

УДК 621.658.012.531

DOI: 10.22213/2410-9304-2023-1-79-87

## Программное обеспечение управления ветротурбиной в составе ветроэлектростанции на базе учета вибрационной нагруженности привода и своевременной подготовки процесса принятия управляющих решений при разных режимах эксплуатации энергоагрегата

В. И. Буяльский, кандидат технических наук, Севастопольский государственный университет,  
Севастополь, Россия

*Обоснована актуальность оптимизации временной схемы доступа к устройству изменения положения лопастей со стороны предложенного и основного методов принятия решений по управлению на основе критического анализа своевременной подготовки системы к внешним возмущающим воздействиям.*

*Произведена оптимизация интервала времени выборки измеренных значений случайного процесса за счет уменьшения промежутка времени упреждения на 50 %, в основе разработки которого лежит организация согласованной работы предложенного и существующего методов управления ветроэлектрическим агрегатом. Работа обусловлена разграничением времени доступа к двигателю привода угла питча лопасти со стороны рассматриваемых способов выработки управляющих воздействий, которое составляет  $\Delta t = 5$  с. Это позволит учесть оптимальное время, необходимое для подготовки системы к внешним возмущениям, и с целью повышения точности ожидаемых значений внешних воздействий обеспечит минимальный промежуток времени упреждения  $\Delta t > 0$ , нахождения реализации процесса в момент времени  $\tau + \Delta t = t_{i+1}$ . Для минимизации времени контроля выходных параметров со стороны основного метода принятия управляющих решений, а также повышения точности оценки скорости ветра и мощности потребляемой электроэнергии, характеризующейся как случайный процесс с программной реализацией, когда измеренные значения могут храниться в файле с дальнейшим использованием для последующих интервалов упреждения, предложен подход решения задачи по уменьшению времени контроля выходных, управляемых параметров на 50 %, так как на начальном этапе такой контроль осуществляется на отрезке времени  $\Delta t'_1 = 60$  с, а в последующих интервалах составит  $\Delta t'_2 = 10$  с.*

*Разработан программный комплекс автоматизации управления ветроэнергетической установкой в составе ветроэлектростанции, обеспечивающий учет вибрационной нагруженности привода и своевременную подготовку системы принятия управляющих решений при разных режимах эксплуатации энергоагрегата.*

**Ключевые слова:** оптимизация, ветротурбина, оценка времени, компьютерная программа, автоматизация, система управления.

### Введение

Современная технология производства электроэнергии путем использования энергии ветра имеет ряд проблем, которые негативным образом влияют на повышение эффективности преобразования энергии. Широко используемые методы управления ветроэнергетической установкой в условиях быстро изменяющихся ветровых и электрических нагрузок не обеспечивают должной стабильности частоты вращения ротора ветротурбины, что отрицательно влияет на надежность и продолжительность безаварийной работы ветроэлектрических агрегатов, экономии производимой электроэнергии при собственном потреблении, а также на эффективность использования энергии ветра. Решение этих проблем возможно лишь при наличии эф-

фективного автоматизированного управления ветроэнергетической установкой [1–9].

Цель выполненных исследований – оптимизация временной схемы доступа к устройству изменения положения лопастей со стороны предложенного и основного способов управления и программная реализация методов учета вибрационной нагруженности привода и своевременной подготовки процесса принятия управляющих решений при разных режимах эксплуатации энергоагрегата на основе разработанных математических алгоритмов динамического поведения системы для модификации автоматизированного управления ветротурбиной, которая обеспечивает уменьшение вибраций всех элементов роторных систем, что способствует улучшению показателей надежности составляющих частей современных ветрогенераторов.

**Критический анализ метода своевременной подготовки системы к внешним возмущающим воздействиям на основе упреждения скорости ветра и мощности потребляемой электроэнергии, а также учета инерционности системы и времени переходного процесса**

В работе [10] предложен метод устранения запаздывания принятия управляющих решений ветроэлектрической установкой, обеспечивающий

$$T_{\text{вкл}} = t_1 + \left( \ln \left( 1,3 - 0,3 \frac{V_1}{V_0} \right) + \ln \left( 1,3 - 0,3 \frac{P_0}{P_1} \right) \right) 0,001J - t_{\text{пост.вр}}, \quad (1)$$

где  $V_0$  – текущее значение скорости ветра;  $V_1$  – оценка скорости ветра на последующем интервале времени;  $P_0$  – текущее значение мощности потребляемой электроэнергии;  $P_1$  – оценка мощности потребляемой электроэнергии на последующем интервале времени;  $J$  – приведенный момент инерции;  $t_{\text{пост.вр}}$  – постоянная времени переходного процесса.

Метод повышения эффективности управления ветроэлектрической установкой на базе учета вибрационной нагруженности привода при разных режимах эксплуатации энергоагрегата (статья автора в этом журнале за 2021 г., т. 19, № 3, с. 74–81), основанный на оптимизированной управляющей функции роторных систем ветрогенератора (2) показывает, что функция управления (2) с запаздыванием  $t_{\text{зап}} = 4$  с вызывает колебания угловой скорости ротора ветроколеса и увеличивает время переходного процесса, а следовательно, определяет необходимость рассматривать дальнейшие исследования в рамках метода своевременной подготовки системы принятия управляющих решений [11].

