

## ЭНЕРГЕТИКА



Научная статья

УДК 621.311:621.331

<https://doi.org/10.21285/1814-3520-2022-2-228-244>

## Устранение фликера в сетях с установками распределенной генерации с помощью групповых прогностических регуляторов напряжения и частоты

Юрий Николаевич Булатов<sup>1✉</sup><sup>1</sup>Братский государственный университет, г. Братск, Россия<sup>1</sup>[bulatovyura@yandex.ru](mailto:bulatovyura@yandex.ru), <https://orcid.org/0000-0002-3716-5357>

**Резюме.** Цель – определение эффективности управления и возможности устранения фликера в электроэнергетических системах и системах электроснабжения с установками распределенной генерации с помощью групповых прогностических регуляторов напряжения и частоты. В качестве установки распределенной генерации рассматривалась малая тепловая электростанция, имеющая трансформаторную связь с электроэнергетической системой и состоящая из трех турбогенераторов мощностью 2,5 МВ·А каждый и напряжением 6 кВ. Также рассматривалась изолированная система электроснабжения с тремя газотурбинными установками мощностью 2,5 МВ·А каждая, работающими на статическую и двигательную нагрузки. Применялись методы теории автоматического управления. Исследования проводились в системе MatLab с помощью пакетов моделирования Simulink и SimPowerSystems. Полученные результаты моделирования показали, что при временном включении мощной нагрузки в узле присоединения установки распределенной генерации и использовании несогласованно настроенных регуляторов возникают колебания скорости вращения ротора и напряжения турбогенераторов, анализ которых свидетельствует о наличии фликера. К такому же эффекту может приводить и внезапное изменение времени прогноза для отдельных прогностических регуляторов скорости. Показано, что после отключения короткого замыкания длительностью 0,4 с вблизи газотурбинной установки возникает фликер напряжения. А при использовании локальных или групповых прогностических регуляторов удается решить проблему возникновения фликера. Применение групповых прогностических регуляторов позволяет более эффективно устранить фликер: уменьшается время переходного процесса в 1,7 раза для скорости вращения ротора генератора и в 2,7 раза – для напряжения; для напряжения практически устраняется перерегулирование. Результаты компьютерного моделирования подтвердили, что устранение фликера возможно путем применения группового управления прогностическими регуляторами скорости турбогенераторов. Аналогично для системы электроснабжения с газотурбинными установками использование прогностических алгоритмов управления позволило устранить фликер без решения задачи настройки регуляторов; при этом групповые прогностические регуляторы более эффективно устраняют фликер, улучшая показатели качества процесса управления.

**Ключевые слова:** установки распределенной генерации, фликер, прогностические регуляторы, групповые прогностические регуляторы напряжения и частоты, моделирование

**Финансирование:** Исследования выполнены при финансовой поддержке по гранту государственного задания Министерства науки и высшего образования России (проект № FZZS-2020-0039).

**Для цитирования:** Булатов Ю. Н. Устранение фликера в сетях с установками распределенной генерации с помощью групповых прогностических регуляторов напряжения и частоты // iPolytech Journal. 2022. Т. 26. № 2. С. 228–244. <https://doi.org/10.21285/1814-3520-2022-2-228-244>.

## ENERGY INDUSTRY

Original article

## Flicker elimination in grids with distributed generation using group predictive voltage and frequency regulators

Yuri N. Bulatov<sup>1✉</sup><sup>1</sup>Bratsk State University, Bratsk, Russia<sup>1</sup>[bulatovyura@yandex.ru](mailto:bulatovyura@yandex.ru), <https://orcid.org/0000-0002-3716-5357>

**Abstract.** In this work, we determine the control efficiency of grids with distributed generation and the possibility of eliminating flicker therein using group predictive voltage and frequency regulators. A small-size thermal power plant with the transformer connection to a power grid and consisting of three turbogenerators with a capacity of 2.5 MV·A each and a voltage of 6 kV was considered as a distributed generation plant. An isolated power supply system with three 2.5 MV·A gas turbine units each operating on static and motor loads was also considered. Automation control methods were used. Studies were conducted in the MatLab environment using the Simulink and SimPowerSystems simulation packages. The obtained results demonstrate that, upon temporarily activating the power load in the point of connecting a distributed generation unit and using inconsistent regulators, fluctuations occurring in the rotor speed and turbogenerator voltage indicate the presence of flicker effects. A similar situation can be caused by a sudden change in the forecast time for individual predictive speed controllers. Following the disconnection of a 0.4 s short circuit, a voltage flicker was found to occur in the vicinity of the gas turbine plant. However, local or group predictive regulators allow the problem of flicker emergence to be solved. The use of group predictive regulators allows flicker to be eliminated more effectively: the transient time is reduced by 1.7 and 2.7 times for the generator rotor speed and voltage, respectively. Moreover, for voltage, over-regulation is practically eliminated. The conducted computer simulation confirmed that flicker can be eliminated by applying group control of turbine generators using predictive speed controllers. Similarly, for a grid with gas turbine units, the use of predictive control algorithms made it possible to eliminate flicker without solving the problem of adjusting regulators. At the same time, group predictive regulators eliminate flicker more effectively, thereby improving the quality indicators of the control process.

