

УДК 621.311.212

**Г.Н. Ниязова**

*Институт автоматки и информационных технологий НАН КР, г. Бишкек,  
Кыргызстан, e-mail: [gulmira-n.86@mail.ru](mailto:gulmira-n.86@mail.ru)*

## **АНАЛИЗ СУЩЕСТВУЮЩИХ СПОСОБОВ СТАБИЛИЗАЦИИ ПАРАМЕТРОВ МИКРОГЭС**

В статье рассмотрена основная классификация способов стабилизации параметров генерируемой электрической энергии микроГЭС. Приведены структурные схемы их реализации и проведён анализ особенностей работы, достоинств и недостатков. Предлагается способ стабилизации частоты вращения гидротурбины нового типа микроГЭС малой мощности с использованием саморегулирующегося адаптивного маховика. Принцип стабилизации основан на изменении значения момента инерции гидротурбины.

**Ключевые слова:** микроГЭС малой мощности; способы стабилизации параметров электроэнергии; момент инерции; саморегулирующийся адаптивный маховик.

Необходимость обеспечить децентрализованных потребителей качественной и недорогой электроэнергией в энергодефицитных регионах обуславливает поиски новых решений в автономном энергоснабжении. В Кыргызстане одним из основных перспективных направлений является использование потенциала малых рек и ручьев, а также создание высокоэффективного гидроэнергетического оборудования для малых и микроГЭС.

Если говорить о качестве электроэнергии, вырабатываемой микроГЭС, то согласно ГОСТ 13109-97, в 11 показателей качества электроэнергии входят также параметры выходного напряжения, характеризующиеся номинальной величиной и частотой. Поэтому одним из основных элементов микроГЭС является система стабилизации, обеспечивающая статически устойчивый режим работы гидроагрегата и стабилизацию его выходного напряжения.

На сегодняшний день известны пять основных способов стабилизации параметров генерируемой электроэнергии микроГЭС [1]:

- стабилизация частоты вращения гидротурбины путем воздействия на элементы гидротехнического оборудования (рис.1, а);
- стабилизация частоты вращения электрической машины путем установки между гидродвигателем и генератором привода постоянной скорости (рис.1, б);
- поддержание стабильной частоты выходного напряжения с помощью специальных конструкций электрических машин – генераторов стабильной частоты при переменной частоте вращения (рис.1, в);
- поддержание стабильной частоты тока и напряжения с использованием статических преобразователей частоты, преобразующих напряжение генератора с переменной частотой вращения (рис.1, г);
- поддержание стабильной частоты тока и напряжения путём размещения между генератором и нагрузкой дополнительной регулируемой нагрузкой (рис.1, д).

Возможно также использование комбинаций этих способов в различных сочетаниях.

