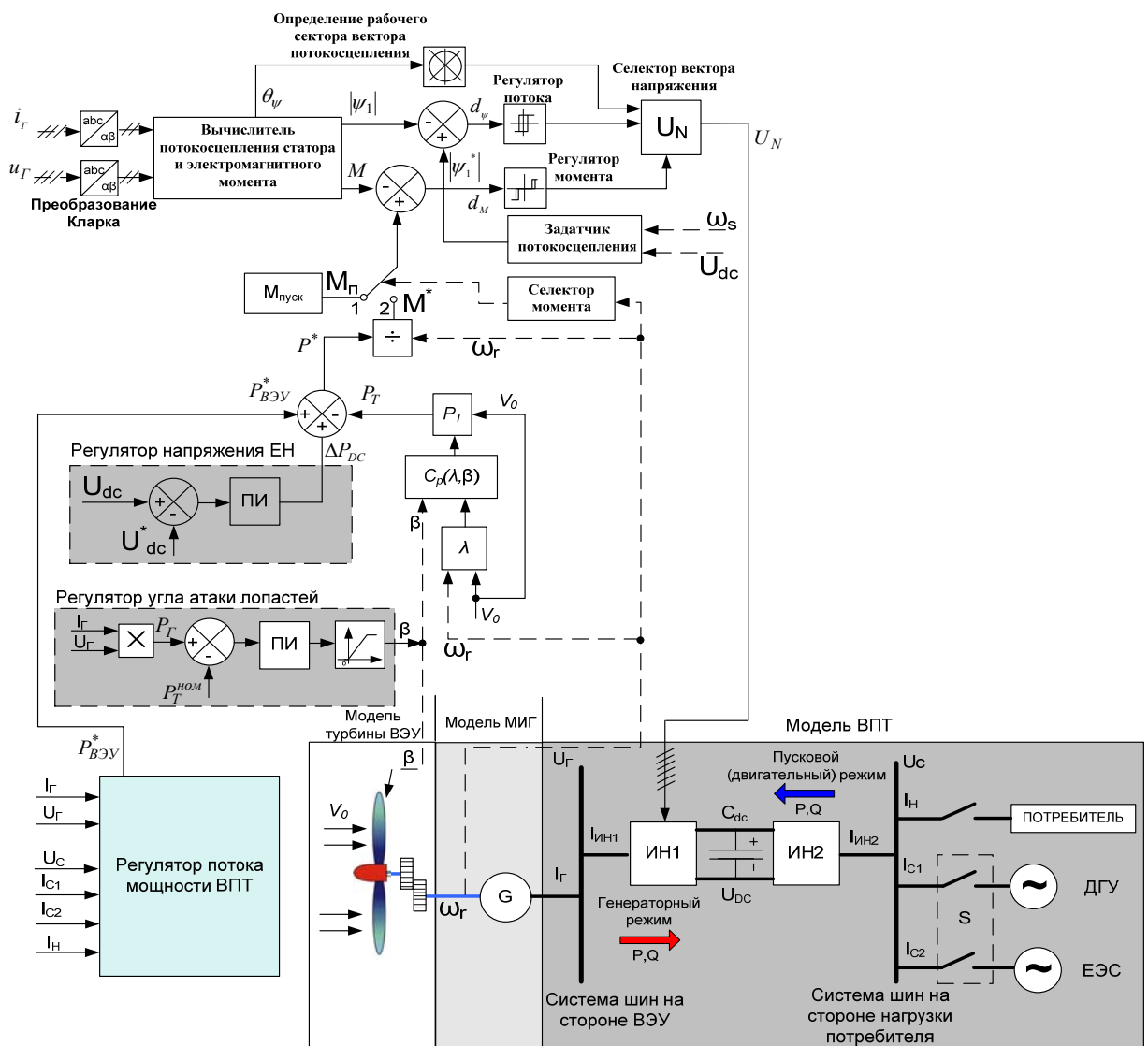


Рис. 3. – Структурная схема системы управления ВПТ на стороне ВЭУ

При управлении ВПТ реализуются два режима работы ВЭУ. Пусковой режим обеспечивает передачу потока мощности из емкостного накопителя цепи постоянного тока ИН1 в статорную обмотку МИГ. Данный режим применяется для запуска ВЭУ и перевода МИГ из двигательного режима работы в режим генерации. В случае отсутствия или нехватки запасенной энергии в конденсаторной батарее для запуска ВЭУ подключается ИН2, который обеспечивает передачу потока мощности от ЕЭС или ДГУ. В генераторном режиме работы ВЭУ осуществляется реверсирование потоков мощности в ВПТ, за счёт чего совершается передача электроэнергии

вырабатываемой МИГ в нагрузку потребителя. В случае нехватки вырабатываемой электроэнергии ВЭУ возможно параллельное подключение к нагрузке ДГУ. Переключение между пусковым и генераторным режимами работы осуществляет блок селектора момента (см. рис. 3), который в зависимости от величины сигнала обратной связи по скорости вращения ротора МИГ ( $\omega_r$ ) выполняет переключение между сигналами задания электромагнитного момента.

Для решения задачи стабилизации выходной мощности ВЭУ введены два контура регулирования: на стороне электрической системы – регулирование электромагнитного момента МИГ ( $M^*$ ), на стороне механической системы - регулирование угла атаки лопастей турбины ( $\beta$ ).

Контур регулирования угла атаки лопастей применяется для ограничения и стабилизации выходной мощности ВЭУ при коэффициенте быстроходности  $\lambda > \lambda_{НОМ}$  (см. рис. 2). На данном участке энергетической характеристики при регулировании угла атаки лопастей происходит ограничение и стабилизация выходной мощности турбины с целью предотвращения выхода МИГ за пределы электрической и механической прочности. В соответствии с этим, в контуре регулирования угла атаки лопастей производится вычисление разности между номинальным значением выходной мощности турбины  $P_T^{НОМ}$  и измеренным значением выходной мощности МИГ  $P_r$ . Полученный сигнал рассогласования мощностей усиливается и поступает на блок ограничения угла атаки лопастей (см. рис. 3). Если выходная мощность МИГ  $P_r$  меньше номинальной мощности турбины  $P_T^{НОМ}$ , то сигнал рассогласования отрицателен, а выходное значение угла атаки лопастей равно нулю. Откуда следует, что ВЭУ находится в зоне разгона и выхода на оптимальное значение выходной мощности

---



энергетической характеристики. В случае превышения  $P_{Г}$  над опорным значением  $P_{Г}^{ном}$ , вычисленное значение угла атаки лопастей станет положительной величиной и произойдет ограничение генерируемой мощности ВЭУ.

Контур регулирования электромагнитного момента МИГ ( $M^*$ ) разработан на основе метода ПУМ. В начале процесса регулирования, измеренные значения напряжения ( $U_{Г}$ ) и тока ( $I_{Г}$ ) в статорной обмотке МИГ преобразуются в базовую векторную систему координат  $\alpha, \beta, \gamma$  блоком преобразования Кларка. Затем производится вычисление модуля вектора потокосцепления статора ( $\psi_1$ ) и его фазового угла, а так же электромагнитного момента ( $M$ ) из соответствующих уравнений:

$$\psi_1^{\alpha\beta} = \int (u_1^{\alpha\beta} - r_1 i_1^{\alpha\beta}) dt$$
$$M = \frac{3}{2} z_p (\psi_{1\alpha} i_{1\beta} - \psi_{1\beta} i_{1\alpha})$$

Из полученных сигналов текущего значения электромагнитного момента и модуля вектора потокосцепления статора вычитаются сигналы задания  $M^*$  и  $|\psi_1|^*$  (см. рис. 3). Полученные сигналы рассогласования  $d_M$  и  $d_\psi$  поступают на вход релейных регуляторов с гистерезисной характеристикой (регулятор потока и регулятор момента, на рис. 3) [10], который определяет направление отклонения соответствующих сигналов относительно задающих. Вычислив положение вектора потокосцепления на плоскости базовых векторов и зная направление отклонения сигналов рассогласования  $d_M, d_\psi$ , можно сформировать комбинацию состояний ключей ИН1, при которой будет выработан базовый вектор напряжения, минимизирующий отклонение от заданных значений.

