

УДК 621.658.012.531

В.И. Буяльский, преподаватель

*Севастопольский филиал Саратовского государственного социально-экономического университета
ул. Вакуленчука, 29, корп. 4, г. Севастополь, Украина, 99053*

E-mail: bv2347@yandex.ru

ПОВЫШЕНИЕ ЭФФЕКТИВНОСТИ УПРАВЛЕНИЯ ВЕТРОТУРБИНОЙ

Сделан обзор основных способов управления ветротурбинами. Разработана математическая модель ротора генератора ветроустановки как объекта управления. Проведено тестирование simulink-модели системы управления в среде MATLAB.

Проблемы повышения эффективности управления ветроэнергетической установкой. В настоящее время во всем мире наблюдается повышенный интерес к использованию в различных отраслях экономики нетрадиционных возобновляемых источников энергии (НВИЭ). Ведется бурная дискуссия о выборе путей развития энергетики. Это связано, прежде всего, с растущей необходимостью охраны окружающей среды и истощением ископаемых природных ресурсов.

Ветер – один из нетрадиционных источников энергии, который рассматривается специалистами, как один из наиболее перспективных, способный заменить не только традиционные источники, но и ядерную энергетику.

Современная ветроэнергетика имеет ряд проблем, которые негативным образом влияют на повышение эффективности энергосбережения, что предусматривается Законом «Об энергосбережении». Наиболее актуальные из них следующие: обеспечение продолжительного функционирования ветроэлектрических агрегатов; обеспечение эффективного использования энергии ветра; стабилизация частоты электроэнергии, которую вырабатывают ветроустановки.

Цель статьи – разработка математической модели ротора генератора ветротурбины и тестирование устойчивости системы управления установкой на основе этой модели.

Анализ системы управления, являющейся основой исследования. Для анализа системы управления использована ВЭУ USW 56–100, работа которой полностью автоматизирована, управляется рабочей программой встроенного микропроцессорного устройства и реализует следующие режимы работы:

- исходное положение – лопасти находятся в положении «флюгер» (угол питча 82°);
- оценка скорости ветра – работа турбины начинается с оценки скорости ветра по числу оборотов ротора генератора;
- разгон до синхронной частоты вращения – данный режим начинается ступенчатым уменьшением угла питча, включается двигатель привода питча, разворачивает лопасти из флюгерного положения на угол питча, равный 35° (в сторону «мощность»). Разворот лопастей выполняется за $5 \dots 8$ с, в зависимости от начального угла питча. Двигатель привода питча периодически включается на короткое время, каждый раз поворачивая лопасти на $1 \dots 3^\circ$. При достижении синхронной частоты вращения устройство управления выдаст команду на включение главного контактора;
- выключение – производится разворотом лопастей в направлении «флюгер» шагами с периодичностью около 1 с.

Анализ последних исследований и публикаций. В диссертационной работе [1] выполнено обоснование и исследование необходимых законов и параметров управления нестационарными режимами работы ветроустановок промышленных ВЭС для уменьшения аэродинамических и электромеханических нагрузок на силовые элементы конструкции в процессе эксплуатации, которое заключается в следующих способах управления генерированной мощностью:

- флюгерный способ, который основан на изменении значения угла поворота лопастей в сторону увеличения с увеличением скорости ветра;
- антифлюгерный способ – заключается в том, что угол поворота лопастей необходимо сначала увеличивать, а потом уменьшать; одно и то же значение угла необходимо устанавливать в процессе управления для двух разных значений скорости ветра, что усложняет реализацию алгоритмов управления, особенно при наличии порывов ветра;
- способ автостабилизации вырабатываемой мощности присутствует для определенных фиксированных значений угла при больших скоростях ветра, суть которого состоит в том, что с ростом скорости ветра мощность ротора сначала увеличивается, а затем начинает уменьшаться;
- способ управляемой автостабилизации, который заключается в недопустимости уменьшению мощности при больших скоростях ветра путем поворота плоскости управления на незначительный угол.

