

# ОРТОГОНАЛЬНАЯ СБАЛАНСИРОВАННАЯ ВЕТРОЭНЕРГЕТИЧЕСКАЯ УСТАНОВКА МАЛОЙ МОЩНОСТИ\*

**В.М. Лятхер, И.М. Курпичникова, Е.В. Соломин**

На основе анализа проблем, связанных с влиянием на ветроэнергетические установки внешних факторов, предлагается упрощенный способ оптимизации конструкции элементов установки. Приведены решения замены криволинейных лопастей отрезками прямых, что повысило аэродинамическое качество лопастей. По вырабатываемой мощности, скорости вращения и инерционным нагрузкам определено оптимальное количество лопастей. Установлено, что наиболее эффективной ветроустановкой является трехлопастная машина, особенностью которой являются более высокие показатели при слабых ветрах и способность самостоятельно раскручиваться из положения покоя. Конструктивной новизной является трехъярусная машина с 3 лопастями в каждом ярусе, энергопреобразующая часть которой установлена на тороидальный обтекатель. Определено наилучшее качество сопряжений траверс и узлов. Проведены расчеты предлагаемых компоновок на вибрацию в эксплуатационных и буревых режимах, показывающие удовлетворительные результаты.

*Ключевые слова:* ортогональные ветроэнергетические установки, ярус ветротурбины, крутящий момент.

Анализ различных вариантов конструкций, опыт расчетов, испытаний и эксплуатации осевых ортогональных ветроэнергетических установок показывает, что основные проблемы, сдерживающие развитие этого направления, состоят в следующем [1–3]:

- силы и моменты, действующие на лопасть, изменяются по трассе лопасти, что приводит к пульсации нагрузок на весь агрегат, его вибрации, пульсации крутящего момента и мощности генератора;
- вращающаяся система лопастей вызывает аэродинамическое торможение потока, что приводит к отъему энергии у потока с разной интенсивностью на разных участках трассы лопастей – на фронте эффективность выше, на тыльном участке ниже, на боковых участках происходит торможение ротора;
- при определенном положении лопастей тянущая сила отрицательна, что при некоторых конструкциях ротора препятствует самостоятельной раскрутке ветротурбины.

Выбираемая компоновка ротора направлена на то, чтобы устранить или уменьшить влияние этих неблагоприятных факторов на работу ортогональной осевой ветроустановки с максимальным повышением ее энергетической и технико-экономической эффективности. Поиск оптимальной конструкции ветряка является многопараметрической задачей. В нашем случае при заданной мощности изделия (1–1,5 кВт) можно упростить задачу, зафиксировав технологически освоенные параметры лопасти: профиль GAW-1 с хордой 160 мм и максимальным диаметром ротора – не более 2,2 м, определяемым стандартной шириной транспортного средства. При таких ограничениях была проведена серия расчетов по модели дискретных вихрей для одного яруса ортогональной ветроустановки, являющейся фрагментом вариантов намечаемой конструкции (рис. 1).

Эти варианты отобраны и модернизированы

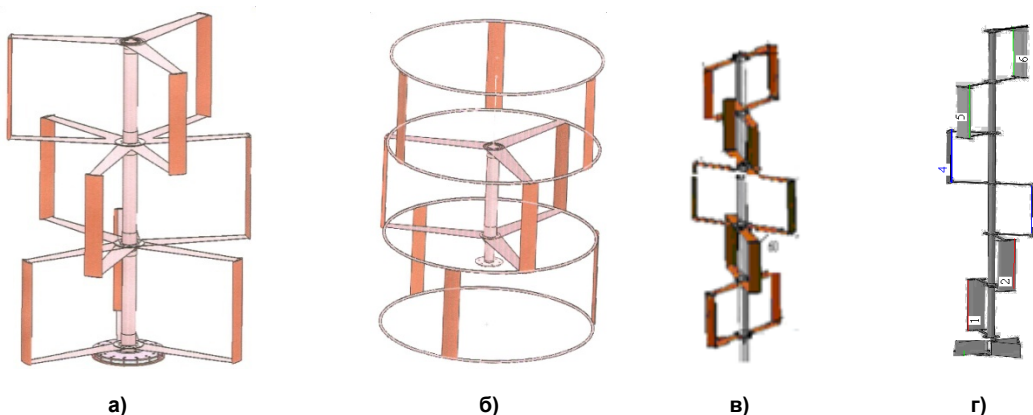


Рис. 1. Варианты компоновок ротора

\* Работа выполнена в рамках реализации Федеральной целевой программы «Научные и научно-педагогические кадры инновационной России» («Разработка и создание масштабируемой ветроэнергетической установки на основе оптимизационной методологии с организацией центра коллективного пользования»).

