

## Исследование управляемой гибкой связи турбины и генератора микроГЭС в автономной электроэнергетической системе

АЧИТАЕВ А.А., ЖИДКОВ А.А., МИТРОФАНОВ С.В., РУСИНА А.Г.

*Проведены исследования по обеспечению в автономной энергосистеме синхронной параллельной работы генераторов с постоянными магнитами микроГЭС, которые используют управляемую гибкую связь между турбиной и генератором. К актуальности данного исследования можно отнести проблему электромеханической совместимости при параллельной работе генераторов с разными параметрами постоянной времени механической инерции роторов электрических машин. Дан обзор и проанализированы достоинства и недостатки возможных вариантов решения указанной проблемы. В качестве ее перспективного решения предложена концепция на основе управляемой гибкой связи между генератором и турбиной. Приведены математические модели и сформированы законы и алгоритмы автоматического управления частотой вращения генератора. Представленные в статье осциллограммы имитационного и физического моделирования показывают поддержание синхронной параллельной работы синхронных генераторов с постоянными магнитами и автономной электроэнергетической системы при различной удаленности точек трехфазного КЗ.*

**К л ю ч е в ы е с л о в а:** автономная система электроснабжения, устойчивость, переходные процессы, стабилизация выходных параметров, электромагнитный вариатор, микроГЭС

Для развития возобновляемых источников энергии необходимо совершенствование средств по обеспечению их регулировочных свойств. Это обусловлено, во-первых, соблюдением требований к первичному регулированию частоты в автономной электроэнергетической системе, а во-вторых, необходимостью обеспечения устойчивой параллельной работы генераторов с различными техническими параметрами и решением проблем их электромеханической совместимости при синхронной работе. Для решения данной проблемы используется вставка постоянного тока [1, 2, 11, 13–17]. Однако использование инверторов на основе широтно-импульсной модуляции требует поддержания генераторного режима при пониженном напряжении с последующим отключением источника в соответствии с характеристикой Low Voltage Ride Through (LVRT). Например, при КЗ в связи со снижением напряжения происходит блокировка транзисторов, что приводит к прекращению выдачи активной мощности [10–15]. Альтернативным решением может стать стабилизация частоты вращения генератора, для его реализации используют накопители энергии. Они выполняют роль демпферов и уменьшают влияние возмущающих воздействий в электроэнергетических системах [1]. Однако в силу нагрузок на накопитель существуют режимы неблагоприятной работы, приводящие к быстрому износу аккумуляторов. Кроме того, данное решение по причине высокой стоимости его реализации часто делает экономически неэффективным весь комплекс мероприятий в целом.

В статье представлен принцип формирования стабилизации частоты вращения генератора микроГЭС за счет управляемой гибкой связи между турбиной и генератором, осуществляемой с помощью электромагнитного вариатора.

**Возможные средства стабилизации выходных параметров микроГЭС.** Известны исследования российских ученых, в которых предложен алгоритм поиска оптимального управляющего воздействия, которое минимизирует эффект гидроудара в гидротурбине при резком сбросе нагрузки, а также алгоритм управления с прогнозированием, позволяющим улучшить следящий режим регулирования частоты [3]. В [4–6] описываются способы управления частотой вращения генераторов микрогидроэлектростанций. Первый способ состоит в изменении момента турбины путем подачи воды на рабочее колесо. Управление осуществляется на основе регулирования угла открытия направляющего аппарата. Однако этот способ управления имеет достаточно большую инерционность, которая не позволяет обеспечить регулирование частоты вращения ротора генератора при быстроизменяющихся электромеханических переходных процессах в автономной энергосистеме.

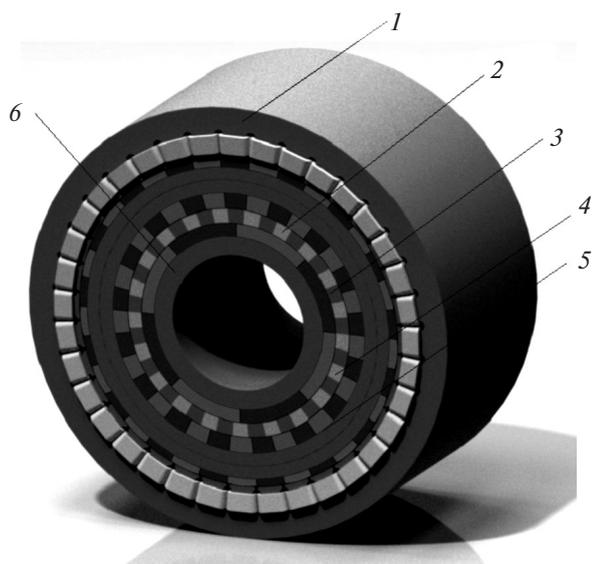
Второй способ связан с использованием автобалластных систем. В качестве балластной нагрузки применяют резисторы, которые выделяют тепло для нагревания воды. Балластные резистивные нагрузки подключаются через вентильный регулятор мощности на выходе синхронного генератора параллельно с нагрузкой электростанции. Однако применение этого способа сопряжено со значи-

тельными потерями энергии. В литературе описывается способ сохранения устойчивости автономной электроэнергетической системы с использованием накопителей энергии. В частности, были проведены натурные испытания и исследования возможностей по использованию систем накопления энергии на основе аккумуляторов и суперконденсаторов с разными динамическими характеристиками [2].