В диссертационной работе [2] управление базируется на устранении искажения информации о скорости ветра при турбулентном потоке воздуха. Разработан закон управления угловым положением

лопастей в соответствии с изменениями скорости воздуха, которая измеряется в турбулентном потоке за ветроколесом, что дает возможность на 5...10 % увеличить производство электроэнергии и в 5 раз уменьшить ошибку стабилизации частоты электротока. Формула изменения направления потока за плоскостью вращения лопастей дает возможность активно руководить ориентацией ветроколеса на ветер и, таким образом, увеличить выработку электроэнергии ветроагрегатом на 20 % за счет уменьшения угла разногласия между направлением ветра и осью.

В диссертационной работе [3] управление построено на основе системы нелинейной модели ветротурбины и модели асинхронно-синхронного генератора (АСГ). Разработана математическая модель, которая позволила проанализировать режимы работы ВЭУ с АСГ при переменной скорости вращения ротора и определить допустимые пределы скольжения. В основу этой модели заложена нелинейная модель ветротурбины и модель АСГ на основе уравнений обобщенного электромеханического преобразования Парка-Горева.

Задачей системы управления является задание такого тока и фазы возбуждения АСГ, при котором момент генератора будет отслеживать изменения момента ветротурбины при поддержании максимума аэродинамического КПД и стабильности параметров генерируемой энергии. Наиболее просто это реализуется с помощью программной системы управления. Задающим влиянием данной системы есть угловая скорость вращения ротора, которая поступает от датчика углового положения ротора.

Анализ систем управления угловым положением лопастей ВЭУ USW 56–100, как и представленных исследований рефератов диссертаций свидетельствует о том, что в основе их управления лежит принцип измерения скорости ветра по одному из двух вариантов:

- сравнения частоты вращения лопастей и вмонтированного кварцованного генератора базовой частоты с дальнейшей передачей команды выполняющим органам (электрическим или гидравлическим) на изменение угла атаки лопастей, пропорционально измеренному разногласию частот; при такой схеме, рабочим органом, который измеряет скорость ветра, есть ротор ветротурбины;

- управление угловым положением лопастей производится на основе измерителя скорости ветра, то есть, при каждом минимальном изменении скорости ветра ставится в соответствие минимальное изменение угла атаки лопасти (минимум функционалу управления); рабочим органом, который измеряет скорость ветра, есть анемометр.

Недостатки существующих подходов управления. Недостаток управления проявляется в запаздывании установки необходимого угла атаки лопасти и характеризуется следующими причинами: управление ветротурбиной, производится после измерения частоты вращения ротора генератора; наличие постоянной времени переходного процесса; быстрое изменение скорости ветра, как внешнего возмущающего воздействия.

Последствия от недостатка существующих подходов управления: ухудшение качества вырабатываемой электроэнергии (импульсные скачки напряжения); преждевременный износ деталей (избыточность поворотов лопастей); отсутствие экономии электроэнергии (избыточность включения двигателя угла pitch).

Пути повышения эффективности управления.

Повышение эффективности управления ветротурбиной возможно за счет упреждения изменения скорости ветра, что позволит заблаговременно подготовить систему для установки номинального угла атаки лопасти.

Разработка математической модели ротора генератора ветротурбины, как объекта управления. Определение зависимости частоты вращения ветроколеса от скорости ветра. Первым этапом решения данной задачи, является описание математической модели ротора генератора, как объекта управления. Из [4] известно, что зависимость частоты вращения ветроколеса от скорости ветра определяется как $n = \frac{60fZ}{\pi D}$, об/мин. Уравнение связи ширины лопасти и коэффициента подъемной силы с деформацией потока, характеризуемого коэффициентом торможения, имеет вид

$$ibC_y = 8\pi r \frac{e}{(1+e)(1-e)^2(Z_u + \mu)\sqrt{1+Z_u^2}}. \text{ Учитывая, что } \mu \text{ в большинстве случаев близко к нулю, а}$$

$$\frac{1}{\sqrt{1+Z_u^2}} = \sin\beta, \text{ тогда: } ibC_y = 8\pi r \frac{e}{Z_u(1+e)(1-e)^2} \sin\beta \text{ или } Z_u = \frac{8\pi re}{ibC_y(1+e)(1-e)^2} \sin\beta. \text{ При высокой}$$