## Альтернативные источники энергии

на основе анализа и стилизации многих разработанных и испытанных ранее компоновок ортогональных машин, обладающих хорошей балансировкой аэродинамических сил (рис. 2, А–Л).

Стилизация наших решений состояла в том, что криволинейные лопасти во всех случаях были заменены отрезками прямых с так называемыми «концевыми шайбами» [7]. По данным опытов, такая замена не снижает, а повышает аэродинамическое качество лопастей. В табл. 1 сравнивается неравномерность аэродинамических нагрузок на

один ярус ветротурбин по вариантам рис. 1. Варианты а и б отличаются только потерями на конструктивных элементах. В табл. 2 они представлены одним вариантом. Сравнение проводится в оптимальных режимах, когда рассматриваемый ярус турбины выдает максимальную мощность (около 0,4 кВт).

В данных условиях сравнения максимальную мощность дает двухлопастная машина. Однако неравномерность нагрузок (отношение максимальной продольной силы к средней за оборот) у

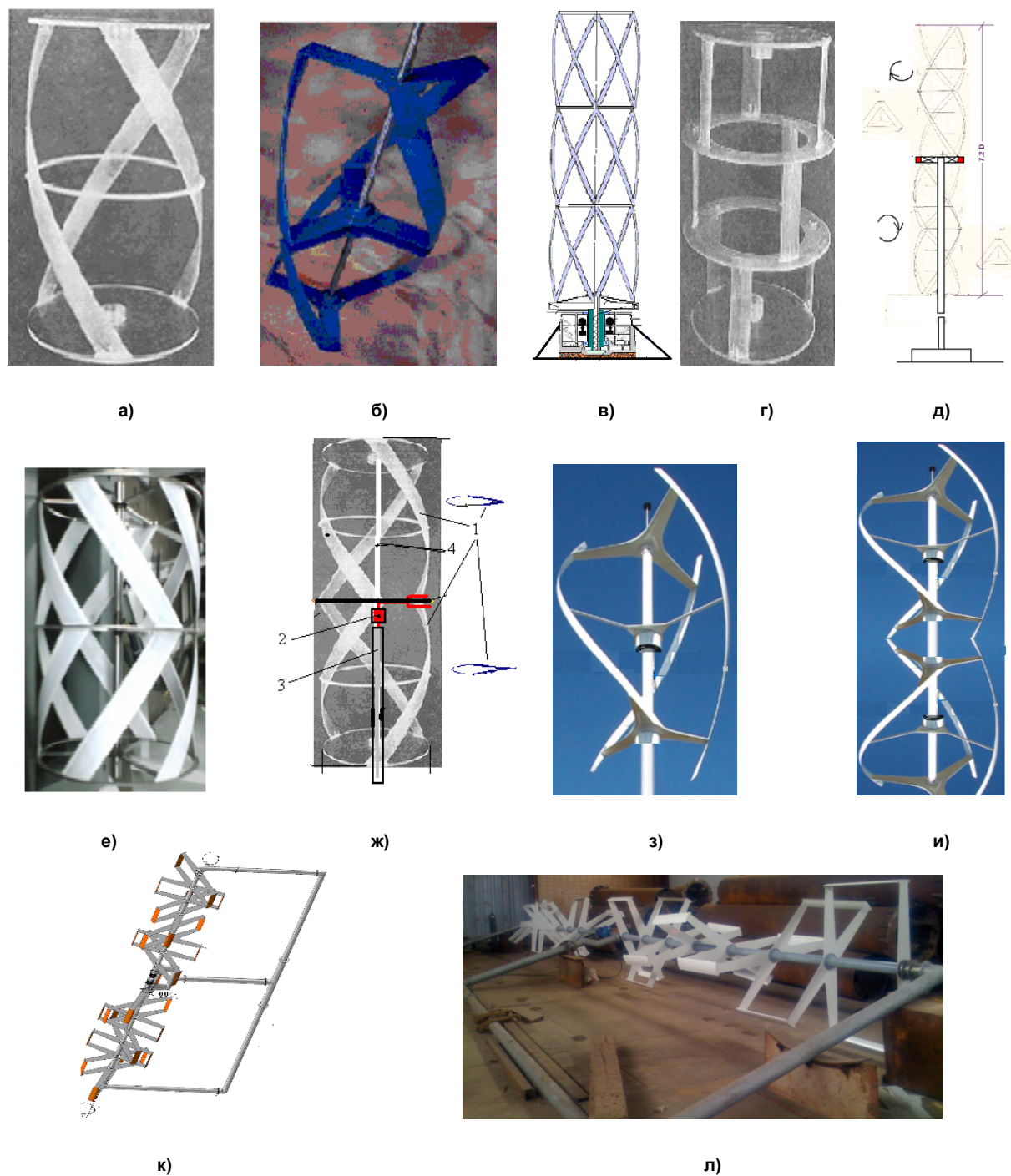


Рис. 2. Варианты конструктивных решений, уменьшающих дисбаланс аэродинамических сил [4–6]

Таблица 1

Неравномерность нагрузок на один ярус ветроустановки с разным количеством лопастей при оптимальном режиме. Хорда 160 мм, длина лопасти 900мм, разворот лопасти 2°, диаметр ротора 2,2 м, ветер 11 м/с

Крутящий момент, Нм			Мощность, кВт			Сила на ось, $F_x/F_y$ , Н		
Макс.	Средн.	Мин.	Макс.	Средн.	Мин.	Макс.	Средн.	Мин.
3 лопасти, 250 об/мин								
24,7	15,1	6,7	0,65	0,40	0,18	154/76	120/35	90/-3,8
2 лопасти, 300 об/мин								
28,6	13,9	-3,8	0,90	0,44	-0,12	213/146	108/130	-6,3/-90
1 лопасть, 450 об/мин								
21,6	8,5	-5,4	1,02	0,40	-0,26	200/194	90/27	-12/-88

двухлопастной машины в 1,5 раза больше, чем у трехлопастной и всего лишь в 1,13 раза меньше, чем у однолопастной. Недостатком однолопастной машины в данном случае малого диаметра и малой мощности агрегата является относительно высокая оптимальная скорость вращения и, соответственно, чрезмерные инерционные нагрузки. На машинах большой мощности эта особенность превратится в достоинство. Относительно низкая эффективность однолопастной машины в данном случае объясняется слишком низким затенением агрегата ( $\sigma = 0,16/2,2 = 0,0727$ ). Затенение трехлопастной машины (0,218) ближе к оптимальному, а эффективность около 25 % (рис. 3).

