

УДК 532.517.4, 621.4  
DOI: 10.26467/2079-0619-2018-21-1-40-48

## МОДЕЛИРОВАНИЕ ВИХРЕВОГО СЛЕДА ДЛЯ СЛУЧАЯ ДВУХ МОДЕЛЬНЫХ ВЕТРОУСТАНОВОК

А.С. КРЮЧКОВА<sup>1</sup>, С.В. СТРИЖАК<sup>1</sup>

<sup>1</sup>Институт Системного программирования имени В.П. Иванникова РАН, г. Москва, Россия

Работа выполнена при финансовой поддержке гранта РФФИ № 17-07-01391

На территории РФ планируется строительство нескольких крупных ветропарков (Ульяновская область, Республика Адыгея, Калининградская область, Север РФ) в 2018–2020 гг. Задачи, связанные с проектированием работы ветропарков с целью оценки их эффективности, являются актуальными на сегодняшний день. Одно из возможных направлений в проектировании связано с математическим моделированием. Метод крупных вихрей (вихреразрешающее моделирование), разработанный в рамках направления вычислительной гидродинамики, позволяет в деталях воспроизводить нестационарную структуру течения и определять различные интегральные характеристики для ветроустановок.

В данной работе проведен расчет для двух модельных ветроэлектрических установок с помощью метода крупных вихрей и метода плоских сечений при вращении лопастей турбины. Для проведения моделирования использовалась расчетная область в форме параллелепипеда и адаптированная неструктурированная сетка с тремя сетками (на 2, 4 и 8 миллионов ячеек). Математическая модель включала в себя основные уравнения неразрывности и количества движения для несжимаемой вязкой жидкости. Крупномасштабные вихревые структуры рассчитывались при помощи интегрирования фильтрованных уравнений. Расчет был проведен с использованием лагранжевой динамической модели Смагоринского для определения значения турбулентной подсеточной вязкости. Геометрические параметры ветроэлектрической установки задавались исходя из данных открытого проекта BlindTest 2-4. Все физические величины в расчетной области определялись в центре расчетной ячейки. Аппроксимация слагаемых в исходных уравнениях была выполнена со вторым порядком точности по времени и пространству. Уравнения для связи скорости, давления решались с помощью итерационного алгоритма PIMPLE. Общее количество рассчитываемых физических величин на каждом временном шаге равнялось 18. В связи с этим потребовались ресурсы вычислительного кластера.

В результате расчета течения в следе для двух трехлопастных турбин получены осредненные и мгновенные значения скорости, давления, подсеточной кинетической энергии и турбулентной вязкости, компоненты тензора подсеточных напряжений, значения коэффициентов вырабатываемой мощности и осевой нагрузки. Полученные результаты, количественно совпадающие с известными результатами экспериментов и численных расчетов, свидетельствуют о возможности адекватно рассчитать параметры течения для нескольких ветроэлектрических установок.

**Ключевые слова:** ветропарки, ветроэлектрическая установка, метод крупных вихрей, модель Смагоринского, вихревой след, профиль сечения, угол атаки, завихренность.

### ВВЕДЕНИЕ

В связи с развитием ветроэнергетики в РФ проектированием новых ветроэлектрических установок (ВЭУ), ветропарков и их эксплуатацией в различных климатических условиях на обширной территории РФ (Ульяновская область, Республика Адыгея, Калининградская область, полуостров Тамань, Арктика) возникает потребность в решении ряда научных фундаментальных и прикладных задач. К ним можно отнести оценку эффективности работы ВЭУ при их групповом расположении с учетом влияния топографии местности; оценку влияния неровностей на поверхности лопастей на КПД ВЭУ; оценку образования льда различной формы, срыва льда с поверхности лопастей и определение безопасной зоны для нахождения людей; оценку влияния вибраций лопастей и их разрушения в процессе эксплуатации ВЭУ; изучение влияния формы лопастей, расположения вихрегенераторов на поверхности лопасти с целью управления отрывом потока; определение оптимальной формы лопасти с целью снижения уровня акустиче-

ского шума и определение безопасной зоны для проживания людей; учет влияния атмосферного пограничного слоя и влияния следа от ВЭУ на локальный климат региона. При этом одна из наиболее актуальных тем связана с анализом структуры нестационарных вихревых следов за ВЭУ [1]. Поскольку на размеры территорий ветропарка накладываются сильные ограничения, актуальным становится вопрос об определении минимального расстояния между соседними ветроустановками, при котором не снижается их эффективность вследствие взаимного влияния. Было установлено, что наличие интерференции приводит к потере продуктивности до 5–10 % для береговых ветроустановок. Было показано, что потери продуктивности можно избежать при правильном выборе индивидуального режима работы для каждой ветроустановки. Таким образом, на настоящий момент в ветроэнергетике существует острая необходимость в проведении соответствующих исследований. Как показывает практика, изучение вихревого следа для ВЭУ в масштабе 1:1 с использованием специализированного диагностического оборудования является сложной задачей. Поэтому в последнее время для изучения вихревых следов от ВЭУ используют результаты эксперимента в аэродинамических и климатических трубах [2–4].

