

УДК 620.92:004.4

ИНТЕЛЛЕКТУАЛЬНОЕ УПРАВЛЕНИЕ АКТИВНО-АДАПТИВНЫМИ СЕТЯМИ С ПРИМЕНЕНИЕМ ВЕРХНЕУРОВНЕВЫХ АЛГОРИТМОВ

*А.Г. Васьков, Ю.В. Кудрявцева, Ф.В. Молотов, Ю.П. Симаков,
Т.А. Шестопалова, В.А. Юриков*

Рассмотрены алгоритмы работы ВЭС, в том числе алгоритм управления с резервированием сетей. Проанализирована проблема управления этими и подобными установками, представлен универсальный алгоритм, в котором есть возможность менять управляющие параметры в зависимости от типа используемых ветроэнергетических установок. Описаны установки и программное обеспечение лабораторного комплекса, на котором производится моделирование работы ВЭС. Описано оптимальное применение интеллектуальных алгоритмов управления в небольших энергосистемах.

Ключевые слова: возобновляемые источники энергии; микросеть; SMART-grid; энергетика; источники; солнце; ветер; активно-адаптивные сети.

ЖОГОРКУ ДЕНГЭЭЛДЕГИ АЛГОРИТМДЕРДИ КОЛДОНУУ МЕНЕН АКТИВДҮҮ-АДАПТИВДҮҮ ТАРМАКТАРДЫ ИНТЕЛЛЕКТУАЛДЫК БАШКАРУУ

*А. Г. Васьков, Ю. В. Кудрявцева, Ф. В. Молотов, Ю. П. Симаков,
Т. А. Шестопалова, В. А. Юриков*

Бул макалада Шамал электр станцияларынын иштөө алгоритми, анын ичинде тармакты резервдөө менен башкаруу алгоритмдери каралган. Ушул жана ушуга окшош түзүлүштөрдү башкаруу маселеси талдоого алынган, универсалдуу алгоритм берилген, анда пайдаланылуучу шамал энергетикалык түзүлүштөрдүн тибине жараша башкаруу параметрлерин алмаштыруу мүмкүндүгү бар. Шамал электр станцияларынын иштөө моделин жүргүзүүчү механизмдер жана лабораториялык комплекстин программалык камсыздоосу сүрөттөлгөн. Анча чоң эмес энергетикалык системаларда интеллектуалдык башкаруу алгоритмдерин оптималдуу колдонуу сүрөттөлгөн.

Түйүндүү сөздөр: калыбына келүүчү энергия булактары; микро тармак; SMART-grid; энергетика; булактар; күн; шамал; активдүү-адаптивдик тармактар.

INTELLIGENT MANAGEMENT OF ACTIVE-ADAPTIVE GRIDS USING TOP-LEVEL ALGORITHMS

*A.G. Vaskov, U.V. Kudryavtseva, F.V. Molotov, U.P. Simakov,
T.A. Shestopalova, V.A. Iurikov*

Various algorithms of WPP operation are considered, including control algorithm with a redundant grid. The problem of managing such and similar installations is analyzed, and a universal algorithm is made in which you only need to change some parameters depending on the wind installation. It describes the installations and software of the laboratory complex, which is used for modeling of the WPP operation. The optimal application intelligent algorithms for managing in small power systems is described.

Keywords: RES; micro-grid; SMART-grid; energy; sources; sun; wind; active-adaptive grids.

Введение. Интеллектуальные сети (ИС), вызвавшие революцию в традиционных электрических сетях, объединяют различные интеллектуальные инфраструктуры и возобновляемые источники энергии. ИС, в сочетании с широко распространенными сетями электропитания и интеллектуальными сетями связи, сформировала единую сеть. ИС имеет существенную особенность: соединение двух взаимозависимых сетей, вместо использования одной изолированной сети. Эта особенность каскадной схемы вызвала интерес у многих исследователей, как к обеспечивающей техническую безопасность на более высоком уровне [1].

С автоматизацией и цифровизацией сетей подход к микросетям, которые являются локальными или изолированными электроэнергетическими системами, существенно изменился. Появилась возможность их реализации в энергосетях практически любого типа.

Основная идея микросетей. Микросеть в общем виде может быть рассмотрена как комплекс источников энергии, чаще распределённой генерации, систем электроснабжения, потребителей, систем накопления и резервирования возобновляемых источников энергии. Одним из важнейших элементов микросетей являются автоматизированные системы технологического управления. Микросеть с источниками на основе ВИЭ может использоваться как в изолированных сетях, так и в составе объединённой энергосистемы, экономя углеводородное топливо и тем самым способствуя улучшению экологической обстановки, состояние которой сейчас вызывает серьезное беспокойство.