своевременную подготовку системы к внешним возмущающим воздействиям за счет упреждения характеристик метеорологических условий и электрической нагрузки, а также учета динамических свойств системы, что позволяет уменьшить время переходного процесса регулирования угловой скорости ветроколеса и базируется на математической модели оценки времени включения двигателя привода угла питча лопасти:

$$W_{\text{опт}} = \frac{0,15}{j^2 \omega^2 T \Delta R^2 + 1^2} \cdot \frac{1}{j \omega T + 1} \Delta P - \frac{0,007}{j \omega T + 1} \Delta P, \quad (2)$$

где  $\Delta P$  – переменная по возмущению, характеризующая величину потребляемой мощности.

**Оптимизированный метод своевременной подготовки системы к внешним возмущающим воздействиям за счет оценки характеристик метеорологических и электроэнергетических условий, а также учета динамических свойств системы**

Результаты тестирования математической модели оценки времени включения двигателя привода питча (1), представленные в таблице, показывают, что для заблаговременной подготовки системы к изменяющимся скорости ветра и электрической нагрузки интервал упреждения внешних возмущений может составить от  $\Delta t = 5$  с до  $\Delta t = 13$  с. В то же время согласно графикам [12] следует, что запаздывание регулирования  $t_{\text{зап}} = 4$  с вызывает колебания угловой скорости и увеличивает время переходного процесса.

**Результаты тестирования формулы (2)**

**Results of testing of formulas (2)**

№ п/п	$t_{\text{оценки}}$ , с	$V_{i+1}$ , м/с	$\Delta V$ , м/с	$P_{i+1}$ , кВт	$\Delta P$ , кВт	$\Omega_{\text{оценки}}$ , 1/с	$T_{\text{вкл.Р.В.}}$ , с	$T_{\text{без-оц.}}$ , с	$t_{\text{зап.Р.В.}}$ , с
1	0	8	$\Delta V=0$	110	$\Delta P=0$	7,55	0	0	0
2	10	10	$\Delta V>0$	110	$\Delta P=0$	9,23	11	10	9
3	20	10	$\Delta V=0$	90	$\Delta P<0$	8,70	32	20	8
4	30	12	$\Delta V>0$	77	$\Delta P<0$	9,42	47	30	13
5	40	14	$\Delta V>0$	80	$\Delta P>0$	6,68	75	40	5
6	50	12	$\Delta V<0$	75	$\Delta P<0$	7,31	102	50	-1
7	60	10	$\Delta V<0$	75	$\Delta P=0$	5,87	125	60	-4
8	70	10	$\Delta V=0$	93	$\Delta P>0$	6,10	146	70	-5
9	80	9	$\Delta V<0$	110	$\Delta P>0$	7,26	168	80	-7

Метод управления ветротурбиной, предложенный в работе [13], реализует комбинированный подход процесса принятия управляющих решений и основывается на разграничении времени доступа к устройству изменения положе-

ния лопастей со стороны предложенного и основного методов управления. Таким образом, предложенный метод принятия управляющих решений не обеспечивает контроля выходных управляемых параметров.

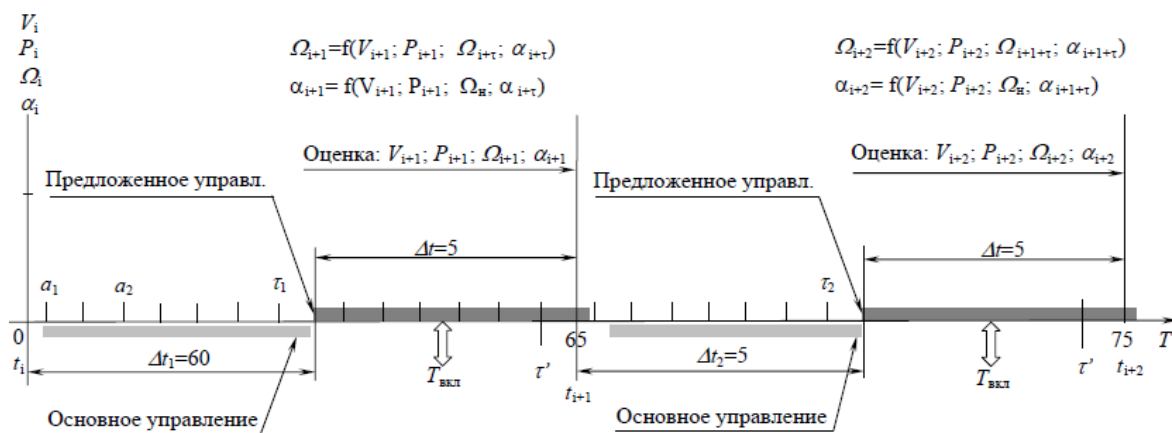


Рис. 1. Оптимизированная временная схема доступа к устройству изменения положения лопастей со стороны предложенного и основного методов управления

