

DOI: 10.17516/1999-494X-0381

УДК 621.311, 621.331

Investigation of the Operation of a Self-Adjusting Predictive Controller of the Rotor Speed of a Synchronous Generator on a Cyber-Physical Model of a Turbogenerator Plant

Yuri N. Bulatov^{*a},
Andrey V. Kryukov^{b, c} and Konstantin V. Suslov^c

*^aBratsk State University
Bratsk, Russian Federation*

*^bIrkutsk State Transport University
Irkutsk, Russian Federation*

*^cIrkutsk National Research Technical University
Irkutsk, Russian Federation*

Received 11.11.2021, received in revised form 25.12.2021, accepted 21.02.2022

Abstract. Under the conditions of integration of computing resources into physical processes, we can talk about cyber-physical power supply systems (CPPS). In CPPS, as a rule, distributed generation (DG) plants are used. Due to changes in loads and network topology, it is necessary to optimize the settings of the DG regulators for all operating modes. Due to the significant laboriousness of such procedures, a more efficient approach can be implemented on the basis of controllers with a predictive link. The paper presents a description of the cyber-physical model of the DG plant and a description of a self-adjusting predictive controller for the rotor speed of a synchronous generator. The simulation was performed in the Simulink package of the MatLab system. The effectiveness of the proposed regulator in normal and emergency modes was studied. The results of the experiments showed the advantages and effectiveness of the proposed regulator in comparison with the standard one: the generator rotor speed dip decreased by an average of 34 %, the overshoot decreased by an average of 32 %; when a powerful load was connected, the voltage overshoot decreased by 21 %; when the load was disconnected, the voltage dip decreased by 13 %; in the mode of a short-term short circuit, the dip in the rotation speed of the generator rotor decreased by 1.3 times and the overshoot of this value decreased by 2.6 times.

© Siberian Federal University. All rights reserved

This work is licensed under a Creative Commons Attribution-Non Commercial 4.0 International License (CC BY-NC 4.0).

* Corresponding author E-mail address: bulatovyura@yandex.ru

Keywords: cyber-physical power supply systems, distributed generation plants, automatic speed regulator, automatic voltage regulator, predictive control algorithms, modeling.

Acknowledgements. The work was carried out within the framework of the state assignment of the Ministry of Science and Higher Education of the Russian Federation (project No. FZZS-2020-0039).

Citation: Bulatov, Yu. N., Kryukov, A. V., Suslov, K. V.. Investigation of the operation of a self-adjusting predictive controller of the rotor speed of a synchronous generator on a cyber-physical model of a turbogenerator plant. J. Sib. Fed. Univ. Eng. & Technol., 2022, 15(2), 177–191. DOI: 10.17516/1999-494X-0381

Исследование работы самонастраивающегося прогностического регулятора скорости вращения ротора синхронного генератора на киберфизической модели турбогенераторной установки

Ю. Н. Булатов^а, А. В. Крюков^{б, в}, К. В. Суслов^в

*^аБратский государственный университет
Российская Федерация, Братск*

*^бИркутский государственный университет
путей сообщения
Российская Федерация, Иркутск*

*^вИркутский национальный исследовательский
технический университет
Российская Федерация, Иркутск*

Аннотация. В условиях интеграции вычислительных ресурсов в физические процессы можно говорить о киберфизических системах электроснабжения (КФСЭ). В КФСЭ, как правило, используются установки распределенной генерации (РГ). В связи с изменениями нагрузок и топологии сети необходимо проводить оптимизацию настроек регуляторов РГ для всех режимов работы. Ввиду значительной трудоемкости таких процедур более эффективный подход может быть реализован на основе регуляторов с прогнозирующим звеном. В работе представлено описание киберфизической модели установки РГ и приводится описание самонастраивающегося прогностического регулятора скорости вращения ротора синхронного генератора. Моделирование выполнено в пакете Simulink системы MatLab. Исследовалась эффективность предлагаемого регулятора в нормальных и аварийных режимах. Результаты проведенных экспериментов показали его преимущества и эффективность в сравнении с типовым: провал скорости ротора снижался в среднем на 34 %, перерегулирование уменьшалось на 32 %; при подключении мощной нагрузки перерегулирование напряжения уменьшалось на 21 %; при отключении нагрузки провал напряжения снижался на 13 %; в режиме кратковременного короткого замыкания провал скорости вращения ротора генератора уменьшался в 1,3 раза и в 2,6 раза снижалось перерегулирование этой величины.

Ключевые слова: киберфизические системы электроснабжения, установки распределенной генерации, автоматический регулятор скорости, автоматический регулятор возбуждения, прогностические алгоритмы управления, моделирование.

Благодарности. Работа выполнена в рамках государственного задания Министерства науки и высшего образования Российской Федерации (проект № FZZS-2020-0039).

Цитирование: Булатов, Ю. Н. Исследование работы самонастраивающегося прогностического регулятора скорости вращения ротора синхронного генератора на киберфизической модели турбогенераторной установки / Ю. Н. Булатов, А. В. Крюков, К. В. Суслов // Журн. Сиб. федер. ун-та. Техника и технологии, 2022, 15(2). С. 177–191. DOI: 10.17516/1999-494X-0381

Введение

Киберфизические системы электроснабжения (КФСЭ) [1, 2] базируются на интеграции вычислительных систем в физические процессы. Концепция КФСЭ предполагает быструю и надежную интеграцию различных установок распределенной генерации (РГ) [3–5], которые могут работать как на традиционных [6, 7], так и на возобновляемых источниках энергии [8, 9]. Использование установок РГ в киберфизических электроэнергетических системах (ЭЭС) позволит уменьшить загрузку оборудования питающей сети, снизить потери на передачу электроэнергии, а также повысить надежность электроснабжения потребителей и качество электроэнергии [10, 11]. Однако для достижения лучшего эффекта от использования установки РГ в КФСЭ необходимо оптимально управлять генерирующим оборудованием в режиме реального времени.