Возвращаясь к интеллектуализации сетей, необходимо отметить, что в случае параллельной работы с сетью, микросеть вступает во взаимодействие с ней для получения энергии, если энергии, вырабатываемой энергоустановками на основе ВИЭ, недостаточно для потребителя. В противном случае осуществляется подача избыточной электроэнергии в сеть. Режим подачи электроэнергии в сеть менее вероятен, так как стоимость электроэнергии внутри микросети будет значительно ниже тарифной стоимости электроэнергии, и ее доставка в сеть будет целесообразной только при наличии специальных льготных тарифов на «зеленую» электроэнергию [2].

Помимо источников на базе ВИЭ в микросеть могут входить традиционные источники электроэнергии, например, мини-ТЭЦ или дизельная установка, как правило, они играют роль гарантирующих источников. Необходимо также помнить про отопление в локальных энергосистемах. Источниками теплой воды для отопления и горячего водоснабжения может выступать как котельная, ТЭЦ, так и солнечный коллектор. Важно помнить, что в тепловых сетях должно быть минимальное расстояние между источниками и потребителями тепла [3, 4].

У электростанций, использующих энергию солнца или ветра, есть много очевидных положительных сторон. Но негативным моментом является нулевая гарантированная мощность. В соответствии с правилами устройства электроустановок, существует три категории надежности электроприемников. Стоит отметить, что возобновляемые источники энергии (за исключением ГЭС) не обеспечивают гарантированного энергоснабжения. Разрешается этот недостаток, как правило, с помощью:

- резервирования потребителей подключением к Единой энергосистеме в моменты провала мощности ВИЭ;
- использования систем накопления электроэнергии;
- применения резервного (гарантированного) источника питания.

Главной задачей интеллектуальных алгоритмов управления в этом случае является оптимальное сочетание всех компонентов микросети. Микросеть снабжает потребителей разных категорий электроэнергией и в ней должны соблюдаться требования к качеству электроэнергии, такие как поддержание нормативного уровня частоты и напряжения, кроме того, необходимо оптимально перераспределять ресурсы, чтобы максимально использовать условно-бесплатную энергию ВИЭ.

Для улучшения качества электроснабжения с помощью энергоустановок на основе ВИЭ разрабатывают и применяют различные интеллектуальные алгоритмы управления генерацией и потреблением электроэнергии в микросетях. Авторами были разработаны алгоритмы, позволяющие реализовать более надежную и устойчивую работу сети [5, 6].