Fig. 1. The optimized time scheme of access to the device of change position of blades from the offered and basic control methods

Вышеизложенный анализ исследований показывает, что на основе переходного процесса с запаздыванием  $t_{\text{зап}} = 4\text{ с}$  интервала упреждения внешних возмущений от  $\Delta t = 5\text{ с}$  до  $\Delta t = 13\text{ с}$  и временной схемы доступа к устройству разворота лопастей со стороны предложенного и основного управления (рис. 1) для оптимизации метода своевременной подготовки системы к внешним возмущающим воздействиям на базе оценки характеристик метеорологических и электрической нагрузки, а также учета динамических свойств системы номинальный интервал следует принять  $\Delta t = 5\text{ с}$ , что позволит повысить устойчивость значений средней скорости ветра и величины потребляемой мощности, а также, обеспечить минимальный промежуток времени упреждения  $\Delta t > 0$ , нахождения реализации процесса в момент времени  $\tau + \Delta t = t_{i+1}$  с целью повышения точности оценки.

В связи с тем что в соответствии с [14] число точек, в которых задано значение случайного процесса, составляет  $n = 60$ , расстояние между замерами  $\Delta t = 1\text{ с}$ , а измеренные значения записываются и сохраняются в файле и могут использоваться для последующих интервалов оценки, то предложенный подход оптимизации метода своевременной подготовки системы к внешним возмущающим воздействиям решает задачу и, минимизации времени контроля выходных управляемых параметров со стороны ос-

новного метода управления, т. е. на начальном этапе такой контроль осуществляется на отрезке времени  $\Delta t_1 = 60\text{ с}$ , а в последующих интервалах он составит:  $\Delta t_2 = 5\text{ с}$ .

### Программная реализация

Компьютерная программа для реализации нового решения по управлению ветроэлектрической установкой является лишь частью программного комплекса, без которого разработанный программный модуль не обеспечивает выполнения поставленной задачи повышения эффективности управления ветротурбиной.

В то же время предложенный метод управления ветроэлектрической установкой, обеспечивающий учет вибрационной нагруженности привода при разных режимах эксплуатации энергоагрегата дополняет способ повышения стабильности скорости вращения ротора ветроколеса, основанный на своевременной подготовке системы к внешним возмущающим воздействиям, изложенный в [15], а следовательно, существует необходимость в программном обеспечении реализации управления ветротурбиной в составе ветроэлектростанции на базе учета вибрационной нагруженности привода и своевременной подготовки процесса принятия управляющих решений при разных режимах эксплуатации энергоагрегата.

Таким образом, для организации эффективного управления и контроля как отдельной турбиной, так и ветроэлектростанцией, следует

разработать новое программное обеспечение для тестирования, контроля и реализации предложенного способа управления ветроэлектрической установкой в составе ветроэлектростанции.

Существующая тестовая программа разработана под операционную систему DOS; таким образом, для создания Windows-приложения выбрана среда программирования Borland Delphi, поддерживающая библиотеку объектов VCL (визуальная библиотека компонентов), что наряду с возможностью использования функций WinAPI (общее название целого набора базовых функций, интерфейсов программирования при-

ложений операционных систем семейств Windows) значительно упрощает создание пользовательского интерфейса.

На рис. 2 изображен главный экран, который всегда отображается на мониторе компьютера управления и контроля, и области: А, В, С D, Е, F и G, которые имеют следующие назначения:

А – область заголовков меню. Для раскрытия меню используется левая клавиша мыши с помощью одного щелчка на заголовке соответствующего меню. При появлении меню следует выполнить один щелчок правой или левой клавишей мыши на имени требуемого экрана.