быстроходности можно принять $Z_u = \frac{Z}{1-e}$, тогда коэффициент быстроходности (Z) определится как

$$Z = Z_u(1-e). \text{ Отсюда } Z = \frac{8\pi re}{ibC_y(1-e)^2} \sin\beta \text{ или } Z = \frac{480eV}{ribC_y(1-e)^2} \sin\beta.$$

В таблице 1 [4] представлены значения коэффициента торможения e в зависимости от коэффициента использования энергии ветра (C_p).

Таблица 1 – Значения коэффициента торможения e

e	0,1	0,2	0,3	0,4	0,5	0,6	0,7	0,8	0,9	1,0
C_p	0,324	0,512	0,593	0,576	0,500	0,384	0,252	0,128	0,036	0

При коэффициенте быстроходности $Z=5$ (для исследуемой ветротурбины USW56–100), коэффициент использования энергии ветра составит $C_p=0,4$, для которого $e = \frac{6}{10} = \frac{3}{5}$ получим

$$n = \frac{450V}{ribC_y} \sin\beta.$$

Зависимость коэффициента подъемной силы (C_y) от угла поворота лопасти (α).

Коэффициент подъемной силы (C_y) зависит от угла поворота лопасти (α). На малых углах атаки C_y возрастает пропорционально углу α , поэтому качество крыла на таких углах возрастает. С выходом на большие углы атаки коэффициент подъемной силы уменьшается и соответственно уменьшается качество крыла. Угол атаки, при котором качество крыла достигает своего максимального значения (C_y возрастает пропорционально углу α), составляет $\alpha_{max} = 20^\circ \dots 25^\circ$. Профиль крыла исследуемой ветротурбины является симметричным, что в соответствии с [1], $\alpha = 0$ при $C_y=0$, а $\alpha_{кр} = 22^\circ$ при $C_y=1,6$. Тогда $C_y = \frac{1,6}{22^\circ} = 0,07\alpha$. Постоянная частота ветроколеса будет равна $n = \frac{450V}{rib0,07\alpha} \sin\beta = \frac{6429V}{rib\alpha} \sin\beta$.

Угол поворота лопасти (α) может быть выражен через угол (β) между плоскостью вращения ветроколеса и направлением воздушного потока, набегающего на крыло с относительной скоростью ветра (v). На рисунке 1 изображен план скоростей воздушного потока [4]. Отрезок CD параллельный отрезку AB, и образует с плоскостью направления вращения ветроколеса (XX) угол атаки (α) для лопасти, а также является биссектрисой угла β . При изменении β изменится вектор относительной скорости v . Отсюда следует, что вектор относительной скорости v зависит от угла β . Значит, $\beta = 2\alpha$, или $\sin\beta = \sin 2\alpha$. В результате имеем:

$$n = \frac{6429V}{rib} \frac{\sin 2\alpha}{\alpha}. \quad (1)$$

Ток частотой 50 Гц возможен при $n=1500$ об/мин. Передаточное отношение (для ВЭУ USW56–100) составляет $i_p=20,8$. Тогда формула (1) примет вид:

$$n = \frac{6429i_p V}{rib} \frac{\sin 2\alpha}{\alpha}. \quad (2)$$

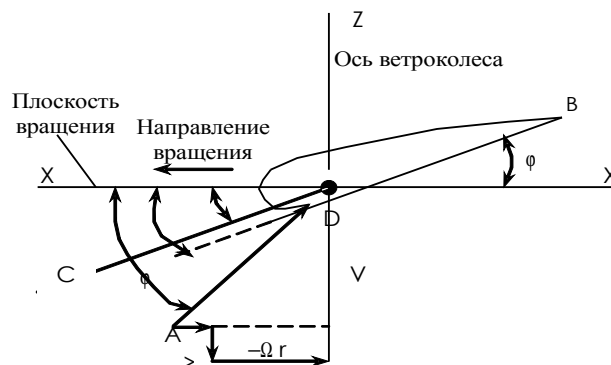


Рисунок 1– План скоростей воздушного потока

В таблице 2 представлены результаты тестирования выражения (2), а также значения $\sin 2\alpha$. Средняя величина для $\sin 2\alpha=0,83$. Подставив данное значение в (2) получим

$$n = \frac{110990}{rib} \frac{V}{\alpha}. \quad (3)$$

Для ВЭУ USW56–100: $r = 8,5$ м – длина лопасти; $i = 3$ – количество лопастей; $b = 0,68$ м – ширина лопасти.

Математическая модель ротора генератора как объекта управления. Зависимость угловой скорости ветроколеса от скорости ветра и угла атаки лопасти.

$$\omega = \frac{11617}{rib} \frac{V}{\alpha}. \quad (4)$$

Задачей управления ветротурбиной является поддержание постоянной угловой скорости (ω) ротора генератора. Описание математической модели для ротора генератора, как объекта управления, основано на том, что его угловая скорость будет иметь выходное значение в зависимости от скорости ветра (V) как внешнего возмущения, и угла поворота лопасти (α), как органа управления. Если принять, что скорость ветра постоянна ($v = \text{const}$), то ω может принять новое значение только за счет изменения α . В случае изменения скорости ветра, формула для ошибки между фактической (выходной) угловой скоростью ротора генератора и номинальной (задаваемой) будет иметь следующий вид: $\varepsilon_{(t)} = \omega_{(t)} - \omega_n$.

Тогда формула для ошибки для угла атаки будет иметь вид: $\frac{d\alpha}{dt} = \varepsilon_{(t)}$ или $\frac{d\alpha}{dt} = \omega_{(t)} - \omega_n$.

Так как $\omega_{(t)} = \frac{11617}{rib} \frac{V_{(t)}}{\alpha_{(t)}}$, то $\frac{d\alpha}{dt} = \frac{11617}{rib} \frac{V_{(t)}}{\alpha_{(t)}} - \omega_n$.

Номинальный угол атаки лопасти определяется как $\alpha_{(n)} = \alpha_{(t)} + \frac{1}{3} \frac{11617}{rib} \frac{V_{(t)}}{\alpha_{(t)}} - \omega_{(n)}$.

Таблица 2 – Результаты тестирования

n (об/мин)	V (м/с)	α (град.)	$\sin 2\alpha$
1499	7	35	0,98
1502	8	38	0,93
1502	9	41	0,91
1499	10	45	0,88
1499	11	48	0,85
1499	12	51	0,83
1502	13	54	0,82
1500	14	57	0,79
1498	15	61	0,78
1498	16	64	0,77
1502	17	69	0,79
1503	18	73	0,79
1500	19	75	0,77
1500	20	79	0,77
1498	21	82	0,76

