

## ТРАНСПОРТНОЕ И ЭНЕРГЕТИЧЕСКОЕ МАШИНОСТРОЕНИЕ

621.548

### ОПРЕДЕЛЕНИЕ АЭРОДИНАМИЧЕСКОЙ ЭФФЕКТИВНОСТИ КРУПНОГАБАРИТНОЙ ВЕТРОТУРБИНЫ С ПОВОРОТНЫМИ ЛОПАСТЯМИ

Канд. техн. наук, доц. В.В. ЧЕБОКСАРОВ, канд. техн. наук, доц. В.В. ЧЕБОКСАРОВ

*Исследуется ветроэнергетическая морская установка (ВЭМУ) с вертикальной осью вращения и поворотными лопастями, в которой крупногабаритный ротор поддерживается водой. Углы поворота лопастей предварительно рассчитаны на основе упрощенной модели сил, действующих на отдельные лопасти. Проведенные на модели всей ветротурбины цифровые эксперименты позволили уточнить управление углами. Определена зависимость коэффициента мощности ветротурбины ВЭМУ от относительной скорости ее вращения. Показано, что номинальная мощность ВЭМУ может превысить 10 МВт.*

*Wind-driven marine power plant (WDMP) with the yaw axis and adjustable blades in which the big rotor is supported by water is examined. Rotation angles of propeller blades were preliminary calculated on a simplified model of forces acting on separate blades. Digital experiments made on the whole model of wind turbine allowing specify control of angles. Association of wind turbine (WDMP) propeller power coefficient from relative velocity of its twirl is defined. It is displayed, that the nominal output of WDMP can exceed 10 megawatt*

Наблюдаемый постепенный переход ветроэнергетики по все более мощным морским установкам обоснован экономически и экологически. В то же время конструкция современных морских ветроустановок принципиально не отличается от конструкции наземных. Присущие ей недостатки, такие как ограниченность единичной мощности, эмиссия инфразвуков и опасность поражения птиц быстровращающимися лопастями, сохраняются. Разработка ветротурбины мощностью 10 мВт в рамках традиционной схемы с горизонтальной осью уже не рациональна [1].

Как альтернатива используемой ныне предложена новая схема, названная «Ветроэнергетическая морская установка» (ВЭМУ) [2—4], где в качестве ротора применен крупногабаритный кольцевой понтон, имеющий вертикальную ось вращения вокруг стационарной башни — основания, расположенной на сваях или небольшом острове (рис. 1). По периметру понтона расположены лопасти, самоустанавливающиеся к ветру в конкретной точке пространства для обеспечения наибольшего момента турбины. Энергия медленного вращения ступицы ветротурбины эффективно преобразовывается в высокоскоростное вращение вала электрогенератора посредством гидравлического привода с импульсной турбиной высокого давления.

Турбина ВЭМУ относится к турбинам поперечного потока (с вертикальной осью вращения), которые теоретически могут иметь больший коэффициент мощности, чем у турбин пропеллерного типа, воспринимающих энергию потока только в одной плоскости [5]. Среди турбин поперечного потока различают два основных типа: с лопастями на

подъемной силе (турбины Дарье) и с лопастями на силе лобового сопротивления (турбины Савониуса). ВЭМУ не может быть отнесена к указанным типам ветротурбин. Напротив, здесь использованы крупногабаритные низкоскоростные лопасти типа жестких или мягких парусов, каждый из которых максимально использует энергию ветра в локальной точке за счет их разворота. До сих пор аэродинамическая эффективность подобных турбин не была определена с необходимой точностью.