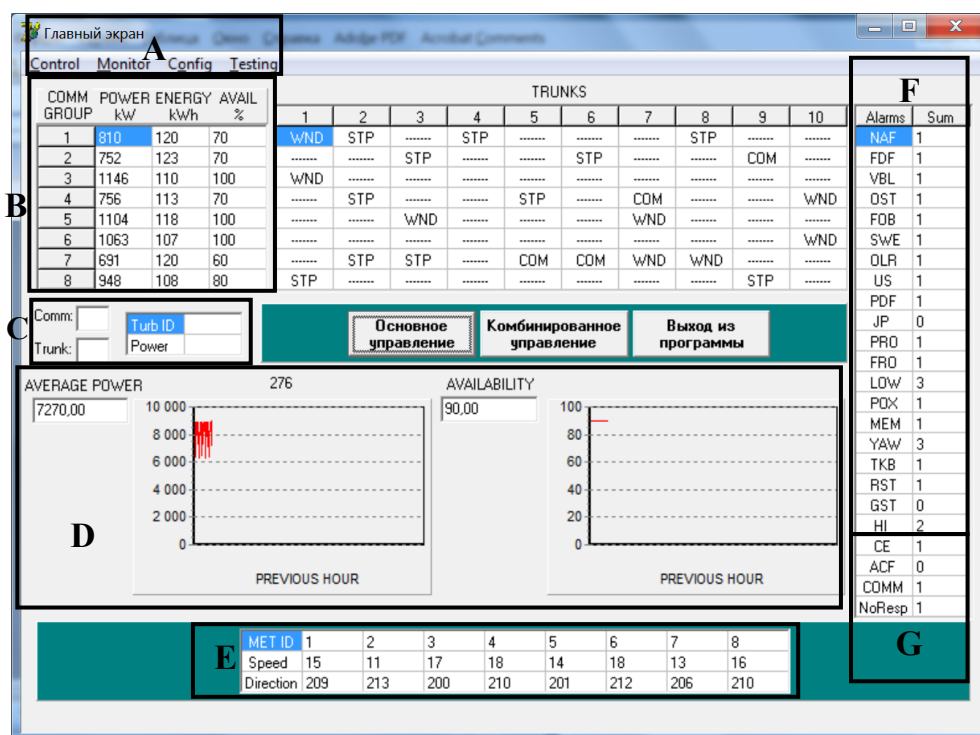


Рис. 2. Главный экран системы управления ветроэлектростанцией. Расположение областей: А, В, С D, Е, F, G

Fig. 2. The main Screen control systems wind power plant. An arrangement of areas

В – сводка по станции. Для каждой из восьми коммуникационных групп (Comm Group) индицируется суммарная мощность в кВт (Power kW), суммарная выработка электроэнергии в кВтч за 2 мин (Energy kWh) и коэффициент готовности коммуникационной группы в процентах (Avail %). Для каждой коммуникационной группы на каждой магистрали (Trunks) индицируется прямоугольник с текстовой информацией:

- ----- – нормальное состояние;
- STP – отказ хотя бы одной ветротурбины, подключенной к этой магистрали;
- WND – отказ, связанный с ветром;
- COM – отсутствие связи.

С – сведения о группе ветротурбин одной магистрали. Отображается текущая выходная

мощность (в kW) каждой отдельной ветротурбины в группе, подключенной к одной магистрали. Сведения о группе отображаются после щелчка левой кнопкой мыши на прямоугольнике (Trunks) в сводке по станции (область В). Если ветротурбина находится в состоянии отказа, то вместо выходной мощности индицируется последний отказ.

D – графики мощности и коэффициента готовности. Графическое представление выходной мощности (Average Power) и коэффициента готовности (Availability) всей станции за предыдущий час.

Е – сводка метеорологических данных. Отображает скорость (Speed) в м/с и направление (Di-

rection) ветра по показаниям метеовышек. Информация обновляется через каждые две минуты.

F – сводка признаков отказа. Отображает количество (SUM) признаков отказа (Alarms) каждого типа, имеющих место в данный момент по всей ветроэлектростанции.

G – сводка ошибок связи (Comm Errors), указывает на общее количество башен (в том числе метеовышек), включенных в конфигурацию ветроэлектростанции, с которыми в данный момент времени нет связи (NORESP).

На главном экране системы управления ветроэлектростанцией в области А отображаются

названия пяти основных функций, которые может выполнять система: Control – управление; Monitor – наблюдение; Config – конфигурация; Testing – проверка и тестирование.

На рис. 3 приведены меню, которые вызываются при нажатии левой клавиши мыши после выбора функции в области заголовков меню на главном экране системы управления ветроэлектростанцией. Краткое описание назначения каждого функционального экрана, указанного в меню, приведено ниже.

Control	Monitor	Config	Testing
Startup Shutdown EmergStop	Turb Op Alarms	TurbID MetID OpParavs Autostart Save Config	Maintence Reset Watchdog

Рис. 3. Заголовки пунктов меню

Fig. 3. Headings of points of the menu

*Меню Control (управление).* Startup – «Экран запуска»: запрашивает номер башни, а затем передает команду на ветротурбину для запуска. Shutdown – «Экран отключения»: запрашивает номер башни, а затем передает команду на ветротурбину для отключения. EmergStop – «Экран аварийной остановки»: запрашивает номер башни, а затем передает команду на ветротурбину для аварийной остановки.

*Меню Monitor (наблюдение).* Turb Op – «Экран текущих данных ветротурбины»: запрашивает номер башни ветротурбины и затем отображает текущие рабочие ее параметры, обновляя их каждые 2 секунды. Alarms – «Экран отказов»: запрашивает номер башни ветротурбины, а затем отображает признаки отказа, имеющиеся в ней.