**Keywords:** distributed generation plants, flicker, predictive controllers, group predictive voltage and frequency controllers, modeling

**Funding:** The research was carried out with the financial support under the state assignment grant from the Ministry of Science and Higher Education of the Russian Federation (project No. FZZS-2020-0039).

**For citation:** Bulatov Yu. N. Flicker elimination in grids with distributed generation using group predictive voltage and frequency regulators. *iPolytech Journal*. 2022;26(2):228-244. (In Russ.). <https://doi.org/10.21285/1814-3520-2022-2-228-244>.

## ВВЕДЕНИЕ

С целью снижения потерь на передачу электроэнергии, повышения эффективности, живучести и надежности электроснабжения в электроэнергетических системах (ЭЭС) и системах электроснабжения (СЭС) могут применяться установки распределенной генерации (РГ) [1–6], которые, как правило, подключаются как можно ближе к потребителям электроэнергии.

При наличии установок РГ в ЭЭС их влияние на качество электроэнергии неоднозначно. Во-первых, установки РГ дают дополнительную возможность по регулированию напряжения в узлах электрической сети. Во-вторых, применение установок РГ позволяет уменьшить несимметрию, а также снизить искажения синусоидальности кривых напряжения и тока [7, 8]. При этом использование установок РГ в ЭЭС может вызывать колебания напряжения и частоты, приводящие к появлению фликера, под которым понимается ощущение неустойчивости зрительного восприятия [9, 10]. Как показывают исследования [11, 12], фликер может возникать при резком снижении напряжения в узле подключения установки РГ. Также неверно настроенные регуляторы установок РГ, как правило, повышают вероятность

появления этого эффекта.

Выявление и решение проблемы фликера является сложной задачей, так как это явление может возникать в разных режимах работы установок РГ и ЭЭС. Для анализа фликера может применяться компьютерное моделирование, но при этом необходимо точно определить взаимодействия между установками РГ и электроэнергетической системой.

Таким образом, перед использованием установок РГ в ЭЭС необходимо провести точную оценку их влияния на электрическую сеть, определить места подключения и оптимизировать алгоритм и настройку регуляторов. Решение этих задач позволит избежать возможного ухудшения качества электроэнергии в различных режимах работы ЭЭС и установок РГ. Проведенные ранее исследования [11, 12] показывают, что использование метода согласованной настройки автоматических регуляторов возбуждения (АРВ) и скорости (АРС) синхронного генератора установки РГ, а также прогностических алгоритмов [13–15] позволяет улучшить качество управления напряжением и частотой и устранить фликер.

Цель данного исследования состояла в определении эффективности управления и возможности устранения фликера в ЭЭС и

СЭС с установками РГ с помощью групповых прогностических регуляторов напряжения и частоты. В статье представлено описание компьютерных моделей ЭЭС и СЭС с установками РГ, АРВ, АРС и групповыми прогностическими регуляторами. Приводятся результаты моделирования при возмущении, вызываемом возникновением фликера, и предложены способы его устранения.

### ОПИСАНИЕ КОМПЬЮТЕРНОЙ МОДЕЛИ МАЛОЙ ТЕПЛОЭЛЕКТРОСТАНЦИИ, ИМЕЮЩЕЙ СВЯЗЬ С ЭЛЕКТРОЭНЕРГЕТИЧЕСКОЙ СИСТЕМОЙ. РЕЗУЛЬТАТЫ МОДЕЛИРОВАНИЯ И ОСНОВНЫЕ ВЫВОДЫ

В качестве установки РГ рассматривалась малая тепловая электростанция (ТЭС), расположенная вблизи потребителей энергии и имеющая трансформаторную связь с ЭЭС большой мощности (рис. 1).