Перспективное направление решения проблемы – построение генерирующих систем на основе механического разделения генератора и турбины за счет управляемой гибкой связи между ними. Реализация идей началась с применения гидромуфт с изменяемой частотой вращения. Однако их инерционные свойства и низкая частота собственных колебаний пока ограничивают применение генерирующего оборудования для обеспечения требуемого уровня качества электрической энергии [18]. Один из способов реализации данной концепции состоит в использовании электромагнитных вариаторов в составе компоновки микроГЭС. Данное устройство встраивается между гидротурбиной и электрическим генератором.

**Постановка задачи.** Рассматривается автономная энергосистема, состоящая из микроГЭС с синхронным генератором номинальной мощностью 50 кВт и синхронной частотой вращения 750 об/мин и дизельного генератора мощностью 50 кВт.

Электромагнитный вариатор размещается между турбиной и генератором (рис. 1) [7] и состоит из тихоходного звена, подключаемого к турбине, и быстроходного звена, которое подключается к генератору. Жесткая механическая связь между тихоходным и быстроходными звеньями отсутствует. По сути электромагнитный вариатор – это магнит-



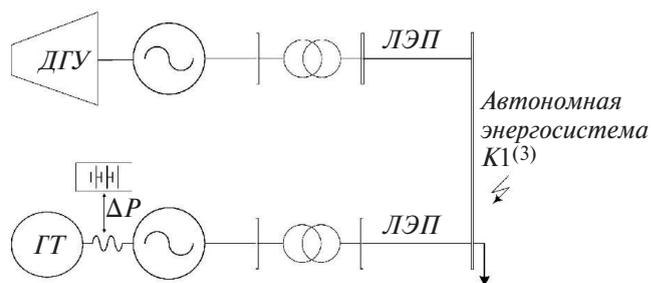
**Рис. 1.** Эскиз магнитной трансмиссии с переменным передаточным отношением: 1 – обмотка управления; 2 – немагнитная вставка; 3 – модулирующее кольцо из ферромагнитных сегментов; 4 – тихоходное звено; 5 – ротор управления с постоянными магнитами; 6 – быстроходное звено

ный редуктор с ферромагнитными сегментами, который имеет номинальное передаточное отношение 1:10 с диапазоном промежуточного изменения скорости до 50% в каждую сторону. Данное устройство является средством для преобразования момента между двумя вращающимися частями с различным числом постоянных магнитов через модулирующие ферромагнитные сегменты на тихоходном звене. Они позволяют менять частоту вращения тихоходного звена в зависимости от заданного числа пар полюсов ферромагнитных сегментов. Переменное передаточное отношение осуществляется действием обмотки управления (рис. 1), которая обеспечивает изменение частоты вращения ротора и, влияя на скорость тихоходного и быстроходного звеньев, изменяет частоту вращения генератора. Для реализации управления применяются два инвертора, рассчитанные на значительно меньшую мощность, чем инвертор между генератором и системой.

Потребитель представлен преимущественно активным сопротивлением с  $\cos\varphi \approx 1$ . Питание осуществляется по двум линиям протяженностью 300 м каждая. Номинальное напряжение автономной системы электроснабжения  $U_{\text{ном}} = 0,4$  кВ. Разделяющие трансформаторы в системе отсутствуют.

На рис. 2 изображена поясняющая схема рассматриваемой энергосистемы, включающей микроГЭС на базе электромагнитного вариатора с изменяющимися выходными параметрами. За счет управляемой гибкой связи между турбиной и генератором можно выделить структуру управления, при которой моменты турбины и генератора могут быть рассогласованы, а управление моментом турбины позволит компенсировать вращающий момент электромагнитного вариатора. Данное решение даёт возможность изменять выходные параметры генератора в широком диапазоне с применением согласованного управления моментами турбины и генератора.