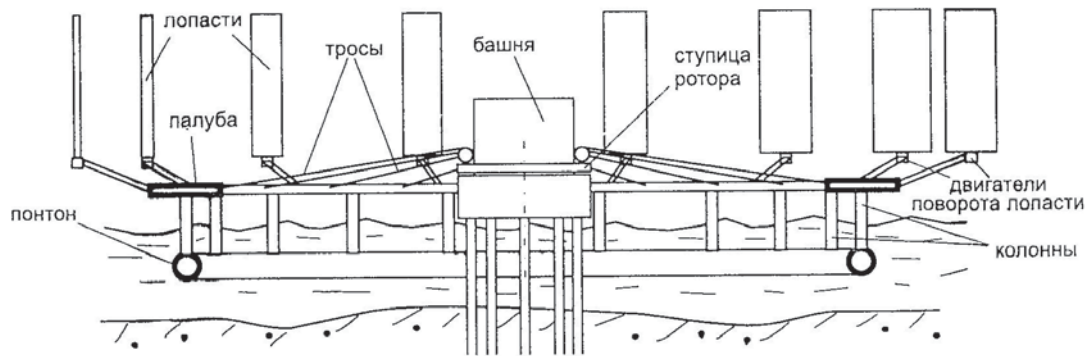


Рис. 1. Схема ВЭМУ на свайном основании

Как показано в [2, 4], за один оборот ротора ВЭМУ необходимо повернуть лопасти вокруг их вертикальных осей на пол-оборота в противоположном направлении относительно ротора. За это время на каждой лопасти передняя кромка становится задней и наоборот. Следовательно, чтобы не потерять аэродинамического качества, профиль лопасти должен быть центрально симметричным. Предлагается использовать лопасти изменяемой кривизны, схема которых похожа на конструкцию самолетного крыла с закрылком. В первом варианте лопасть может иметь продольный шарнир, соединяющий две ее части, ось которого совпадает с осью поворота лопасти. Однако относительно малая длина выпуклой части резко ухудшает аэродинамическое качество. Расширим выпуклый участок профиля путем разбиения профиля на три части (рис. 2), центральная из которых будет иметь небольшую двухстороннюю выпуклость, а крайние будут с ней шарнирно связаны. Легко показать, что в лопасти, состоящей из трех частей, закрылки могут поворачиваться механизмом, приводимым от двигателя поворота всей лопасти. Здесь разворот крайних частей профиля (закрылков) будет образовывать обширную зону застоя, а с обратной стороны профиля образуется достаточно большая зона разрежения. Таким образом, циркуляция вокруг профиля значительно увеличится. Этот профиль выбран для лопастей при дальнейших аэродинамических исследованиях турбины ВЭМУ.

Проведем 3-D анализ воздушного потока сквозь ротор ВЭМУ при установившемся ее вращении. Уравнение неразрывности несжимаемой жидкости и уравнения сохранения импульса, осредненные по Рейнольдсу, в абсолютных координатах в тензорном виде могут быть записаны соответственно так:

$$\rho \frac{\partial u_i}{\partial x_i} = 0, \quad (1)$$

$$\rho u_j \frac{\partial u_i}{\partial x_j} = -\frac{\partial p}{\partial x_i} + \mu \frac{\partial^2 u_i}{\partial x_j \partial x_j} + \frac{\partial}{\partial x_j} (-\overline{\rho u'_i u'_j}), \quad (2)$$

где  $(x_1, x_2, x_3)$  — декартовы координаты,  $(u_1, u_2, u_3)$  — среднее значение абсолютной скорости потока,  $(u'_1, u'_2, u'_3)$  — флуктуация абсолютной скорости,  $\rho$  — плотность воздуха,  $p$  — давление.

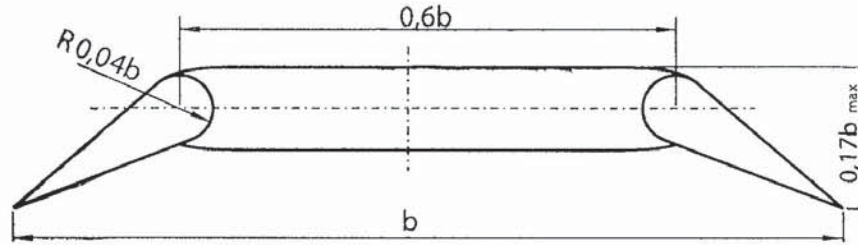


Рис. 2. Аэродинамический профиль лопастей ВЭМУ

Напряжения Рейнольдса ( $i, j = 1 \dots 3$ )

$$-\overline{\rho u'_i u'_j} = -\rho \frac{2}{3} k \delta_{ij} + \mu_t \left( \frac{\partial u_i}{\partial x_j} + \frac{\partial u_j}{\partial x_i} \right), \quad (3)$$

