

DOI: 10.21122/1029-7448-2016-59-2-106-121

УДК 621.311.21

Моделирование и исследование гидроагрегатов малых ГЭС с частотно-управляемыми синхронными генераторами с постоянными магнитами

Р. И. Мустафаев¹⁾, Л. Г. Гасанова¹⁾, М. М. Мусаев¹⁾

¹⁾Азербайджанский научно-исследовательский и проектно-изыскательский институт энергетики (Баку, Азербайджанская Республика)

© Белорусский национальный технический университет, 2016
Belarusian National Technical University, 2016

Реферат. В настоящее время в гидроагрегатах малых ГЭС, содержащих ковшовые гидротурбины, в качестве генераторов используются «классические» синхронные генераторы с электромагнитным возбуждением. Из-за пульсирующего характера изменения вращающего момента на валу системы, как правило, размещается дополнительный маховик, позволяющий сгладить эти пульсации. Мощность, развиваемая ковшовой турбиной, регулируется за счет изменения расхода воды в сопле при помощи иглы, выдвижение которой изменяет проходное сечение сопла, а в итоге и расход. Быстрое закрытие сопла для резкого уменьшения расхода воды может привести к гидравлическим ударам. Поэтому время полного хода иглы ограничивают 20–40 с. Для быстрого регулирования мощности применяют так называемые дефлекторы, назначение которых – отвод струи от лопастей ковшовой турбины. Поэтому для регулирования мощности механическим путем требуется согласование управления ходом иглы в соплах турбины и дефлектора. Предлагается в гидроагрегатах малых ГЭС, содержащих ковшовые турбины (турбины Пелтона), в качестве генераторов использовать частотно-управляемые синхронные машины с постоянными магнитами. На разработанной компьютерной модели выявлено, что при этом обеспечивается высокий уровень приспособляемости к быстроизменяющимся нагрузкам в сети. Кроме того, механическое регулирование выходной мощности с участием дорогостоящего привода дефлекторов и игл сопел турбины заменяется электрическим регулированием частоты вращения и выходной мощности посредством частотного преобразователя, расположенного в статорной цепи генератора. Управляемая синхронная машина позволяет с помощью частотного пуска обеспечить устойчивую работу гидроагрегата при весьма незначительных расходах воды (энергоносителя). Наконец, при полном отсутствии воды частотный пуск способствует переводу работы генератора в режим синхронного компенсатора. Это подтверждено на флюктограммах изменения режимных параметров системы, полученных при компьютерном моделировании.

Ключевые слова: гидроагрегат, ковшовая гидротурбина, частотно-управляемый синхронный генератор, постоянные магниты, регулирование частоты вращения, регулирование выходной мощности, частотный пуск, синхронный компенсатор

Для цитирования: Мустафаев, Р. И. Моделирование и исследование гидроагрегатов малых ГЭС с частотно-управляемыми синхронными генераторами с постоянными магнитами / Р. И. Мустафаев, Л. Г. Гасанова, М. М. Мусаев // *Энергетика. Изв. высш. учеб. заведений и энерг. объединений СНГ*. 2016. Т. 59, № 2. С. 106–121

Адрес для переписки

Мустафаев Рауф Исмаилович
Азербайджанский научно-исследовательский
и проектно-изыскательский институт энергетики
просп. Г. Зардаби, 94
Az1012, г. Баку, Азербайджанская Республика
Тел.: +99412 432-80-76
mustafayevri@mail.ru

Address for correspondence

Mustafayev Rauf I.
Azerbaijan Scientific-Research
and Design-Prospecting Institute of Energetics
94 G. Zardabi Ave.,
Az1012, Baku, the Azerbaijani Republic
Tel.: +99412 432-80-76
mustafayevri@mail.ru

Modeling and Study of Hydroelectric Generating Sets of Small Hydro Power Plants with Frequency-Controlled Permanent Magnet Synchronous Generators

R. I. Mustafayev¹⁾, L. G. Gasanova¹⁾, M. M. Musayev¹⁾

¹⁾Azerbaijan Scientific-Research and Design-Prospecting Institute of Energetics
(Baku, the Azerbaijani Republic)

Abstract. Currently, the hydroelectric generating sets of small HPPs with Pelton turbines employ as their generating units conventional synchronous generators with electromagnetic excitation. To deal with the torque pulsatile behaviour, they generally install a supplementary flywheel on the system shaft that levels the pulsations. The Pelton turbine power output is adjusted by the needle changing water flow in the nozzle, whose advancement modifies the nozzle area and eventually – the flow. They limit the needle full stroke time to 20–40 sec. since quick shutting the nozzle for swift water flow reduction may result in pressure surges. For quick power adjustment so-called deflectors are employed, whose task is retraction of water jets from the Pelton turbine buckets. Thus, the mechanical method of power output regulation requires agreement between the needle stroke inside the turbine nozzles and the deflector. The paper offers employing frequency-controlled synchronous machines with permanent magnets qua generating units for the hydroelectric generating sets of small HPPs with Pelton turbines. The developed computer model reveals that this provides a higher level of adjustability towards rapid-changing loads in the grid. Furthermore, this will replace the power output mechanical control involving the valuable deflector drive and the turbine nozzle needles with electrical revolution rate and power output regulation by a frequency converter located in the generator stator circuit. Via frequency start, the controllable synchronous machine ensures stable operation of the hydroelectric generating set with negligibly small amount of water (energy carrier). Finally, in complete absence of water, the frequency-relay start facilitates shifting the generator operation to the synchronous capacitor mode, which the system operating parameter fluctograms obtained through computer modeling prove.

Keywords: hydroelectric generating set, Pelton turbine, frequency-controlled synchronous generator, permanent magnets, revolution rate control, output power regulation, frequency start, synchronous capacitor

For citation: Mustafayev R. I., Gasanova L. G., Musayev M. M. (2016) Modeling and Study of Hydroelectric Generating Sets of Small Hydro Power Plants with Frequency-Controlled Permanent Magnet Synchronous Generators. *Energetika. Proc. CIS Higher Educ. Inst. and Power Eng. Assoc.* 59 (2), 106–121 (in Russian)

Малая гидроэнергетика, наряду с ветроэнергетикой, относится к наиболее развивающимся отраслям возобновляемых источников энергии, широкое внедрение которых является приоритетным и устойчивым направлением практически для всех стран мира, где есть соответствующие ресурсы. Это, несмотря на то, что малая гидроэнергетика имеет один существенный недостаток – высокие капитальные затраты (от 1000 до 8000 дол. США за 1 кВт установленной мощности, меньшая цифра относится к высоконапорным ГЭС, а большая – к низконапорным). Причиной этого является перенос технологии строительства, компоновки оборудования, функционирования больших ГЭС, хотя и в уменьшенных размерах, на малые ГЭС. Естественно, такая сложная технология ведет к дороговизне капитальных затрат.