Таким образом, при использовании системы автоматического регулирования МИГ на основе метода ПУМ модуль потокосцепления статора и электромагнитный момент будут находиться в зоне допустимого отклонения от заданного значения, определяемого величиной гистерезиса соответствующего регулятора.

Основным задающим элементом величины и направления потока мощности во всей ВЭУ является блок регулятора потока мощности ВПТ (см. рис. 3). Данный блок производит расчёт генерируемой и потребляемой мощностей в соответствии с измеренными значениями напряжений и токов в системе шин на стороне ВЭУ и в цепи нагрузки. Исходя из полученных значений вычисляется величина задания генерируемой мощности ( $P_{ВЭУ}^*$ ), которую необходимо выработать ВЭУ для покрытия нужд потребителя.

В итоге, введение двухконтурной системы управления ВПТ на стороне ВЭУ, объединяющей в себе аэродинамическое и электромеханическое регулирование генерируемой мощности, обеспечивает достижение следующих результатов:

- увеличить качество стабилизации выходной мощности ВПТ, за счёт сокращения времени реакции системы на изменение в генерируемой (скорость ветрового потока) и потребляемой мощностях (сопротивление нагрузки потребителя);

- повысить выработку генерируемой мощности ВЭУ, путём повышения точности поддержания максимально возможной величины коэффициента мощности турбины при регулировании электромагнитного момента МИГ;

- обеспечить дополнительную бесперебойность питания нагрузки потребителя, за счёт аккумуляирования излишков генерируемой мощности ВЭУ в электрическую энергию ёмкостного накопителя ВПТ, а так же в кинетическую энергию путем регулирования скорости вращения турбины.

---

## Литература

1. Чивенков А.И., Лоскутов А.Б., Михайличенко Е.А. Анализ применения и развития ветроустановок // Промышленная энергетика. 2012. №5. С. 57-63.
  2. Удалов С.Н., Ачитаев А.А., Суяков С.А. Инновационные технологии в ветроэнергетике. Saarbrücken: LAP LAMBERT Academic Publishing, 2014. 160 с.
  3. Manusov, V., S. Udalov, A. Chivenkov, A. Achitaev and S. Suyakov, 2013. The technical complex of increasing energy efficiency of wind power station. European Science and Technology: materials of the V international research and practice conference (issue 1), Vela Verlag Waldkraiburg, pp: 432-440.
  4. Ачитаев А.А. Моделирование асинхронного ветрогенератора на малоинерционном роторе средствами программного комплекса ELCUT 5.7 // Возобновляемые источники энергии: Материалы седьмой всероссийской научной молодежной школы с международным участием. М.: МИРОС, 2010. С. 47-50.
  5. Чивенков А.И., Гребенщиков В.И., Антропов А.П., Михайличенко Е.А. Расширение функциональных возможностей инвертора напряжения систем интеграции возобновляемых источников энергии и промышленной сети // Инженерный вестник Дона, 2013, №1 URL: [ivdon.ru/ru/magazine/archive/n1y2013/1564/](http://ivdon.ru/ru/magazine/archive/n1y2013/1564/).
  6. Харитонов В.П. Автономные ветроэлектрические установки. М.: ГНУ ВИЭСХ, 2006. 280 с.
  7. Guo-Qiang, W. and W. Zhi-xin, 2010. Control of HVDC-Light Transmission for Offshore Wind Farms Based on Input-Output Feedback Linearization and PSO. WSEAS Transactions on systems (issue 11), World Scientific and Engineering Academy and Society, pp: 1109-1119.
-