Для проверки в зоне максимума эффективности ротора (250 об/мин,  $V/U=2,62$ ) были проведены контрольные расчеты для профиля НАСА 0018. Для этого профиля максимальная эффективность получилась при развороте профиля на 5° ( $C_p = 0,229$ ), без разворота  $C_p = 0,222$ . Если из расчета исключить влияние траверс, то в оптимальном режиме эффективность трехлопастного ротора с нашими лопастями возрастает почти на 20 % ( $C_{p\text{ макс}} = 0,29$  при 250 об/мин).

Увеличение затенения (уменьшение диаметра ротора до 2 или до 1,8 м) приводит к увеличению оптимальной частоты вращения до 300 или до 350 об/мин с увеличением эффективности до 31,3 % или 30,7 % без траверс. При наличии 6 траверс с хордой 80 мм и толщиной 5 мм в одном ярусе эффективность ротора диаметром 2 м составит 24,7 % при скорости 250–300 об/мин. При этом расчетная мощность ротора при ветре 11 м/с в обоих случаях фактически остается такой же, как и при диаметре 2,2 м. Тогда очевидно, есть смысл принять расчетный диаметр ротора равным 1,8 м. Оптимальный угол разворота лопасти 2° (носик наружу) относительно касательной к траектории в аэродинамическом центре профиля. Дополнительным преимуществом трехлопастной машины является ее более высокие показатели при слабых ветрах и способность самостоятельно раскручиваться из положения покоя. Крутящий момент на трехъярусной машине с 3 лопастями в каждом ярусе при остановленном роторе и скорости ветра 3 м/с ожидается не менее 0,05 Нм. Для повышения эффективности агрегата рекомендует-

ся его опорную энергопреобразующую часть, расположенную у основания ротора, закрыть тороидальным обтекателем (рис. 4) [8]. При наличии в одном ярусе 6 траверс сечением 80×5 мм максимальная эффективность ротора составляет 25 % при относительной скорости лопастей  $V/U=2,57$ . При ветре 11 м/с средняя мощность одного яруса турбин составляет 340 Ватт при частоте вращения 300 об/мин (рис. 5).