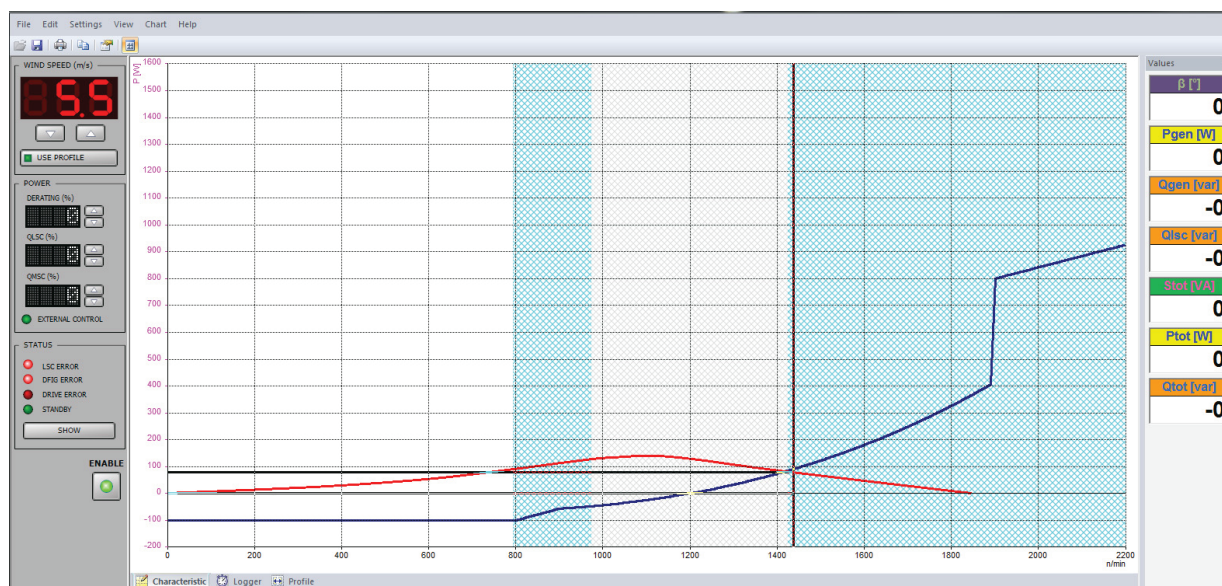


Рисунок 1 – Программное обеспечение для управления ветроэнергетической установкой

Предлагаемые алгоритмы работы ИС были апробированы в экспериментах на электромеханической модели энергосистемы с ВИЭ.

Описание алгоритмов. Ветровые электрические станции имеют нулевую гарантированную мощность, это вносит важные коррективы в работу сети. В связи с постоянными изменениями скорости ветра, меняется и выдаваемая мощность ВЭУ. Все эти и другие изменения моделируются с использованием специального программного обеспечения.

В составе электромеханической модели, на которой исследовали алгоритмы управления, ВЭС является сетевой, а не автономной – необходимо строго выдерживать требования по частоте и напряжению на выходе ветрогенератора. Частота электрического тока, выдаваемого в сеть, регулируется с помощью «вставки постоянного тока» в цепи ротора генератора ВЭУ (используется машина двойного питания). Диапазон частоты вращения генератора, в котором удаётся корректировать частоту электрического тока до значений промышленной частоты (50 Гц), лежит в пределах от 1000 до 1800 об/мин. Однако в над-синхронном режиме синхронизации может не произойти, несмотря на работу регулирующих устройств.

На рисунке 1 представлен внешний вид программного обеспечения для управления электромеханической моделью ВЭУ.

Регулировка мощности ветрогенератора может производиться разными путями:

- 1) регулированием угла поворота лопастей;
- 2) регулированием полосы пропускания вставки постоянного тока;
- 3) изменением возбуждения генератора.

Рассмотрим второй из предложенных способов. Полоса пропускания вставки постоянного тока определяется таким параметром, как «Derating» [7], величина которого может изменяться в пределах (0...100) %, где 0 % означает минимальное сопротивление вставки постоянного тока, а 100 % – полное блокирование выдачи мощности.

При достижении данным параметром величины в 100 % частота вращения уменьшается, вплоть до выхода ВЭУ из синхронизации с сетью. При выходе из синхронизации «Derating» становится равным нулю, и генератор разгоняется без какого-либо сопротивления. В случаях, когда за время разгона генератор не успевает синхронизироваться с сетью, механическая частота вращения может превысить верхнюю границу диапазона синхронизации и происходит разгон ротора генератора выше допустимых значений.

Для борьбы с этим явлением был разработан алгоритм управления ВЭУ.

В общем случае регулирование мощности ВЭУ можно осуществить разными способами, условно обозначенными как:

- 1) метод «прогнозной оценки» на основе метеоданных;
- 2) метод «зависимостей»;
- 3) «итерационный» метод.

Для реализации метода «прогнозной оценки» на основе метеоданных с помощью нейронных сетей, требуется точный прогноз погодных условий в данной точке местности. В настоящее время он не может быть реализован из-за отсутствия точных прогнозов.

Метод «зависимостей» можно успешно применять на ВЭУ, но для его реализации нужно провести большую серию опытов на разных установках при разных погодных условиях, так как метод построен на анализе статистических данных. Точность такого метода сильно зависит от качества проведённых измерений при анализе, и зависимостей между всеми показателями режима работы ВЭУ. В составе ветростанции также необходимо учитывать затенение ветрогенераторами друг друга, что вносит дополнительную сложность в применение этого метода.

В данной работе рассмотрен «итерационный» метод, блок-схема которого представлена на рисунке 2.

«Итерационный» подход представляет собой дискретное изменение величины параметра «Derating» и сравнение мощности, выдаваемой ВЭУ с заданием по мощности, определяемым дефицитом мощности в микросети. Исследование было проведено для ВЭУ, работающей параллельно с объединённой энергосистемой. Таким образом, баланс мощности можно записать как:

$$\Delta P_{\text{оэс}} = P_{\text{потребитель}} - P_{\text{вэу}} \quad (1)$$

Алгоритм настроен таким образом, чтобы мощность микросети не отдавалась в ОЭС и не потреблялась, кроме случаев дефицита мощности в микросети [8]. Если выдаваемой в данный момент мощности ВЭУ достаточно, это считается нормальным режимом работы.