Достаточно широкое распространение получили установки РГ, работающие на базе синхронных генераторов с автоматическими регуляторами возбуждения (АРВ) и скорости (АРС) вращения ротора. В связи с возможными возмущениями в КФСЭ оптимальные настройки этих взаимосвязанных регуляторов необходимо обеспечить для всех режимов работы установки РГ. Для снижения трудоемкости перенастроек можно использовать прогностические алгоритмы [12], обеспечивающие работу регулятора по рассчитанному прогнозу погрешности управления. Прогностические алгоритмы применяются в силовой электронике [13, 14], а также при управлении электродвигателями [15, 16]. В указанных работах используются сложные прогнозирующие модели с конечным набором управлений, требующие для реализации микропроцессорной техники и большого объема вычислений. В то же время достаточно просто реализуется прогнозирование с помощью линейной модели. Сравнение различных прогностических подходов к управлению, приведенное в работе [17], показывает, что линейные алгоритмы способны конкурировать с лучшими нелинейными. В работе [18] описан универсальный беспоскоковый метод настройки линейных прогностических пропорционально-интегрально-дифференциальных (ПИД) регуляторов. В статье [19] показано, что линейные прогностические ПИД-регуляторы могут эффективно использоваться в одноконтурной системе управления котлового пароперегревателя. В работе [20] показаны преимущества системы управления с модулем прогнозирования и даны рекомендации по выбору оптимального времени прогноза для регулирования теплового процесса. Результаты исследований на компьютерных моделях демонстрируют достаточно высокую эффективность линейных прогностических регуляторов для управления газотурбинной, турбогенераторной и гидрогенераторной установками РГ [21–24]. Однако для практического применения прогностических алгоритмов требуется проведение многочисленных исследований на более сложных компьютерных и физических моделях ЭЭС с установками РГ.

Ниже приводится описание самонастраивающегося прогностического регулятора скорости синхронного генератора, в котором постоянная времени линейного прогнозирующего звена определяется по резонансной частоте собственных колебаний ротора агрегата. Представлено описание киберфизической модели установки РГ и компьютерной модели предлагаемого самонастраивающегося прогностического регулятора, выполненной в пакете Simulink системы MatLab с использованием пакета Real Time Windows Target для управления физической установкой. Цель исследований состояла в определении эффективности применения самонастраивающегося прогностического регулятора в сравнении с типовым ПИД-регулятором в режимах подключения и отключения мощной нагрузки, а также короткого замыкания (КЗ).

Принцип работы самонастраивающегося прогностического регулятора скорости вращения ротора синхронного генератора

Использование алгоритма прогнозирования в составе регуляторов установок РГ (например, АРВ и АРС) позволяет осуществить их настройку с помощью одного параметра – времени прогноза. Линейный прогностический ПИД-регулятор представляет собой последовательное соединение двух звеньев: ПИД-регулятора и линейного прогнозирующего звена (ЛПЗ). Простой линейный прогноз может быть реализован по двум значениям регулируемой величины – текущему $y(t)$ и предыдущему $y(t - \Delta t)$; при этом передаточная функция ЛПЗ определяется так [17]:

$$W_p(s) = T_p s + 1, \quad (1)$$

где T_p – постоянная времени ЛПЗ (время прогноза); s – оператор Лапласа.

При возмущениях в ЭЭС возможен различный характер колебаний синхронного генератора установки РГ. Эти колебания вызывают отклонения напряжения в узлах и частоты в системе. Для устойчивости ЭЭС важно, чтобы колебания имели небольшую амплитуду и затухающий характер. Частота этих колебаний для синхронных машин зависит от синхронизирующих

мощностей $\frac{dP}{d\delta}$, определяющих устойчивость, и постоянных механической инерции агрегатов,

от которых зависит быстрота протекания электромеханических процессов. Эта частота обычно называется собственной частотой колебаний и может быть определена из уравнения движения при малом изменении скорости вращения ротора и угла нагрузки генератора δ_Δ [25]:

$$J \cdot \omega_M \frac{d^2 \delta_\Delta}{dt^2} + P_s \delta_\Delta = 0, \quad (2)$$

где $J \cdot \omega_M$ – постоянная инерции; P_s – синхронизирующая мощность; δ_Δ – изменение угла нагрузки генератора.

Для получения уравнения (2) в относительных единицах необходимо его разделить на номинальную мощность машины S_b . Тогда после некоторых преобразований из выражения (2) можно записать следующее соотношение [25]:

$$\delta_\Delta(t) = \sqrt{\frac{J \cdot \omega_M}{P_s}} \cdot \sin\left(\sqrt{\frac{P_s \cdot S_b}{J \cdot \omega_M}} \cdot t\right). \quad (3)$$

Из уравнения (3) видно, что угловая частота колебаний синхронного генератора равна

$$\sqrt{\frac{P_s \cdot S_b}{J \cdot \omega_M}}$$

Это и есть собственная частота колебаний ω_p . Учитывая выражение из работы [25]

$$\frac{J \cdot \omega_M}{S_b} = \frac{T_{je}}{\omega_M},$$

можно записать

$$\omega_p = \sqrt{P_s \cdot \frac{\omega_M}{T_{je}}}, \quad (4)$$

где $P_s = \frac{\partial P_g}{\partial \delta} = \frac{E_q \cdot U_g}{X_d} \cdot \cos \delta$ – синхронизирующая мощность; E_q – ЭДС генератора; U_g – напря-

жение генератора; X_d – индуктивное сопротивление генератора по продольной оси; T_{je} – эквивалентная постоянная механической инерции агрегата.

Частота собственных колебаний синхронного генератора согласно (3) задает характер изменения угла нагрузки δ , а синхронизирующая мощность влияет на амплитуду этих колебаний, что в целом определяет динамические свойства и устойчивость синхронной машины. Поэтому постоянную времени ЛПЗ при использовании в АРВ и АРС можно определить для номинальных величин как период собственных колебаний ротора агрегата, зависящий от угла нагрузки генератора δ , по выражению

$$T_p = 1 / f_p = \frac{2\pi}{\sqrt{\frac{E_q \cdot U_g}{X_d} \cdot \cos \delta \cdot \frac{\omega_0}{T_{je}}}}, \quad (5)$$

где f_p – частота собственных колебаний ротора генератора в Гц; ω_0 – номинальная угловая частота вращения ротора генератора в рад/с.