где  $k$  — турбулентная кинетическая энергия,  $\delta_{ij}$  — символ Кронекера,  $\mu_t$  — турбулентная вязкость.

Во вращающейся системе координат, жестко связанной с ротором, уравнения (1)—(3) можно переписать так:

$$\rho \frac{\partial U_i}{\partial X_i} = 0, \quad (4)$$

$$\rho U_i \frac{\partial U_i}{\partial X_i} = -\frac{\partial p}{\partial X_i} + \mu \frac{\partial^2 U_i}{\partial X_j \partial X_j} + \frac{\partial}{\partial X_j} (-\rho \overline{U'_i U'_j}) + \rho (A_{ij} X_j + B_{ij} U_j), \quad (5)$$

$$-\rho \overline{U'_i U'_j} = -\rho \frac{2}{3} k \delta_{ij} + \mu_t \left( \frac{\partial U_i}{\partial X_j} + \frac{\partial U_j}{\partial X_i} \right), \quad (6)$$

где  $(X_1, X_2, X_3)$  — относительные координаты,  $(U_1, U_2, U_3)$  — среднее значение относительной скорости потока,  $(U'_1, U'_2, U'_3)$  — флуктуация относительной скорости.

Преобразования абсолютных координат и скоростей в относительные имеют вид

$$X_i = C_{ij} x_j, \quad (7)$$

$$U_i = C_{ij} u_j + D_{ij} X_j. \quad (8)$$

В (5), (7) и (8) матрицы преобразований имеют вид  $[A_{ij}] = \begin{pmatrix} \omega^2 & 0 & 0 \\ 0 & \omega^2 & 0 \\ 0 & 0 & 0 \end{pmatrix}$ ,

$[B_{ij}] = \begin{pmatrix} 0 & -2\omega & 0 \\ 2\omega & 0 & 0 \\ 0 & 0 & 0 \end{pmatrix}$ ,  $[C_{ij}] = \begin{pmatrix} \cos \theta & -\sin \theta & 0 \\ \sin \theta & \cos \theta & 0 \\ 0 & 0 & 1 \end{pmatrix}$ ,  $[D_{ij}] = 0,5 [B_{ij}]$ . Здесь угловую скорость

ротора  $\omega$  удобно выразить через безразмерную линейную скорость лопасти  $\lambda$ :  $\omega = \frac{\lambda u_\infty}{R}$ , где  $u_\infty$  — скорость невозмущенного потока,  $R$  — радиус ротора по лопастям.

Используем стандартную  $k$ - $\varepsilon$  модель турбулентности, где (1)—(6) дополняются уравнениями транспорта турбулентной кинетической энергии  $k$  и скорости диссипации турбулентной энергии  $\varepsilon$ , а также выражением турбулентной вязкости  $\mu_t$

$$\rho u_i \frac{\partial k}{\partial x_i} = \mu_t \left( \frac{\partial u_j}{\partial x_i} + \frac{\partial u_i}{\partial x_j} \right) \frac{\partial u_j}{\partial x_i} + \frac{\partial}{\partial x_i} \left\{ (\mu_t / \sigma_k) \frac{\partial k}{\partial x_i} \right\} - \rho \varepsilon, \quad (9)$$

