

**АКТИВНЫЙ
МЕТОД ЗАЩИТЫ
ДЛЯ ВЕТРОУСТАНОВКИ
КАРУСЕЛЬНОГО ТИПА****Введение**

Обледенение влияет на работу ветротурбины различными способами, включающих ошибок измерения и контроля, потери мощности, механических и электрических сбоев и угрозу безопасности. Противообледенительные и антиобледенительные системы используются для минимизации этих эффектов. Многие активные и пассивные методы находятся в стадии разработки, но некоторые из них доступны на рынке. Активное отопление лопастей наиболее испытанный, используемый и надежный способ предотвращения последствий обледенения. Большинство ветровых турбин, работающих в условиях холодного климата сталкиваются с обледенением, но очень немногие лопасти из них оборудованы антиобледенительными системами, и только несколько исследований были проведены и опубликованы о характеристиках этих систем [1].

Ветровые турбины (ВТ), работающие в холодных регионах или на больших высотах часто оказываются в условиях обледенения при эксплуатации в зимнее время. В то же время, лучшие положения для установки ветроэлектростанции расположены на больших высотах, а скорость ветра обычно возрастает к 0,1 м/с на 100 м над уровнем моря, на первой 1000м. В регионах с холодным климатом, доступная энергия ветра примерно на 10% выше, чем в других регионах в связи с увеличением плотности воздуха при низких температурах [1]. Таким образом, ветровые станции, установленные в некоторых из лучших ветровых местоположении по всему миру сталкиваются с проблемой обледенения.

Ошибки измерения: на этапе оценки, анемометры, флюгеры и датчики температуры могут быть поражены льдом. В условиях обледенения, ошибки скорости ветра может достигать 30% [2]. Еще одно исследование определяет максимальную ошибку 40% для незамерзающего анемометра и 60% для стандартного анемометра в процессе обледенения [3].

Потери мощности: обледенение изменяет форму и шероховатость лопасти крыла (и, следовательно, влияет на их аэродинамические характеристики) и вносит погрешности измерений инструментов турбин (неправильная скорость ветра или

направление, которое влияет на рыскания и регулировку мощности). Небольшое количества льда на передней кромке лопастей значительно уменьшит аэродинамические свойства лопастей и в результате производства электроэнергии [4].

Потери мощности может варьироваться от 0,005 до 50% от годового производства, в зависимости от интенсивности обледенения и его продолжительности, от модели ветряных турбин и методологии оценки [2-5].

Механические неисправности: обледенение увеличит нагрузку на лопасти и на конструкции башни, в результате чего появляются вибрации амплитуды, а также массовый дисбаланс между лопастями. Работа при низких температурах влияет на вязкость масла и изменяет размеры и механические свойства различных компонентов ВТ. Это приводит к перегреву и более высоким расходам на компоненты; один из наиболее поражаемых компонентов коробка передач, время жизни которых значительно снижается [5,6].

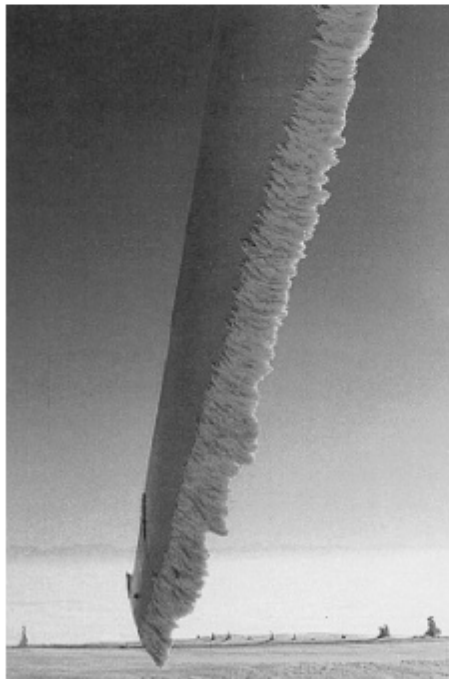


Рисунок 1 – Зубчатое обледенение на краю лопасти ветротурбины, образованная впоследствии перемены температуры окружающей среды

Электрическая неисправность: просечение снега в открытую камеру и экстремальные температуры приводят к появлению конденсата в электронике [2].