При изменении нагрузочного режима синхронного генератора изменяется угол δ , поэтому постоянную времени ЛПЗ целесообразно варьировать, т. е. возможно создать самонастраивающийся прогностический АРС. Его структурная схема представлена на рис. 1. Необходимо отметить, что функция $f_p(\delta)$ зависит от параметров агрегата и для различных установок РГ будет отличаться.

Описание киберфизической модели турбогенераторной установки

Проверка эффективности работы самонастраивающегося прогностического регулятора скорости проводилась на киберфизической модели турбогенераторной установки, схема которой показана на рис. 2. Модель состояла из генератора, приводимого во вращение первичным двигателем – турбиной, в качестве которой использовалась машина постоянного тока. В состав дополнительного оборудования входили следующие элементы: источник питания машины постоянного тока, используемый для ручного или автоматического управления; возбудитель синхронной машины с такими же возможностями; преобразователь угловых перемещений;

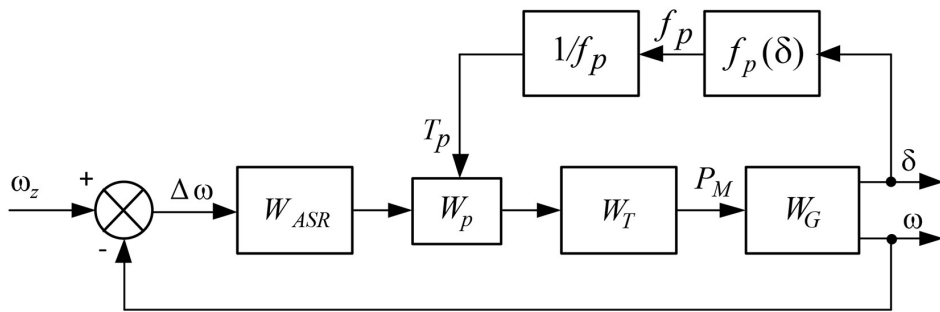


Рис. 1. Структурная схема самонастраивающегося прогностического регулятора скорости: W_G – передаточная функция генератора; W_T – передаточная функция турбины; W_{ASR} – передаточная функция АРС (ПИД-регулятор); W_p – передаточная функция линейного прогностического звена (1); ω_z – заданное значение скорости вращения ротора генератора; P_M – механическая мощность на валу турбины

Fig. 1. Structural diagram of a self-adjusting predictive speed controller: W_G – generator transfer function; W_T is the transfer function of the turbine; W_{ASR} – ASR transfer function (PID controller); W_p is the transfer function of the linear predictive link (1); ω_z is the set value of the generator rotor speed; P_M – mechanical power on the turbine shaft

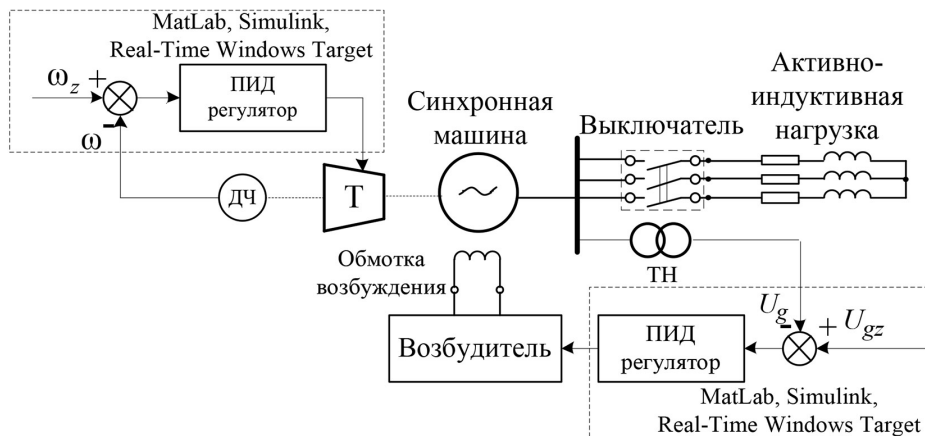


Рис. 2. Схема киберфизической модели установки РГ: Т – турбина; ТН – трансформатор напряжения; ДЧ – датчик частоты вращения

Fig. 2. Scheme of the cyber-physical model of the DG plant: T – turbine; VT – voltage transformer; SS – speed sensor

активная и индуктивная нагрузки. Номинальные параметры электрических машин представлены в табл. 1.

При моделировании генератор работал на активную нагрузку мощностью 18 Вт. В качестве возмущений рассматривалось подключение и отключение активно-индуктивной нагрузки мощностью $50 + j30$ В·А.

Регулирование напряжения и скорости вращения ротора генератора выполнялось автоматически с помощью цифровых ПИД-регуляторов с временем дискретизации 0,0019532 с, реализованных в пакете Simulink. Схемы моделей этих регуляторов приведены на рис. 3 и 4. В отличие от схемы приведенного самонастраивающегося прогностического регулятора скорости (рис. 4) обычный АРС представляет собой ПИД-регулятор без ЛПЗ. Связь между физической

Таблица 1. Номинальные параметры спаренных электрических машин

Table 1. Ratings of coupled electrical machines

Параметр / Parameter	Значение / Value
Синхронная машина / Synchronous machine	
Номинальная активная мощность P_n / Rated active power P_n	100 Вт / W
Коэффициент мощности $\cos\varphi$ / Power factor $\cos\varphi$	1
Номинальное напряжение U_n / Rated voltage U_n	220 В / V
Номинальный ток обмотки статора I_n / Rated stator winding current I_n	0,24 А
Схема соединения обмотки статора / Stator winding connection diagram	Y_0
Номинальная частота вращения ротора n / Rated rotor speed n	1500 об/мин / rpm
Номинальное напряжение возбуждения U_f / Rated excitation voltage U_f	21 В / V
Номинальный ток возбуждения I_f / Rated field current I_f	1,75 А
Машина постоянного тока / DC machine	
Номинальная мощность P_n / Rated power P_n	90 Вт / W
Номинальное напряжение якоря U_a / Rated armature voltage U_a	220 В / V
Номинальный ток якоря I_a / Rated armature current I_a	0,56 А
Номинальное напряжение обмотки возбуждения U_f / Rated field voltage U_f	220 В / V
Номинальный ток обмотки возбуждения I_f / Rated field current I_f	0,2 А
Номинальная частота вращения n / Rated speed n	1500 об/мин / rpm
Маховик / Flywheel	
Момент инерции / Moment of inertia	0,009 Н×м×с ² / N×m×s ²