$$\rho u_i \frac{\partial \varepsilon}{\partial x_i} = C_{1\varepsilon} \frac{\varepsilon}{k} \mu_t \left( \frac{\partial u_j}{\partial x_i} + \frac{\partial u_i}{\partial x_j} \right) \frac{\partial u_j}{\partial x_i} + \frac{\partial}{\partial x_i} \left\{ (\mu_t / \sigma_\varepsilon) \frac{\partial \varepsilon}{\partial x_i} \right\} - C_{2\varepsilon} \rho \frac{\varepsilon^2}{k}, \quad (10)$$

$$\mu_t = \rho C_\mu \frac{k^2}{\varepsilon}. \quad (11)$$

Константам  $C_{1\varepsilon}$ ,  $C_{2\varepsilon}$ ,  $\sigma_k$ ,  $\sigma_\varepsilon$ ,  $C_\mu$  в (9)—(11) назначаются стандартные значения (1,44; 1,92; 1,0; 1,3; 0,09) выбранной модели турбулентности.

Решим уравнения (1)—(11) численным интегрированием, используя метод конечных объемов с пространственной дискретизацией второго порядка. Пренебрегаем небольшим аэродинамическим сопротивлением рамы и палубы турбины, а также центральной башни. Будем считать, что лопасти находятся достаточно высоко над поверхностью воды и, следовательно, можно пренебречь взаимодействием с ней потока, уходящего от лопастей вниз. Тогда в первом приближении можно рассматривать воздушный поток сквозь ротор как симметричный относительно горизонтальной плоскости, проходящей через середину лопастей. Будем проводить расчет только в области, расположенной выше этой плоскости, назначив ей граничное условие симметрии. Это позволяет сократить длительность расчета.

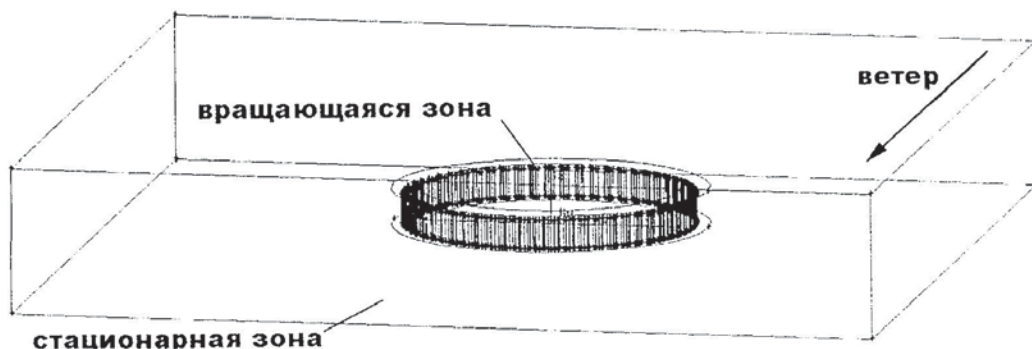


Рис. 3. Две зоны области расчета

Область расчета разделяем на две зоны. Первая зона, имеющая форму кольца (рис. 4), охватывает лопасти и ближайшие к ним ячейки, которые вращаются вместе с ротором. Ячейки второй зоны являются стационарными. Зона получена вычитанием первой зоны из параллелепипеда размерами  $6R \times 6R \times 2,5H$ , при этом, с целью увеличения точности расчета спутной струи, первая зона сдвинута на величину  $R$  навстречу ветру. Область расчета состоит примерно из 600000 тетраэдров, три четверти из которых находятся во вращающейся зоне.

Для наветренной плоскости задаем следующие граничные условия:  $u_2 = u_\infty = \text{const}$ ,  $u_1 = u_3 = 0$ . Проводятся эксперименты с несколькими значениями  $u_\infty$ , начиная с 7 м/с. Для моделирования реального воздушного потока введена небольшая начальная турбулентность. На подветренной плоскости задаем  $p = 0$ . Остальным поверхностям области расчета, за исключением лопастей, придано условие симметрии. В расчетах используются следующие значения параметров ротора: радиус  $R = 100$  м, ширина лопасти  $b = 8$  м, высота лопасти  $H = 40$  м, число лопастей  $n = 30 \dots 60$ .