Угроза безопасности: большое скопление льда на лопасти может быть сброшено на расстояние 100 – 200 м. [7]. Использование метода Монте-Карло, Баттисти показали, что шансы попадания кусочков льда (между 0,18 и 0,36 кг), на месте с умеренными условиями обледенения (5 дней в году) составляет 1 к 10. То есть на человека работающего 10 часов под турбиной имеется вероятность попадания кусков льда хотя бы раз, учитывая общее обледенение 75 кг на ротор в день [8].

Методы смягчения последствий обледенения

Способы борьбы с обледенением могут быть разделены на два метода: пассивные и активные. Пассивные методы используют физические свойства поверхности лопасти, чтобы устранить или предотвратить лед, в то время как активные методы используют внешние системы и требуют энергоснабжения, либо тепловое, химическое или пневматическое воздействие [9].

Тепловое сопротивление: для электрического отопления используется электрическое сопротивление, встроенные в мембрану или ламинированные на поверхности. Идея заключается в том, чтобы создать пленку воды между льдом и поверхностью. После того, как этот слой создан, центробежные силы будут сбрасывать лед на расстояние [10]. Электрообогревательным элементом может служить нагревательные провода или углеродные волокна [6].

Горячий воздух: Второй способ заключается в продувании теплого воздуха в лопасти ротора с помощью специальных трубок [6].

Гибкие пневматические надуваемые обертки которые способны разламывать образовавшийся рыхлый лед. В нормальном, не надутом состоянии, трубки плоско лежать и прикреплены к поверхности профиля. После накопления в общем от 6 до 13 мм льда на поверхности крыла, антиобледенители надуваются с помощью сжатого воздуха. Цикл надувания длится несколько секунд, чтобы достичь оптимального слоя льда и предотвращения дополнительного образования льда на данной поверхности. После того, как лед трескается его связь с поверхностью нарушена, и он удаляется с помощью центробежных и аэродинамических сил.

Электро-выталкивающая система: Метод основан на приложении очень быстрых электромагнитно-индуцированных импульсов, что приводит к раздроблению льда [9]. Спиральные катушки находятся вблизи поверхности лезвия. Когда ток подается на катушку, создается магнитное поле между катушкой и лопастью. В результате быстрого движения поверхности накопленный лед отрывается и сбрасывается [11].

Еще одним простым способом защиты ветроустановки является включенное питание на все время, но это соответственно увеличивает потребление энергии.

Метод решения проблемы обледенения тепловой защитой

Нами предлагается способ тепловой защиты наружных поверхностей работающего ветроагрегата от заносов снегом в зимнее время за счет организации естественной вентиляции воздуха его внутренних полостей и соответствующие конструктивные решения для осуществления способа.

Принципиальная схема осуществления способа тепловой защиты ВЭУ карусельного типа на примере Н – ротора показана на рис.2. При вращении турбины возникает центробежная сила $|\vec{F}| = \rho\omega^2 l_1$ (где ρ – плотность воздуха, ω – угловая скорость вращения турбины, l_1 – длина маха), направленная вдоль махов в сторону рабочих лопастей, на концах которых имеются отверстия в атмосферу. Махи и рабочие лопасти представляют собой каналы, образованные симметричным крыловым профилем NASA – 0021. Под действием силы \vec{F} воздух внутри маха будет перемещаться к рабочим лопастям турбины, и выбрасываться в атмосферу, одновременно вызывая подсос воздуха по вертикальному кольцевому каналу, образованному между центральной стойкой ВЭУ и наружным валом вращения. Таким образом, возникает естественная внутренняя вентиляция аппарата при круговом движении махов, вызванная действием центробежных сил