Малая ТЭС состояла из трех турбогенераторов с номинальной мощностью 2,5 МВ·А каждый и напряжением 6 кВ. Нагрузка потребителей электроэнергии показана на рис. 1. Исследования проводились в системе MatLab, где с помощью пакетов имитационного моделирования Simulink и SimPowerSystems была построена соответствующая компьютерная модель, представленная на рис. 2.

Синхронные генераторы ТЭС моделировались стандартными блоками синхронных машин пакета SimPowerSystems системы MatLab (блоки Synchronous Machine на рис. 2), параметры которых приведены на рис. 3 а. Структурная схема модели паровой турбины (блоки Steam turbine на рис. 2) показана на рис. 3 б.

Возбудители синхронных генераторов (блоки Exciter на рис. 2) представлены следующей передаточной функцией [16]:

$$\frac{1}{0,025s + 1}.$$

Скорость вращения ротора и напряжение у генераторов регулируются с помощью АРС и АРВ, соответственно. Подробное описание используемых моделей АРС и АРВ (блоки ASC и AVC на рис. 2), в том числе с прогнозирующими звеньями, приведено в работе [14]. Модели АРС генераторов использовали пропорционально-интегрально-дифференциальный (ПИД) алгоритм управления и описывались следующей передаточной функцией:

$$W_{ASC} = K_p + K_i \cdot \frac{1}{0,1s} + K_d \cdot \frac{1}{s+1}, \quad (1)$$

где  $K_p$ ,  $K_i$ ,  $K_d$  – коэффициенты настройки ПИД-регулятора;  $s$  – оператор Лапласа.

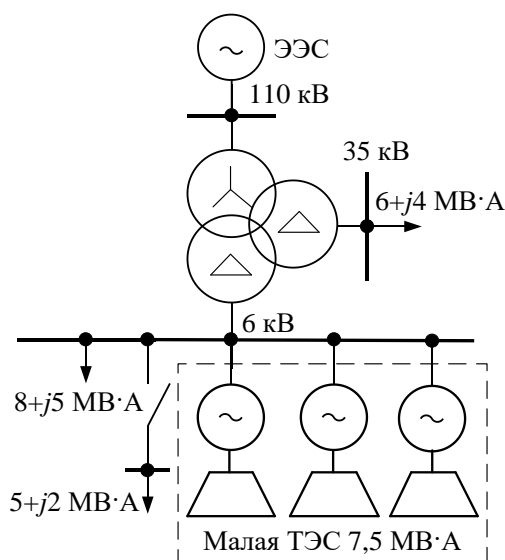
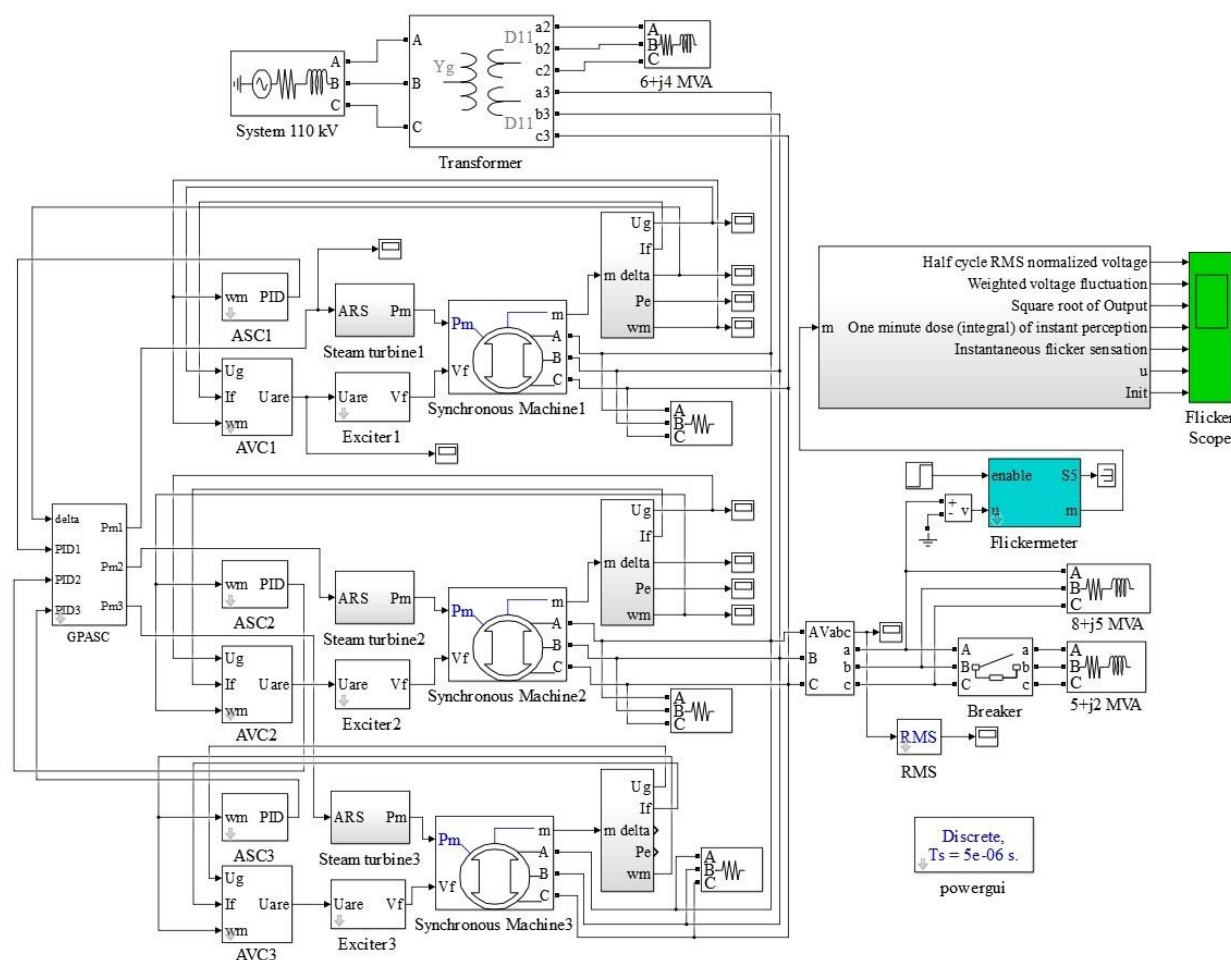