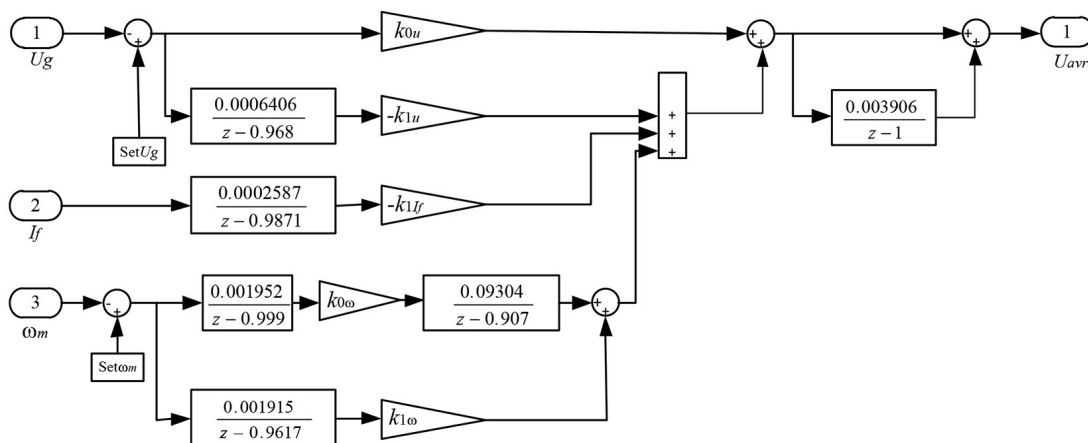


Рис. 3. Структурная схема модели цифрового АРВ: $SetU_g$ – заданное значение напряжения генератора; ω_m – текущее значение скорости ротора генератора; $Set\omega_m$ – заданное значение скорости ротора генератора; k_{0u} , k_{1u} , k_{1f} , $k_{0\omega}$, $k_{0\omega}$ – коэффициенты настройки АРВ

Fig. 3. Structural diagram of the digital AVR model: $SetU_g$ – generator voltage set value; ω_m is the current value of the generator rotor speed; $Set\omega_m$ – set value of generator rotor speed; k_{0u} , k_{1u} , k_{1f} , $k_{0\omega}$, $k_{0\omega}$ – AVR tuning coefficients

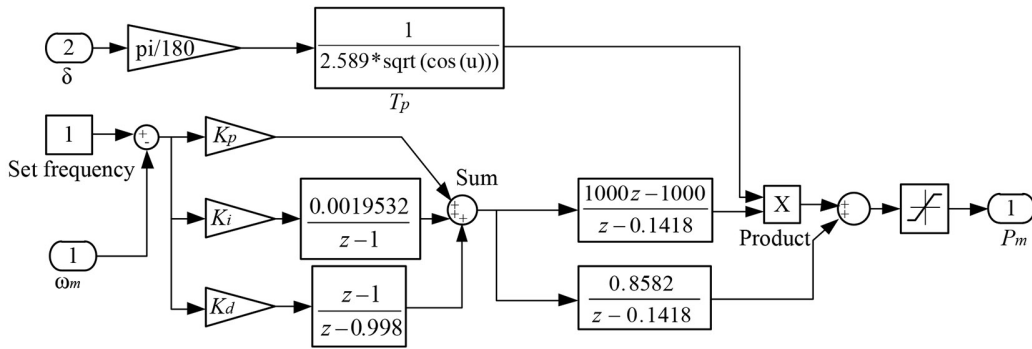


Рис. 4. Структурная схема модели цифрового самонастраивающегося прогностического APC: K_p , K_i , K_d – коэффициенты настройки APC

Fig. 4. Structural diagram of the digital self-adjusting predictive ASR model: K_p , K_i , K_d – ASR tuning coefficients