### МАТЕМАТИЧЕСКАЯ МОДЕЛЬ

В настоящей работе проводилось численное моделирование экспериментальных задач с использованием библиотеки SOWFA, разработанной Национальной Лабораторией Возобновляемой Энергии (NREL) на базе несжимаемых решателей в составе открытого пакета OpenFOAM. В составе библиотеки имеется несколько решателей, в том числе для расчета атмосферного пограничного слоя методом крупных вихрей [5, 6]. Модель Actuator Line Model (ALM), или модель плоских сечений, может быть использована для расчета течения вблизи вращающихся лопастных турбин на фиксированной расчетной сетке, что значительно экономит вычислительные ресурсы и упрощает процесс счета. Инженерная методика, используемая в модели, основана на представлении вращающихся лопастей в виде набора профилей с табулированными коэффициентами аэродинамических сил, в то время как их действие на поток моделируется посредством добавления в уравнение движения аэродинамической силы, спроецированной на расчетную сетку. В решателе *rhoFoamTurbine* использовалась вихреразрешающая модель на базе уравнений неразрывности и количества движения. Крупномасштабные вихревые структуры рассчитывались при помощи интегрирования фильтрованных уравнений. Мелкие вихри, размер которых не превышал шага расчетной сетки, моделировались с помощью лагранжевой динамической модели Смагоринского для подсеточной вязкости. Аппроксимация слагаемых в исходных уравнениях была выполнена со вторым порядком точности по времени и пространству. Полученные уравнения для связи скорости и давления решались с помощью итерационного алгоритма PIMPLE. Полученная система алгебраических уравнений для скорости, давления, тензора напряжений и параметров модели турбулентности решалась итерационным методом сопряженных градиентов с предобуславливателем. В ходе расчета были получены поля осредненных и пульсационных величин (скорость, давление, подсеточная вязкость, тензор напряжения и другие).

Основные уравнения неразрывности и движения в форме Буссинеска имеют вид

$$\frac{\partial \bar{u}_j}{\partial x_j} = 0, \quad (1)$$

где  $\bar{u}_j = u_j - u'_j$  – вектор значения разрешимой скорости после процедуры фильтрации уравнений,

$$\frac{\partial \bar{u}_i}{\partial t} + \frac{\partial}{\partial x_j} (\bar{u}_j \bar{u}_i) = -2\varepsilon_{ijk} \Omega_j \bar{u}_k - \frac{\partial \tilde{p}}{\partial x_i} - \frac{\partial}{\partial x_j} (R_{ij}^D) + \left( \frac{\rho_b}{\rho_0} - 1 \right) g_i - \left\langle \frac{\partial p}{\partial x_i} \right\rangle + f_i, \quad (2)$$

где  $\varepsilon_{ijk}$  – альтернативный символ,  $\Omega_j$  – вектор вращения Земли,  $\tilde{p}$  – значение разрешимого давления после процедуры фильтрации,  $R_{ij}^D$  – часть подсеточного тензора напряжений. Слагаемое для расчета параметра для плавучести содержит отношение плотностей  $\rho_b/\rho_0$ ,  $g_i$  – составляющая ускорения свободного падения,  $\frac{\partial p}{\partial x_i}$  – градиент давления в горизонтальном направлении.

Результирующая сила  $f_i$  определялась по методике [7]:

$$f_i^{\text{turbine}}(r) = \frac{F_i^{\text{actuator}}}{\varepsilon^3 \pi^{3/2}} \exp \left[ - \left( \frac{r}{\varepsilon} \right)^2 \right], \quad (3)$$

где  $r$  – расстояние от основания до рассматриваемого сечения профиля вдоль лопасти ВЭУ,  $\varepsilon$  – ширина Гауссовского распределения.