Частично решить данную проблему поможет применение в малых ГЭС в качестве генераторов регулируемых электрических машин. В [1, 2] показано, что в малых ГЭС с гидротурбинами Френсиса (радиально-осевые)

применение в качестве генератора машины двойного питания позволяет посредством изменения частоты вращения вала гидроагрегата регулировать его выходную (отдаваемую в электросеть) мощность. Это фактически приводит к отказу от дорогостоящего управляемого привода направляющих аппаратов гидротурбин и обеспечивает высокий уровень приспособляемости к быстроизменяющимся нагрузкам в сети. Кстати это относится и к пропеллерным турбинам (турбины Каплана с жесткой установкой лопастей во втулке). К тому же необходимо помнить, что развитию малой энергетики способствуют децентрализованное, небольшое по объему электропотребление, наличие мелких отраслей промышленности и индивидуальных фермерских хозяйств и предприятий, преимущественно сельского населения [3]. Типичный график нагрузки такого рода потребителей представлен на рис. 1.

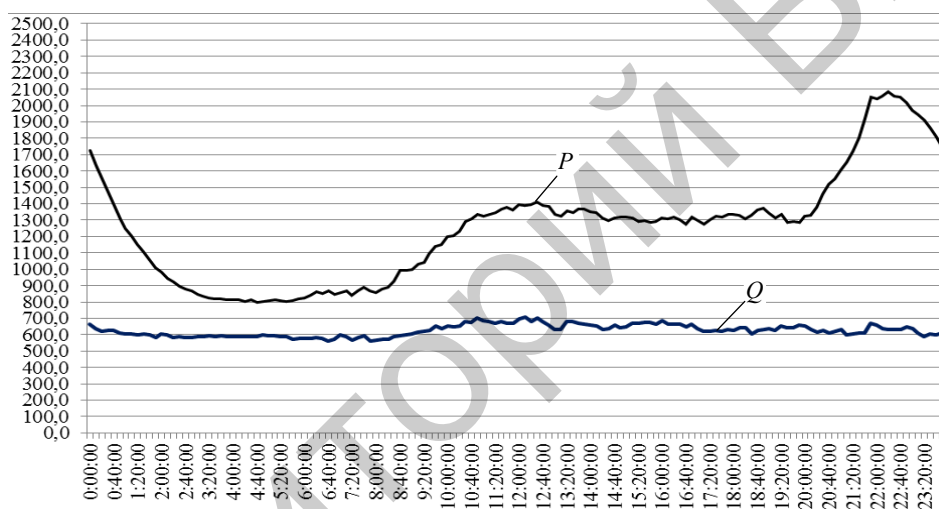


Рис. 1. Типичные графики изменения нагрузок (активной P и реактивной Q) для потребителей сельской местности Азербайджана

Fig. 1. Typical load curves (active P and reactive Q) of consumers in rural areas in Azerbaijan

График нагрузки (рис. 1) получен экспериментальным путем в сельском районе Азербайджана [4]. Как видно из графика, максимальное значение потребляемой активной мощности P_{\max} составляет 2100 кВт, а минимальное $P_{\min} = 800$ кВт, т. е. активная мощность в течение суток изменяется почти в 2,6 раза. В перспективе в связи с увеличением доли механизированных фермерских хозяйств и мелких отраслей промышленности отношение между P_{\max} и P_{\min} ориентировочно составит не более двух.

Для обеспечения высокого уровня приспособляемости к быстроизменяющимся суточным графикам нагрузки сети необходимо использовать в качестве генераторов гидроагрегатов малых ГЭС частотно-управляемые электрические машины. В статье рассматривается система регулирования выходной мощности гидроагрегата, содержащего в качестве гидротурбины ковшовую турбину (турбину Пелтона), а в качестве гидрогенератора – ча-

стотно-управляемую синхронную машину с постоянными магнитами, которая находит широкое применение в ветроэнергетике в диапазоне мощностей от 600 до 5000 кВт.

Как известно, турбина Пелтона (ковшовая турбина) относится к классу активных турбин. Схема 21-лопастной двухсопловой ковшовой турбины представлена на рис. 2. Мощность ковшовой турбины регулируют за счет изменения расхода, корректируемого диаметром струи, которая в свою очередь определяется движением иглы в сопле.

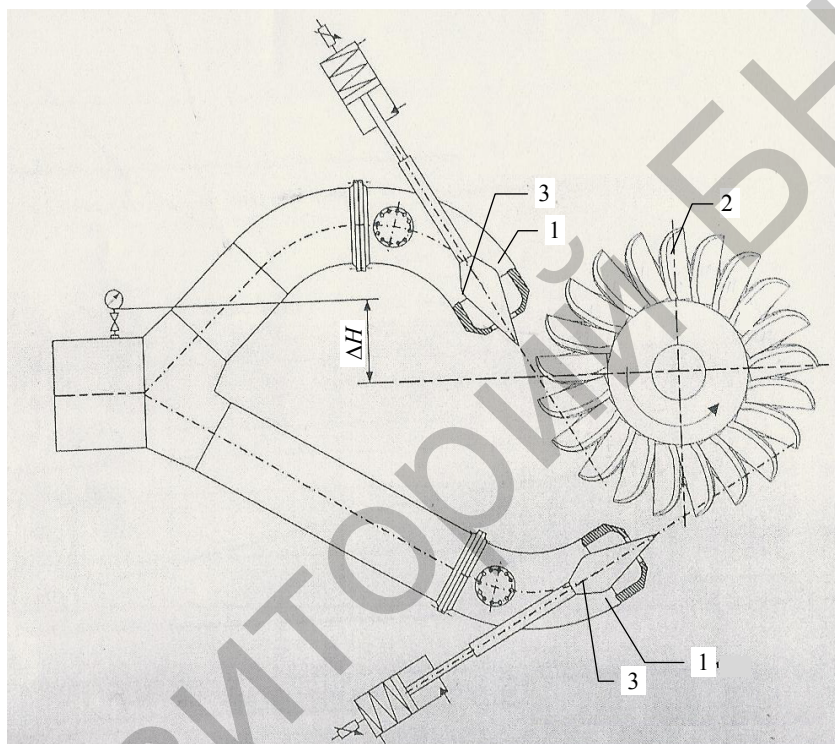


Рис. 2. Схема 21-лопастной двухсопловой ковшовой турбины:

1 – сопло; 2 – ковшовая турбина; 3 – игла

Fig. 2. 21-bucket double-nozzle Pelton turbine layout:

1 – nozzle; 2 – Pelton turbine; 3 – needle

Если игла вдвинута внутрь, то сопло открыто на полное сечение и расход наибольший. При движении иглы вперед проходное сечение сопла сокращается, вследствие этого уменьшается диаметр струи и соответственно расход [5]. Однако необходимо обратить внимание на одно обстоятельство: так как вода к ковшовым турбинам подводится по длинным напорным водоводам, то при быстром движении иглы на закрытие сопла и уменьшении расхода, как правило, возникает гидравлический удар. Для предотвращения этого в ковшовых турбинах временно можно снизить мощность без закрытия сопла с помощью применения так называемых дефлекторов [5], которые устанавливаются непосредственно за соплами и могут изменять направление части или всей струи, регулируя попадание ее на ковши тур-

бины. Дефлектор с помощью сервомотора относительно быстро (за 2–3 с) уменьшает мощность, но расход при этом сохраняется постоянным. Поэтому одновременно подается импульс на закрытие иглы, но она движется медленно (20–40 с), тем самым обеспечивая защиту от гидравлического удара и уменьшая расход. По мере закрытия иглы дефлектор выводится из-под струи и система приводится в нормальное положение. Данный алгоритм механического регулирования продолжает действовать во всем диапазоне изменения мощности гидроагрегата.

Необходимо отметить, что скорость струи воды, выбрасываемой из сопла, очень большая. Она определяется по формуле

$$v_c = \varphi \sqrt{2gH}, \quad (1)$$

где φ – коэффициент скорости, $\varphi = 0,98–0,99$; H – напор, м; $g = 9,81 \text{ м/с}^2$ – ускорение свободного падения.

Например, при $H = 650$ м скорость струи $v_c = 111$ м/с. В связи с этим место, куда направляет отклоненную струю дефлектор, дополнительно укрепляют стальными щитами, чтобы бетон бассейна не разрушался [5, 6].

Описанное выше охватывает технологию функционирования ковшовых турбин широкого диапазона мощностей: от десятков киловатт до 150–200 МВт. Для малой гидроэнергетики (мощность до 10 МВт) с целью уменьшения капитальных затрат необходимо несколько упростить технологию функционирования турбинной части гидроагрегатов [7, 8] малых ГЭС с расширением области функционирования их генераторной части путем применения регулируемых электрических машин.

Рассмотрим процесс совместной работы ковшовой турбины, параметры которой приведены в Приложении А с частотно-управляемым синхронным генератором с постоянными магнитами. Главная универсальная характеристика рассматриваемой ковшовой турбины показана на рис. 3. Известно, что для всех ковшовых турбин оптимальная приведенная частота вращения сохраняет постоянное значение $n'_{\text{опт}} = 39–40$ об/мин. Известно также, что мощность гидротурбин описывается выражением

$$P_T = 9,81QH\eta, \quad (2)$$

где P_T – мощность, кВт; Q – расход, м³/с; H – рабочий напор, м; η – КПД, о. е.

Если принять за базисную величину для турбины номинальную мощность $P_{\text{тн}}$, которой соответствуют $Q_{\text{н}}$, $H_{\text{н}}$ и $\eta_{\text{н}}$, то в относительных единицах выражение (2) предстанет в виде:

$$p_T^* = q^* h^* \eta^*, \quad (3)$$

где

$$p_T^* = \frac{P_T}{P_{\text{тн}}}; \quad q^* = \frac{Q}{Q_{\text{н}}}; \quad h^* = \frac{H}{H_{\text{н}}}; \quad \eta^* = \frac{\eta}{\eta_{\text{н}}}.$$

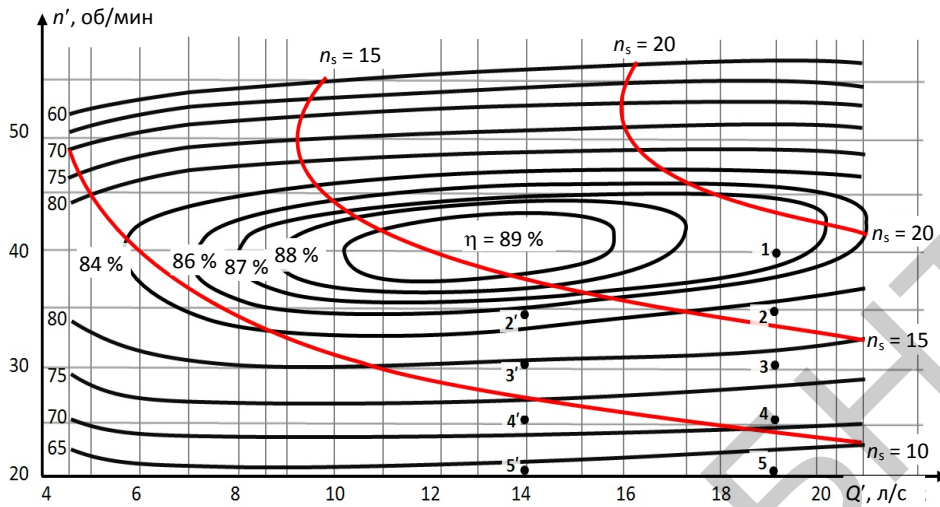


Рис. 3. Главная универсальная характеристика ковшовой гидротурбины

Fig. 3. Main hill diagram of the Pelton turbine

В (3) в соответствии с главной универсальной характеристикой от частоты вращения вала гидроагрегата не зависят ни напор h^* , ни расход q^* , а зависит только значение КПД η^* . В связи с этим мощность турбины будет изменяться в функции изменения только η^* . Абсолютные и относительные значения частоты вращения турбины и КПД, полученные из главной универсальной характеристики ковшовой турбины (точки 1–5, рис. 3), для значения номинального приведенного расхода $Q' = 19$ л/с представлены в табл. 1.

Таблица 1

Зависимость КПД турбины от частоты вращения ее вала

Turbine efficiency and its shaft revolution rate correlation

n'	об/мин	40 (ном.)	35	30	25	20
	о. е.	1,000	0,875	0,750	0,625	0,500
η	о. е.	0,875 (ном.)	0,840	0,780	0,710	0,600
	о. е. к ном.	1,000	0,960	0,890	0,810	0,680

Далее по выражению (3) и соотношению для момента гидротурбины, равного

$$m_T^* = \frac{P_T^*}{n^*}, \quad (4)$$

определяются значения мощности и момента турбины в зависимости от скорости вращения, которые приведены в табл. 2.