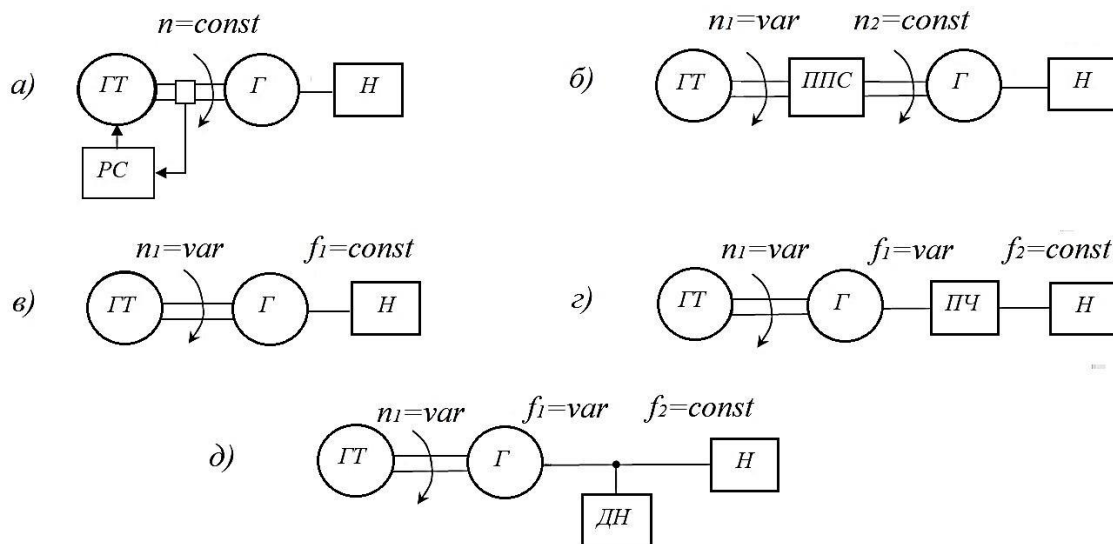


Рисунок 1 Способы стабилизации параметров микроГЭС: ГТ – гидротурбина; Г – генератор; Н – нагрузка; РС – регулятор скорости; ППС – привод постоянной скорости; ПЧ – преобразователь частоты; ДН – дополнительная нагрузка

Первый и второй способы стабилизации основаны на использовании различных электро- и гидромеханических регуляторов, однако при этом усложняется конструкция установки, могут увеличиваться габариты и вес установки, снижаются показатели надёжности микроГЭС. Третий и четвертый способы основаны на упрощении механической конструкции микроГЭС для улучшения эксплуатационно-технических характеристик. Недостаток пятого способа – понижение КПД.

Основная цель при проектировании микроГЭС – это получение оптимальных значений эксплуатационно-технических показателей, и здесь возникает дилемма: для упрощения гидротехнического оборудования необходимо усложнение электрической части микроГЭС.

Предлагается использовать полупроводниковые преобразователи, так как они хорошо сочетаются с электрическими машинами различного типа и назначения. Это позволяет создавать новый тип преобразовательных устройств – машинно-вентильных преобразователей, которые обладают широкими возможностями по управлению процессами выработки и преобразования электрической энергии. Именно такие преобразователи широко применяются в современных установках микроГЭС.

Однако производство электроэнергии высокого качества с использованием машинно-вентильных источников электропитания достигается путём существенного усложнения (а значит, и удорожания) преобразовательной части установки. Использование электромашинных генераторов в микроГЭС также усложняется тем, что превышение номинальной частоты вращения для них допускается не более чем на 30 % [1].

На сегодняшний день также популярно применение способа стабилизации напряжения микроГЭС, основанного на включении на выходе генератора электроэнергии регулируемой балластной нагрузки. В качестве балластной нагрузки может применяться полезная нагрузка (осветительная нагрузка, электрообогреватели). Основное внимание при использовании данного способа направлено на автоматическое перераспределение электрической мощности между потребителями, которые подключаются или отключаются в определённых сочетаниях при помощи регулятора балластной нагрузки [2].

Достоинством данного способа является его хороший экономический эффект, заключающийся в возможности исключения механической системы стабилизации частоты вращения гидротурбины, а стабилизацию осуществлять статическими полупроводниковыми преобразователями, которые имеют ряд преимуществ в сравнении с их аналогами: компактность, надежность, отсутствие движущихся элементов и т.д. Стоимость автоматической балластной нагрузки составляет около 20 % от стоимости механического регулятора гидротурбины [3].

Также к достоинствам можно отнести возможность применения общепромышленных генераторов без большого запаса механической прочности. Кроме того, автобалластный способ стабилизации хорошо сочетается с регулированием выходных параметров асинхронного генератора с ёмкостным самовозбуждением, что позволяет применять как синхронные, так и асинхронные электрические машины [1].

Анализируя современные способы стабилизации параметров микроГЭС, можно отметить, что ни один из них в условиях изменения нагрузки в широких диапазонах мощностей не проявил бы себя эффективным, не требуя при этом существенного увеличения массогабаритных показателей установки или усложнения электрической части микроГЭС.

Рассмотрим ещё один способ стабилизации для автономной микроГЭС малой мощности – способ стабилизации частоты вращения вала гидротурбины, обеспечивающий требуемую равномерность вращения вала гидротурбины. Неравномерность вращения связана с изменением в процессе работы движущих сил и сил сопротивления, которые вызваны как периодическим характером рабочего процесса, так и внешними изменениями. Процессы такого рода вызывают неравномерность вращения, которая изменяется с периодичностью включения или отключения электроприёмников. Новый способ стабилизации основан на изменении значения момента инерции гидротурбины путем использования маховика с автоматически регулируемой массой и моментом инерции, и регулирования энергии потока воды, поступающей на выходы напорного трубопровода [4].