*Меню Config (конфигурация).* Turb ID – «Экран идентификации ветротурбины»: используя этот экран, оператор может добавить, переместить или удалить ветротурбины в пределах конфигурации ветроэлектростанции. Met ID «Экран идентификации метеовышки»: используя этот экран, оператор может добавить, переместить или удалить метеовышки в пределах конфигурации ветроэлектростанции. Op Params – «Экран параметров работы»: отображает список установленных параметров работы ветротурбины. Используя этот экран, оператор может модифицировать выбранные параметры для ветротурбины. Autostart – «Экран автозапуска»: отображает список параметров ав-

томатического запуска для ветротурбины. Используя этот экран, оператор может изменить отдельные параметры для ветротурбины. Save Config – «сохранение конфигурации»: команда по которой конфигурация ветроэлектростанции, введенная в оперативную память компьютера управления и контроля с помощью «Экрана идентификации ветротурбины» и «Экрана идентификации метеовышки» сохраняется на жестком диске. Команда активизируется щелчком левой клавиши мыши на ее имени в меню Config. Эта команда также используется для сохранения на жестком диске данных, введенных с помощью «Экрана параметров работы» (OpParams) и «Экрана автозапуска» (Autostart). Load Config – «загрузка конфигурации»: команда, по которой конфигурация ветроэлектростанции на жестком диске компьютера управления и контроля с помощью «Экрана идентификации ветротурбины» (Turb ID), «Экрана идентификации метеовышки» (Met ID), «Экрана параметров работы» (OpParams) и «Экрана автозапуска» (Autostart), загружается в оперативную память.

*Меню Testing (проверка и тестирование).* Maintenance – «Экран обслуживания»: запрашивает номер башни ветротурбины, а затем передает команду на ветротурбину для ее отключения и вводит в список ветротурбин, находящихся на обслуживании, блокируя тем самым возможность ее запуска до выведения из списка. Reset – «Экран перезагрузки»: запрашивает номер баш-

ни ветротурбины, а затем передает команду на ветротурбину для перезагрузки ОЗУ устройства управления рабочими параметрами «по умолчанию». Этой командой пользуются после замены устройства управления в ветротурбине. Watchdog – «Экран проверки схемы самоконтроля устройства управления»: запрашивает номер башни ветротурбины, а затем передает команду на ветротурбину, инициализирующую проверку схемы самоконтроля устройства управления.

Экран меню «Комбинированное управление» (рис. 2) обеспечивает своевременную подготовку системы к внешним возмущениям в соответствии с вышеизложенным методом разграничения времени доступа к устройству изменения положения лопастей со стороны предложенного и основного методов принятия управляющих решений.

В то же время программное обеспечение управления ветроэнергетической установкой в составе ветроэлектростанции на базе учета вибрационной нагруженности привода и своевременной подготовки принятия управляющих решений при разных условиях эксплуатации энергоагрегата работает по таймеру (1000 мс) для обновления данных на форме. Также следует отметить, что математическая модель определения угловой скорости ротора ветротурбины, предложенная в ста-

тье автора в этом журнале (2022, т. 20, № 4, с. 56–63), учитывает не только ветровую нагрузку, но и нагруженность привода электрогенератора при разных режимах эксплуатации.

Таким образом, программный модуль, направленный на обеспечение своевременной подготовки системы к внешним возмущениям в совместной работе с тестовой программой управления ветроэнергетической установкой USW56–100 в составе ветроэлектростанции, требует оптимизации содержащихся аспектов, описание которых представлено выше с целью повышения эффективности управления ветроэнергетическим агрегатом.

На рис. 4 представлен вид окна модифицированного программного модуля, обеспечивающего своевременную подготовку системы к внешним возмущениям в режиме изменения угловой скорости ротора ветротурбины в большую сторону, в котором с помощью графических элементов (кнопок) возможна реализация предложенных алгоритмов. Кнопки можно активизировать посредством указания на них указателя мыши и нажатием левой кнопки этого устройства или с помощью прохода клавиши Tab и нажатием клавиши Enter.

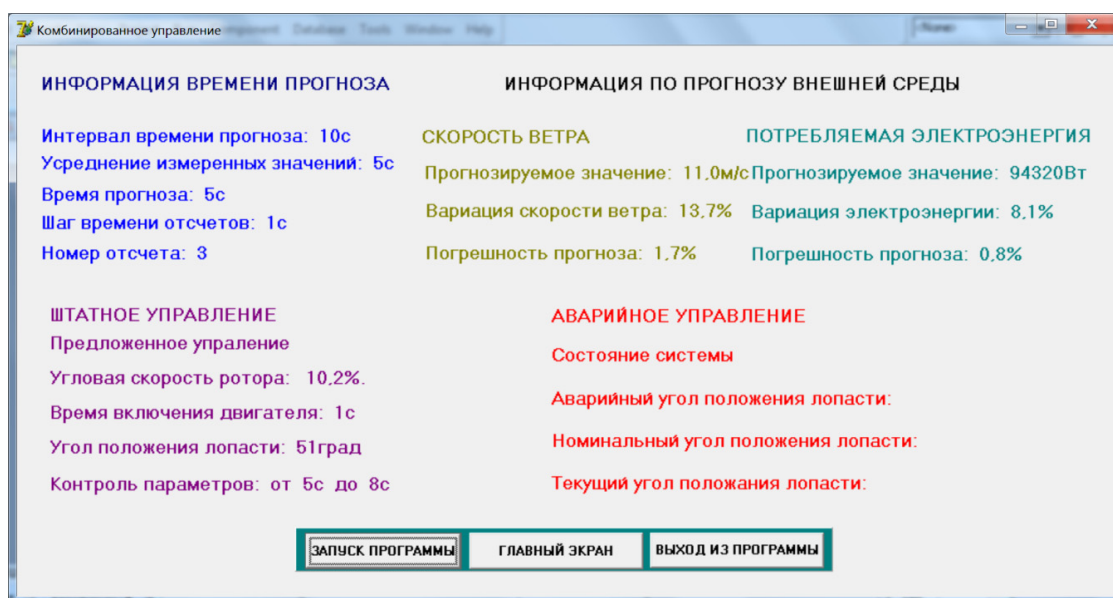


Рис. 4. Модифицированный программный модуль, обеспечивающий своевременную подготовку системы к внешним возмущениям в режиме изменения угловой скорости ротора ветротурбины в большую сторону