8. Heier, S., 2006. Grid Integration of Wind Energy Conversion Systems. John Wiley & Sons Ltd, pp: 446.
9. Anderson, P.M. and A. Bose, 1983. Stability Simulation of Wind Turbine Systems. IEEE Transactions on Power Apparatus and Systems (issue 12), IEEE, pp: 3791 - 3795.
10. Усольцев А.А. Частотное управление асинхронными двигателями. СПб.: СПбГУ ИТМО, 2006. 94 с.
11. Bose, K., 2001. Modern Power Electronics and AC Drives. N.J.: Prentice-Hall, pp: 736.
12. Данилова М.Г., Чернышов С.Ю., Сидоров Е.Н., Основин М.С. Моделирование асинхронного привода с нечетким прямым управлением момента в Simulink // Инженерный вестник Дона, 2014, №3 URL: ivdon.ru/ru/magazine/archive/n3y2014/2456.

### References

1. Chivenkov A.I., Loskutov A.B., Mikhaylichenko E.A. Promyshlennaya energetika. 2012. №5. pp. 57-63.
  2. Udalov S.N., Achitaev A.A., Suyakov S.A. Innovatsionnye tekhnologii v vetroenergetike [Innovative technologies in wind power]. Saarbrücken: LAP LAMBERT Academic Publishing, 2014. 160 p.
  3. Manusov, V., S. Udalov, A. Chivenkov, A. Achitaev and S. Suyakov, 2013. The technical complex of increasing energy efficiency of wind power station. European Science and Technology: materials of the V international research and practice conference (issue 1), Vela Verlag Waldkraiburg, pp: 432-440.
  4. Achitaev A.A. Vozobnovlyaemye istochniki energii: Materialy sed'moy vserossiyskoy nauchnoy molodezhnoy shkoly s mezhdunarodnym uchastiem [Renewable energy: Proc. Seventh All-Russian Scientific Youth School with International Participation]. Moscow, 2010. pp. 47-50.
-

5. Chivenkov A.I., Grebenschikov V.I., Antropov A.P., Mikhaylichenko E.A. Inzhenernyj vestnik Dona (Rus), 2013, №1 URL: [ivdon.ru/ru/magazine/archive/n1y2013/1564/](http://ivdon.ru/ru/magazine/archive/n1y2013/1564/).

6. Kharitonov V.P. Avtonomnye vetroelektricheskie ustanovki [Autonomous wind power installation]. Moscow: GNU VIESKh, 2006. 280 p.

7. Guo-Qiang, W. and W. Zhi-xin, 2010. Control of HVDC-Light Transmission for Offshore Wind Farms Based on Input-Output Feedback Linearization and PSO. WSEAS Transactions on systems (issue 11), World Scientific and Engineering Academy and Society, pp: 1109-1119.

8. Heier, S., 2006. Grid Integration of Wind Energy Conversion Systems. John Wiley & Sons Ltd, pp: 446.

9. Anderson, P.M. and A. Bose, 1983. Stability Simulation of Wind Turbine Systems. IEEE Transactions on Power Apparatus and Systems (issue 12), IEEE, pp: 3791 - 3795.

10. Usol'tsev A.A. Chastotnoe upravlenie asinkhronnymi dvigatelyami [Frequency controlled induction motors]. SPb.: SPbGU ITMO, 2006. 94 p.

11. Bose, K., 2001. Modern Power Electronics and AC Drives. N.J.: Prentice-Hall, pp: 736.

12. Danilova M.G., Chernyshov S.Yu., Sidorov E.N., Osnovin M.S. Inzhenernyj vestnik Dona (Rus), 2014, №3 URL: [ivdon.ru/ru/magazine/archive/n3y2014/2456](http://ivdon.ru/ru/magazine/archive/n3y2014/2456).