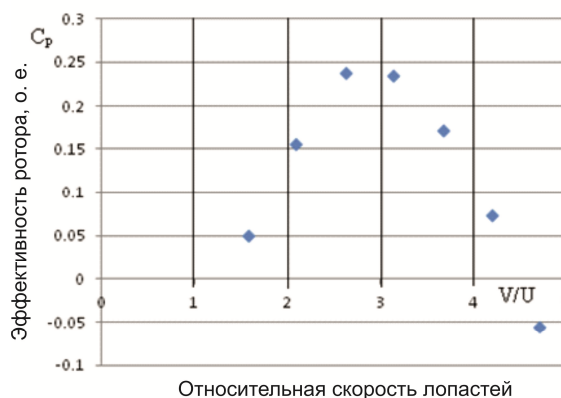


Рис. 3. Расчетная характеристика трехлопастного ротора ( $D=2,2$  м;  $b=160$  мм;  $bt=80$  мм;  $L=900$  мм)

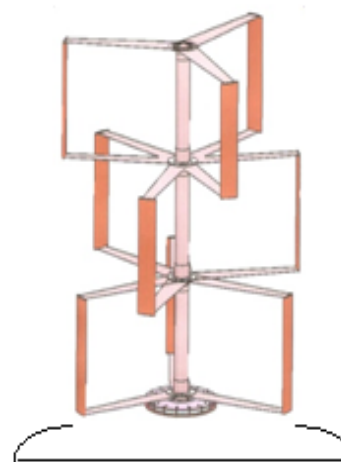


Рис. 4. Ротор с тороидальным обтекателем

## Альтернативные источники энергии

Если бы траверс не было, то эффективность выросла бы до 30 %, а мощность одного яруса турбины при том же ветре – до 400 Вт. Очень важно качество сопряжений траверс и лопастей. Представленные результаты относятся к наилучшему качеству траверс и узлов. Если качество будет средним или ниже, то максимальная эффективность снизится до 19 %. Оптимальный поворот одного яруса по отношению к другому составляет 40 градусов. В этом случае пульсация суммарных нагрузок на ротор минимальна. На рис. 6 показано изменение осредненного крутящего момента на оси одного яруса турбины в функции частоты вращения при ветре 11 м/с. Из рис. 6 видно, что в отсутствие нагрузки турбина разгонится до 500 об/мин, что не должно привести к разрушению лопастей, так как изгибающий момент в лопастях от центробежной силы составляет 42 кгм при допустимом моменте 77 кгм.

Выбранный угол разворота лопастей (2 градуса, носок наружу) оптимален. Увеличение или уменьшение этого угла снижает максимальную эффективность ротора до 24 %. Максимальная радиальная сила, действующая на лопасть при 350 об/мин, когда должно начаться торможение, при ветре 11 м/с не превышает 9 кг, т. е. суммарная

сила (с учетом центробежной силы инерции) составляет всего  $223,7 + 9 = 232,7$  кг. При ветре 26 м/с и частоте вращения 350 об/мин максимальная аэродинамическая сила на лопасть, направленная от центра, не превышает 21,5 кг. Суммарная сила, действующая на лопасть, составляет 245,2 кг, что не превышает несущей способности лопасти. Суммарные пульсации нагрузок на ротор в целом при этом сильном ветре резко возрастают.

На рис. 7 показаны значения крутящего момента, действующего на один ярус турбины диаметром 1,8 м, в функции угла поворота ротора при скорости ветра 26 м/с и частоте вращения 350 об/мин. Момент изменяется периодически с периодом 120 градусов (1/3 оборота длительностью  $60/350 \text{ с} = 0,17 \text{ с}$ , т. е. период равен 0,0571 с; ведущая частота 17,5 Гц). Очевидно, в структуре колебаний крутящего момента имеются и более высокие частоты. На рис. 8 показаны изменения продольной и поперечной компонент сил, действующих на один ярус турбины в тех же условиях.

В табл. 2 приведены численные значения нагрузок на один ярус турбины диаметром 1,8 м с 3 лопастями длиной по 0,9 м, за один период, т. е. за 1/3 оборота турбины при ветре 26 м/с и частоте вращения 350 об/мин.