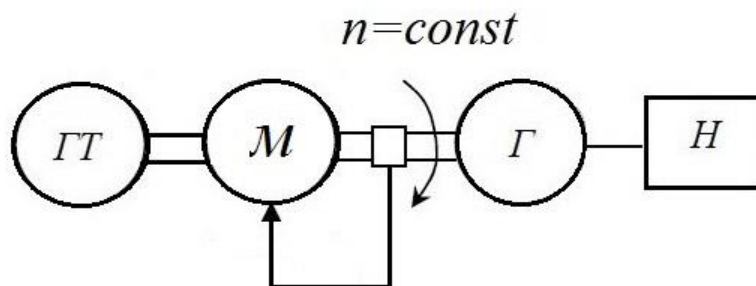


Рисунок 2. Способ стабилизации частоты вращения вала гидротурбины: ГТ – гидротурбина; Г – генератор; Н – нагрузка; М – маховик

В работе [4] рассмотрен новый способ стабилизации частоты микроГЭС, на который получен соответствующий патент Кыргызской Республики [5]. Получены патенты и на конструктивные исполнения (КИ1, КИ2) саморегулирующегося адаптивного маховика, входящего в состав микроГЭС [6, 7].

Рассмотрим способ стабилизации частоты микроГЭС КИ2, изображенный на рис.3, изложенный в работе [4].

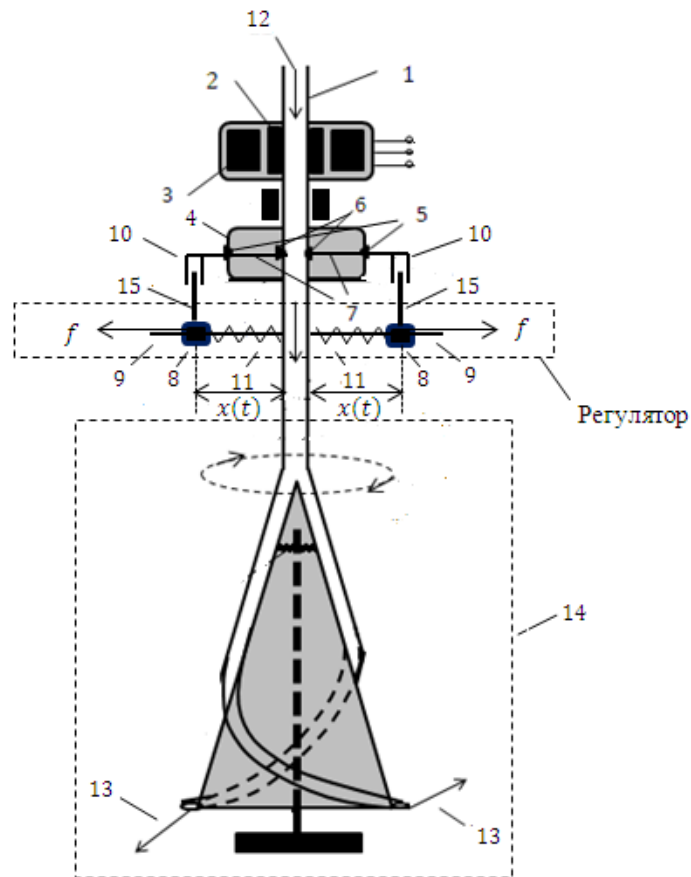


Рисунок 3. Конструктивное исполнение микроГЭС: 1 - напорный трубопровод (НТ), одновременно выполняющий функцию вала гидротурбины (ГТ) 14; 2 – ротор генератора, жестко прикрепленный к валу ГТ; 3 – статор генератора; 4 – полый маховик для заполнения жидкостью, разделённый на две части перегородкой и жестко прикрепленный к валу ГТ. Маховик состоит из следующих элементов: 5, 6 – внешние и внутренние клапаны, 7 – спицы, к которым с одного конца жестко прикреплены цилиндрические трубки (закрытые сверху) 10, а с другой стороны клапаны 5 и 6, 9 – стержни, жестко закрепленные к валу 1, на которые насажены грузики 8 с массой  $m$ , притянутые пружинами 11; 12 – поток воды, поступающий в напорный трубопровод ГТ; 13 – поток воды, выходящий из ГТ

Способ стабилизации частоты микроГЭС реализуется следующим образом. Поток воды 12 проходит через НТ1 и преобразуется в поток воды 13 на выходе из ГТ, образуя реактивную отдачу. В результате ротор генератора 2 и маховик 4, жестко связанные с НТ, приводятся во вращательное движение. На металлические грузики 8 воздействует центробежная сила  $f$ , заставляющая их в момент времени  $t$  двигаться вдоль стержня, отклоняя массы на величину  $x(t)$  от ненапряженного состояния пружины.