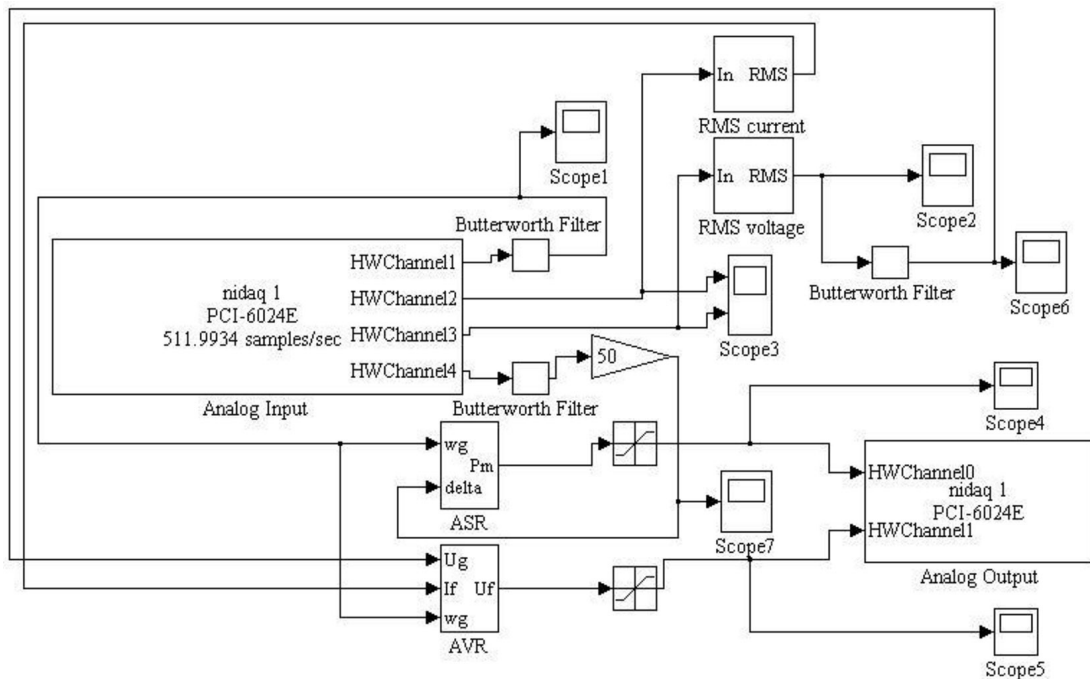


Рис. 5. Схема цифровой модели управления физической установкой

Fig. 5. Scheme of the digital control model for the physical installation

моделью и компьютером осуществлялась через плату ввода-вывода типа PCI 6025E. Информация о параметрах системы поступала от блока Analog Input, а управление производилось с помощью блока Analog Output пакета Real-Time Windows Target системы MatLab. Используемая схема управления показана на рис. 5. Для удаления шума перед подачей сигналов в регуляторы использовались дискретные фильтры Баттерворта (блоки Butterworth Filter на рис. 5). Это значительно улучшало качество управления и точность определения времени прогноза в самонастраивающемся прогностическом APC.

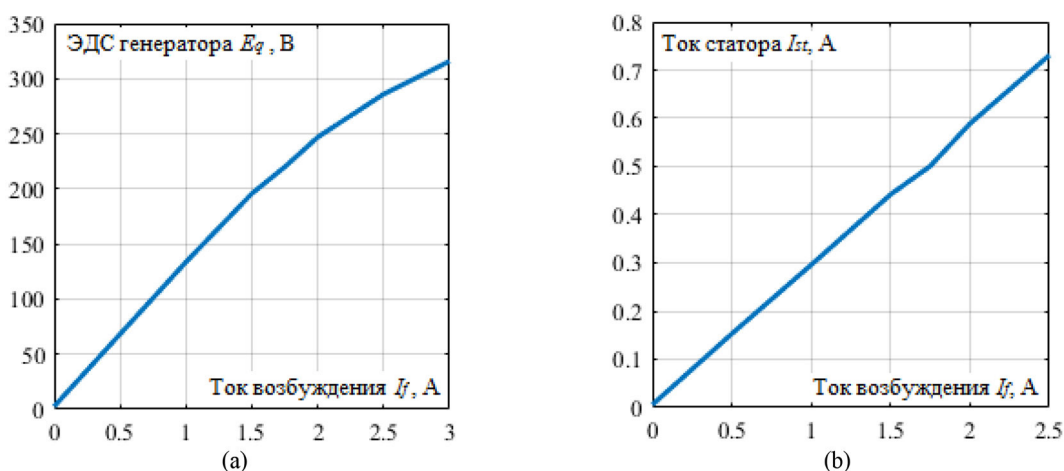


Рис. 6. Экспериментальные характеристики режимов ХХ (а) и КЗ (б) синхронного генератора: ЭДС E_q определялась как линейное напряжение

Fig. 6. Experimental characteristics of idling (a) and short circuit (b) modes of a synchronous generator: EMF E_q was determined as a linear voltage

Индуктивное сопротивление генератора по продольной оси было определено экспериментально по результатам опытов холостого хода (ХХ) и короткого замыкания (КЗ) (рис. 6) для тока возбуждения $I_f = 1,5$ А и составило для фазных величин $X_d = 0,483$ о. е.

В соответствии с приведенными параметрами машин постоянная времени ЛПЗ самонастраивающегося АРС для физической модели установки РГ определялась по выражению $T_p = 1/2,589 \cdot \sqrt{\cos \delta}$ (рис. 4).

Результаты моделирования и основные выводы

Исследования проводились для режимов подключения и отключения мощной нагрузки, а также для удаленного кратковременного трехфазного КЗ, возникающего в конце присоединенной к генератору линии с сопротивлением $Z = 116 + j94,2$ Ом. В этих режимах выполнялось сравнение работы обычного и самонастраивающегося прогностического АРС; при этом рассматривались следующие настройки регуляторов:

1) согласованная настройка АРВ и АРС [11]: для АРВ $k_{0u}=10, k_{1u}=5, k_{1f}=0, k_{0w}=0,15, k_{0w}=0,05$; для АРС $K_p = 1, K_i = 0,5, K_d = 0$;

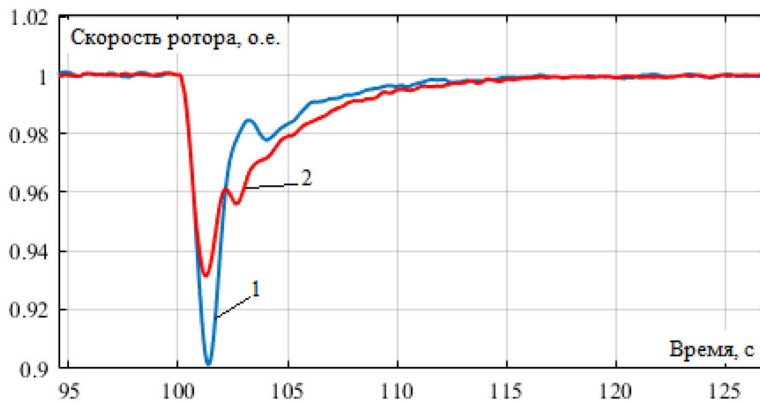
2) несогласованная настройка АРВ и АРС: для АРВ $k_{0u}=1, k_{1u}=1, k_{1f}=0, k_{0w}=1, k_{0w}=1$; для АРС $K_p = 1, K_i = 1, K_d = 1$.

Результаты моделирования режимов подключения и отключения мощной нагрузки для согласованной настройки регуляторов представлены на рис. 7 в виде временных зависимостей скорости вращения ротора синхронного генератора. Полученные результаты позволяют сделать вывод об улучшении показателей качества управления при использовании самонастраивающегося прогностического АРС: в режиме подключения нагрузки уменьшился максимальный провал скорости ротора на 34 % (рис. 7а); в режиме отключения нагрузки на 28 % снизилась величина перерегулирования скорости ротора генератора, а также колебательность регулируемых параметров (рис. 7б).