### ПОСТАНОВКА ЗАДАЧИ

Моделирование проводилось на базе эксперимента, выполненного в аэродинамической трубе Норвежского Университета Науки и Технологий (NTNU) в городе Тронхейм [8, 9]. Эксперимент проводился с целью получения данных для проверки численных методик в рамках тестов Blind Test 1–4. В рассматриваемом эксперименте исследовались режимы работы двух модельных ветроустановок с целью определения оптимального расстояния между двумя последовательно установленными ветрогенераторами, а также оценки влияния начальных условий на уровень суммарной вырабатываемой мощности (рис. 1). Прямоугольная закрытая рабочая часть аэродинамической трубы имела 2,71 м в ширину, 1,81 м в высоту и 11,15 м в длину. Особенностью трубы являлась возможность обеспечения постоянной, равномерной скорости во всей рабочей части. Модели имели по три одинаковые профилированные лопасти переменного сечения и переменного угла закручивания, составленные из профилей NREL S826 (рис. 2). Внешние диаметры турбины T1, стоящей сверху по потоку, и турбины T2, стоящей внизу по потоку, составляли соответственно  $D1 = 0,944$  м и  $D2 = 0,894$  м. Башня первой турбины была цилиндрической, башня второй турбины – ступенчатой, состоящей из четырех цилиндрических поверхностей. Турбины устанавливались по центральной линии рабочей части аэродинамической трубы, высоты корпусов были отрегулированы таким образом, чтобы оси обеих турбин находились на высоте 0,827 м от нижней поверхности рабочей части. Первая турбина устанавливалась на расстоянии  $x = 2D$  от входного сечения трубы, где  $D = D2 = 0,894$  м. Вторая турбина устанавливалась на расстояниях  $x/D = 2,77; 5,18; 9,00$  от первой турбины. В эксперименте моделировались три различных условия на входе в рабочую часть аэродинамической трубы: низкотурбулентный набегающий поток с интенсивностью турбулентности  $I = 0,23$  %, высокотурбулентный поток  $I = 10,0$  % и поток с неравномерной турбулентностью на входе  $I = 10,1$  %. В нашей работе были численно смоделированы низкотурбулентные условия на входе. Характерная скорость была равна скорости на входе  $U_{\text{ref}} = U_{\infty} = 11,5$  м/с. Относительные скорости кромок лопастей  $\lambda = \frac{\omega R}{U_{\infty}}$

для первой и второй турбин были равны соответственно  $\lambda_{T1} = 6$  и  $\lambda_{T2} = 4,5$ , где  $\omega$  – угловая скорость вращения лопастей. В таких условиях эксперимента вблизи модельных турбин реализуются относительно низкие числа Рейнольдса  $Re \approx 10^5$ .

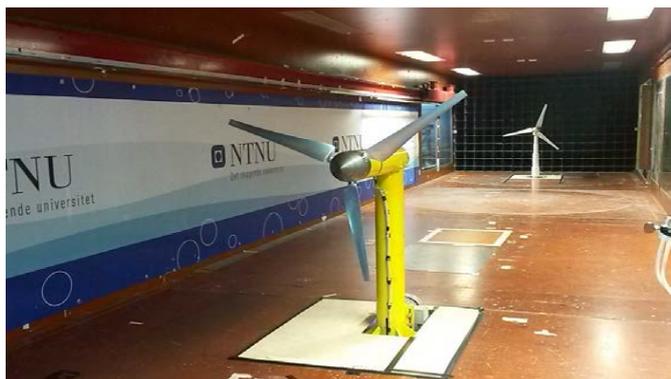


Рис. 1. 2 ВЭУ в аэродинамической трубе NTNU  
Fig. 1. 2 wind turbines in NTNU wind tunnel

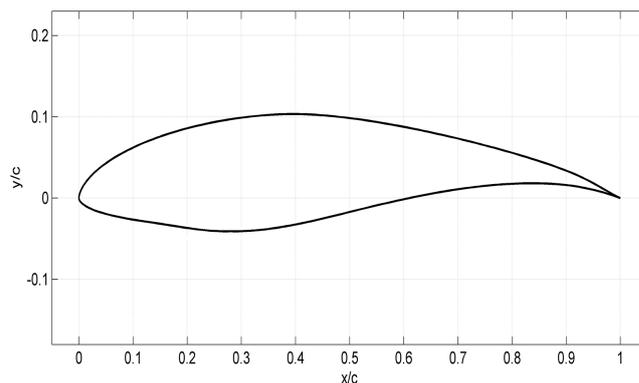


Рис. 2. Аэродинамический профиль NREL S826  
Fig. 2. Aerodynamic profile NREL S826

По аэродинамическому профилю NREL S826 имеются экспериментальные данные в форме значений аэродинамических коэффициентов [10]. Кроме того, аэродинамические коэффициенты для профиля могут быть получены с помощью известной программы XFOIL. В математической модели для определения обобщенной силы  $f_i$  использовались табличные значения коэффициентов  $C_x(\alpha), C_y(\alpha)$  для углов атаки в диапазоне от  $-180$  до  $180^\circ$  (рис. 3).