**Построение математической модели.** Математическая модель, описывающая динамику изменения параметров генераторов в энергетической системе, состоящей из двух машин (ДГУ и микроГЭС), может быть представлена системой уравнений [7]:



**Рис. 2.** Принципиальная схема автономной электроэнергетической системы с микроГЭС на базе электромагнитного вариатора и дизельного генератора

$$\begin{aligned} T_{J1} \frac{d^2 \delta_1}{dt^2} &= M_T - M_{\text{ем}1} - M_{12} \sin \delta_{12}; \\ T_{J2} \frac{d^2 \delta_2}{dt^2} &= \pm K_{\text{ем}2} - M_{\text{ем}2} - M_{21} \sin \delta_{21}, \end{aligned} \quad (1)$$

где  $M_{\text{ем}1}$ ,  $M_{\text{ем}2}$  – электромагнитные моменты генераторов ДГУ и микроГЭС;  $M_{12}$ ,  $M_{21}$  – взаимные моменты, обусловленные параллельной работой первого генератора по отношению ко второму и второго по отношению к первому;  $\delta_{12}$ ,  $\delta_{21}$  – углы рассогласования ротора первого синхронного генератора по отношению ко второму и второго по отношению к первому;  $\delta_1$ ,  $\delta_2$  – углы положения роторов генератора;  $T_{J1}$ ,  $T_{J2}$  – постоянные времени инерции роторов первого и второго генераторов;  $K_{\text{ем}2}$  – момент упругости микроГЭС с электромагнитным вариатором.

Для ДГУ отдельного уравнения для описания момента турбины не требуется, так как у нее остается жесткая связь турбины (двигателя) и генератора. Уравнение моментов со стороны турбины микроГЭС в связи с появлением гибкой связи [12]:

$$T_{J\tau 2} \frac{d^2 \delta'_2}{dt^2} = M_{\tau 2} \pm K_{\text{ем}2}, \quad (2)$$

где  $\delta'_2$  – угол положения ротора турбины микроГЭС, град;  $T_{J\tau 2}$  – постоянная времени механической инерции турбины микроГЭС.

Уравнение момента турбины лежит в основе формирования вращающего момента и может быть выражено через мощность и частоту вращения генератора [6]:

$$M_T = \frac{9,81 H Q \eta}{\omega_0} 1000, \quad (3)$$

где  $H$  – напор на ГЭС;  $Q$  – расход на гидротурбину;  $\eta$  – КПД гидротурбины;  $\omega_0$  – номинальная частота вращения турбины.

Уравнение магнитной жесткости, выраженное через максимальный электромагнитный момент, передаваемый от тихоходного звена к быстроходному, зависит от приведенного угла дополнительного согласования [7]:

$$K_{\text{ем}2} = n_{s2} M_{\text{max}2} \cos \theta_{e2}. \quad (4)$$

Приведенный угол дополнительного рассогласования  $\theta_e$  электромагнитного вариатора определяется как угол между быстроходным и тихоходным звеньями:

$$\theta_e = p_h \delta - n_s \delta', \quad (5)$$

где  $\delta$  и  $\delta'$  – углы положения быстроходного и тихоходного звеньев;  $p_h$  – число пар полюсов быстроходного звена магнитной трансмиссии;  $n_s$  – число

ферромагнитных сегментов тихоходного звена электромагнитного вариатора;  $M_{\text{max}2}$  – максимальный момент, передаваемый электромагнитным вариатором от турбины к генератору.

Суть комплексного управления электромагнитным вариатором в том, что благодаря введению параметра жесткости между турбиной и генератором возможно добиться изменения вращающего момента генератора при фиксированном значении момента турбины.

Для регулирования скорости электромагнитного вариатора применяют два контура управления: контур тока или момента и контур скорости. Закон управления электромагнитным вариатором по контуру тока описывается системой уравнений [7]:

$$\begin{aligned} \frac{di_d}{dt} &= \frac{R}{L} i_d + \frac{\omega_e L_q i_q}{L_d} + \frac{u_d}{L_d}; \\ \frac{di_q}{dt} &= -\frac{R}{L} i_q - \frac{\omega_e L_d i_d}{L_q} + \frac{u_q - K_e \omega_h}{L_q}, \end{aligned} \quad (6)$$

где  $L_d$  и  $L_q$  – значения индуктивности звеньев управления в  $d$  и  $q$  осях;  $R$  – активное сопротивление управляющего звена вариатора;  $K_e$  – коэффициент противоЭДС;  $u_d$  и  $u_q$  – напряжения в  $d$  и  $q$  осях;  $\omega_h$  – скорость быстроходного звена;  $\omega_e = p_h \omega_h - n_s \omega_0$  – приведенная угловая скорость дополнительного рассогласования вариатора.