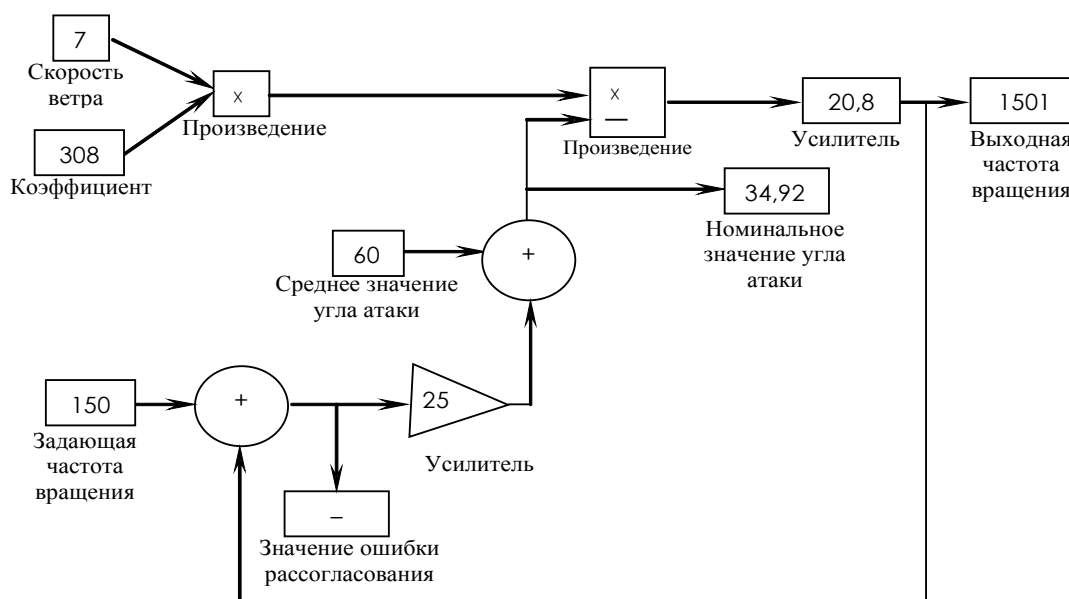


Рисунок 2 – Математическая модель ветротурбины

Таблица 3 – Результаты тестирования

Скорость ветра (м/с)	Угол атаки (°)	Частота вращения (об/мин)	Погрешность (%)
7	35	1501	0,6 %
8	40	1501	0,6 %
9	45	1501	0,6 %
10	50	1500	0 %
11	55	1500	0 %
12	60	1500	0 %
13	65	1500	0 %
14	70	1500	0 %
15	75	1499	0,6 %
16	80	1499	0,6 %
17	85	1499	0,6 %

Устойчивость системы. Проверка системы на устойчивость произведена в программном модуле «Simulink» системы «Matlab». Система имеет обратную связь. На рисунке 2 показана модель работы системы. Результаты тестирования сведены в таблицу 2.

Выводы

По результатам тестирования можно сделать вывод, что система устойчива, и на углах атаки $\alpha=35...85^\circ$ удерживает номинальную частоту вращения ротора генератора с погрешностью 0,6 % в диапазоне скорости ветра $V=7...17$ м/с.

Перспективы дальнейших исследований. Следующий этап исследования будет заключаться в построении управления, которое предполагает упреждение (прогнозирование) изменения скорости ветра с целью заблаговременно подготовить систему для установки номинального угла атаки лопасти, что позволит повысить эффективность управления ветроэнергетической установкой.

Библиографический список

1. «Управление нестационарными режимами работы ветроустановок промышленных ветроэлектростанций»: Автореферат диссертации на получение научной степени кандидата технических наук, Киев – 2003, автор Васько Виктор Петрович.
2. «Повышение аэродинамической эффективности работы ветроустановок»: Автореферат диссертации на получение научной степени кандидата технических наук, Киев – 2001, автор Козин Валерий Степанович.
3. «Усовершенствование методики согласования параметров ветротурбины и асинхронного синхронного генератора ветроэнергетической установки»: Автореферат диссертации на получение научной степени кандидата технических наук. Киев – 2003, автор Тихевич Остап Олегович.
4. Кривцов В.С. Неисчерпаемая энергия. Кн. 2. Ветроэнергетика / В.С. Кривцов, А.М. Олейников, А.И. Яковлев. – Учебник. – Харьков: Нац. аэрокосмический ун-т «ХАИ», Севастополь: Севастопольский национальный технический университет. — 2004. — 519 с.

Поступила в редакцию 7.10.2007 г.