Как видно из табл. 2, при регулировании частоты вращения вала гидроагрегата на 50 % вниз от номинала мощность турбины только за счет уменьшения КПД снижается на 32 %, при этом приведенный расход сохраняется постоянным $Q' = 19$ л/с (в абсолютном выражении полный расход составляет $Q = 0,215$ м³/с).

Таблица 2

Зависимость относительных значений активной мощности и момента турбины от частоты вращения ее вала при постоянстве расхода
Correlation of the active power and torque relative values and the turbine shaft revolution rate at uniformity of flow

n^* , о. е.	1	0,875	0,750	0,625	0,500
p_t^* , о. е.	1	0,960	0,890	0,810	0,680
m_t^* , о. е.	1	1,097	1,180	1,290	1,360

Из табл. 2 также видно, что при уменьшении частоты вращения гидроагрегата на 50 % увеличивается величина момента гидротурбины на 36 %, что для длительных режимов работы недопустимо. Поэтому при достижении относительной частоты вращения значения 0,875 предлагается плавно изменить расход таким образом, чтобы в итоге значение момента при частоте вращения $n^* = 0,5$ о. е. не превышало $m_t^* \approx 1$. Расчеты показывают, что для этого достаточно изменить приведенный расход $Q' = 19$ л/с до $Q' = 14$ л/с, т. е. с $q_t^* \approx 1,00$ до $q_t^* \approx 0,74$ (на 26 %). При этом установившиеся значения момента практически не превышают $m^* \approx 1$. Параметры будут меняться в соответствии с главной универсальной характеристикой (точка 2'-5', рис. 3, при расходе $Q' = 14$ л/с). Расчеты сведены в табл. 3.

Таблица 3

Зависимость режимных параметров турбины: расхода q^* , КПД η^* , мощности p_t^* и момента m_t^* при частичном регулировании расхода воды
Correlation of the turbine water-flow partial regulation operating parameters: flow rate q^* , efficiency η^* , power p_t^* and torque m_t^*

n^*	1	0,875	0,750	0,625	0,500
q^*	1	С 1,00 до 0,74 (регулируется)	0,740	0,740	0,740
η^*	1	С 0,96 до 0,98 (изменяется)	0,920	0,827	0,700
p_t^*	1	С 0,96 до 0,72 (изменяется)	0,680	0,610	0,510
m_t^*	1	С 1,097 до 0,820 (изменяется)	0,900	0,970	1,020

Из табл. 3 видно, что, регулируя расход с $q^* \approx 1,00$ до $q^* \approx 0,74$ (для гидротурбины, параметры которой приведены в Приложении А, в абсолютном значении с $Q = 0,215$ м³/с до $Q = 0,158$ м³/с) при частоте вращения $n = 0,875n_{ном}$, мощность турбины при этой частоте вращения достигает $p^* = 0,72$, а момент $m_t^* = 0,82$. И далее, при новом расходе значение момента гидротурбины практически равно номинальному, даже при частоте вращения турбины $n^* = 0,5$.

Необходимо отметить еще одно обстоятельство. Для рассматриваемой турбины снижение расхода на 26 % обеспечивается регулированием диаметра струи с $d_c = 35$ мм до $d_{c1} = 30$ мм, т. е. всего на 5 мм, или на 14 %. Если иметь в виду, что согласно [5] для полного закрытия сопла турбины иглой необходимо, с точки зрения исключения большого гидравлического удара в напорных водоводах, время 20–40 с, то время для уменьшения диаметра струи в вышеуказанных пределах составит не более 3–6 с. Таким образом, предложенный алгоритм управления позволяет при помощи регулирования частоты вращения гидроагрегата в пределах $(1,0 - 0,5)n_n$ регулировать в таких же пределах выходную мощность турбины. При этом требуется только один раз произвести корректировку расхода на 26 % в сторону уменьшения. Это позволяет отказаться от сложной системы механического регулирования с поочередным участием дефлекторов и игл сопел турбины Пелтона в предлагаемом диапазоне изменения мощности.

При предложенном способе обеспечивается быстрое действие в процессе регулирования выходной мощности турбины, поскольку систематическое регулирование расхода с помощью изменения хода иглы в сопле практически также исключается, кроме одного раза. При этом время на изменение расхода из-за малой величины хода иглы сопел минимальное, что позволяет избежать гидравлического удара в водоподводах.

Отметим еще некоторые преимущества применения в качестве генераторов гидроагрегатов малых ГЭС с ковшовыми турбинами частотно-управляемых синхронных машин с постоянными магнитами. Поскольку ковшовые турбины работают в импульсном режиме (их иногда называют импульсными), на всех гидроагрегатах с этими турбинами дополнительно на вал «сажают» маховики, которые демпфируют колебания частоты вращения агрегата. При этом, естественно, значительно увеличиваются маховые массы вращающихся частей гидроагрегата, что в свою очередь при значительных снижениях расхода воды (в летнее время, например) может привести к положению, когда энергия струи не позволит преодолеть момент трогания агрегата. Тогда наличие преобразователя частоты, установленного в цепи статора синхронного генератора, даст возможность осуществить частотный пуск агрегата, втягивание в синхронизм и дальнейшую работу агрегата при синхронной частоте вращения даже при существенно сниженных значениях расхода. И, наконец, при отсутствии вообще расхода воды (жаркое лето) осуществление частотного пуска позволяет использовать синхронный генератор малой ГЭС в качестве компенсатора.