Описание вращения тихоходного и быстроходного звеньев представлено системой уравнений [12]:

$$\begin{aligned} J_h \frac{d\omega_h}{dt} &= M_{\text{ем}1} - \frac{M_{\text{max}}}{G_r} [\sin(p_h \theta_h - n_s \theta_{\text{load}})] - \\ &- B_h \omega_h - \mu_{ap} (p_h \omega_h - n_s \omega_{\text{load}}); \\ J \frac{d\omega_0}{dt} &= M_{\text{max}} \sin(p_h \theta_h - n_s \theta_{\text{load}}) - M_{\text{turbine}} - \\ &- B_0 \omega_0 - \mu_{ap} G_r (p_h \omega_h - n_s \omega_{\text{load}}), \end{aligned} \quad (7)$$

где  $J_h$ ,  $B_h$  – момент инерции генератора и коэффициент сопротивления на быстроходном звене вариатора;  $\omega_0$ ,  $J$ ,  $B_0$  – угловая скорость, суммарный момент инерции тихоходного звена, коэффициент трения;  $\mu_{ap}$  – коэффициент затухания;  $n_s$  – число ферромагнитных сегментов электромагнитного вариатора;  $p_h$  – число пар полюсов быстроходного ротора электромагнитного вариатора;  $G_r = n_s / p_h$  – передаточное отношение электромагнитного вариатора в номинальном режиме;  $M_{\text{turbine}}$  – момент турбины;  $M_{\text{max}}$  – максимальный момент, передаваемый электромагнитным вариатором.

Коэффициент затухания магнитной трансмиссии выражается уравнением Монтегью [12]:

$$\mu_{ap} = \sigma M_{\max} \frac{2\chi\omega_e}{\omega_e^2 + \chi^2}, \quad (8)$$

где  $\sigma$  – доля максимального момента, которую может передать электромагнитный вариатор;  $\chi$  – относительная угловая скорость, при которой происходит затухание максимального момента.

Передаточная функция как отношение между моментом электромагнитного вариатора и значениями частоты вращения турбины и генератора выражена уравнениями [12]:

$$\frac{\omega_0(p)}{M_{\text{ем}}(p)} = \frac{p^2 + \omega_a^2}{J_h p^3 + J_h \omega_r^2 p}; \quad (9)$$

$$\frac{\omega_h(p)}{M_{\text{ем}}(p)} = \frac{\omega_a^2}{J_h p^3 + J_h \omega_r^2 p}. \quad (10)$$

Передаточная функция замкнутой системы управления электромагнитного вариатора равна отношению начальной частоты вращения турбины к заданной частоте вращения и определяется выражением [12]:

$$\frac{\omega_0(p)}{\omega_{\text{ref}}(p)} = \frac{K_I \omega_a^2}{J_h p^4 + K_P p^3 + (J_h \omega_0^2 (1+R) + K_I) p^2 + K_P \omega_a^2 p + K_I \omega_a^2}, \quad (11)$$

где  $\omega_a = \sqrt{K_{\text{ем}}/J}$  – антирезонансная частота;  $R = J/J_h$  – соотношение моментов инерции роторов турбины и генератора;  $\omega_r = \omega_0 \sqrt{R+1}$  – резонансная частота,  $K_I, K_P$  – коэффициенты ПИ регулятора;  $\omega_0$  – частота вращения турбины;  $\omega_{\text{ref}}$  – заданная частота вращения.

Передаточная функция равна отношению начальной частоты вращения замкнутой системы к заданной частоте вращения ротора электрического генератора [12]:

$$\frac{\omega_h(p)}{\omega_{\text{ref}}(p)} = \frac{K_I p^2 + K_I K / J}{J_h p^4 + K_P p^3 + (K_I + K(1+J_h/K_L)) p^2 + K_P K / J_h p + K_I K / J_h}, \quad (12)$$

где  $K$  –линеаризованный коэффициент упругости магнитной связи.

На рис. 3 отображен комплексный алгоритм стабилизации частоты вращения электрического генератора с помощью электромагнитного вариатора [7].

**Результаты математического моделирования.** Для исследования переходных процессов был применен метод Дормана-Принца, который используется в Matlab Simulink при решении нелинейных дифференциальных уравнений. Цель исследования – анализ переходного процесса аварийных возмущений при гибкой связи между гидравлической турбиной и генератором с постоянными магнитами микроГЭС.

Был получен ряд осциллограмм, которые описывают режим близкого КЗ и последующее восстановление нормального режима. На рис. 4 показаны осциллограммы выходных параметров генератора микроГЭС при условии его работы с вариатором и без. Можно заметить, что при возникновении КЗ на 5 с появляются колебания, вызванные обменом энергии между генераторами в автономной электроэнергетической системе. При этом на осциллограммах наглядно показано, что без применения вариатора рассматриваемое возмущение приводит к значительно более сильным колебаниям выходных параметров генератора, чем при его применении. Так, вариатор позволяет ввести напряжение в область допустимых значений за сотые доли секунды, в то время как без него этот процесс длится почти секунду, что может оказаться недопустимым для некоторых ответственных потребителей.