$$\frac{dP}{dl_1} = \rho\omega^2 l_1 \quad (1)$$

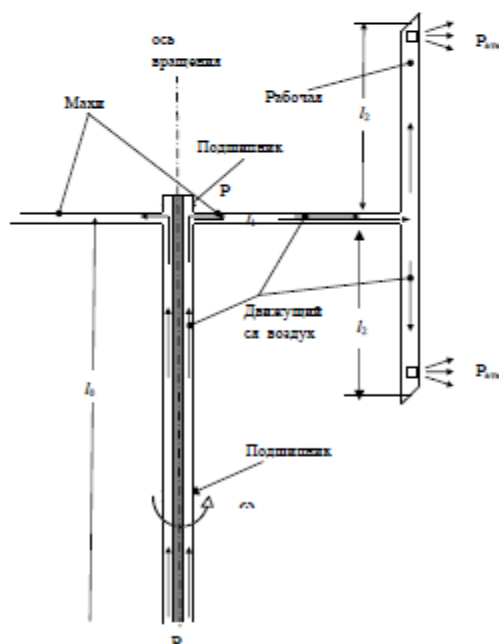


Рисунок 2 – Естественная вентиляция воздуха, вследствие работы центробежных сил

Отсюда нетрудно подсчитать перепад давления на концах махов

$$\Delta P_l = P_1 - P_2 = \rho \omega^2 \frac{l_l^2}{2} \quad (2)$$

Течение вязкой жидкости в канале махов испытывает сопротивление трения

$$\frac{dP}{dl_l} = \frac{\lambda_l \rho u_l^2}{2d_l} \quad \text{или} \quad P_1 - P_2 = \frac{\lambda_l l_l \rho u_l^2}{2d_l} \quad (3)$$

где u_l , d_l , l – соответственно среднерасходная скорость, эквивалентный диаметр и коэффициент гидравлического сопротивления канала маха.

Тогда ежесекундная работа центробежных сил на перемещение воздушной массы вдоль маха за вычетом работы на преодоление сил вязкого сопротивления записывается в виде:

$$A_l = 2 \left(\frac{\rho \omega^2 l_l^2}{2} - \frac{\lambda_l l_l \rho u_l^2}{2d_l} \right) * u_l \quad (4)$$

где цифра 2 суммирует работу обоих махов. Естественная вентиляция ветротурбины возможна, если работа A_l будет больше или равна сумме работ по преодолению сопротивления трения в кольцевом канале длиной l_0 и в рабочей лопасти $-l_z$

$$A_0 = \frac{\lambda_0 l_0 \rho u_0^2}{2d_0} \quad (5)$$

где λ_0 , d_0 , u_0 – известные параметры для кольцевого канала (см. [12]), а также в лопастях

$$A_z = \frac{\lambda_z l_z \rho u_z^2}{d_z} \quad (6)$$

где λ_z , u_z , d_z – соответственно параметры рабочей лопасти (см. обозначения в формуле (3)).

Формула (6) получена с учетом того, что $d_1 = d_2$ и воздух будет двигаться по четырем каналам длиной l_2 со скоростями u_{l2} . Таким образом, необходимым условием определения угловой скорости вращения турбины ω , обеспечивающий естественную вентиляцию элементов турбины, является $A_l \geq A_0 + A_z$.

Подставляя выражения (4), (5) и (6), после несложных преобразований получим:

$$\omega \geq \sqrt{\frac{\lambda_0 l_0 u_0^2}{2d_0 l_l^2 u_l} + \frac{u_l^2 (\lambda_z + 8\lambda_l)}{8d_l l_l}} \quad (7)$$

В качестве примера рассмотрим ветротурбину Дарье с прямыми лопастями мощностью

0.5 кВт при среднегодовой скорости ветра 6-7 м/с. Как известно, максимальное значение коэффициента использования энергии ветра $\xi = 0,45$ находится между величиной быстроходности турбины $\chi = \frac{\omega l_l}{U} = 4-5$.