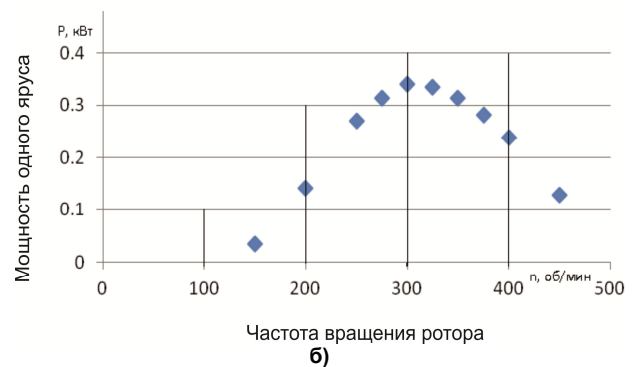
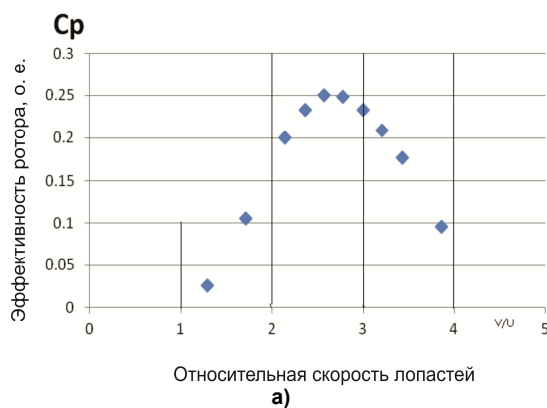


Рис. 5. Эффективность (а) и осредненная мощность одного яруса (б) в функции частоты вращения ротора ( $D=1,8$  м, скорость ветра 11 м/с, 6 траверс шириной по 80 мм и толщиной 5 мм на один ярус)

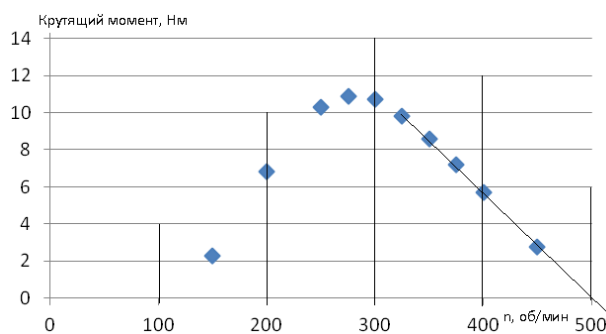


Рис. 6. Осредненный крутящий момент одного яруса турбины ( $D=1,8$  м; скорость ветра 11 м/с)

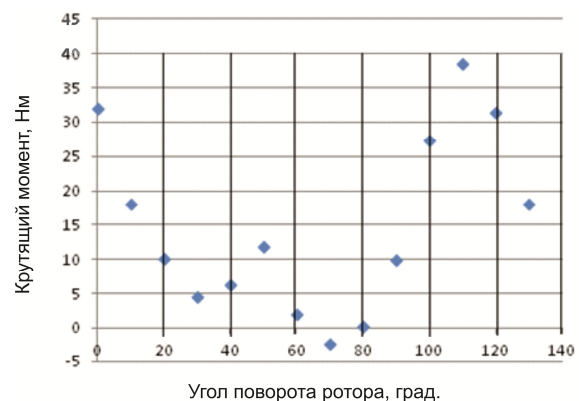


Рис. 7. Изменение крутящего момента в функции угла поворота ротора ( $D=1,8$  м; один ярус)

Таблица 2

Нагрузки на один ярус турбины диаметром 1,8 м высотой 0,9 м  
при ветре 26 м/с и частоте вращения 350 об/мин

Угол, град	0	10	20	30	40	50	60	70	80	90	100	110	120	130
Крутящий момент, Нм	32	18	10,2	4,5	6,2	11,9	2	-2,5	0,2	9,9	27,4	38,5	31,4	18
F <sub>x</sub> , Н	386	416	437	443	131	151	42	51	136	200	264	344	391	421
F <sub>y</sub> , Н	-104	-57	-19	24	85	186	135	50	-33	-106	-139	-143	-99	-44

Нагрузки на второй и третий ярусы берутся из этой таблицы со сдвигом угла на 40 или 80 градусов. Этих данных достаточно для поверочного расчета работающего агрегата. Кроме этих расчетов должны быть выполнены проверки на вибрацию в эксплуатационных и буревых режимах. Нагрузки в эксплуатационных режимах (при ветре, не превышающем 12 м/с) имеют подобную форму (рис. 9), в которой изменяется масштаб периодов (частот) нагрузок. Это связано с тем, что система управления агрегатом изменяет частоту вращения пропорционально скорости ветра, обеспечивая при любом ветре, меньшем 11–12 м/сек, максимальную эффективность агрегата. При ветре от 12 до 26 м/с расчетная частота вращения ротора будет

оставаться постоянной (350 об/мин), обеспечиваемой центробежным тормозом. Изменение нагрузок внутри цикла при ветре, меньшем 12 м/с, носит плавный характер.