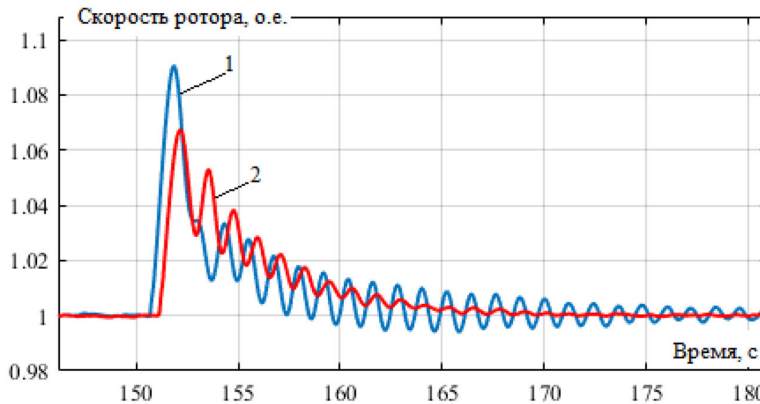
Результаты моделирования режимов подключения и отключения мощной нагрузки для несогласованной настройки регуляторов представлены на рис. 8 и 9.

В режиме подключения дополнительной нагрузки для несогласованно настроенных регуляторов самонастраивающийся прогностический АРС позволил получить следующие положительные результаты: на 33 ... 34 % снизился провал и перерегулирование скорости (рис. 8а); на 21 % уменьшилось перерегулирование напряжения (рис. 8б).

Подобный эффект наблюдается и при отключении мощной нагрузки. Удалось снизить следующие показатели: перерегулирование скорости ротора генератора на 34 % (рис. 9а), а провал напряжения на 13 % (рис. 9б). Однако при этом несколько увеличилась колебательность скорости (рис. 9а). Это может быть связано с резким уменьшением времени прогноза при сбросе нагрузки, которое нужно ограничивать. Поэтому в дальнейших исследованиях необходимо рассмотреть влияние на процесс регулирования резкого изменения времени прогноза.



(a)



(б)

Рис. 7. Скорость вращения ротора генератора для согласованной настройки регуляторов при подключении (а) и отключении (б) мощной нагрузки: 1 – обычный АРС (ПИД-регулятор); 2 – самонастраивающийся прогностический АРС

Fig. 7. The generator rotor speed for the coordinated adjustment of the regulators when connecting (a) and disconnecting (б) a powerful load: 1 – conventional ASR (PID controller); 2 – self-adjusting prognostic ASR

Результаты моделирования удаленного КЗ длительностью 1 с представлены на рис. 10, на котором видно, что использование самонастраивающегося прогностического регулятора дает возможность снизить в 1,3 раза провал и уменьшить в 2,6 раза перерегулирование скорости после отключения КЗ (рис. 10).

В целом результаты моделирования показывают достаточно высокую эффективность применения предлагаемого самонастраивающегося прогностического регулятора в нормальных, аварийных и переходных режимах; при этом основной положительный результат заключается в улучшении показателей качества процесса управления.

В дальнейшем необходимо проведение исследований, направленных на разработку прогностического АРВ и испытание его работы совместно с АРС аналогичного типа на киберфизической модели турбогенераторной установки. Кроме того, требуется выполнение работ по определению влияния резкого изменения времени прогноза предлагаемых прогностических регуляторов.

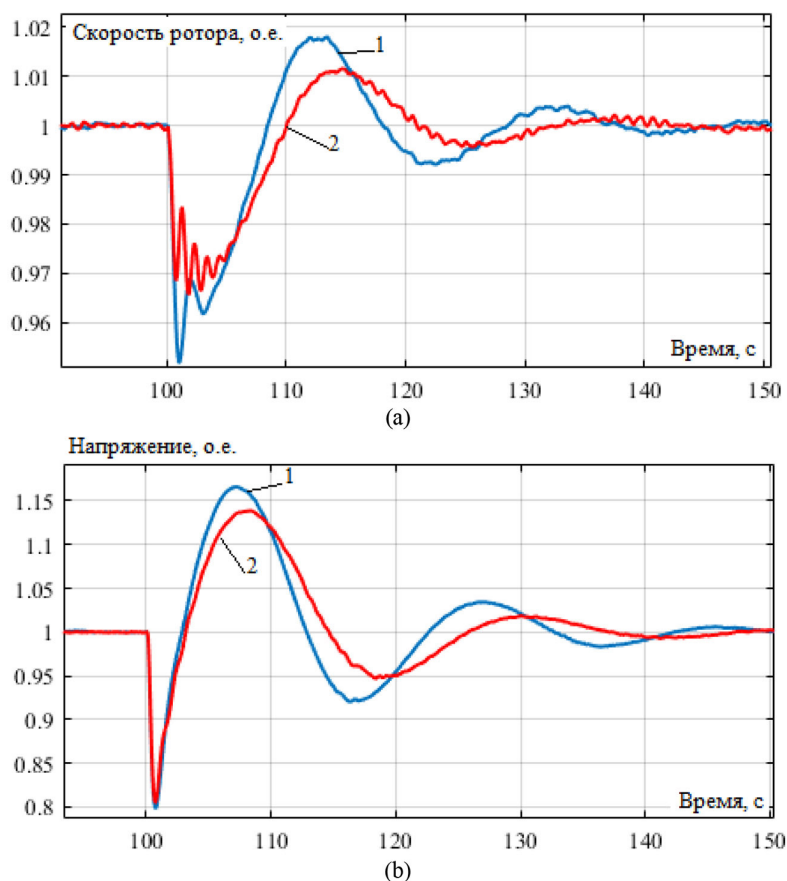


Рис. 8. Скорость вращения ротора (а) и напряжение генератора (б) для несогласованной настройки регуляторов при подключении мощной нагрузки: 1 – обычный АРС (ПИД-регулятор); 2 – самонастраивающийся прогностический АРС

Fig. 8. Rotor speed (a) and generator voltage (b) for inconsistent adjustment of regulators when a powerful load is connected: 1 – conventional ASR (PID controller); 2 – self-adjusting prognostic ASR