Мощность ветротурбин определяется формулой

$$N_s = \xi S \rho \frac{U^3}{2} \quad (8)$$

где U – скорость ветра, S – ометаемая поверхность. При $U = 7$ м/с удельная мощность ветра на 1 м^2 $N_0 = 221,2 \text{ Вт}$. Из этой мощности ветротурбина может снять с каждого квадратного метра миделя сечения турбины не более 100 Вт и 0.5 кВт-ная турбина должна иметь $S = 5 \text{ м}^2$, т.е. рабочие лопасти чуть больше 2-х метров и длину махов более 1 м. Махи должны быть расположены на высоте (l_0) не менее 4 м. Для простоты примем $S = 4 \text{ м}^2$ т.е. $2 \text{ м} * 2 \text{ м}$. Тогда хорда лопастей и махов будет $b = 0,33 \text{ м}$ [8]. У профиля NASA – 0021 периметр крыла $\Phi = 0,69 \text{ м}$ и отношение к хорде b приблизительно равно 2,1. В этом случае площадь их сечения $f_l = 0,016 \text{ м}^2$, $d_l = 0,09 \text{ м}$. Если принять $u_l = 2 \text{ м/с}$, то число Рейнольдса в полости l_l маха $Re = 12073$.

В формуле (7) неизвестным является коэффициент гидравлического сопротивления каналов с формой NASA – 0021, применяемых в качестве махов и рабочих лопастей. В связи с этим был поставлен специальный эксперимент с продувкой канала, имеющего форму крылового профиля NASA – 0021 [9]. В результате установлен коэффициент его гидравлического сопротивления

$$\lambda = 4,62 Re^{-0,488}$$

где число Рейнольдса Re определяется по среднерасходной скорости воздуха в канале u_l и его эквивалентному диаметру $d_0 = 4f\Phi$ (f – площадь сечения канала, Φ – его периметр).

В l_2 полостях $Re_2 = 6036$ и $\lambda_2 = 0,066$. Расход воздуха в каждом махе $Q/2 = 0,28 \text{ м}^3/\text{с}$ или $Q = 0,56 \text{ м}^3/\text{с}$.

Как уже указывалось $l_0 = 4 \text{ м}$. Диаметр центральной стойки положим равным 0,15 м при длине 15 м. Тогда можно использовать подшипники (ОСТ НКСМ 6121-39) внутренним диаметром $d = 150 \text{ мм}$ и внешним $D = 270 \text{ мм}$. Эквивалентный диаметр кольцевой полости $d_0 = 0,12 \text{ м}$, а площадь ее сечения $0,188 \text{ м}^2$. Среднерасходная скорость движения воздуха в этом канале $u_0 = 3 \text{ м/с}$, число Рейнольдса $Re_0 = 24000$ и $\lambda_0 = 0,025$. Подставляя значения величин, входящих в формулу (7) найдем, что $1/\text{с}$.

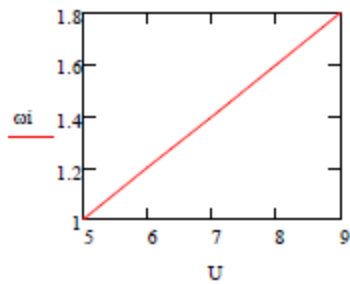


Рисунок 3 – Зависимость угловой скорости вращения турбины от скорости ветра

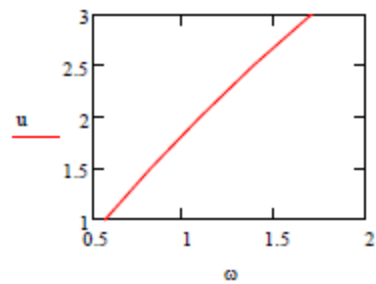


Рисунок 4 – Зависимость среднерасходной скорости потока воздуха внутри ветротурбины от угловой скорости вращения турбины

Из выше предоставленных графиков можно сделать вывод: чтобы обеспечить естественной вентиляции турбины, скорость ветра должен быть 8 м/с для выбранной нами турбины.