В будущих исследованиях планируется сделать сравнительный анализ влияния работы устройств на основе электромагнитного вариатора для раз-

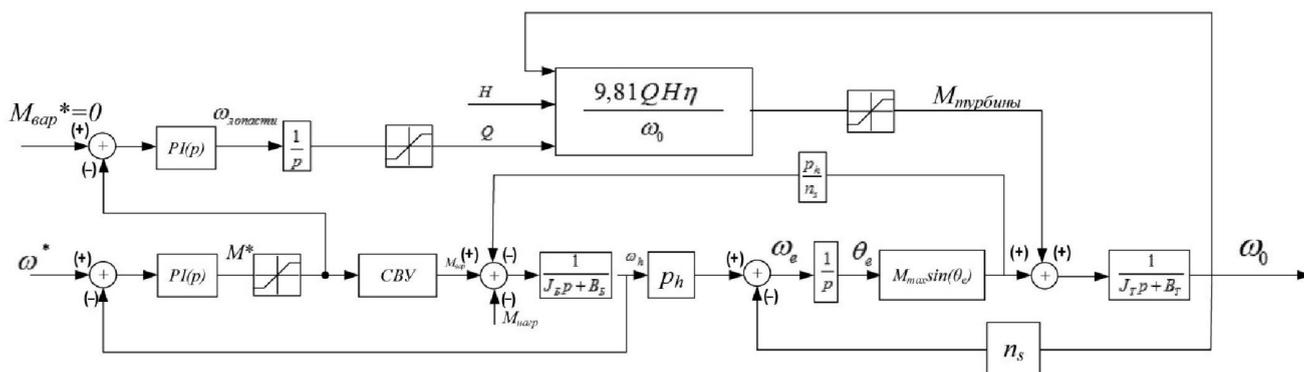


Рис. 3. Структура алгоритма стабилизации частоты вращения генератора с помощью электромагнитного вариатора

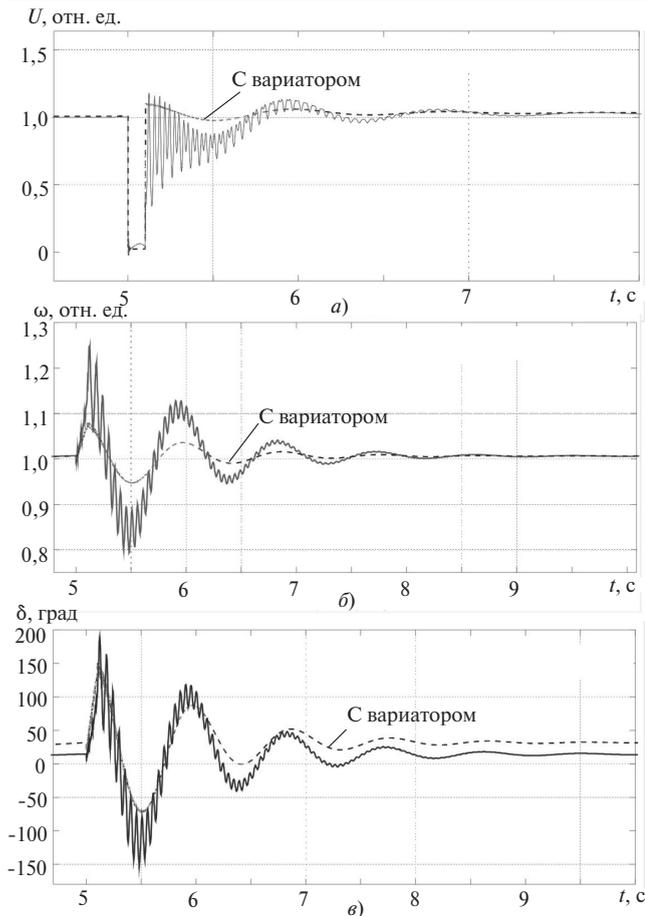


Рис. 4. Осциллограммы параметров генератора: а – напряжение; б – частоты вращения; в – угла положения генератора

личных электроэнергетических генераторов, а также определить эффективность использования электромагнитного вариатора для генераторов, работающих параллельно с ЕЭС России или другими крупными энергосистемами, т.е. в условиях, когда постоянная инерции генератора значительно меньше суммарной постоянной инерции системы, к которой он подключен.

**Экспериментальные исследования.** Для проверки теоретических положений был сделан макет установки, на котором обрабатывались возмущения с целью формирования приведенного угла дополнительного рассогласования. На рис. 5 показан макет опытного образца установки, в котором в качестве электромеханического преобразователя использован магнитный редуктор с постоянным передаточным отношением [14]. Возмущения моделировались резким изменением нагрузки. При резком изменении момента нагрузки были зафиксированы условия изменения частоты вращения генератора относительно постоянной частоты вращения турбины.