Зависимость мощности ВЭУ от потребления энергии представлена на рисунке 3.

Основная задача алгоритма управления – итерационный подбор параметра «Derating» таким образом, чтобы добиться выполнения выражения (1). Система управления сравнивает с нулем $\Delta P_{\text{оэс}}$ и, в зависимости от знака, увеличивает или уменьшает мощность ветровой станции $P_{\text{вэу}}$, контролируя параметр «Derating». Но, как можно увидеть на графике рисунка 3, при этом имеет место некоторый колебательный процесс.

Чтобы избавиться от этого явления, можно применить адаптивный алгоритм управления параметром «Derating». Он заключается в изменении скорости корректировки мощности ВЭУ в зависимости от дефицита мощности в локальной энергосистеме. Такой прогрессивный способ можно задать либо вручную, либо определив зависимость величины изменения параметра «Derating» от величины дефицита мощности $\Delta P_{\text{оэс}}$.

Эксперименты показали принципиальную возможность такого управления мощностью ВЭУ (рисунки 4). Зависимость величины изменения мощности или шага изменения мощности от $\Delta P_{\text{оэс}}$ была получена эмпирическим путем.

При управлении ветрогенератором необходимо учитывать также и кратковременные порывы ветра, чтобы система управления на них не реагировала. Изменение мощности ВЭУ происходит с некоторой инерцией, что также необходимо учитывать, чтобы избежать проблем с длительными колебательными процессами. Результаты работы ВЭУ под контролем такой системы управления показаны на рисунке 5.

Недостатком алгоритма управления, с которым необходимо бороться, является частое изменение мощности, приводящее к нежелательным колебаниям, вносящим нестабильность в систему и приводящим к ускоренному износу оборудования.

Ниже представлен программный код, реализуемый программируемым логическим контроллером:

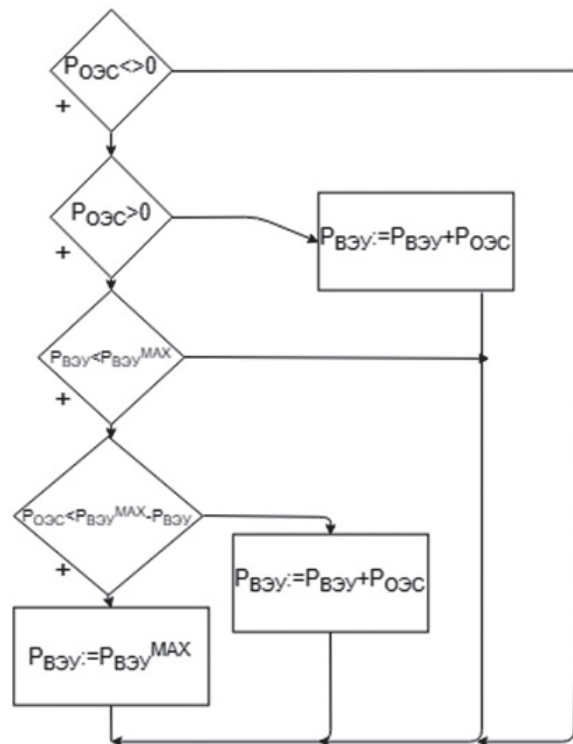


Рисунок 2 – Блок-схема итерационного метода



Рисунок 3 – Зависимость мощности потребителя и мощности ВЭУ

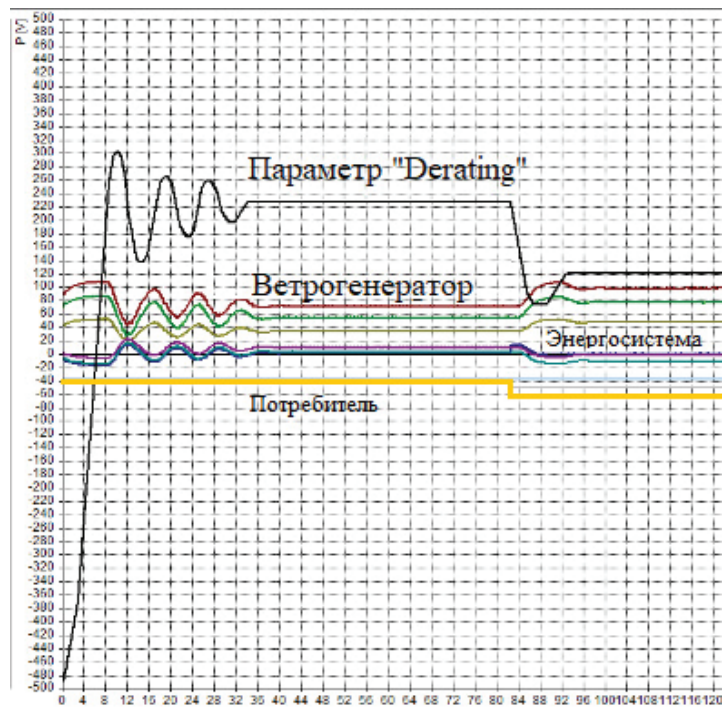


Рисунок 4 – Выполнение баланса мощности в микросети с ВЭУ

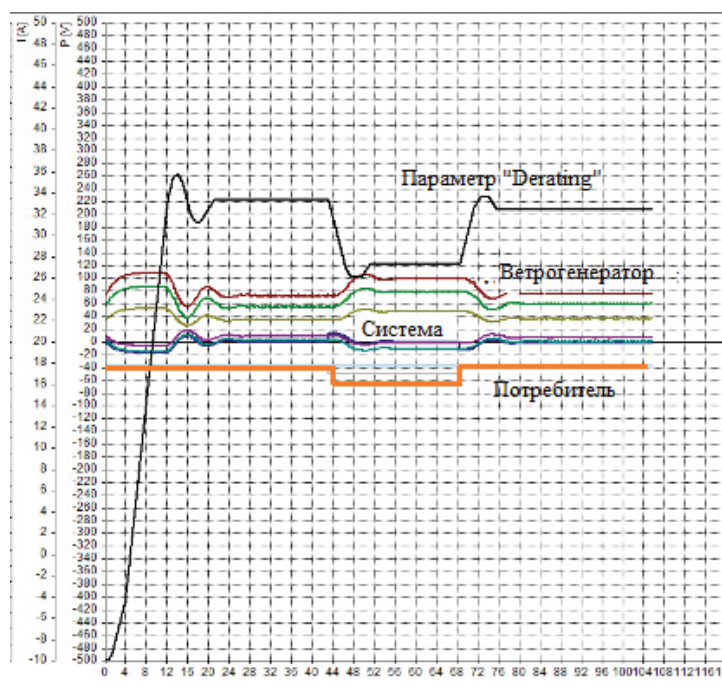


Рисунок 5 – Выполнение баланса мощности в микросети с ВЭУ (прогрессивный алгоритм)

```
VAR
ID4_0024 AT %ID4.0024 : REAL; (* Активная мощность системы *)
Q7_0000_00 AT %QX7.0000.00 : BOOL; (* Q0 Увеличить ВЭУ *)
Q7_0000_01 AT %QX7.0000.01 : BOOL; (* Q1 Снизить ВЭУ *)
Q7_0000_02 AT %QX7.0000.02 : BOOL; (* Q2 Норм режим ВЭУ *)
QL16_0020 AT %QL16.0020 : LREAL; (* Derating *)
I7_0000_00 AT %IX7.0000.00 : BOOL; (* I0 *)
I7_0000_01 AT %IX7.0000.01 : BOOL; (* I1 *)
QL7_0000 AT %QL7.0000 : LREAL; (* Значение 1 *)
FB
      : CLOCK;
END_VAR
IF QL16_0020 < 0 THEN
  QL16_0020 := 0;
  END_IF;
IF QL16_0020 > 100 THEN
  QL16_0020 := 100;
  END_IF;
IF QL16_0020 >= 0 AND QL16_0020 <= 100.0 THEN
  IF ID4_0024 > 5.0 THEN
    Q7_0000_00:=TRUE; (*Увеличить ВЭУ*)
    Q7_0000_01:=FALSE;
    Q7_0000_02:=FALSE;
    FB(IN := Q7_0000_00, PT := T#1ms);
    I7_0000_00 := FB.Q;
    QL16_0020 := QL16_0020 - 0.02;
  ELSE
    IF ID4_0024 < -5.0 THEN
      Q7_0000_00:=FALSE; (*Снизить ВЭУ*)
      Q7_0000_01:=TRUE;
      Q7_0000_02:=FALSE;
      FB(IN := Q7_0000_01, PT := T#1ms);
      I7_0000_01 := FB.Q;
    QL16_0020:=QL16_0020 + 0.02;
  ELSE
    Q7_0000_00:=FALSE;
    Q7_0000_01:=FALSE;
    Q7_0000_02:=TRUE;
  END_IF;
  END_IF;
END_IF;
IF QL16_0020 < 0 THEN
  QL16_0020 := 0;
  END_IF;
IF QL16_0020 > 100 THEN
  QL16_0020 := 100;
  END_IF;
QL7_0000 := QL16_0020;
```