Далее на разработанной математической модели проиллюстрированы все обозначенные выше режимы. Модель частотно-управляемого синхронного генератора с постоянными магнитами предложена в [9]. Уравнения синхронного генератора представляются в виде [9, 10]:

$$\begin{aligned}
p\Psi_{ds} &= U_{ds} - \omega_r \Psi_{qs} - r_s i_{ds}; \\
p\Psi_{qs} &= U_{qs} + \omega_r \Psi_{ds} - r_s i_{qs}; \\
p\Psi_{dr} &= -\frac{r_{dr}}{x_{dr}} \Psi_{dr} + \frac{r_{dr} x_{ad}}{x_{dr}} i_{ds} + \frac{r_{dr}}{x_{dr}} M_f; \\
p\Psi_{qr} &= -\frac{r_{qr}}{x_{qr}} \Psi_{qr} + \frac{r_{qr} x_{aq}}{x_{qr}} i_{qs}; \\
p\omega_r &= \frac{1}{T_j} m_T - \frac{1}{T_j} m_{эм}; \\
p\alpha &= \omega_r; \\
U_{ds} &= 0,707k_{us} \left[\cos(k_{fs}\tau)(\cos\alpha - \sin\alpha) - \sin(k_{fs}\tau)(\cos\alpha + \sin\alpha) \right]; \\
U_{qs} &= 0,707k_{us} \left[\cos(k_{fs}\tau)(\cos\alpha + \sin\alpha) + \sin(k_{fs}\tau)(\cos\alpha - \sin\alpha) \right]; \\
i_{ds} &= \frac{x_{dr}}{x_{ds}x_{dr} - x_{ad}^2} \Psi_{ds} - \frac{x_{dr}x_{ad}}{x_{ds}x_{dr} - x_{ad}^2} M_f - \frac{x_{ad}}{x_{ds}x_{dr} - x_{ad}^2} \Psi_{dr}; \\
i_{qs} &= \frac{x_{qr}}{x_{qs}x_{qr} - x_{aq}^2} \Psi_{qs} - \frac{x_{aq}}{x_{qs}x_{qr} - x_{aq}^2} \Psi_{qr}; \\
m_{эм} &= \Psi_{ds} i_{qs} - \Psi_{qs} i_{ds}; \\
p_s &= U_{ds} i_{ds} + U_{qs} i_{qs}; \\
q_s &= U_{qs} i_{ds} - U_{ds} i_{qs}.
\end{aligned} \tag{5}$$

Здесь Ψ_{ds} , Ψ_{qs} , Ψ_{dr} , Ψ_{qr} – соответствующие составляющие статорного и роторного потокосцеплений по осям d , q ; i_{ds} , i_{qs} – составляющие тока статора по осям d , q ; ω_r – частота вращения ротора машины; α – угол сдвига между неподвижной осью координат и осью ротора; M_f – магнитодвижущая сила, характеризующая энергию постоянных магнитов машины, отнесенную к единице объема; m_T , $m_{эм}$, p_s , q_s – соответственно вращающий момент гидротурбины, электромагнитный момент синхронной машины, активная и реактивная мощности машины; T_j – инерционная постоянная системы, рад; k_{us} , k_{fs} – амплитуда статорного напряжения машины и его частота (регулируемые параметры, полученные с выхода преобразователя частоты, питающего статорную обмотку генератора).

Необходимо отметить, что система уравнений синхронного генератора (5) записана в относительных единицах, где за базисную мощность принята полная мощность машины:

$$S_{баз} = \frac{P_n}{\eta_{ген} \cos\varphi_{ген}}, \tag{6}$$

где P_n – номинальная мощность на валу генератора; $\eta_{ген}$ – КПД генератора; $\cos\varphi_{ген}$ – коэффициент мощности.

Исходя из этого, используя в (5) значения m_r , взятые из табл. 3, необходимо данные значения умножить на коэффициент, определяемый из соотношения (6).

Флуктограммы изменения режимных параметров генератора (параметры генератора и алгоритм приведены в Приложении Б) при изменении частоты вращения гидроагрегата в соответствии со значениями табл. 3 представлены на рис. 4.

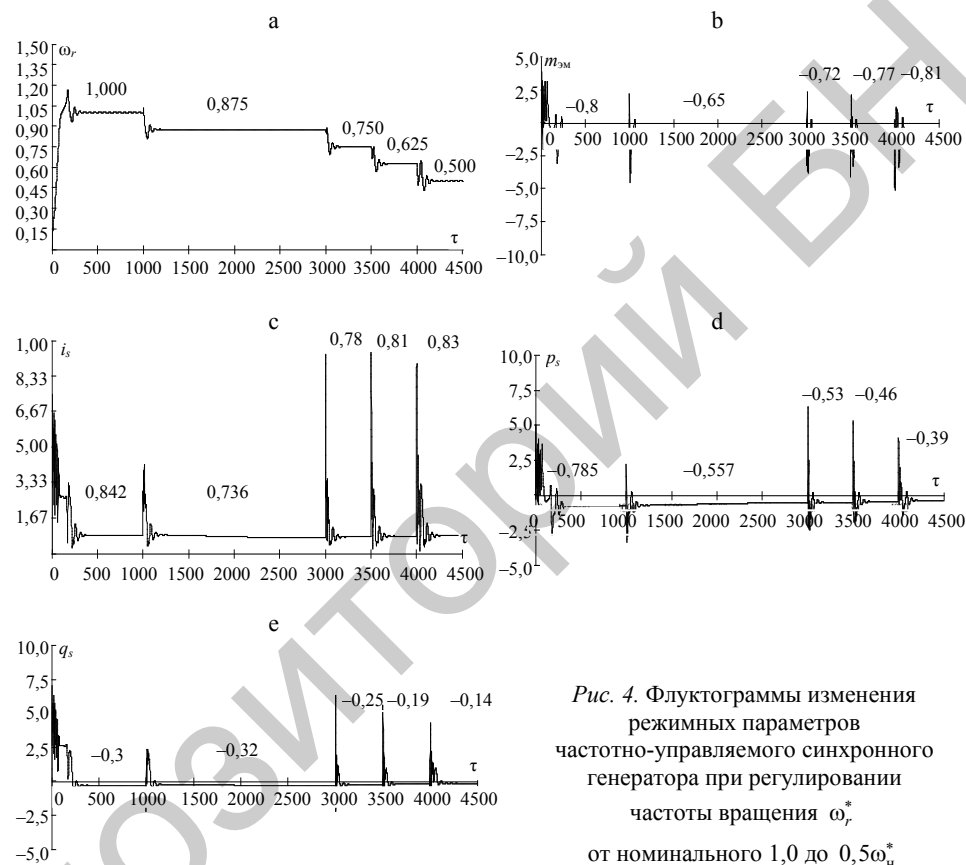


Рис. 4. Флуктограммы изменения режимных параметров частотно-управляемого синхронного генератора при регулировании частоты вращения ω_r^* от номинального 1,0 до $0,5\omega_H^*$

Fig. 4. Fluctograms of the frequency-controlled synchronous generator operating parameters alteration with the revolution rate change from the rated value $\omega_r^* = 1,0$ up to $0,5\omega_H^*$

При этом электромагнитный момент $m_{эм}$ (рис. 4b) изменяется в соответствии со значениями m_T^* , приведенными в табл. 3 (умноженными на коэффициент 0,8, определяемый из (6)). В диапазоне от 0 до 1000 рад частота $k_{fs} = 1$, установившиеся значение $m_{эм} = m_T^* = -0,8$ (знак минус указывает на генераторный режим). Далее на частоте $k_{us} = k_{fs} = 0,875$ в диапазоне от 1000 до 3000 рад с помощью изменения диаметра струи регулируется расход с номинального до $0,74q_H$. Момент гидротурбины, приведен-

ный к валу генератора, также изменяется до $m_{эм} = -0,65$. Далее при $k_{fs} = 0,75$ он равен $m_{эм} = -0,72$, при $k_{fs} = 0,625$ $m_{эм} = -0,77$ и, наконец, при $k_{fs} = 0,5$ величина момента $m_{эм} = -0,81$.