На рис. 6 представлена экспериментальная осциллограмма переходного процесса, на которой видны два возмущения, задаваемые нагрузкой при неизменной частоте вращения турбины. Осциллограмма наглядно демонстрирует возможность рас-

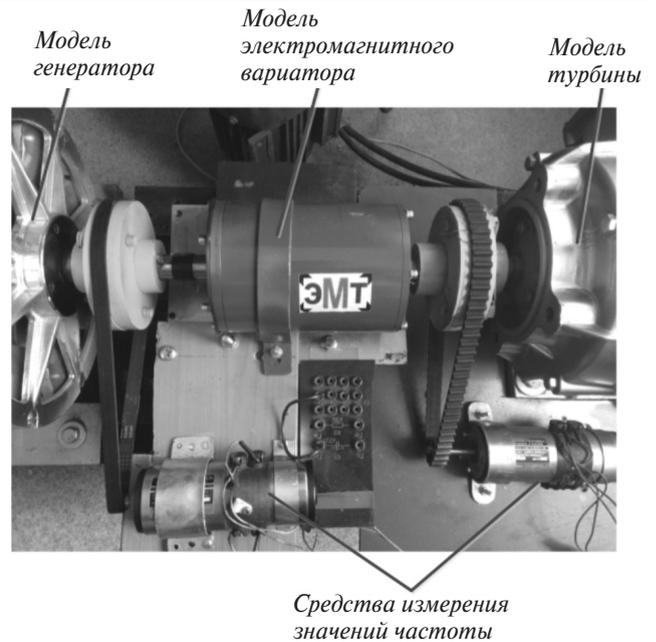


Рис. 5. Макет экспериментальной установки

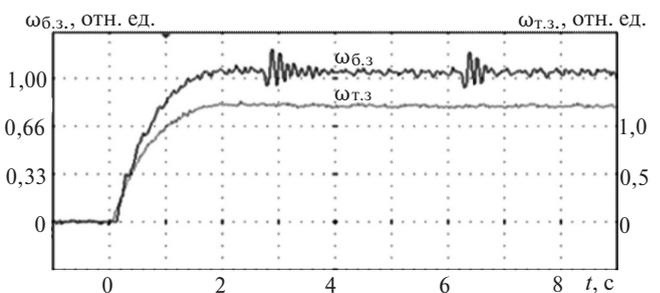


Рис. 6. Осциллограмма изменения значений частоты вращения магнитного редуктора:  $\omega_{б.з.}$  – частота вращения быстроходного звена (генератора);  $\omega_{т.з.}$  – частота вращения тихоходного звена (турбины)

согласованного управления частотой вращения электрического генератора и турбины.

**Выводы.** 1. Принцип управляемой гибкой связи между турбиной и генератором позволяет реализовать динамичное регулирование приведенным углом дополнительного рассогласования между турбиной и генератором каждого агрегата в автономной электроэнергетической системе и обеспечивать режимную надежность электроснабжения при различных возмущающих воздействиях.

2. Результаты математического моделирования, которые демонстрируют восстановление нормального режима после трехфазного КЗ в различных точках электрической сети показали, что использование электромагнитного вариатора позволяет значительно уменьшить колебания в энергосистеме и существенно сократить период восстановления нормального режима.

3. Экспериментальные исследования формирования угла дополнительного рассогласования при воздействии переменной нагрузки подтвердили возможность рассогласованной работы генератора и турбины. Формирование вспомогательного рас-

согласования позволяет обеспечить изменение момента генератора при постоянном моменте турбины и при переходных процессах в автономной электроэнергетической системе обеспечить электромеханическую совместимость с другими генераторами системы.

*Исследование выполнено при финансовой поддержке РФФИ в рамках научного проекта № 19-38-90034.*