Fig. 4. The modified program module providing timely preparation of system to external indignations in a mode of change of angular speed of a rotor wind turbine in the big party

Информационные элементы (рис. 4) имеют назначения и алгоритм обработки данных в соответствии с модифицированной подсистемой оценки изменения угловой скорости ротора ветроколеса и

угла положения лопасти для оптимизации процесса управления энергоагрегатом на основе учета вибрационной нагруженности привода при разных режимах эксплуатации, изложенной выше:

1) интервал времени прогноза – информирует о промежутке времени  $[a, \tau]$  реализациях случайного процесса  $Y(\tau)$ , решение задачи оценки процесса на некоторый интервал упреждения;

2) усреднение измеренных значений – показывает промежуток времени, на котором выполняется исследование случайного процесса полиномами Чебышева, который позволяет, по аналогии с методом наименьших квадратов, аппроксимировать изменение среднего для метеорологического и электроэнергетического процесса, согласно модифицированной временной схеме доступа к устройству разворота лопастей со стороны предложенного и основного методов управления;

3) время прогноза – показывает, что время упреждения изменения скорости ветра и электрической нагрузки составляет 5 секунд;

4) шаг времени отсчетов – информирует, через какие промежутки времени из датчиков будут считываться данные скорости ветра и мощности потребляемой электроэнергии;

5) номер отсчета – показывает отсчет, на котором из датчиков реализован сбор информации о данных скорости ветра и мощности потребляемой электроэнергии;

6) угловая скорость ротора – указывает, на сколько процентов изменилась скорость вращения ротора ветротурбины в результате воздействия внешних возмущений, знак «+» в большую сторону, «-» в сторону уменьшения;

7) время включения двигателя – момент времени, с которого начинает работать двигатель привода питча на изменение угла положения лопастей;

8) угол положения лопасти – информирует, какой расчетный установленный угол атаки, необходимый для возвращения скорости вращения ротора в номинальное состояние;

9) контроль параметров – характеризует отрезок времени на интервале прогноза, при котором доступ к двигателю привода питча разрешен со стороны основного метода управления;

10) прогнозируемое значение – расчетная упреждающая скорость ветра в результате разложения случайного процесса в ряд на полиномы Чебышева на основе измеренных значений метеопараметра;

11) вариация скорости ветра – среднее квадратичное отклонение полученных вариантов ряда данных от их среднего значения на промежутке времени;

12) погрешность прогноза – ошибка ожидаемого значения скорости ветра (среднее квадратичное отклонение ошибки аппроксимации);

13) прогнозируемое значение – расчетная упреждающая потребляемая мощность электроэнергии в результате разложения случайного процесса в ряд на полиномы Чебышева на основе измеренных значений электрической нагрузки;

14) вариация потребляемой мощности электроэнергии – среднее квадратичное отклонение полученных вариантов ряда данных от их среднего значения на промежутке времени;

15) погрешность прогноза – ошибка ожидаемого значения скорости ветра (среднее квадратичное отклонение ошибки аппроксимации);

16) аварийный угол положения лопасти – характеризует расчетный угол атаки, который выходит за установленные границы работы двигателя привода питча;

17) номинальный гол положения лопасти – информирует, какой предельно возможный угол атаки верхней (нижней) границы разрешен для ветроустановки;

18) текущий угол положения лопасти – фактический угол атаки, принятый системой управления исходя из критериев возможных допустимых границ двигателя привода питча.

Описание элементов и представление информации в окне программы (рис. 4) определяет, что реализация алгоритмов с помощью программного обеспечения осуществляется в соответствии с модифицированной временной схемой доступа к устройству изменения положения лопастей со стороны предложенного и основного методов принятия управляющих решений (рис. 1) в результате оценки внешних возмущающих воздействий и анализа принятия решений по управлению, а расчетные параметры, принятые для эффективной работы энергоагрегата, имеют следующие значения:

1) ожидаемое значение скорости ветра составляет 11,0 м/с;

2) ожидаемое значение мощности потребляемой электроэнергии составляет 94320 Вт;

3) угловая скорость ротора ветротурбины увеличилась на 10,2 %;

4) расчетный требуемый угол положения лопасти 51 град;

5) время включения двигателя по развороту лопастей произойдет на 1-й секунде после начала принятия управляющих решений;

6) реализация контроля выходных управляемых параметров осуществляется в течение 3 секунд: от 5 до 8, т. е. за 2 секунды до оценки скорости ветра и электрической нагрузки с последующим решением выработки управляющих воздействий на очередном интервале времени прогноза. Следовательно, управление осуществ-

ляется со стороны предложенного метода управления. Резерв времени в 2 секунды обусловлен необходимостью избегания конфликта со стороны предложенного и основного методов управления.