Пружины 11, жестко соединенные с грузиками 8, растягиваются, появляется обратная (центростремительная) сила натяжения, действующая на грузики 8, направленная вдоль стержня 9 к центру вращения. При превышении частоты вращения вала выше номинального, из-за уменьшения нагрузки генератора, центробежная сила, действующая на грузики 8, превышает центростремительную и грузики 8 начинают движение вдоль стержня 9 от центра вращения. При этом выступы 15 грузиков 8 передают силу на цилиндрические трубки 10, приводя их в движение. Так как цилиндрические трубки 10 находятся на концах спиц 7, то клапаны 6, жестко соединенные с этими спицами, открываются. При открытых клапанах 6 клапаны 5

закрываются, а полость маховика наполняется водой. При этом, во-первых, момент инерции вращающейся части микроГЭС увеличивается, во-вторых, сила напора воды 13 уменьшается. В итоге, угловая скорость  $\omega(t)$  вала начинает уменьшаться.

Для описанного в [4] способа управления и стабилизации частоты микроГЭС разработана математическая модель «машина-регулятор», позволяющая определить зависимость регулирования частоты вращения вала от параметров конструктивных элементов микроГЭС и водотока [8]. При разработке математической модели микроГЭС нового типа предположено, что несколько автономных микроГЭС работают в распределительной электрической сети на генераторном напряжении

$$\left. \begin{aligned} (T_{j1} + T_{j2}(\delta(t), t)) \frac{d^2 \delta}{dt^2} &= \omega_0 (P_0(x) - P_M \sin \delta), \\ m\ddot{x} + \alpha\dot{x} + \gamma x &= \beta m(x + r)\omega^2. \end{aligned} \right\} \quad (1)$$

где  $T_{j1}$  – неизменная составляющая механической постоянной маховика и остальных элементов конструкции микроГЭС, которые находятся во вращательном движении;  $T_{j2}(\delta(t), t)$  – переменная составляющая, зависящая от угла  $\delta(t)$  и времени  $t$ . Значение  $T_{j2}(\delta(t), t)$  изменяется от нуля, когда полость маховика пуста, и до максимального значения связанная с объемом полости маховика.  $\alpha, \beta, \gamma, r$  – некоторые положительные числа. Величина  $\gamma x$  соответствует упругой восстанавливающей силе пружины (закон Гука), величина  $\alpha\dot{x}$  соответствует силе трения. Здесь принимается, что справедлив закон вязкого трения: сила трения пропорциональна скорости  $\dot{x}(t)$  и число  $\alpha$  является коэффициентом пропорциональности. Другими видами трения, кроме вязкого, здесь пренебрегаем. Числу  $r$  соответствует длина пружины в ненапряженном состоянии [8].

Обыкновенное дифференциальное уравнение, применяемое для анализа динамической устойчивости микроГЭС – нелинейное (первое уравнение системы (1)), второе уравнение описывает динамику регулятора.

Структурная схема модели, описывающая работу микроГЭС, при функционировании регулятора и маховика (когда маховик заполнен водой), показана на рис. 4.