#### СПИСОК ЛИТЕРАТУРЫ

1. Ling Y. The fault ride through technologies for doubly fed induction generator wind turbines. – Wind Engineering, 2016, т. 40, No. 1, pp. 31–49.
2. Li J., Yang Q., Yao P., Sun Q., Zhang Z., Zhang M., & Yuan W. A Novel use of the Hybrid Energy Storage System for Primary Frequency Control in a Microgrid. Energy Procedia, 2016, 103, pp. 82–87.
3. Глазырин Г.В., Казанцев Ю.В. Опережающее регулирование частоты и мощности на гидроэлектростанциях в изолированных энергосистемах. – Новое в российской электроэнергетике, 2017, № 11, с. 20–27.
4. Лукутин Б.В., Обухов С.Г., Шандарова Е.Б. Автономное электроснабжение от микрогидроэлектростанций. – Томск: STT, 2001, т. 120.
5. Данилевич Я.Б., Антипов В.Н., Штайнле Л.Ю. Гидрогенератор для малой ГЭС с возбуждением от постоянных магнитов. – Научно-технические ведомости Санкт-Петербургского государственного политехнического университета, 2009, № 84, с. 11–13.
6. Антипов В.Н. и др. Оценка эффективности конструктивного исполнения постоянных магнитов для низкоскоростных синхронных генераторов на основе расчета магнитного поля. – Электротехника, 2014, № 2, с. 2–5.
7. Удалов С.Н. и др. Повышение регулировочной способности ветроэнергетической установки в составе локальной энергосистемы – Энергобезопасность и энергосбережение, 2017, № 3, с. 33–40.
8. Голов П.В., Шаров Ю.В., Строев В.А. Система математических моделей для расчета переходных процессов в сложных электроэнергетических системах. – Электричество, 2007, № 5, с. 2–11.
9. Зиновьев Г.С. Основы силовой электроники. Новосибирск: Изд-во Новосибирского гос. технического университета, 2003, 664 с.
10. Chen Z., Guerrero J. M., Blaabjerg F. A review of the state of the art of power electronics for wind turbines. – IEEE Trans. Power Electron., 2009, vol. 24, No. 8, pp. 1859–1975.
11. Cardenas R., Pena R., Alepuz S., Asher G. Overview of control systems for the operation of DFIGs in wind energy applications. – IEEE Trans. Ind. Electron., 2013, vol. 60, No. 7, pp. 2776–2798.
12. Udalov S.N. et al. Increasing the regulating ability of a wind turbine in a local power system using magnetic continuous variable transmission. – Wind Engineering, 2018, vol. 42, No. 5, с. 411–435.
13. Morren J. and de Haan S.W.H. Ride through of wind turbines with doubly fed induction generator during a voltage dip. – IEEE Trans. Energy Convers., 2005, vol. 20, No. 2, pp. 435–441.
14. Wessels C., Gebhart F., Fuchs R.W. Fault ride-through of a DFIG wind turbine using a dynamic voltage restorer during symmetrical and asymmetrical grid faults. – IEEE Trans. Power Electron., 2011, vol. 26, No. 3, pp. 807–815.
15. Hansen A.D. and Michalke G. Fault ride-through capability of DFIG wind turbines. – Renew. Energy, 2007, vol. 32, No. 9, pp. 1594–1610.
16. Pannell G., Atkinson D.J., Zahawi B. Minimum-threshold crowbar for a fault-ride-through grid-code-compliant DFIG wind turbine. – IEEE Trans. Energy Convers., 2010, vol. 25, No. 3, pp. 750–759.
17. Huang H. et al. Electronic power transformer control strategy in wind energy conversion systems for low voltage ride-through capability enhancement of directly driven wind turbines with permanent magnet synchronous generators (D-PMSGs). – Energies, 2014, vol. 7, No. 11, pp. 7330–7347.
18. Kranawetter K. et al. Control-Oriented Modelling of the Transient Behaviour of Hydrodynamic Couplings: A State-Space Approach. – 2018 Annual American Control Conference (ACC), 2018, pp. 2940–2945.

[02.10.2019]

*А в т о р ы: Ачитаев Андрей Александрович – кандидат техн. наук, старший преподаватель Новосибирского государственного технического университета (НГТУ), доцент Саяно-Шушенского филиала Сибирского федерального университета, диссертацию защитил в 2018 г.*

*Жидков Алексей Александрович – аспирант кафедры НГТУ.*

*Митрофанов Сергей Владимирович – кандидат техн. наук, доцент НГТУ, диссертацию защитил в 2014 г.*

*Русина Анастасия Георгиевна – доктор техн. наук, заведующая кафедрой НГТУ, диссертацию защитила в 2013 г.*

*Electrichestvo, 2020, No. 1, pp. 25–31*

*DOI:10.24160/0013-5380-2020-1-25-31*

## Studying the Controlled Flexible Coupling of the Micro HPP Turbine and Generator Operating in a Self-Contained Electric Power System

*ACHITAEV Andrey A. (Novosibirsk State Technical University (NSTU); Sayano-Sgushensky Branch of Siberian Federal University Novosibirsk, Russia) – Senior Lecturer; Associate Professor, Cand. Sci. (Eng.)*

*ZHIDKOV Aleksey A. (NSTU, Novosibirsk, Russia) – Ph.D.-student*

*MITROFANOV Sergey V. (NSTU, Novosibirsk, Russia) – Associate Professor, Cand. Sci. (Eng.)*

*RUSINA Anastasiya G. (NSTU, Novosibirsk, Russia) – Head of the Department, Dr. Sci. (Eng.)*