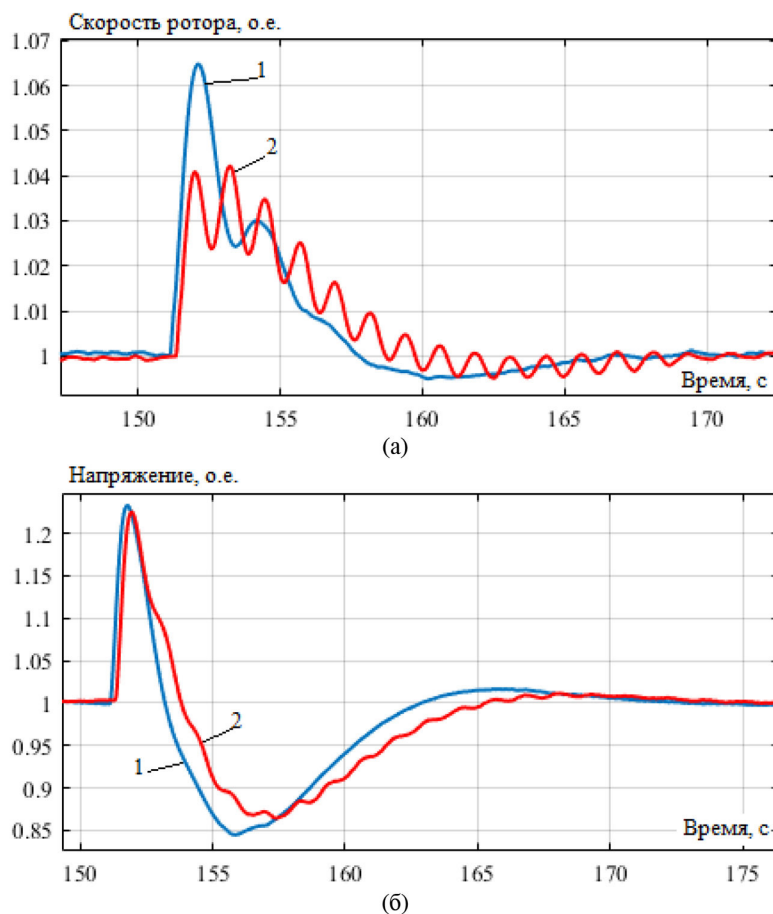


Рис. 9. Скорость вращения ротора (а) и напряжение генератора (б) для неоптимальных настроек регуляторов при отключении мощной нагрузки: 1 – обычный АРС (ПИД-регулятор); 2 – самонастраивающийся прогностический АРС

Fig. 9. Rotor speed (a) and generator voltage (b) for non-optimal regulator settings when a powerful load is turned off: 1 – conventional ASR (PID controller); 2 – self-adjusting prognostic ASR

Заключение

Представлено описание киберфизической модели установки РГ и компьютерной модели предлагаемого самонастраивающегося прогностического регулятора скорости вращения ротора генератора для управления физической установкой. Результаты моделирования нормальных и аварийных режимов позволяют сделать следующие выводы:

1. Самонастраивающийся прогностический регулятор скорости более эффективно работает по сравнению с типовым ПИД-регулятором в нормальных, аварийных и переходных режимах даже без решения задачи его оптимальной настройки. Основным эффектом от его применения заключается в улучшении показателей качества процесса управления. В рассмотренных режимах провал скорости ротора генератора снижался на 34 %, перерегулирование скорости уменьшалось на 32 %.

2. Использование самонастраивающегося прогностического регулятора скорости позволило улучшить управление напряжением на зажимах генератора: при подключении мощной

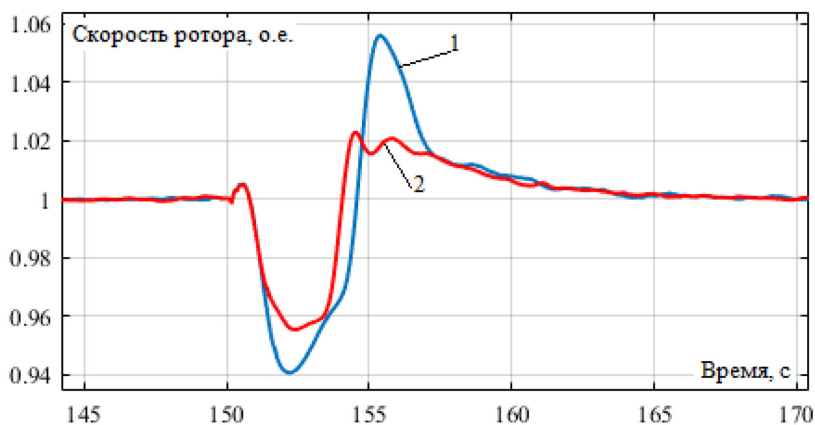


Рис. 10. Скорость вращения ротора синхронного генератора для согласованной настройки регуляторов при кратковременном трехфазном КЗ: 1 – обычный АРС (ПИД-регулятор); 2 – самонастраивающийся прогностический АРС

Fig. 10. The rotor speed of the synchronous generator for the coordinated adjustment of the regulators in case of a short-term three-phase short circuit: 1 – conventional ASR (PID controller); 2 – self-adjusting prognostic ASR

нагрузки перегулирование напряжения уменьшалось на 21 %; при отключении нагрузки провал напряжения снижался на 13 %.

3. Предлагаемый цифровой самонастраивающийся прогностический регулятор может использоваться для повышения устойчивости, адаптивности и живучести установок распределенной генерации, работающих в составе киберфизической системы электроснабжения.