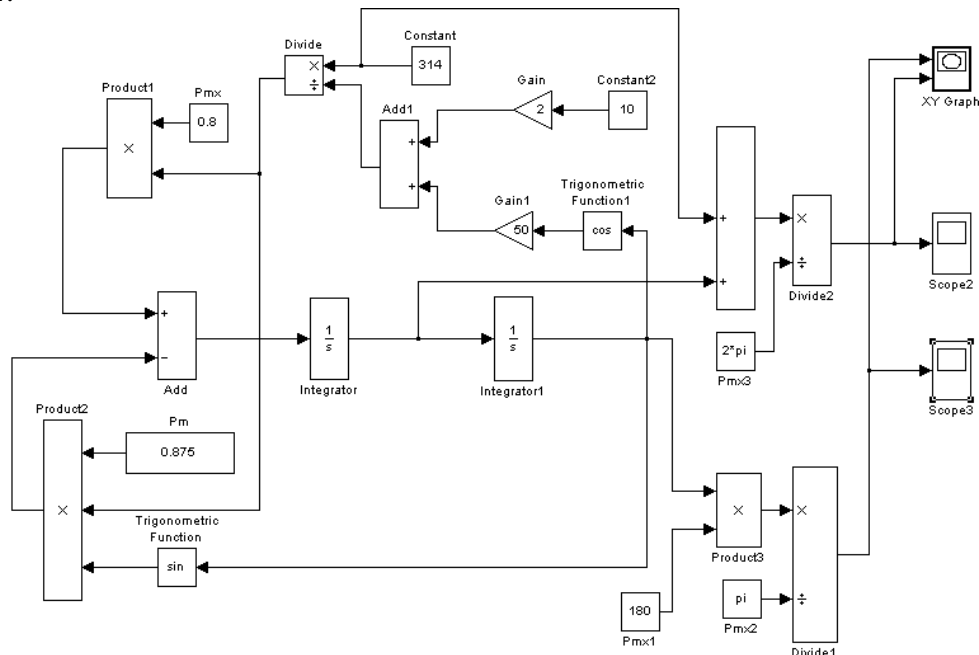


Рисунок 4. Структурная схема модели (1), описывающая работу микроГЭС, при функционировании регулятора и маховика

Запишем исходные данные модели (1), используемые для моделирования:

$$P_0(x_0) = 0,8; P_M = 0,875; T_{J_1} = 10 \text{ с}; \omega_0 = 314 \text{ рад.}$$

Результаты моделирования предложенной структурной схемы микроГЭС показаны на рис. 5 (а, б, в), из которого видно, что устойчивая работа генератора сохраняется. Это говорит о том, что маховик с регулируемой массой и моментом инерции обеспечивает устойчивую работу даже тогда, когда генератор работает в критическом режиме [8].

Предложенный способ стабилизации частоты вращения вала гидротурбины в отличие от первого способа стабилизации (рис.1, а), не требует больших затрат на электро- и гидромеханическое оборудование для регулирования вращения гидротурбины, при этом массогабаритные показатели существенно не увеличились, а в отличие от второго способа стабилизации (рис.1, б) являются более экономичными.