Углы поворота лопастей по периметру ротора, обеспечивающие турбине наилучшую эффективность, неизвестны. Будем искать их в два этапа. Сначала проводим поиск углов, без учета затенения и отклонения потока соседними лопастями. Воспользуемся методикой, описанной в [2]. Здесь предложено искать оптимальное значение угла атаки  $\alpha_i$  для лопасти  $i$  ( $i=1 \dots n$ ) в функции азимутального угла  $\theta$  из условия

$$C_L(\alpha_i) \sin \theta - C_D(\alpha_i)(\cos \theta + \lambda) = \max, \quad (12)$$

где  $C_D$  и  $C_L$  — коэффициенты лобового сопротивления и подъемной силы соответственно.

Составлена программа поиска  $\alpha_i$  по условию (12) путем перебора с использованием предварительно полученных в ходе цифровых экспериментов с отдельной лопастью данных о  $C_D$  и  $C_L$ . На участке малых углов  $\theta$  дополнительно выбирают один из профилей лопасти: выпуклый (рис. 2) или с выпрямленными закрылками, что уменьшает лобовое сопротивление.

На втором этапе используем эти предварительные результаты для формирования геометрии лопастной системы в расчетной области. После цифрового эксперимента по картине относительной скорости потока корректируем углы атаки у тех лопастей, где углы стали отрицательными из-за отклонения потока другими лопастями. Поскольку в результате поворота лопастей картина потока вновь изменяется, то оптимальное распределение  $\alpha_i(\theta)$  для конкретных значений  $n$  и  $\lambda$  получаем после нескольких итераций «цифровой эксперимент — коррекция углов».

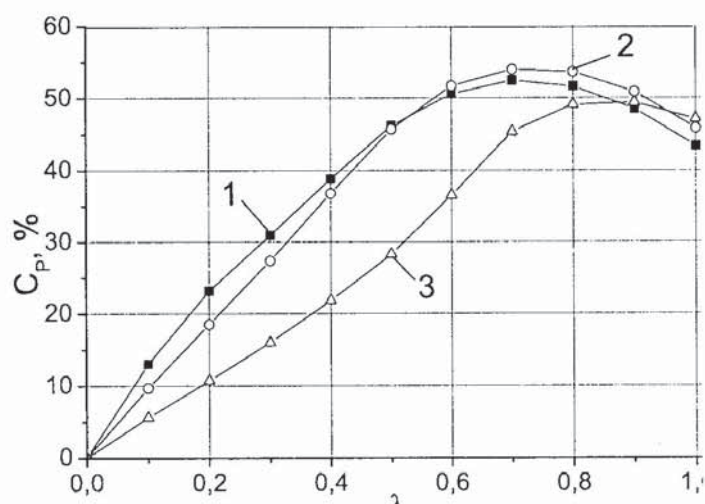


Рис. 4. Коэффициент мощности турбины: 1 —  $n = 60$ ; 2 —  $n = 45$ ; 3 —  $n = 30$

Поддержание  $\lambda = \text{const}$  при кратковременных порывах (ослаблении) ветра требует некоторого увеличения мощности приводов поворота лопастей, что не всегда возможно.

Поэтому проводим серию цифровых экспериментов, изменяя безразмерную скорость лопасти в диапазоне  $\lambda = 0 \dots 1$ , но сохраняя углы поворота лопастей, определенные описанным выше методом для  $\lambda = 0,8$ . На рис. 4 показаны полученные в итоге кривые коэффициента мощности турбины ВЭМУ  $C_p(\lambda)$  для трех значений числа лопастей  $n$ .

При  $\lambda = 0,7$ ,  $n = 45$  коэффициент мощности  $C_p$  достигает максимального значения 54%, что уже близко к теоретическому пределу (пределу Бетца), несмотря на относительно низкую угловую скорость ротора  $\omega$ . Высокая эффективность турбины может быть объяснена частичным подсосом быстрых струй внутрь турбины сверху и снизу, вместо замедленных наветренными лопастями (рис. 5), что невозможно в пропеллерных турбинах [5].