При больших ветрах появляются высокочастотные гармоники (рис. 10 а, б).

На эти пульсации наложатся колебания, связанные с турбулентностью ветра.

С учетом изложенного общий режим работы трехъярусного ветряка диаметром 1,8 м общей высотой ротора 2,7 м характеризуется следующими условиями.

При ветре, меньшем 11–12 м/с, максимальная мощность ротора, передаваемая генератору, определяется по формуле:

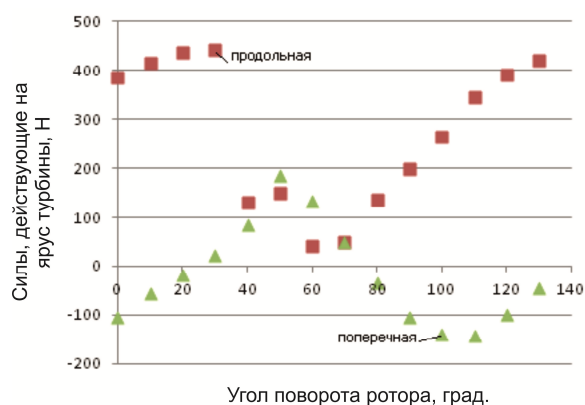


Рис. 8. Изменение компонент силы, действующей на ярус турбины диаметром 1,8 м; U=26м/с, 350 об/мин

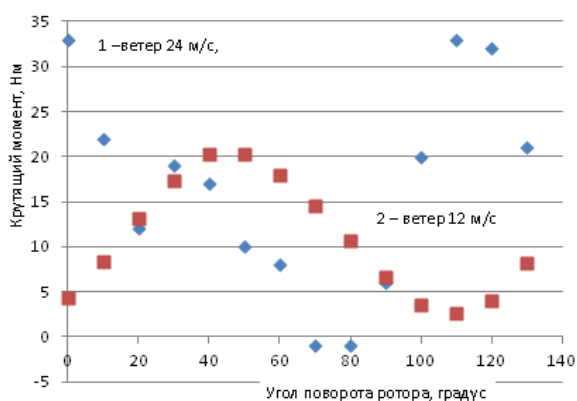
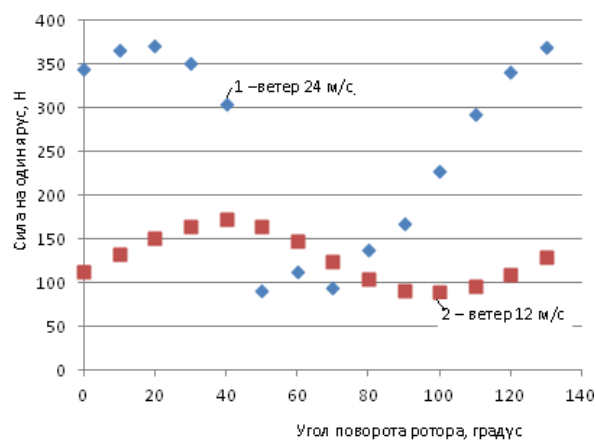
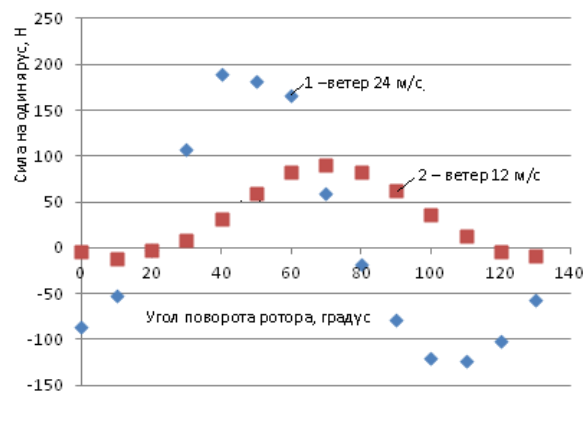


Рис. 9. Крутящий момент на оси диаметром 1,8 м при ветре 24 м/с и 12 м/с. Один ярус



а)



б)

Рис. 10. Силы, действующие на один ярус ротора диаметром 1,8 м, 350 об/мин:  
а – продольная; б – поперечная