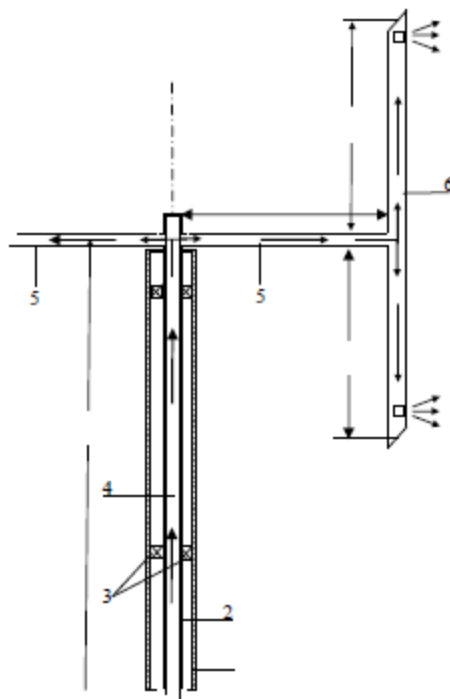


Рисунок 5 – Принципиальная конструктивная схема турбины типа Н – ротор

На рис.5 показана принципиальная конструктивная схема позволяющая организовать тепловую защиту вращающейся турбины типа Н – ротор.

Вертикальное положение ветротурбины обеспечивается центральным валом (2) и наружным кожухом (1), нижний конец которого опирается на прочный фундамент. Для придания строго вертикального положения и устойчивости всей системы используется трехсторонние растяжки-тросы, прикрепленные к верхнему концу кожуха (1) и трем равноудаленным друг от друга прочным крюкам, расположенным на уровне поверхности земли с таким расчетом, чтобы тросы не мешали вращению турбины. Как видно из рис.3 конструкция ветротурбины построена так, чтобы подогретый вентиляционный воздух не вымывал у подшипников смазочные масла, приводя их к сухому трению.

Кожух (1) и вал вращения турбины (2) разделены подшипниками (3). Вал вращения (2) турбины представляет собой проточный круглый канал (4). Подогретый воздух поднимается по кольцевому каналу (4) и затем подходит по полостям махов (5) к рабочим лопастям (6) вращающейся турбины, и через отверстия на концах лопастей выбрасывается наружу.

Заключение

Данное исследование было проведено с целью предложить новое решение к проблемам обледенения. И нами предложен способ тепловой защиты наружных поверхностей работающего ветроагрегата от заносов снегом в зимнее время за счет организации естественной вентиляции воздуха его внутренних полостей и соответс-

твующие конструктивные решения для осуществления способа.

Дано теоретическое обоснование возникновения естественной вентиляции проточных элементов ВЭУ карусельного типа под действием центробежных сил, что и легло в основу тепловой защиты работающего ветроагрегата. Предоставлена принципиальная схема осуществ-

ления способа тепловой защиты ВЭУ карусельного типа на примере Н – ротора. Также на примере ветроэнергетической установки мощностью 0.5 кВт было представлено применение данного способа тепловой защиты и были проведены необходимые расчеты, чтобы определить необходимую скорость ветра для организации естественной вентиляции воздуха.

Литература

- 1 Fortin, G., Perron, J., Pinca, A. A Study of Icing Events at Murdochville: Conclusions for the Wind Power Industry, International Symposium «Wind Energy in Remote Regions», Magdalen's Island, October 2005
- 2 Laakso, T. et al. State-of-the-art of Wind Energy in Cold Climates. IEA Wind Annex XIX 53, 2005.
- 3 Fortin, G., Perron, J. and Pinca, A. Behaviour and Modeling of Cup Anemometers under Icing Conditions, IWAIS XI, Montréal, Canada, 2005, pp. 6.
- 4 Marjanemi, M. and Peltola, E. Blade Heating Element Design and Practical Experiences, BOREAS IV. FMI, Hetta, Finland, 1998, pp. 197-209
- 5 Tammelin, B. et al. Wind Turbines in Icing Environment: Improvement of Tools for Siting, Certification and Operation - NEW ICETOOLS. FMI, 2005, 127.
- 6 Seifert, H. Technical Requirements for Rotor Blades Operating in Cold Climate, BOREAS VI. FMI, Pyhäunturi, Finland, 2003, pp. 13
- 7 Tammelin, B. et al. Wind Energy Production in Cold Climate (WECO). 41, FMI, Helsinki, Finland, 2000.
- 8 Battisti, L., Fedrizzi, R., Dell'Anna, S. and Rialti, M. Ice Risk Assessment for Wind Turbine Rotors Equipped with De-Icing Systems, BOREAS VII. FMI, Saariselkä, Finland, 2005, pp. 11.
- 9 Dalili, N., Edrissy, A. and Cariveau, R. A Review of Surface Engineering Issues Critical to Wind Turbine Performance. Renewable and Sustainable Energy Reviews(13), 2009, 428-438.
- 10 Battisti, L., Baggio, P. and Fedrizzi, R. Warm-Air Intermittent De-Icing System for Wind Turbines. Wind Engineering, 2006, 30(5): 361-374.
- 11 Mayer, C., Pinca, A., Fortin, G. and Perron, J. Wind Tunnel Study of Electro-Thermal De-Icing of Wind Turbine Blades. International Journal of Offshore and Polar Engineering, 2007, 17(3): 182-188.
- 12 Шлихтинг Г. Теория пограничного слоя. Москва. Наука. 1974
- 13 Иванов И.И., Иванова Г.А., Перфилов О.Л. Модельные исследования роторных рабочих колес ветроэнергетической станции. Сборник научных трудов Гидропроекта. Вып. 129 Москва, 1988. - С. 166-113
- 14 Ершина А.К., Манатбаев Р.К. Определение гидравлического сопротивления симметричного профиля NASA – 0021. Вестник КазНПУ, серия математика, механика, информатика, 2006. №4 (51), с.56-58