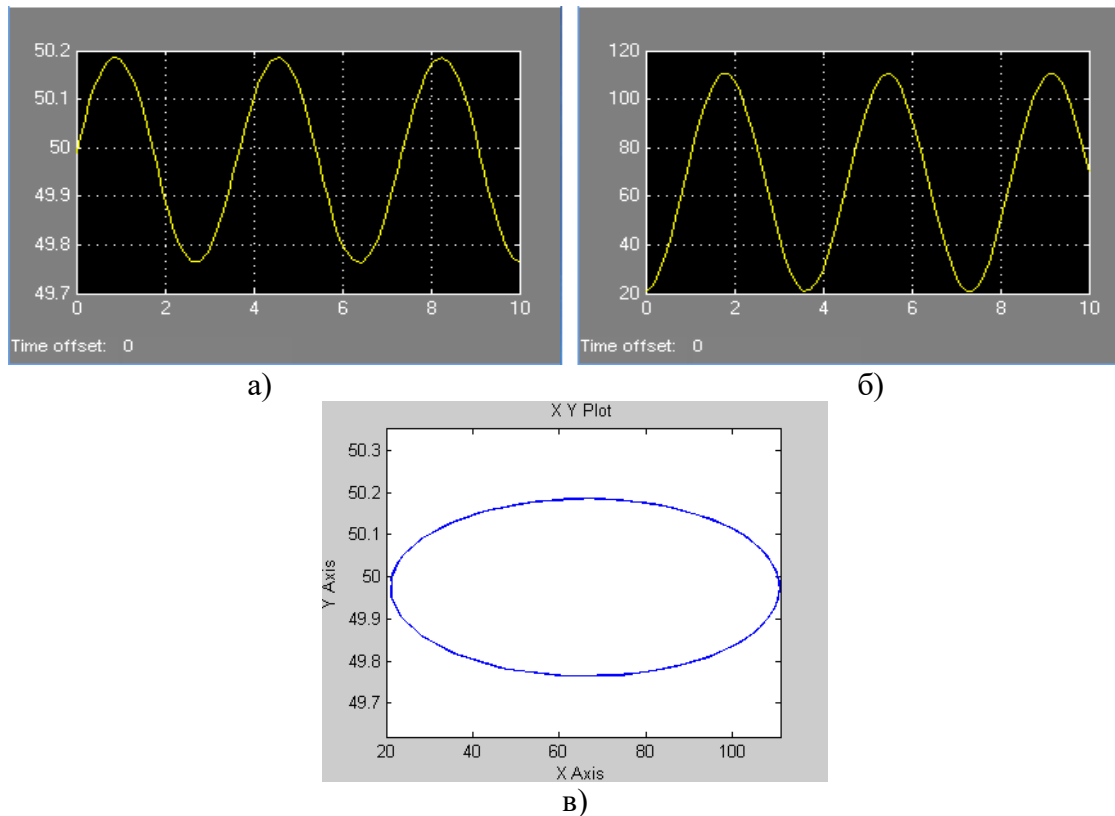


Рисунок 5. Поведение частоты вращения  $f$  и угла поворота ротора  $\delta$  во временной области и в фазовом пространстве

### Выводы

- Способ стабилизации частоты вращения гидротурбины путем воздействия на элементы гидротехнического оборудования или установки между гидродвигателем и генератором привода постоянной скорости сопровождается усложнением конструкции установки, увеличением габаритов, понижением показателей надёжности микроГЭС;
- Способ стабилизации частоты тока и напряжения путём размещения регулируемой нагрузки является наиболее распространённым, так как существует немало вариаций подключения балластной нагрузки, однако есть большая вероятность понижения КПД микроГЭС;

- Способ стабилизации частоты выходного напряжения с помощью специальных конструкций электрических машин, а также статических преобразователей частоты упрощает механическую конструкцию микроГЭС и обеспечивает улучшенные эксплуатационно-технические характеристики, однако стоимость установки значительно увеличивается;
- Способ стабилизации частоты вращения вала гидротурбины с использованием саморегулирующегося адаптивного маховика подходит только для микроГЭС малой мощности;
- МикроГЭС нового типа при работе достаточно бесшумная, не имеет топливной составляющей, не влияет на флору и фауну, что свидетельствует о ее эффективности по социально-экологическим критериям;
- Анализ существующих способов стабилизации параметров микроГЭС показал, что в условиях изменения нагрузки в широких диапазонах мощностей ни один из них не проявил бы себя эффективным, не требуя при этом существенного увеличения массогабаритных показателей установки или усложнения электрической части микроГЭС.

### *Литература*

1. Лукутин Б.В., Обухов С.Г., Шандарова Е.Б. Автономное электроснабжение от микрогидроэлектростанций. – Томск: 2001. – 104 с.
2. Лукутин Б.В., Обухов С.Г., Озга А.И. Выбор параметров цифрового регулятора частоты автономной микрогидроэлектростанции // Гидротехническое строительство. – 1992, № 9. – С. 40–43.
3. Карелин В.Я., Волшаник В.В. Сооружения и оборудование малых гидроэлектростанций. – М.: Энергоатомиздат, 1986. – 199 с.
4. Сатаркулов К.А., Бакасова А.Б., Ниязова Г.Н. Способ стабилизации частоты автономной микроГЭС // Проблемы автоматики и управления. – 2014. – № 1 (26). – С. 20–23.
5. Сатаркулов К.А., Бакасова А.Б., Ниязова Г.Н. и др. Способ стабилизации частоты вращения ротора автономной микроГЭС // Патент Кыргызской Республики № 1744. 2015. 20140114.1 Бюл. № 5 (194).
6. Шаршеналиев Ж.Ш., Сатаркулов К.А., Бакасова А.Б. и др. Саморегулирующийся адаптивный маховик для генераторов автономных микроГЭС // Патент Кыргызской Республики № 1743. 2015. 20140113.1 Бюл. № 5 (194).
7. Сатаркулов К.А., Бакасова А.Б., Ниязова Г.Н. и др. Саморегулирующийся адаптивный маховик для генераторов автономных микроГЭС // Положительное решение на изобретение №20170026.1 от 06.03.2017.
8. Ниязова Г.Н., Сатаркулов К., Кыдырмаева З.С. и др. Разработка компьютерной модели системы стабилизации и управления частотой вращения микроГЭС нового типа // Проблемы автоматики и управления. – 2017. – № 2 (33). – С. 43–51.