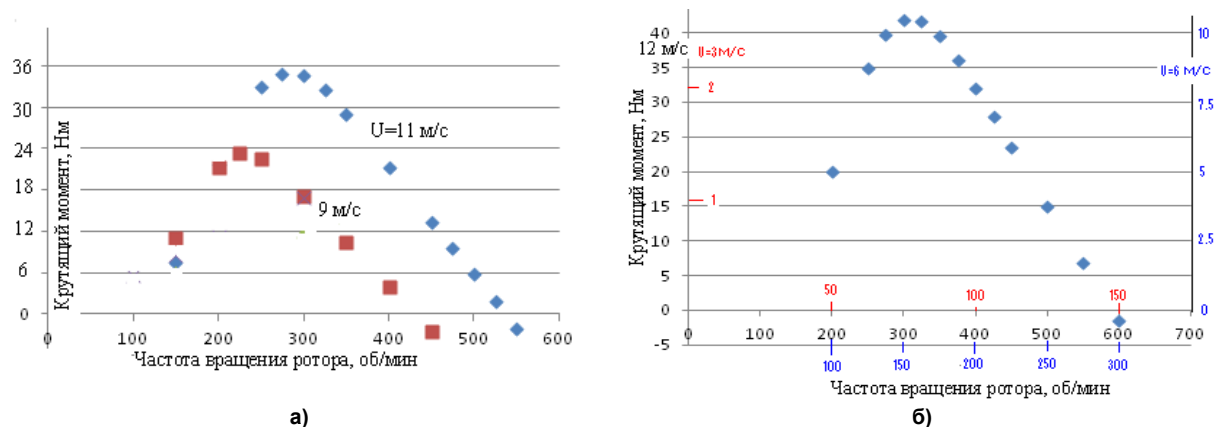


Рис. 11. Крутящий момент в зависимости от частоты вращения ротора: а – при скоростях ветра 11 и 9 м/с; б – при скоростях ветра 12, 6 и 3 м/с ( $D=1,8$  м)

$$P = \left(\frac{U}{11}\right)^3, \text{ kW.} \quad (1)$$

где  $U$  – скорость ветра, м/с.

Эта мощность достигается при оптимальной частоте вращения ротора

$$n = 27,3 \cdot U, \text{ об/мин.} \quad (2)$$

Оптимальная частота практически достигается системой регулирования электрической нагрузки на генератор.

Максимальный крутящий момент, развиваемый ротором в этом режиме, определяется по формуле:

$$M_{\text{макс}} = 33 \cdot \left(\frac{U}{11}\right)^2, \text{ Нм.} \quad (3)$$

Этот момент достигается при частоте вращения ротора

$$n = 25,4 \cdot U, \text{ об/мин.} \quad (4)$$

Без внешней нагрузки ротор при постоянном ветре разгоняется до частоты

$$n_{\text{макс}} = 45,4 \cdot U \text{ об/мин.} \quad (5)$$

Разрушение свободного ротора (без тормозов и нагрузки) от центробежных сил может быть при скорости ветра 15 м/с и больше (частота вращения 677 об/мин). Реальная частота вращения и реальная выдаваемая электрическая мощность генератора в этом режиме определится пересечением моментной характеристики ротора (рис. 11) и генератора.

При ветре, превышающем 12 м/с, и частоте вращения, достигающей 350 об/мин, должно начинаться подтормаживание ротора центробежным (или иным) тормозом, обеспечивающим не превышение частоты вращения 350 об/мин. При этом с ростом скорости ветра мощность ротора изменяется не монотонно, не превышая в среднем за оборот 2,4 кВт. Эта мощность является расчетной для тепловой проверки системы торможения.

Таким образом, если уменьшить ширину траверс до 40 мм, а толщину до 2 мм, то диаметр ротора можно уменьшить до 1,6 м, а эффективность турбины увеличить более чем до 27%. Мощность ротора при скорости ветра 11 м/с составит около 1 кВт при оптимальной частоте вращения 350 об/мин. Такой вариант с допустимой частотой вращения 400–450 об/мин может оказаться наиболее подходящим. Окончательный выбор параметров машины можно будет сделать с учетом результатов анализа вибрации агрегата при разных ветрах.