Список литературы / References

- [1] Buason P., Choi H., Valdes A., Liu H.J. Cyber-Physical Systems of Microgrids for Electrical Grid Resiliency, *IEEE International Conference on Industrial Cyber Physical Systems (ICPS)*, 2019, 492–497. DOI: 10.1109/ICPHYS.2019.8780336
- [2] Wang Y., Liu D., Xu X., Dai H. Cyber-physical Power System Modeling for Timing-driven Control of Active Distribution Network, in *Journal of Modern Power Systems and Clean Energy*, 2020, 8 (3), 549–556. DOI: 10.35833/MPCE.2018.000191
- [3] Pruggler W., Kupzog F., Bletterie B., and Helfried B. Active Grid Integration of Distributed Generation Utilizing Existing Infrastructure more Efficiently – an Austrian Case Study, in *Electricity Market, 5th International Conference on European (EEM)*, 2008, 1–6.
- [4] Lopes J., Hatziargyriou N., Mutale J., Djapic P., and Jenkins N. Integrating distributed generation into electric power systems: A review of drivers, challenges and opportunities, *Electric Power Systems Research*, 2007, 77(9), 1189–1203.
- [5] Ehsan A., Yang Q. Optimal integration and planning of renewable distributed generation in the power distribution networks: A review of analytical techniques, *Appl. Energy*, 2018, 210, 44–59. DOI: 10.1016/j.apenergy.2017.10.106
- [6] Ehyaei M. A., Mozafari A. Energy, economic and environmental (3E) analysis of a micro gas turbine employed for on-site combined heat and power production, *Energy Build.*, 2010, 42(2), 259–264.

- [7] Pilavachi P.A. Mini- and micro-gas turbines for combined heat and power, *Appl. Therm. Eng.*, 2002, 22(18), 2003–2014.
- [8] Ellabban O., Abu-Rub H., Blaabjerg F. Renewable energy resources: Current status, future prospects and their enabling technology, *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, 2014, 39, 748–764.
- [9] Voropai N.I., Stychinsky Z.A. *Renewable energy sources: theoretical foundations, technologies, technical characteristics, economics*, Magdeburg: Otto-von-Guericke-Universität, 2010. 223 p.
- [10] Sikorski T., Rezmer J. *Distributed Generation and Its Impact on Power Quality in Low-Voltage Distribution Networks*, Power Quality Issues in Distributed Generation, Dr. Jaroslaw Luszcz (Ed.), In Tech, 2015, DOI: 10.5772/61172
- [11] Bulatov Y.N., Kryukov A.V., Suslov K.V. Solving the flicker noise origin problem by optimally controlled units of distributed generation, *Proceedings of 18th International Conference on Harmonics and Quality of Power (ICHQP)*, 2018, 1–4. DOI: 10.1109/ICHQP.2018.8378834
- [12] Camacho E. F., Bordons C. *Model Predictive Control*, 2nd edition Springer, 2007. 405 p.
- [13] Rodriguez J. et al. State of the Art of Finite Control Set Model Predictive Control in Power Electronics, *IEEE Transactions on Industrial Informatics*, 2013, 9(2), 1003–1016. DOI: 10.1109/TII.2012.2221469
- [14] Choi D., Lee K. Dynamic Performance Improvement of AC/DC Converter Using Model Predictive Direct Power Control With Finite Control Set, *IEEE Transactions on Industrial Electronics*, 2015, 62(2), 757–767. DOI: 10.1109/TIE.2014.2352214
- [15] Elmorshedy M.F., Xu W., Liu Y., Allam S.M., Dong M. Speed Control of Linear Induction Motor based on Finite-Set Model Predictive Direct Flux Control, *IEEE International Symposium on Predictive Control of Electrical Drives and Power Electronics (PRECEDE)*, 2019, 1–6. DOI: 10.1109/PRECEDE.2019.8753329
- [16] Petkar S.G., Eshwar K., Thippiripati V.K. A Modified Model Predictive Current Control of Permanent Magnet Synchronous Motor Drive, *IEEE Transactions on Industrial Electronics*, 2021, 68(2), 1025–1034. DOI: 10.1109/TIE.2020.2970671
- [17] Pikina G.A., Pashchenko F.F., Pashchenko A.F. Synthesis, Research and Comparative Analysis of Predictive Control Algorithms, *International Multi-Conference on Industrial Engineering and Modern Technologies (FarEastCon)*, 2020, 1–5. DOI: 10.1109/FarEastCon50210.2020.9271646
- [18] Pashchenko F., Pikina G., Rodomanova Yu. Universal Searchless Method for Parametric Optimization of Predictive Algorithms, *Proceedings of the 13th IEEE International Conference on Control & Automation (ICCA2017, Macedonia)*, Ohrid: IEEE, 2017, 952–957. DOI: 10.1109/ICCA.2017.8003189
- [19] Pikina G.A., Pashchenko F.F., Pashchenko A.F. Methods to improve accuracy of typical controllers based on predictive algorithms, *IEEE 8th Conference on Industrial Electronics and Applications (ICIEA)*, 2013, 613–616. DOI: 10.1109/ICIEA.2013.6566441
- [20] Merzlikina E., Van Va H., Farafonov G. Automatic Control System with an Autotuning Module and a Predictive PID-Algorithm for Thermal Processes, *International Conference on Industrial Engineering, Applications and Manufacturing (ICIEAM)*, 2021, 525–529. DOI: 10.1109/ICIEAM51226.2021.9446467

[21] Bulatov Yu.N., Kryukov A. V., Nguen V.H. Simulation of Gas Turbine Power Plants with Voltage and Speed Prognostic Regulators, *Int. Russian Automation Conference (RusAutoCon)*, 2020, 160–164, DOI: 10.1109/RusAutoCon49822.2020.9208114

[22] Bulatov Yu.N., Kryukov A. V., Nguyen V.H. Automatic prognostic regulators of distributed generators, *International Multi-Conference on Industrial Engineering and Modern Technologies. Vladivostok: IEEE*, 2018, 1–4. DOI: 10.1109/FarEastCon.2018.8602718

[23] Bulatov Y., Kryukov A., Suslov K. Methods for Formation and Tuning of Group Prognostic Controller of Hydrogenerators Rotors' Rotational Frequency, *Ural-Siberian Smart Energy Conference (USSEC)*, 2021, 100–105. DOI: 10.1109/USSEC53120.2021.9655741

[24] Bulatov Y., Kryukov A., Suslov K. Using Group Predictive Voltage and Frequency Regulators of Distributed Generation Plants in Cyber-Physical Power Supply Systems, *Energies*, 2022, 15, 1253. DOI: 10.3390/en15041253

[25] Anderson P.M., Fouad A. A. *Power System Control and Stability*, Second Edition. IEEE Press, 2003. 688 p.