Другие условия работы энергоагрегата программный модуль (рис. 4) реализует в соответствии с предложенным методом управления ветротурбиной в составе ветроэлектростанции на базе учета вибрационной нагруженности привода и своевременной подготовки процесса принятия управляющих решений при разных режимах эксплуатации энергоагрегата.

#### Анализ полученных результатов и выводы

В результате проведения исследований можно сделать следующие выводы:

- произведена оптимизация интервала времени выборки измеренных значений случайного процесса за счет уменьшения промежутка времени упреждения на 50 %, в основе разработки которого лежит организация согласованной работы предложенного и существующего методов управления ветроэлектрическим агрегатом, обусловленной разграничением времени доступа к двигателю привода угла питча лопасти со стороны рассматриваемых способов выработки управляющих воздействий, который составляет  $\Delta t = 5$  с, что позволит учесть оптимальное время, необходимое для подготовки системы к внешним возмущениям, и с целью повышения точности ожидаемых значений внешних воздействий обеспечит минимальный промежуток времени упреждения  $\Delta t > 0$ , нахождения реализации процесса в момент времени  $\tau + \Delta t = t_{i+1}$ ;

- разработан программный комплекс автоматизации управления ветроэнергетической установкой в составе ветроэлектростанции, обеспечивающий учет вибрационной нагруженности привода и своевременную подготовку системы принятия управляющих решений при разных режимах эксплуатации энергоагрегата.

#### Библиографические ссылки

1. Сребряков Р. А. Перспективы развития ветроэнергетики // Точная наука. – 2021. № 110. С. 2–13.
2. Сребряков Р. А. Теоретические основы математического моделирования вихревой ветроэнергетической установки // Точная наука. 2021. № 110. С. 23–30.
3. Многоагрегатная ветроэнергетическая установка для районов с низким ветровым потенциалом / С. С. Доржиев, Е. Г. Базарова, В. . Пилипков, М. И. Розенблюм // Агротехника и энергообеспечение. 2021. № 2 (31). С. 45–52.
4. Пионкевич В. А. Математическое моделирование ветротурбины для ветроэнергетической установки с асинхронным генератором методом частотных

скоростных характеристик // Вестник ИрГТУ. 2016. № 3. С. 83–88.

5. Emadifar R., Tohidi D., Eldoromi M. Controlling Variable Speed Wind Turbines Which Have Doubly Fed Induction Generator by Using of Internal Model Control Method // International Journal of Advanced Research in Electrical, Electronics and Instrumentation Engineering. 2016. No. 5. Pp. 3464–3471.

6. Balamurugan N., Selvaperumal S. Intelligent controller for speed control of three phase induction motor using indirect vector control method in marine applications // Indian journal of Geo Marine Sciences. 2018. No. 47. Pp. 1068–1074.

7. Vijayalaxmi B., Bheema K. Individual Pitch Control of Variable Speed Wind Turbines Using Fuzzy Logic with DFIG // International Journal of research in advanced engineering technologies. 2016. No. 5. Pp. 45–52.

8. Subbaian V., Sasidhar S. Maximum energy capture of variable speed variable pitch wind turbine by using RBF neural network and fuzzy logic control // International Research Journal of Engineering and Technology. 2015. No. 2. Pp. 493–500.

9. Haiying D., Lixia Y., Guohan Y., Hongwei L. Wind Turbine Active Power Control Based on Multi-Model Adaptive Control // International Journal of Control and Automation. 2015. No. 8. Pp. 273–284.

10. Буяльский В. И. Методика для устранения запаздывания включения устройства разворота лопастей ветротурбины // Энергетик. 2014. № 5. С. 33–55.

11. Буяльский В. И. Оптимизационная модель учета условий нагруженности привода при разных условиях эксплуатации ветроэлектрической установки // Интеллектуальные системы в производстве. 2022. Т. 20, № 1. С. 43–48.

12. Там же.

13. Буяльский В. И. Комбинированный метод управления ветротурбиной // Энергетик. 2016. № 4. С. 18–20.

14. Буяльский В. И. Автоматизированная система управления ветроэнергетической установкой на базе прогнозирования скорости ветра и мощности потребляемой электроэнергии // Наука и мир. 2017. № 9 (49) С. 14–19.

15. Там же.