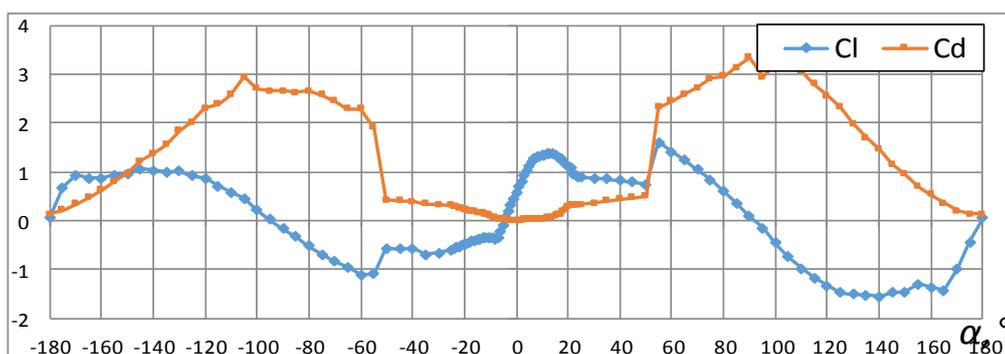


Рис. 3. Зависимость коэффициентов  $C_x(\alpha), C_y(\alpha)$  от угла атаки  
Fig. 3. Dependence of coefficients  $C_x(\alpha) = C_d, C_y(\alpha) = C_l$  on an angle of attack

Расчетная область имела форму параллелепипеда с размерами от точки с координатами  $(0; -1,355; 0)$  до точки  $(11,15; 1,355; 1,8)$ , измеряемыми в метрах, в которой находились две модельные ветроустановки (рис. 4).

При расчете использовались неструктурированные расчетные сетки с 2, 4 и 8 миллионами ячеек, при этом проводилось измельчение сетки в области следа. Гексаэдральные расчетные сетки строились посредством стандартной утилиты blockMesh. Далее выбиралась область вблизи турбин, которая должна была включать в себя спутный след, и сетка в ней уточнялась посредством утилиты refineMesh. В качестве граничных условий задавались скорость набегающего потока  $U_\infty = 11,5$  м/с на входе и атмосферное давление на выходе, те же значения задавались в качестве начальных условий. На стенках задавалось граничное условие проскальзывания. Количество сечений для лопасти турбины задава-

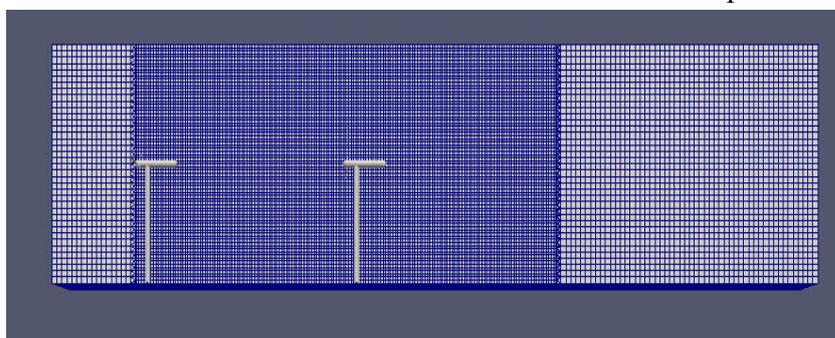


Рис. 4. Расчетная область и сетка  
Fig. 4. Domain of computation and mesh

лось равным 46. Распределение положения сечений по длине лопасти выбиралось равномерным. Величина параметра  $\epsilon$  (ширина Гауссовского распределения) в формуле (3) задавалась равным 10,0.

### РЕЗУЛЬТАТЫ РАСЧЕТА

Расчет проведен для случая, рассматриваемого в эксперименте, при взаимном расположении ветроустановок  $x/D = 5,18$ . Шаг по времени выбирался равным  $dt = 0,0005$  секунды, расчет велся до  $T_{end} = 2$  с. Поле скорости и линии тока, полученные при моделировании, представлены на рис. 5. Как видно, особое влияние качества сетки проявляется в местах схода вихрей на кромках лопастей. Также получены значения поля завихренности (рис. 6) и профили относительной скорости в сечении  $x/D = 2,77$ .

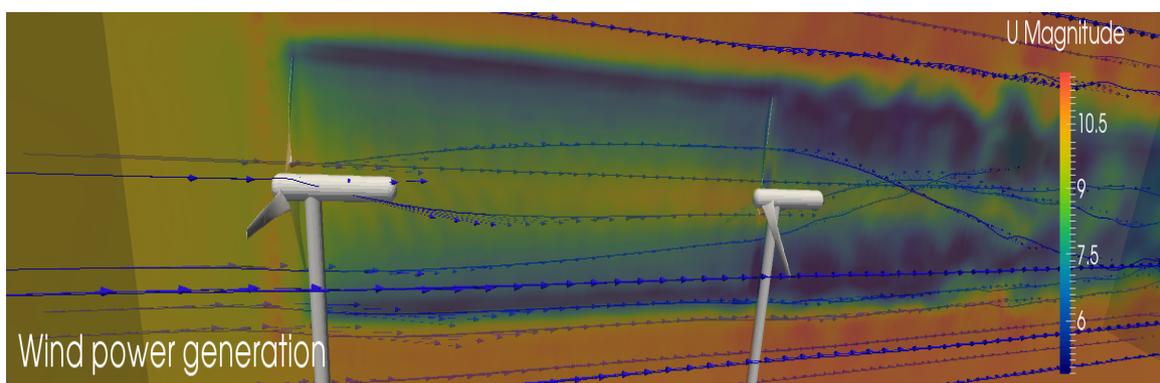


Рис. 5. Поле модуля скорости и линии тока  
Fig. 5. V magnitude and current streamlines