*Studies aimed at ensuring synchronous parallel operation of permanent magnet generators of a micro HPP in a self-contained power system that use a controlled flexible coupling between the turbine and generator were carried out. The need of carrying out this study is stemming, among other things, from the problem of ensuring electromechanical compatibility during parallel operation of generators having different parameters of the mechanical inertia time constants of electrical machine rotors. Possible versions of solving this problem are reviewed, and their advantages and drawbacks are analyzed. The concept based on using a controlled flexible coupling between the generator and turbine is proposed as a promising solution of this problem. The mathematical models of the system are presented, and the laws and algorithms for automatically controlling the generator rotation frequency are drawn up. The simulation and physical modeling oscillograms presented in the article show how synchronous parallel operation of permanent magnet synchronous generators is maintained in a self-contained electric power system under the conditions of a three-phase short-circuit fault in points located at different electrical distances.*

**Key words:** self-contained electric power supply system, stability, transients, stabilization of output parameters, electromagnetic variator, micro HPP

#### REFERENCES

1. **Ling Y.** The fault ride through technologies for doubly fed induction generator wind turbines. – *Wind Engineering*, 2016, vol. 40, No. 1, pp. 31–49.
2. **Li J., Yang Q., Yao P., Sun Q., Zhang Z., Zhang M., & Yuan W.** A Novel use of the Hybrid Energy Storage System for Primary Frequency Control in a Microgrid. *Energy Procedia*, 2016, 103, pp. 82–87.
3. **Glazyrin G.V., Kazantsev Yu.V.** *Novoye v rossiyskoy elektroenergetike – in Russ. (New in Russian electric power industry)*, 2017, №. 11, pp. 20–27.
4. **Lukutin B.V., Obukhov S.G., Shandarova Ye.B.** *Avtonomnoye elektrosnabzheniye ot mikrogidroelektrostantsii (Autonomous power supply from micro-hydro power plants)*. Tomsk: STT, 2001, т. 120.
5. **Danilevich Ya.B., Antipov V.N., Shtaynle L.Yu.** *Nauchno-tehnicheskiye vedomosti Sankt-Peterburgskogo gosudarstvennogo politehnicheskogo universiteta – in Russ. (Scientific and Technical Journal of St. Petersburg State Polytechnic University)*, 2009, No. 84, pp. 11–13.
6. **Antipov V.N. et al.** *Elektrotehnika – in Russ. (Electrical Engineering)*, 2014, No. 2, pp. 2–5.
7. **Udalov S.N. et al.** *Energobezopasnost' i energosberezheniye – in Russ. (Energy Security and Energy Saving)*, 2017, No. 3, pp. 33–40.
8. **Golov P.V., Sharov Yu.V., Stroyev V.A.** *Elektrichestvo – in Russ. (Electricity)*, 2007, No. 5, pp. 2–11.
9. **Zinov'ye G.S.** *Osnovy silovoy elektroniki (Fundamentals of power electronics)*. Novosibirsk: Publ. House of NSTU, 2003, 664 p.
10. **Chen Z., Guerrero J.M. and Blaabjerg F.** A review of the state of the art of power electronics for wind turbines. – *IEEE Trans. Power Electron.*, 2009, vol. 24, No. 8, pp. 1859–1975.
11. **Cardenas R., Pena R., Alepuz S. and Asher G.** Overview of control systems for the operation of DFIGs in wind energy applications. – *IEEE Trans. Ind. Electron.*, 2013, vol. 60, No. 7, pp. 2776–2798.
12. **Udalov S.N. et al.** Increasing the regulating ability of a wind turbine in a local power system using magnetic continuous variable transmission. – *Wind Engineering*, 2018, vol. 42, No. 5, c. 411–435.
13. **Morren J. and de Haan S.W.H.** Ride through of wind turbines with doublyfed induction generator during a voltage dip. – *IEEE Trans. Energy Convers.*, 2005, vol. 20, No. 2, pp. 435–441.
14. **Wessels C., Gebhart F. and Fuchs R.W.** Fault ride-through of a DFIG wind turbine using a dynamic voltage restorer during symmetrical and asymmetrical grid faults. – *IEEE Trans. Power Electron.*, 2011, vol. 26, No. 3, pp. 807–815.
15. **Hansen A.D. and Michalke G.** Fault ride-through capability of DFIG wind turbines. – *Renew. Energy*, 2007, vol. 32, No. 9, pp. 1594–1610.
16. **Pannell G., Atkinson D.J. and Zahawi B.** Minimum-threshold crowbar for a fault-ride-through grid-code-compliant DFIG wind turbine. – *IEEE Trans. Energy Convers.*, 2010, vol. 25, No. 3, pp. 750–759.
17. **Huang H. et al.** Electronic power transformer control strategy in wind energy conversion systems for low voltage ride-through capability enhancement of directly driven wind turbines with permanent magnet synchronous generators (D-PMSGs). – *Energies*, 2014, vol. 7, No. 11, pp. 7330–7347.
18. **Kranawetter K. et al.** Control-Oriented Modelling of the Transient Behaviour of Hydrodynamic Couplings: A State-Space Approach. – 2018 Annual American Control Conference (ACC), 2018, pp. 2940–2945.

[02.10.2019]