#### References

1. Serebryakov R.A. [Prospects for the development of wind energy]. *Tochnaya nauka*. 2021. No. 110. Pp. 2–13 (in Russ.).
2. Serebryakov R.A. [Theoretical foundations of mathematical modeling of a vortex wind turbine]. *Tochnaya nauka*. 2021. No. 110. Pp. 23–30 (in Russ.).
3. Dorgiev S.S., Bazarova E.G., Pilipkov V.V., Rozenblum M.I. [Multi-unit wind power plant for areas with low wind potential]. *Agrotehnika i energoobespechenie*. 2021. No. 2. Pp. 45–52 (in Russ.).
4. Pionkevich V.A. [Mathematical modeling of a wind turbine for a wind power plant with an asynchronous generator by the method of frequency-speed characteristics]. *Vestnik IrGTU*. 2016. No. 3, pp. 35–37 (in Russ.).



5. Emadifar R., Tohidi D., Eldoromi M. Controlling Variable Speed Wind Turbines Which Have Doubly Fed Induction Generator by Using of Internal Model Control Method. In International Journal of Advanced Research in Electrical, Electronics and Instrumentation Engineering. 2016. No. 5. Pp. 3464-3471.
6. Balamurugan N., Selvaperumal S. Intelligent controller for speed control of three phase induction motor using indirect vector control method in marine applications. In Indian journal of Geo Marine Sciences. 2018. No. 47. Pp. 1068-1074.
7. Vijayalaxmi B., Bheema K. Individual Pitch Control of Variable Speed Wind Turbines Using Fuzzy Logic with DFIG. In International Journal of research in advanced engineering technologies. 2016. No. 5. Pp. 45-52.
8. Subbaian V., Sasidhar S. Maximum energy capture of variable speed variable pitch wind turbine by using RBF neural network and fuzzy logic control // International Research Journal of Engineering and Technology. 2015. No. 2. Pp. 493-500.
9. Haiying D., Lixia Y., Guohan Y., Hongwei L. Wind Turbine Active Power Control Based on Multi-Model Adaptive Control. In International Journal of Control and Automation, 2015. No. 8. Pp. 273-284.
10. Buyalsky V.I. [Technique for Eliminating the Turn-On Delay of a Wind Turbine Blade Turner]. *Energetik*. 2014. No. 5. Pp. 33-55 (in Russ.).
11. Buyalsky V.I. [Optimization model for taking into account drive loading conditions under different operating conditions of a wind power plant]. *Intellectualnyy sistemy v proizvodstve*. 2022. Vol. 20, no. 1. Pp. 43-48 (in Russ.).
12. Ibid.
13. Buyalsky V.I. [Combined wind turbine control method]. *Energetik*. 2016. No. 4. Pp. 18-20 (in Russ.).
14. Buyalsky V.I. [Automated control system for a wind power plant based on forecasting wind speed and power consumption]. *Nauka i mir*. 2017. No. 9. Pp. 14-19 (in Russ.).
15. Ibid.

\* \* \*

V. I. Buyalsky, PhD in Engineering, Federal State Independent Educational Institution Sevastopol State University, Sevastopol, Russia

### Software Control of Wind Turbine Being the Part of Wind Power Plant Based on Drive Vibration Loading and Relevant Executive Decision-Making Preparation at Various Energy Unit Operation Modes

*The relevance of time access scheme optimization to the device measuring blade repositioning from the offered and basic decision-making control methods based on critical analysis of relevant system preparation to external disturbances is proved.*

*Optimization of access time interval of measured values for a random process due to lead time interval reduction by 50 % based on coordinated functioning of the offered and existing wind electric unit control methods is performed. The operation is stipulated by access time differentiation to the engine of a pitch-angle blade drive from the considered control action elaboration which constitutes  $\Delta t = 5$  s. It allows to consider the optimum time required to prepare the system for external disturbances, and to increase the accuracy of external disturbance anticipated values providing minimal lead time interval  $\Delta t > 0$  of process implementation at time  $\tau + \Delta t = t_{i+1}$ . To minimize output parameter control time according to the basic executive decision-making method and to increase the accuracy of wind speed determination and the power consumption being characterized as a random software implemented process, when measured values can be stored in a file with further application for future lead intervals, an approach to decrease control time of output parameters by 50% was developed, since the control is first implemented for the time interval  $\Delta t'_1 = 60$  s, while for the next interval it is  $\Delta t'_2 = 10$  s.*

*A software automation solution to control the wind electric unit within the wind power plant taking into account drive vibration loading and relevant decision-making preparation of the system at various energy unit operation modes was developed.*

**Keywords:** optimization, wind turbine, time estimation, computer program, automation, control system.

Получено: 26.10.22

#### Образец цитирования

Буяльский В. И. Программное обеспечение управления ветротурбиной в составе ветроэлектростанции на базе учета вибрационной нагруженности привода и своевременной подготовки процесса принятия управляющих решений при разных режимах эксплуатации энергоагрегата // Интеллектуальные системы в производстве. 2023. Т. 21, № 1. С. 79–87. DOI: 10.22213/2410-9304-2023-1-79-87.

#### For Citation

Buyal'skii V.I. [Software control of wind turbine being the part of wind power plant based on drive vibration loading and relevant executive decision-making preparation at various energy unit operation modes]. *Intellectualnye sistemy v proizvodstve*. 2023, vol. 21, no. 1, pp. 79-87 (in Russ.). DOI: 10.22213/2410-9304-2023-1-79-87.