На рис. 6 и 7 представлена визуализация полей скорости и завихренности, полученных в результате расчетов. Для оценки результатов для обеих турбин были рассчитаны коэффициенты вырабатываемой мощности  $C_p$  и осевой нагрузки  $C_T$ . Эти коэффициенты задаются следующими формулами:

$$C_{p,T1/T2} = \frac{8 \cdot P_{T1/T2}}{\rho \pi D_{T1/T2}^2 U_{ref}^3}, \quad C_{T,T1/T2} = \frac{8 \cdot F_{T1/T2}}{\rho \pi D_{T1/T2}^2 U_{ref}^3}, \quad (4)$$

где  $P_{T1/T2}$  – мощность первой и второй турбины,  $F_{T1/T2}$  – осевая сила первой и второй турбины.

Сравнение полученных коэффициентов с экспериментальными данными представлено на рис. 8. Экспериментальные значения для турбины T1 обозначены закрашенными точками, значения для турбины T2 обозначены проколотыми точками. На рисунке также представлены значения коэффициентов, рассчитанных при помощи альтернативных программных кодов для  $\lambda_{T1} = 6$  и  $\lambda_{T2} = 4,5$ . Стандартная модель ALM, используемая в расчетах, не учитывает взаимодействие башни и гондолы турбины с потоком. Коэффициенты вырабатываемой мощности  $C_p$  и осевой нагрузки  $C_T$ , измеренные экспериментально в Blind Test 4, содержат лишь вклад от вращающихся лопастей турбины [11], поэтому при их расчете упрощение, заложенное в пакете SOWFA, можно считать правомерным. Однако, как было показано в [9], подобная методика не может достоверно предсказать развитие спутного следа за турбинами. Поэтому для расчета спутного следа нашей группой была изменена постановка задачи и выбрана расчетная область, в которой в виде твердых стенок учитывались все элементы ветроустановки. Сетка в этом случае строилась с использованием утилиты snappyHexMesh.

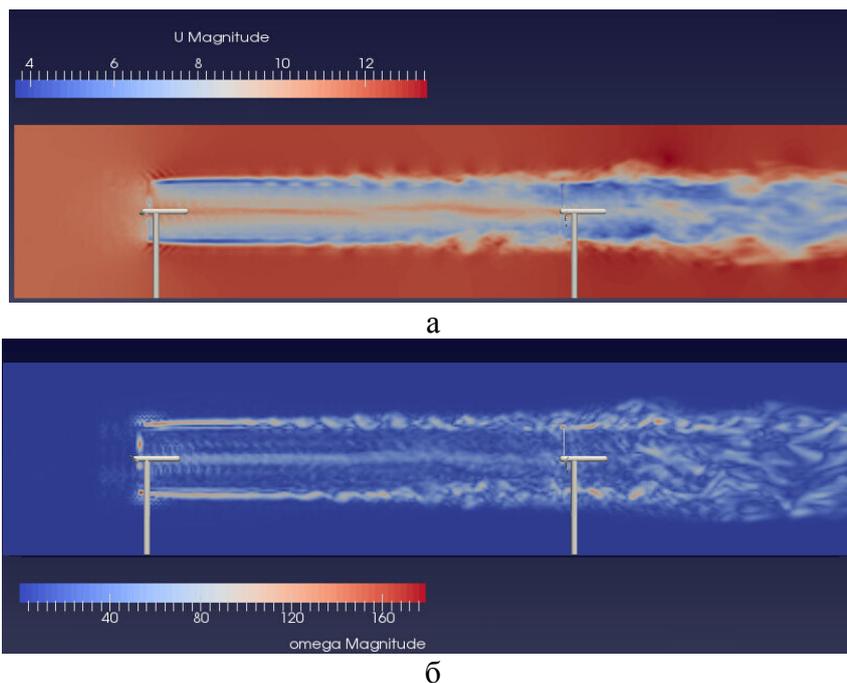


Рис. 6. Поля модуля скорости (а) и завихренности (б) в момент времени  $t = 2$  с  
Fig. 6. V magnitude a) and vorticity b) at  $t = 2$  seconds

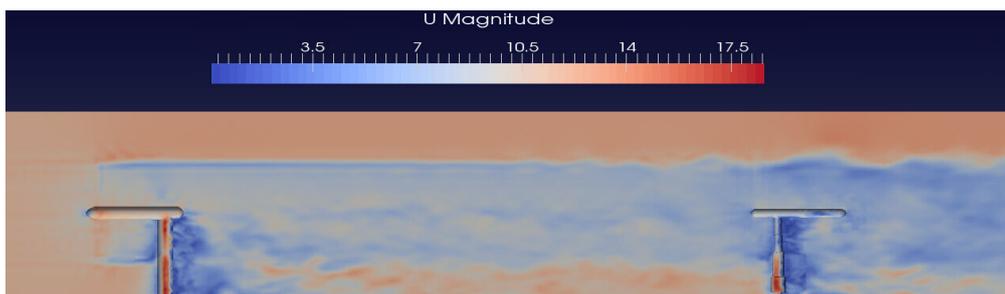


Рис. 7. Поле модуля скорости в момент времени  $t = 2$  с  
Fig. 7. V magnitude at  $t = 2$  seconds