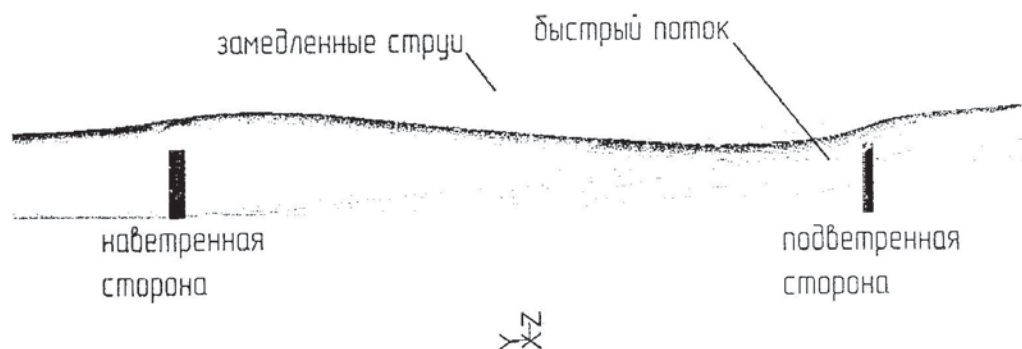


Рис. 5. Линии потока в верхней полуплоскости

Важно, что с уменьшением числа лопастей  $n$  (с уменьшением сплошности) падает энергетическая эффективность турбины при малых  $\lambda$  и коэффициент мощности турбины достигает максимума при большем значении  $\lambda$ . В целом эффективность турбины с  $n = 30$  оказывается заметно ниже, чем у турбин с большей сплошностью. Турбина с  $n = 45$  (условная сплошность  $\sigma = 58\%$ ) представляется оптимальным сочетанием высокой энергетической эффективности и пониженной стоимости.

Мощность турбины, полученная цифровым экспериментом при  $u_\infty = 16$  м/с, превысила  $N_W = 10,5$  мВт. Поскольку для ВЭМУ нет опасности разрушения лопастей центробежными силами, то номинальная скорость ветра может быть выше 16 м/с. Площадь проекции ротора  $A = 2RH = 8000$  м<sup>2</sup>, использованная в данном расчете, также далека от предельной, поскольку крупногабаритный ротор надежно удерживается водой [6]. Поэтому можно утверждать, что номинальная мощность крупногабаритных ВЭМУ достигнет нескольких десятков мВт.

#### СПИСОК ЛИТЕРАТУРЫ

1. Klinger F. et.c. The Final Frontier — is the 10 MW Turbine Possible?// Proc World Wind Conf, Berlin, 2002 (CD-ROM).
2. Чебоксаров В. В. и др. A Novel Turbine for Offshore Wind Energy: Design and Energy Conversion// Proc 12th Int Offshore and Polar Eng Conf, ISOPE, KitaKyushu. — 2002. — Vol 1. — Pp. 700—706.
3. Патент РФ №2187018. Ветроэнергетическая установка / Чебоксаров Вал. В., Чебоксаров Вик. В., Беккер А.Т., Змеу К.В. // Б.И. — 2002. — № 22.
4. Чебоксаров В. В., Чебоксаров В. В. WEMU: Development of Novel Water Supported Wind Power Plant// Proc World Wind Conf, Berlin, 2002 (CD-ROM).
5. Gorbun' A. N., Gorlov A. M. and Silant'ev V. M. Limits of the Turbine Efficiency for Free Fluid Flow// Journal of Energy Resources Technol, ASME. — 2001. — Vol. 123. — Pp. 311—317.
6. Чебоксаров Вал. В., Чебоксаров Вик. В. Исследование крупногабаритных плавучих ветротурбин // Вестник ДВО РАН. — 2005. — № 6. — С. 46—51.