В программном коде определён допустимый «коридор» мощности системы (фактически – погрешность работы системы управления) $E = (-5...+5)$ Вт. Такое значение получено экспериментально для данной установки, но для каждой конкретной ВЭУ оно будет разным. Этот диапазон должен определяться для того, чтобы не происходило постоянных колебаний параметров системы регулирования. Кроме того, установлено, что изменение параметра «Derating» идёт с шагом в 0,02 % через каждую 1 миллисекунду. Это оптимальное значение временного шага, так как при нём наблюдаются наименьшие колебания. При увеличении шага снижается точность регулирования, а при увеличении до 1 % система регулирования фактически уходит в бесконечный колебательный процесс, так как параметр «Derating» быстро достигает крайних значений (0...100 %). Колебательный процесс объясняется некоторой задержкой регулирования, обусловленной работой тиристорных преобразователей.

Стоит заметить, что система оперативно реагирует на нехватку или избыток мощности, и частота электрического тока поддерживается стабильной в рамках действующих требований стандартов.

Выводы. Быстродействие работы алгоритма можно повысить за счёт применения предложенного «прогрессивного» алгоритма. Кроме того, эффективность работы системы управления может быть повышена путём использования маневренного управляемого потребителя, позволяющего быстро увеличить или снять нагрузку. Это особенно актуально, если нет возможности подключиться к объединённой энергосистеме.

Для повышения надежности и улучшения быстродействия реакции системы управления на изменения потребления или выработки электроэнергии теми или иными элементами энергосистемы, необходимо применять более совершенные алгоритмы – «прогрессивный» или же «функциональный». Это позволит практически полностью избежать колебаний в системе, особенно если система содержит много разнотипных источников электроэнергии.

Литература

1. Wang Kaixuan. How to Couple Two Networks for a Smart Grid / Kaixuan Wang, Yan Qiao, Ningzhe Xing // IEEE Access. 2018. Vol. 6. Pp. 13–20.
2. Гусаров В.А. Электроснабжение сельских территорий с помощью микросетей на основе возобновляемых источников энергии / В.А. Гусаров, Д.С. Стребков, В.В. Харченко. М.: Всеросс. ин-т электрификации сельского хозяйства (ВИЭСХ). 2013. С. 72–76.
3. Sina Parhizil (Student Member, IEEE), Hossein Lotfi (Student Member, IEEE), Amin Khodaeil (Senior Member, IEEE), and Shay Bahramirad (Senior Member, IEEE) // State of the Art in Research on Microgrids: A Review // IEEE Access. 2015. Vol. 3. Pp. 890–925.
4. Microgrids and active distribution networks / S. Chowdhury, S.P. Chowdhury and P. Crossley // The Institution of Engineering and Technology. London, United Kingdom, 2009. Pp. 78–81.
5. Kalkal Pratik. Transition from conventional to modern grids: modern grid include microgrid and smartgrid / Pratik Kalkal, Vijay Kumar Garg // 4th International Conference on Signal Processing, Computing and Control (ISPCC), 2017. Pp. 223–228.
6. Galkin Nikolay. SmartGrid technologies for flexible production: initial explorations and laboratory case study / Nikolay Galkin; Valeriy Vyatkin // 13th IEEE Conference on Industrial Electronics and Applications (ICIEA). 2018. Pp. 963–968.
7. Ильин Д.М. Верификация расчетной модели ВЭУ с АГДП, созданной в Matlab Simulink на физической модели ВЭУ в МЭИ / Д.М. Ильин, А.Г. Васьков, Т.А. Шестопалова и др. // Вестник КРСУ. 2019. Т. 19. № 4. С. 33–38.
8. Yamnenko Julia. Forecasting of electricity consumption in SmartGrid / Julia Yamnenko, Tetyana Tereshchenko, Liubov Klepach, Dmitry Palii // International Conference on Modern Electrical and Energy Systems (MEES). 2017. Pp. 208–211.