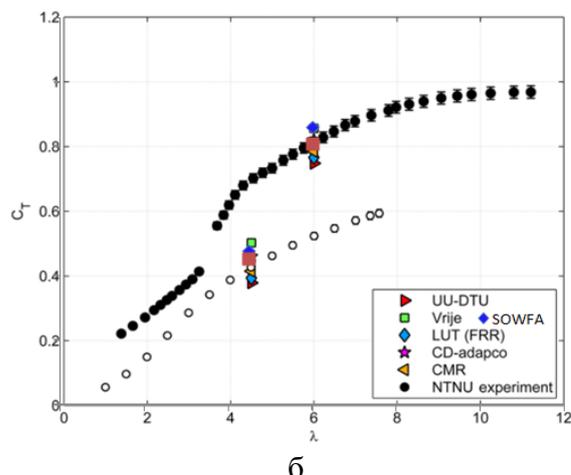
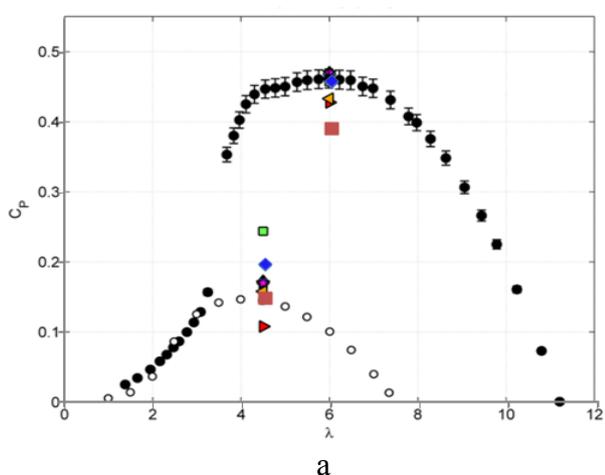


Рис. 8. Сравнение коэффициентов  $C_P$  (а) и  $C_T$  (б) с экспериментальными данными и результатами расчетов в альтернативных программах  
Fig. 8. Comparison of coefficients  $C_P$  a) and  $C_T$  b) with experimental data and results of computation in alternative software codes; experimental values for turbine T1 are designated by the painted-over points, experimental values for turbine T2 are designated by the punctured points

На рис. 9 приведены горизонтальные профили полей приведенной скорости  $U^* = \frac{U}{U_{ref}}$ ,

соответствующие положению  $x/D = 2,77$  вниз по потоку от первой турбины и высоте 0,827 м (высота осей вращения турбин). Из рисунка видно, что существует расхождение результатов расчета по программе SOWFA и результатов эксперимента на 60 % в области вихревого ядра потока за ВЭУ для случая моделирования без разрешения структуры течений вокруг двух элементов ВЭУ (башня и гондола) и на 8 % для случая моделирования с разрешением структуры течений вокруг двух элементов ВЭУ (башня и гондола). Расчеты проводились на вычислительном кластере ИСП РАН на 24–72 ядрах.

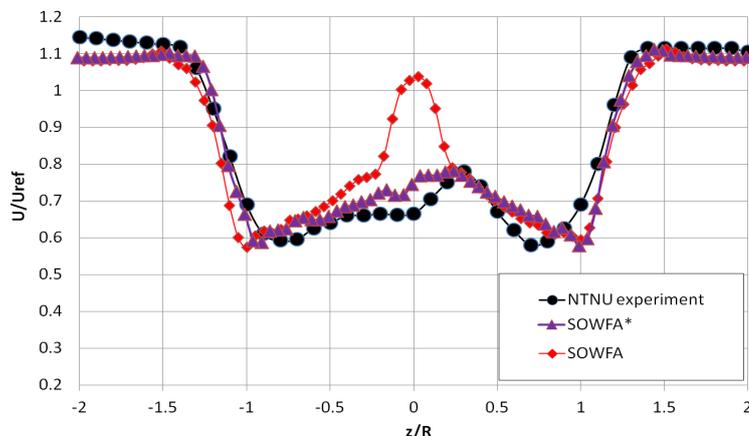


Рис. 9. Сравнение горизонтальных профилей приведенной скорости  
Fig. 9. Comparison of horizontal profiles for specified velocity