На рис. 4с–е приведены флюктограммы изменения общего тока генератора (рис. 4с), выходной активной мощности (рис. 4д) и выходной реактивной мощности (рис. 4е). Из них видно, что при таком регулировании общий ток не превышает номинальную величину (максимум $i_s = -0,842$), выходная мощность генератора изменяется ровно в два раза (от величины $p_s = -0,785$ до $p_s = -0,390$). Приблизительно во столько же раз изменяется и реактивная мощность.

Таким образом, флюктограммы, полученные на математической модели показывают, что предложенный алгоритм электрического регулирования выходной мощности гидроагрегата с ковшовой турбиной и частотно-управляемым синхронным генератором с постоянными магнитами вполне реализуем. Это позволяет в данных гидроагрегатах малых ГЭС отказаться от механического регулирования с участием дефлекторов в указанном диапазоне регулирования выходной мощности.

Кроме того, управляемая электрическая машина гидроагрегата дает возможность осуществить частотный пуск генератора как при наличии на валу незначительной мощности гидротурбины (при сезонном уменьшении расхода), так и при периодах отсутствия расхода воды. В первом случае частотный пуск позволяет включить в сеть гидроагрегат, имеющий значительный маховой момент из-за наличия маховика, и выдавать активную мощность, хоть и незначительную. Во втором случае (при отсутствии воды) он дает возможность использовать синхронный генератор в качестве синхронного компенсатора. Проиллюстрируем изложенное на математической модели.

Флюктограммы, демонстрирующие частотный пуск синхронного генератора с наличием движущего момента на валу генератора, представлены на рис. 5. Амплитуда напряжения и частота $k_{us} = k_{fs}$ изменяются по соотношению

$$k_{us} = k_{fs} = k_0 + k\tau. \quad (7)$$

Для гидрогенератора, параметры которого приведены в Приложении Б, $k_0 = 0,2$, $k = 0,0032$; τ – синхронное время, $\tau = 314t$; t , с; $m_\tau = -0,2$.

На рис. 5а представлена диаграмма изменения $k_{us} = k_{fs}$ в соответствии с (7), на рис. 5б–ф – соответственно электромагнитный момент $m_{эм}$, частота вращения ω_r , общий ток статора генератора i_s , активная p_s и реактивная q_s мощности генератора. Анализ флюктограмм показывает, что в про-

цессе частотного пуска средняя величина электромагнитного момента не превышает $m_{\text{ср.п}} \approx 0,6$, на 400-м радиане машина втягивается в синхронизм, средняя величина пускового тока $i_{\text{сн}} \approx 2,5$. Установившиеся значения выходной активной мощности генератора $p_{\text{с уст}} \approx -0,194$, а реактивной $q_{\text{с уст}} \approx -0,480$.

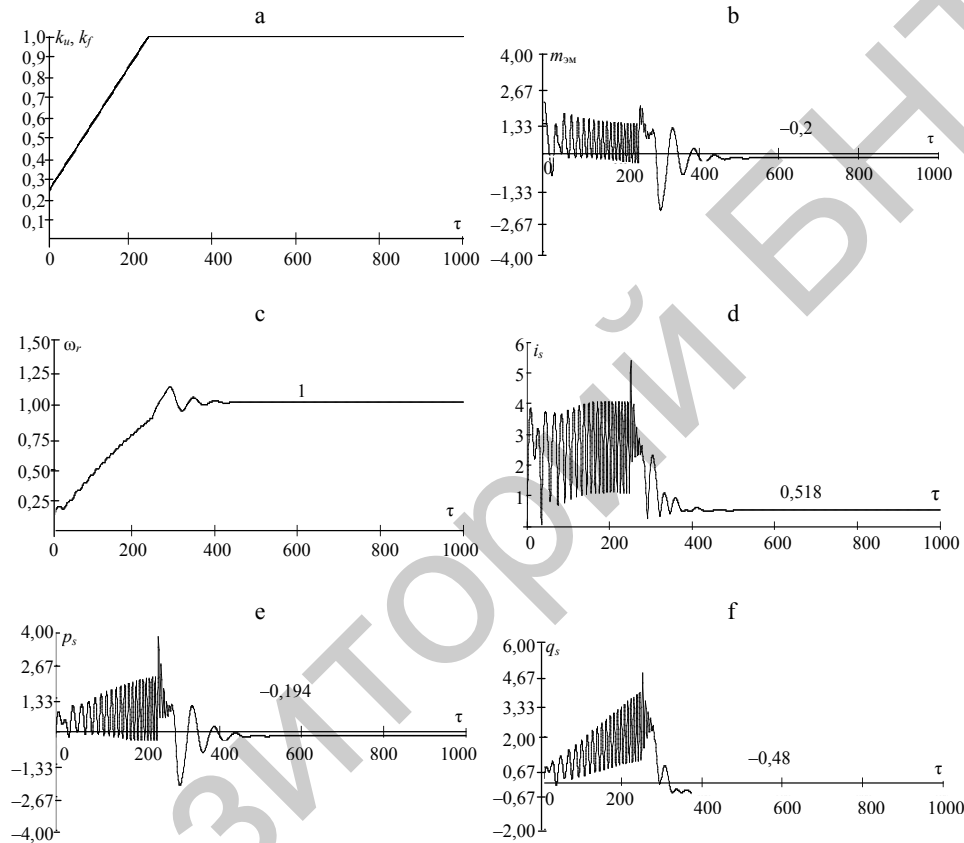


Рис. 5. Флуктограммы изменения режимных параметров генератора при частотном пуске по выражению $k_{us} = k_{fs} = 0,2 + 0,0032\tau$, где $\tau = 314t$, рад

Fig. 5. Fluctograms of the generator operating parameters alteration at frequency start in expression $k_{us} = k_{fs} = 0,2 + 0,0032\tau$, where time $\tau = 314t$, rad

Таким образом, частотный пуск гидроагрегата позволяет выйти на установившийся режим работы при малой величине мощности, развиваемой ковшовой турбиной (при малом расходе воды).