## Литература

1. Лятхер, В.М. Развитие ветроэнергетики / В.М. Лятхер // *Малая энергетика*. – 2006. – № 1–2 (4–5). – С. 18–38.
2. [http://vetrodvig.ru/?page\\_id=204](http://vetrodvig.ru/?page_id=204).
3. Курпичникова, И.М. Преобразование энергии в ветроэнергетических установках / И.М. Курпичникова, А.С. Мартыанов, Е.В. Соломин // *Альтернативная энергетика и экология*. – 2010. – № 1 (81). – С. 93–97.
4. Lyatkher V.M. Tidal Power as Basis for Hydrogen Energetic. – [http://www.cder.dz/A2H2/Medias/Download/ProcPDF/posters\[GVIII\]Renewables, Photochemicals/704.pdf](http://www.cder.dz/A2H2/Medias/Download/ProcPDF/posters[GVIII]Renewables, Photochemicals/704.pdf)
5. <http://new-energetics.com/Main/OurWindTechnology.aspx>
6. Курпичникова, И.М. Ветроэнергетическая установка с вертикальной осью вращения / И.М. Курпичникова, Е.В. Соломин // *Вестник ЮУрГУ. Серия «Энергетика»*. – 2008. – Вып. 10. – № 26. – С. 15–16.
7. Пат. № 2079702 Российская Федерация. Ветроэнергетическая установка F03D3/00 / В.М. Лятхер. – Оубл. в БИ 20.05.1997.
8. Victor Lyatkher. Orthogonal power unit Patent Number 08007235, Search for Patents Issued on August 30th, 2011.

Лятхер Виктор Михайлович, ООО «Новая энергетика», г. Москва, New Energetics, Inc., г. Кливленд, Огайо, США.

Кирпичникова Ирина Михайловна, Южно-Уральский государственный университет, г. Челябинск.

Соломин Евгений Викторович, Южно-Уральский государственный университет, г. Челябинск.

**Bulletin of the South Ural State University  
Series "Power Engineering"  
2013, vol. 13, no. 1, pp. 63–69**

## Orthogonal Balanced Low Power Wind Turbine

*V.M. Lyatkher, Moscow, New Energy; Cleveland, OH, USA New Energetics Inc.*

*I.M. Kirpichnikova, South Ural State University, Chelyabinsk, Russian Federation*

*E.V. Solomin, South Ural State University, Chelyabinsk, Russian Federation*

On the base of analysis the problems of influence of outer impacts on wind turbines, the simplified approach of optimization of the turbine components was proposed. The solutions of substitution of curvilinear air foils by linear segments increased the aerodynamic quality of the profiles. The optimal number of blades is determined on the base of the required output power, rotation speed and inertial loading. It is stated that most efficient wind turbine should contain three blades with high features on low winds and self-starting ability. The design novelty is three tier turbine with 3 blades in each tier, where energy conversion part is based on toroid type fairing. The best quality of linking of traverses and joints was determined. Predictable vibrations of proposed components are calculated for exploitation and cut-off duties, which showed satisfactory results.

*Keywords: orthogonal wind turbines, wind turbine tier, moment of torsion*

### References

1. Lyatkher V.M. Razvitiye vetroenergetiki, *Malaya energetika*, 2006, no 1–2 (4–5), pp. 18–38.
2. *Tipy vetroenergeticheskikh ustanovok*, Available at: [http://vetrodvig.ru/?page\\_id=204](http://vetrodvig.ru/?page_id=204)
3. Kirpichnikova I.M., Martyanov A.S., Solomin, Ye.V. Preobrazovaniye energii v vetroenergeticheskikh ustanovkakh, *Alternativnaya energetika i ekologiya*, Nauchno-tekhnicheskiy tsentr «TATA» 2010, no.1 (81), pp.93–97.
4. Lyatkher V.M. *Tidal Power as Basis for Hydrogen Energetic*, available at: [http://www.cder.dz/A2H2/Medias/Download/ProcPDF/posters\[GVIII\]Renewabls, Photochemicals/704.pdf](http://www.cder.dz/A2H2/Medias/Download/ProcPDF/posters[GVIII]Renewabls, Photochemicals/704.pdf)
5. *Orthogonal wind turbine*, Available at: <http://newenergetics.com/Main/OurWindTechnology.aspx>
6. Kirpichnikova I.M., Solomin E.V. Vetroenergeticheskaya ustanovka s vertikalnoy osyu vrashcheniya, *Bulletin of South Ural State University, series Power Engineering*, 2008, vol. 10, no.26, pp.15-16.
7. Patent RF № 2079702, Vetroenergeticheskaya ustanovka F03D3/00, Lyatkher V.M., Opubl. v BI 20.05.1997.
8. Victor Lyatkher. Orthogonal power unit. Patent Number 08007235, Search for Patents Issued on August 30th, 2011.

*Поступила в редакцию 10.02.2013 г.*