## ЗАКЛЮЧЕНИЕ

Проведено численное моделирование эксперимента Blind Test 4 с использованием открытой библиотеки SOWFA (решатель pisoFoamTurbine). Рассматривалось обтекание двух вращающихся ветроустановок, исследовалось взаимное влияние двух последовательно установленных ветроустановок на их производительность, а также исследовалась структура спутного следа. Было показано, что посредством разрешения структуры течений вокруг элементов ВЭУ (башни и гондолы) можно добиться снижения максимальной ошибки в оценке модуля скорости в спутном следе до 8 % по сравнению с ошибкой в 60 % для случая моделирования без разрешения структуры течений вокруг двух элементов ВЭУ. Ошибку в 8 % можно объяснить использованием модели плоских сечений при моделировании работы лопастей ветроустановки. Для улучшения результатов расчета рекомендуется использовать модель полного разрешения особенностей течения вокруг башни, гондолы и лопастей ветроустановки. Коэффициенты вырабатываемой мощности  $C_p$  и осевой нагрузки  $C_T$ , определенные посредством моделирования, показали совпадение с экспериментом с максимальной ошибкой в 2 % для первой ветроустановки и в 5 % для второй ветроустановки. Наличие спутного следа от первой ветроустановки вызвало снижение коэффициента вырабатываемой мощности  $C_p$  второй ветроустановки на 60 %.

Описанный подход к моделированию ветроустановок может быть использован для моделирования физических процессов в ветропарках с произвольным количеством ветроустановок.

## СПИСОК ЛИТЕРАТУРЫ

1. Stevens R.J.A.M., Meneveau C. Flow Structure and Turbulence in Wind Farms // Annu. Rev. Fluid Mech., 2017. Vol. 49. pp. 311–339.
2. Medici D., Alfredsson P.H. Measurements on a Wind Turbine Wake: 3-D Effects and Bluff Body Vortex Shedding // Wind Energy. 2006. Vol. 9. pp. 219–236.
3. Cal R.B., Lebron J., Castillo L., Kang H.-S., Meneveau C. Experimental study of the horizontally averaged flow structure in a model wind-turbine array boundary layer // Journal of Renewable and Sustainable Energy. 2010. Vol. 2. pp. 103–106.

4. **Chamorro L. P., Port'e-Agel F.** Turbulent flow inside and above a wind farm: a wind-tunnel study // *Energies*. 2011. Vol. 11. pp. 1916–1936.
5. **Weller H.G., Tabor G., Jasak H., Fureby C.** A tensorial approach to computational continuum mechanics using object oriented techniques // *Computers in Physics*. 1998. Vol. 12, No. 6. pp. 620–631.
6. **Churchfield M.J., Lee S., Michalakes J., Moriarty P.J.** A numerical study of the effects of atmospheric and wake turbulence on wind turbine dynamics // *Journal of Turbulence*. 2012. Vol. 13, No. 14. pp.1–32.
7. **Sørensen J.N., Shen W.Z.** Numerical Modeling of Wind Turbine Wakes // *Journal of Fluids Engineering*. 2002. Vol. 124. pp. 393–399.
8. **Krogstad P.Å., Eriksen P.E.** "Blind test" calculations of the performance and wake development for a model wind turbine // *Renewable Energy*. 2013. Vol. 50. pp. 325–333.
9. **Pierella F., Krogstad P. Å., Sætran L.** Blind Test 2 calculations for two in-line model wind turbines where the downstream turbine operates at various rotational speeds // *Renew. Energ.* 2014. Vol. 70. pp. 62–77.
10. **Somers DM.** The S825 and S826 Airfoils. National Renewable Energy Laboratory 2005. NREL/SR-500-36344. 67 p.
11. **Bartl J., Sætran L.** Blind test comparison of the performance and wake flow between two in-line wind turbines exposed to different turbulent inflow conditions // *Wind Energ. Sci.* 2017. Vol. 2. pp. 55–76.
12. **Стрижак С.В.** Математическое моделирование параметров течения одиночной ветроэлектрической установки // *Научный Вестник МГТУ ГА*. 2016. Том 19, № 6. С. 176–184.

#### СВЕДЕНИЯ ОБ АВТОРАХ

**Крючкова Арина Сергеевна**, инженер Института системного программирования имени В.П. Иванникова Российской Академии Наук, [rudjic@yandex.ru](mailto:rudjic@yandex.ru).

**Стрижак Сергей Владимирович**, кандидат технических наук, инженер Института системного программирования имени В.П. Иванникова Российской Академии Наук, [strijhak@yandex.ru](mailto:strijhak@yandex.ru).