Флуктограммы частотного пуска гидрогенератора при расходе воды $q = 0$ представлены на рис. 6. В этом случае генератор работает в качестве компенсатора с выдачей реактивной мощности $q_s = -0,493$ (рис. 6f).

В остальном процесс такой же, как и на рис. 5 при значении $k = 0,0028$ в уравнении (7).

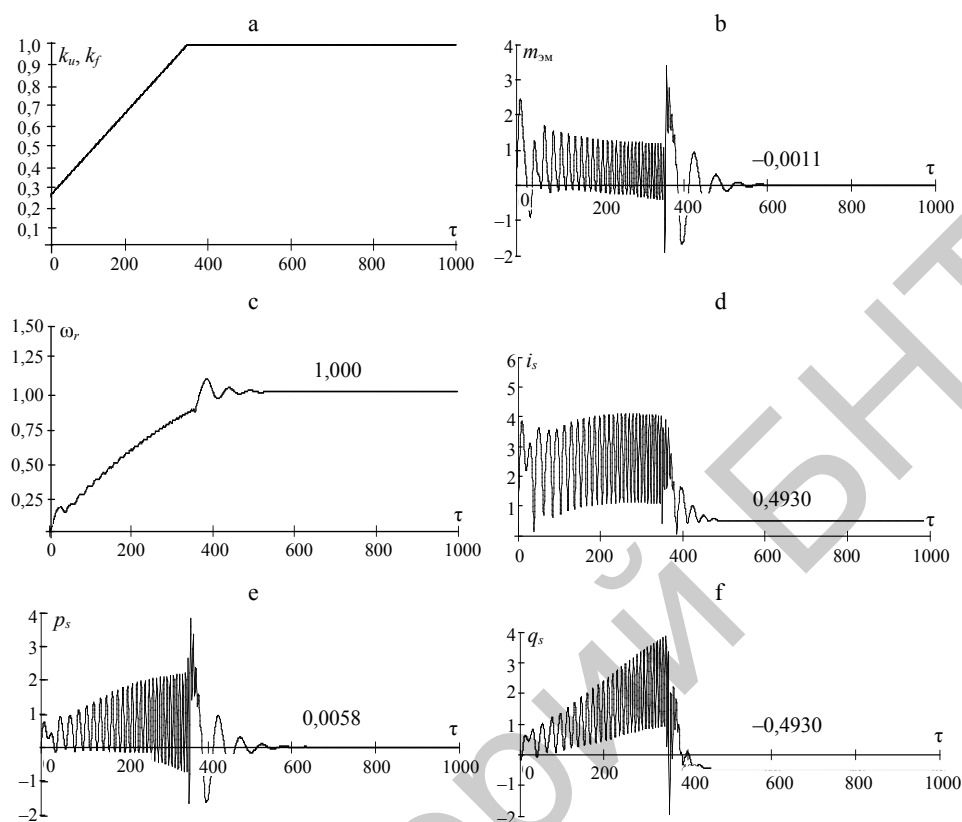


Рис. 6. Флюктограммы изменения режимных параметров генератора при частотном пуске по выражению $k_{us} = k_{fs} = 0,2 + 0,0028\tau$

Fig. 6. Fluctograms of the generator operating parameters alteration at frequency start in expression $k_{us} = k_{fs} = 0,2 + 0,0028\tau$

ВЫВОДЫ

1. Применение в качестве генераторов в гидроагрегатах с ковшовыми турбинами (турбина Пелтона) в малых ГЭС частотно-управляемых синхронных машин с постоянными магнитами позволяет:

- обеспечить высокий уровень приспособляемости к быстроизменяющимся нагрузкам в сети;
- отказаться от системы механического регулирования выходной мощности с участием дефлекторов в указанном диапазоне регулирования выходной мощности системы.

2. На разработанной математической модели гидроагрегата с управляемой синхронной машиной с постоянными магнитами отработан алгоритм функционирования гидроагрегата при регулировании частоты вращения с помощью современного полупроводникового преобразователя частоты на IGBT-транзисторах в диапазоне частот $(1,0-0,5)n_n$, который обеспечивает изменение выходной мощности в той же пропорции.

3. Частотно-управляемая синхронная машина при работе совместно с ковшовой турбиной позволяет осуществить работу и при весьма малых значениях расхода воды (энергоносителя) с помощью реализации частотного пуска системы, маховые массы которой значительны. Помимо этого, реализация частотного пуска дает возможность осуществить работу системы при полном отсутствии воды: в данном случае генератор будет работать в качестве синхронного компенсатора, что и продемонстрировано на математической модели.

Приложение А
 Appendix A

Параметры ковшовой турбины (расчетные)
Pelton turbine parameters (analytical)

Мощность гидротурбины $P = 1200$ кВт	Диаметр струи $d_c = 35$ мм
Напор $H = 650$ м	Число сопел $Z_c = 2$
Расход воды $Q = 0,215$ м ³ /с	КПД $\eta_n = 0,875$
Диаметр рабочего колеса $D_1 = 663$ мм	

$n' = 40$ об/мин – оптимальная приведенная частота вращения гидротурбины (по главной универсальной характеристике рис. 3); $Q' = 19$ л/с – приведенный расход (номинальный), на частоте вращения $n^* = 0,875$ расход снижается за 6 с до значения $Q'_1 = 14$ л/с (ему соответствует $d_{c1} = 30$ мм).

Формулы для расчета:

- мощность гидротурбины

$$P_T = 9,81QH\eta_n;$$

- расход воды

$$Q = Z_c \frac{\pi d_c^2}{4} \varphi \sqrt{2gH};$$

- скорость струи, выбрасываемой из сопла: $v_c = \varphi \sqrt{2gH}$;
- коэффициент скорости $\varphi = 0,98-0,99$.

Приложение Б
 Appendix B

Параметры синхронного генератора
Synchronous generator parameters

Мощность	$P = 1500$ кВт.
Напряжение	$U_n = 400$ В.
Ток	$I_n = 2165$ А.
Частота	$f_n = 50$ Гц.
Частота вращения	$\omega = 500$ об/мин.
Число пар полюсов	$p = 6$.