References

- 1 Fortin, G., Perron, J., Pinca, A. A Study of Icing Events at Murdochville: Conclusions for the Wind Power Industry, International Symposium «Wind Energy in Remote Regions», Magdalen's Island, October 2005
- 2 Laakso, T. et al. State-of-the-art of Wind Energy in Cold Climates. IEA Wind Annex XIX 53, 2005.
- 3 Fortin, G., Perron, J. and Pinca, A. Behaviour and Modeling of Cup Anemometers under Icing Conditions, IWAIS XI, Montréal, Canada, 2005, pp. 6.
- 4 Marjanemi, M. and Peltola, E. Blade Heating Element Design and Practical Experiences, BOREAS IV. FMI, Hetta, Finland, 1998, pp. 197-209
- 5 Tammelin, B. et al. Wind Turbines in Icing Environment: Improvement of Tools for Siting, Certification and Operation - NEW ICETOOLS. FMI, 2005, 127.
- 6 Seifert, H. Technical Requirements for Rotor Blades Operating in Cold Climate, BOREAS VI. FMI, Pyhäunturi, Finland, 2003, pp. 13
- 7 Tammelin, B. et al. Wind Energy Production in Cold Climate (WECO). 41, FMI, Helsinki, Finland, 2000.
- 8 Battisti, L., Fedrizzi, R., Dell'Anna, S. and Rialti, M. Ice Risk Assessment for Wind Turbine Rotors Equipped with De-Icing Systems, BOREAS VII. FMI, Saariselkä, Finland, 2005, pp. 11.
- 9 Dalili, N., Edrissy, A. and Cariveau, R. A Review of Surface Engineering Issues Critical to Wind Turbine Performance. Renewable and Sustainable Energy Reviews(13), 2009, 428-438.
- 10 Battisti, L., Baggio, P. and Fedrizzi, R. Warm-Air Intermittent De-Icing System for Wind Turbines. Wind Engineering, 2006, 30(5): 361-374.
- 11 Mayer, C., Pinca, A., Fortin, G. and Perron, J. Wind Tunnel Study of Electro-Thermal De-Icing of Wind Turbine Blades. International Journal of Offshore and Polar Engineering, 2007, 17(3): 182-188.
- 12 Shlihting G. Teoriya pogrannichnogo sloya. Moscow. Nauka. 1974
- 13 I.I. Ivanov, G.A. Ivanova, O.L. Perfilov. Modelnye issledovaniya rotornyh rabochih koles vetroenergeticheskikh stancii. Sbornik nauchnyh trudov Gidroprojekta. Vyp. 129 Moskva, 1988. pp. 166-113
- 14 Yershina A.K., R.K. Manatbayev. Opredelenie gidrovlicheskogo soprotivleniya simmetrichnogo profilya NASA – 0021. Vestnik KazNU, seriya matematika, mehanika, informatika, 2006. №4 (51), pp.56-58