### MODELLING OF TURBULENT WAKE FOR TWO WIND TURBINES

**Arina S. Kryuchkova<sup>1</sup>, Sergei V. Strijhak<sup>1</sup>**

<sup>1</sup>*Ivannikov Institute for System Programming of RAS (ISPRAS), Moscow, Russia*

#### ABSTRACT

The construction of several large wind farms (The Ulyanovsk region, the Republic of Adygea, the Kaliningrad region, the North of the Russian Federation) is planned on the territory of the Russian Federation in 2018–2020. The tasks, connected with the design of new wind farms, are currently important. One of the possible direction in the design is connected with mathematical modeling. Large eddy method (eddy-resolving simulation), developed within the Computational Fluid Dynamics, allows to reproduce unsteady structure of the flow in details and define various integrated characteristics for wind turbines. The mathematical model included the main equations of continuity and momentum equations for incompressible viscous flow. The large-scale vortex structures were calculated by means of integration the filtered equations. The calculation was carried out using lagrangian dynamic Smagorinsky's model to define turbulent subgrid viscosity. The parallelepiped-shaped numerical domain and 3 different unstructured meshes (with 2,4,8 million cells) were used for numerical simulation.

The geometrical parameters of wind turbine were set proceeding to open sources for BlindTest 2–4 project from Internet. All physical values were defined at the center of computational cell. The approximation of items in the equations was performed with the second order of accuracy for time and space. The equations for coupling of velocity, pressure were

solved by means of iterative algorithm PIMPLE. The total quantity of the calculated physical values at each time step was equal 18. So, the resources of a high performance computer were required. As a result of flow simulation in the wake for two three-bladed wind turbines the average and instantaneous values of velocity, pressure, subgrid kinetic energy, turbulent viscosity, components of stress tensor were calculated. The received results qualitatively matching the known results of experiment and numerical simulation testify to an opportunity to adequately calculate flow parameters for several wind turbines.

**Key words:** wind farms, wind turbine, large eddy method, model of Smagorinsky, wake, velocity profile, angle of attack, vorticity.

## REFERENCES

1. **Stevens R.J.A.M., Meneveau C.** Flow Structure and Turbulence in Wind Farms. *Annu. Rev. Fluid Mech.*, 2017, Vol. 49, pp. 311–339.
2. **Medici D., Alfredsson P.H.** Measurements on a Wind Turbine Wake: 3-D Effects and Bluff Body Vortex Shedding, *Wind Energy*, 2006, Vol. 9, pp. 219–236.
3. **Cal R.B., Lebron J., Castillo L., Kang H.-S., Meneveau C.** Experimental study of the horizontally averaged flow structure in a model wind-turbine array boundary layer. *Journal of Renewable and Sustainable Energy*, 2010, Vol. 2, pp. 103–106.
4. **Chamorro L.P., Port'e-Agel F.** Turbulent flow inside and above a wind farm: a wind-tunnel study. *Energies*, 2011, Vol. 11, pp. 1916–1936.
5. **Weller H.G., Tabor G., Jasak H., Fureby C.** A tensorial approach to computational continuum mechanics using object oriented techniques. *Computers in Physics*, 1998, Vol. 12, No. 6, pp. 620–631.
6. **Churchfield M.J., Lee S., Michalakes J., Moriarty P.J.** A numerical study of the effects of atmospheric and wake turbulence on wind turbine dynamics. *Journal of Turbulence*, 2012, Vol. 13, No. 14, pp. 1–32.
7. **Sørensen J.N., Shen W.Z.** Numerical Modeling of Wind Turbine Wakes. *Journal of Fluids Engineering*, 2002, Vol. 124, pp. 393–399.
8. **Krogstad P. Å., Eriksen P.E.** "Blind test" calculations of the performance and wake development for a model wind turbine. *Renewable Energy*, 2013, Vol. 50, pp. 325–333.
9. **Pierella F., Krogstad P. Å., Sætran L.** Blind Test 2 calculations for two in-line model wind turbines where the downstream turbine operates at various rotational speeds. *Renew. Energ.*, 2014, Vol. 70, pp. 62–77.
10. **Somers DM.** *The S825 and S826 Airfoils*. National Renewable Energy Laboratory 2005. NREL/SR-500-36344. 67 p.
11. **Bartl J., Sætran L.** Blind test comparison of the performance and wake flow between two in-line wind turbines exposed to different turbulent inflow conditions. *Wind Energ. Sci.*, 2017, Vol. 2, pp. 55–76.
12. **Strijhak S.V.** *Matematicheskoe modelirovanie parametrov techeniya odinochnoi vetroelektricheskoyi ustanovki* [Mathematical modelling of flow parameters for single wind turbine]. *Nauchny Vestnik MGTU GA* [Civil Aviation High Technologies], 2016, Vol. 19, № 6, pp. 176–184.

## INFORMATION ABOUT THE AUTHORS

**Arina S. Kryuchkova**, Engineer of Ivannikov Institute for System Programming of the RAS, pudjic@yandex.ru.

**Sergei V. Strijhak**, Candidate of Technical Sciences, Engineer of Ivannikov Institute for System Programming of the RAS, strijhak@yandex.ru.

Поступила в редакцию  
Принята в печать

16.11.2017  
28.12.2017

Received  
Accepted for publication

16.11.2017  
28.12.2017