Расчетные параметры, о. е.:

$$\begin{aligned} x_{ds} = 1,008; & \quad x_{dr} = 1,039; & \quad x_{ad} = 0,9135; & \quad 1/T_j = 0,005; & \quad r_{dr} = 0,08; \\ x_{qs} = 0,487; & \quad x_{qr} = 0,511; & \quad x_{aq} = 0,385; & \quad r_s = 0,02; & \quad r_{qr} = 0,07. \end{aligned}$$

Алгоритм решения уравнения частотно-управляемого синхронного генератора ВЭУ с постоянными магнитами:

$$D(\tau, Y) = \begin{bmatrix} 0,707k_u [\cos(k_f \tau)(\cos Y_6 - \sin Y_6)] - [\sin(k_f \tau)(\cos Y_6 + \sin Y_6)] - Y_2 Y_5 - \\ - 0,02(4,88Y_1 - 0,87 - 4,289Y_3); \\ 0,707k_u [\cos(k_f \tau)(\cos Y_6 + \sin Y_6)] + [\sin(k_f \tau)(\cos Y_6 - \sin Y_6)] + M_1 Y_5 - \\ - 0,02(5,22Y_2 - 3,906Y_4); \\ -0,077Y_3 + 0,0703(4,88Y_1 - 0,87 - 4,289Y_3) + 0,1155; \\ -0,137Y_4 + 0,052(5,22Y_2 - 3,906Y_4); \\ 0,005(-m_\tau) - 0,005[Y_1(5,22Y_2 - 3,906Y_4) - Y_2(4,88Y_1 - 0,87 - 4,289Y_3)]; \\ Y_5; \end{bmatrix}$$

$$Y_0 = \begin{bmatrix} 0 \\ 0 \\ 0 \\ 0 \\ 0 \\ 0 \end{bmatrix},$$

где $Y_1 = \psi_{ds}$; $Y_2 = \psi_{dr}$; $Y_3 = \psi_{dr}$; $Y_4 = \psi_{dr}$; $Y_5 = \omega$; $Y_6 = \alpha$;

$$i_{ds} = 4,88Y_1 - 0,87 - 4,289Y_3;$$

$$i_{qs} = 5,22Y_2 - 3,906Y_4.$$

Значение m_τ приведено к валу генератора и к системе его базовых величин.

ЛИТЕРАТУРА

1. Глазырин, М. В. Перспективы применения генераторных комплексов на основе машины двойного питания для малых ГЭС / М. В. Глазырин, Р. Х. Диеров // Изв. вузов. Электромеханика. 2012. № 6. С. 78.
2. Моделирование и исследование режимов работы гидроагрегатов малых ГЭС с машинами двойного питания / Р. И. Мустафаев [и др.] // Изв. вузов. Электромеханика. 2015. № 4.

3. Режим доступа: www.rea.org.ru/dieret/Hydro/hydrohtml/.
4. О результатах мониторинга потерь электрической энергии в распределительной электрической сети / А. Б. Баламетов [и др.] // Проблемы энергетики. 2007. № 3. С. 111–118.
5. Кривченко, Г. И. Гидравлические машины (турбины и насосы) / Г. И. Кривченко. М.: Энергия, 1978. 320 с.
6. Эдель, Ю. У. Ковшовые гидротурбины / Ю. У. Эдель. М.; Л.: Машгиз, 1968. 210 с.
7. Эпштейн, Р. М. Система регулирования гидроагрегатом / Р. М. Эпштейн, Б. Е. Митрофанов, М. Я. Руденский. М.: Энергия, 1968. 189 с.
8. Кривченко, Г. И. Автоматическое регулирование гидротурбин / Г. И. Кривченко. М.: Энергия, 1964. 286 с.
9. Мустафаев, Р. И. Моделирование и исследование режимов работы синхронных генераторов ветроэлектрических установок при частотном управлении / Р. И. Мустафаев, Л. Г. Гасанова. Электричество. 2010. № 7. С. 34–40.
10. Мустафаев, Р. И. Универсальная структура математической модели управляемых электрических машин переменного тока / Р. И. Мустафаев, Л. Г. Гасанова. Электричество. 2015. № 2. С. 40–48.

Поступила 31.08.2015 Подписана в печать 27.11.2015 Опубликовано онлайн 30.03.2016

REFERENCES

1. Glazyrin M. V., Dierov R. Kh. (2012) Perspectives of Implementation of Generating Complexes on the Double-Fed Machine Basis for Small HPPs. *Izv. Vuzov. Elektromekhanika* [Russian Electromechanics], (6), 78 (in Russian).
2. Mustafayev R. I., Gasanova L. G., Musayev M. M., Mamedov E. M., Nabiev Kh. I. (2015) Modeling and Research of Operating Regimes of the Hydroelectric Sets of Small HPPs with the Double-Fed Machines. *Izv. Vuzov. Elektromekhanika* [Russian Electromechanics], (6), 59–66. DOI: 10.17213/0136-3360-2015-6-59-66.
3. Access mode: www.rea.org.ru/dieret/Hydro/hydrohtml/.
4. Balametov A. B., Mamedov S. G., Aliev Kh. T., Khalilov E. D., Bakhyshov E. D. (2007) On the Results of Monitoring of the Electric Energy Losses in the Electrical Distribution Facilities. *Problemy Energetiki* [Challenges of the Energetics], (3), 111–118 (in Russian).
5. Krivchenko G. I. (1978) *Hydraulic Machines (Turbines and Pumps)*. Moscow, Energy. 320 (in Russian).
6. Edel Yu. U. (1968) *Pelton Turbine*. Moscow; Leningrad, Mashgiz. 210 (in Russian).
7. Epshtein R. M., Mitrofanov B. Ye., Rudenskiy M. Ya. (1968) *Regulating System of the Hydroelectric Set*. Moscow, Energy. 189 (in Russian).
8. Krivchenko G. I. (1964) *Automatic Regulation of Hydroturbines*. Moscow, Energy. 286 (in Russian).
9. Mustafayev R. I., Gasanova L. G. (2010) Simulation and Investigation of Operating Modes of Synchronous Generators of the Wind Power Plants at Variable-Frequency Control. *Elektrichestvo* [Electricity], (7), 34–40 (in Russian).
10. Mustafayev R. I., Gasanova L. G. (2015) Universal Structure of the Mathematical Model of the Controlled Alternating Current Machines. *Elektrichestvo* [Electricity], (2), 40–48 (in Russian).

Received: 31 August 2015 Accepted: 27 November 2015 Published online: 30 March 2016