Рис. 1. Схема исследуемой сети  
Fig. 1. Diagram of the network under study



**Рис. 2. Схема компьютерной модели малой тепловой электростанции**  
**Fig. 2. Diagram of a computer model of a small thermal power plant**

Схема Simulink-модели предлагаемого группового прогностического автоматического регулятора скорости (ГПАРС) показана на рис. 4, в котором постоянная времени прогноза вычислялась по частоте собственных колебаний ротора ведущего генератора [16, 17] и изменялась в зависимости от угла нагрузки  $\delta$  по следующему выражению:

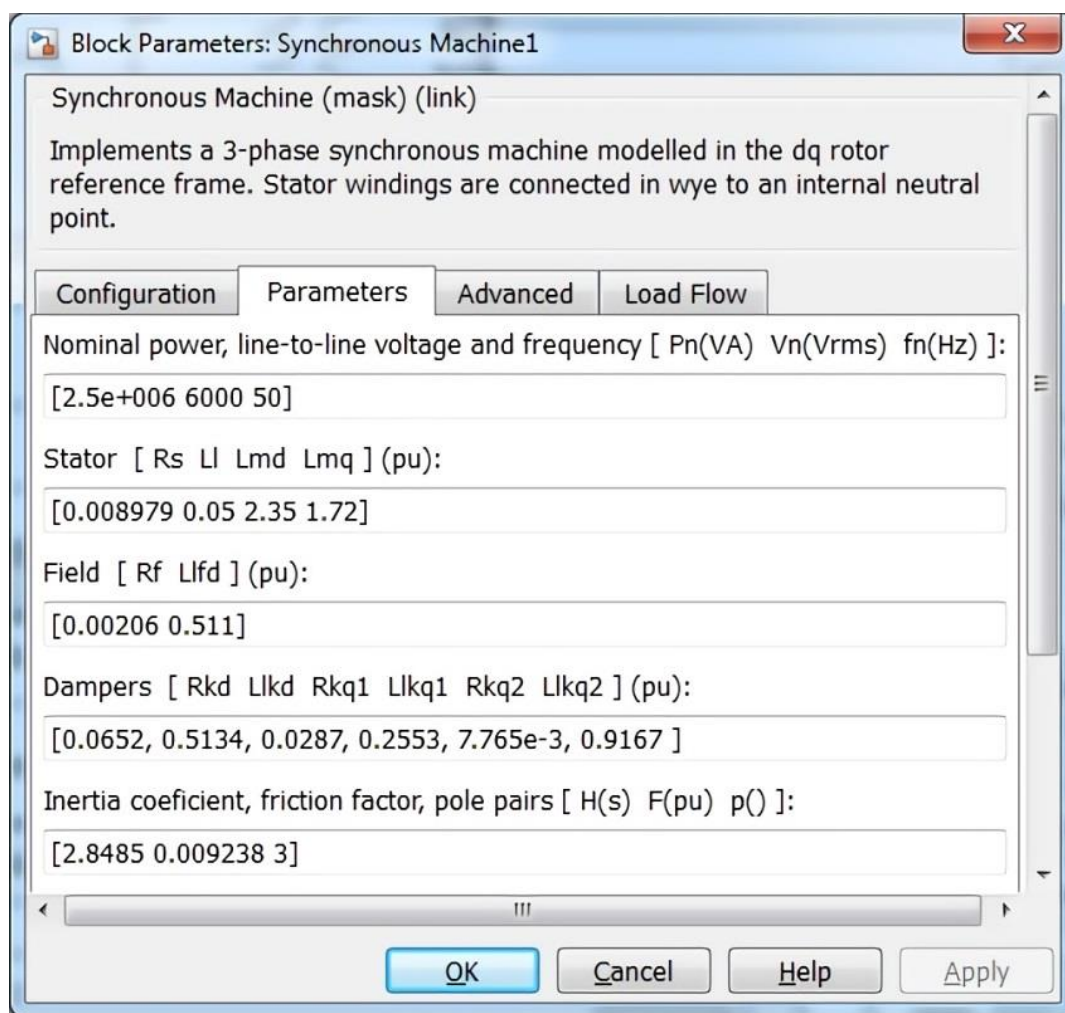
$$T_p = \frac{1}{0,7004 \cdot \sqrt{\cos \delta}}. \quad (2)$$

В модели использовался стандартный блок пакета SimPowerSystems системы MatLab – Flickermetr (см. рис. 2), в котором реализована модель цифрового фликерметра в соответствии с международным стандартом МЭК 61000-4-15.

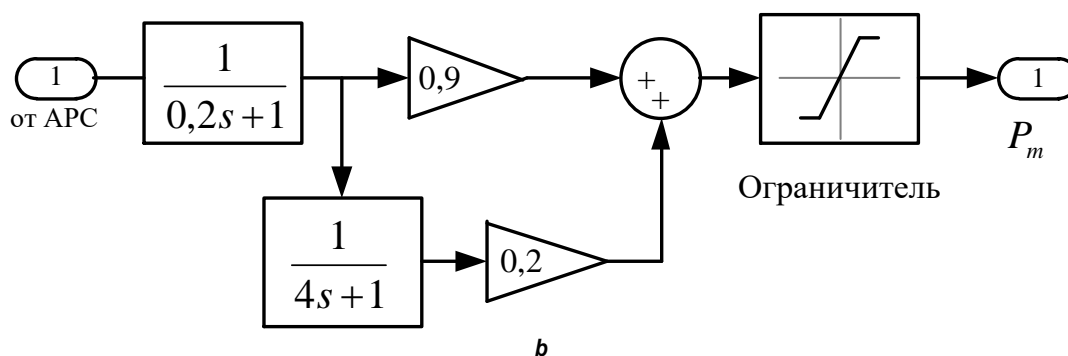
Фликер создавался временным включением в узле подключения малой ТЭС допол-

нительной нагрузки мощностью 5+j2 МВ·А, которая была в 2 раза больше мощности отдельного генератора установки РГ. Исследования проводились для модели с несогласованно настроенными АРВ и АРС турбогенераторов, а также при использовании ГПАРС с несогласованно и согласованно настроенными регуляторами. Методика согласованной настройки АРВ и АРС приведена в [18].

Результаты моделирования показывают, что при временном включении нагрузки в узле присоединения малой ТЭС и использовании несогласованно настроенных АРВ и АРС (настройка регуляторов выбиралась исходя из практических соображений) возникают колебания скорости вращения ротора и напряжения турбогенераторов. Соответствующие временные зависимости параметров турбогенератора показаны на рис. 5, где также приводятся показания фликерметра (рис. 5 с).



a



b

Рис. 3. Окно параметров модели синхронного генератора (а) и структурная схема Simulink-модели паровой турбины (b)

Fig. 3. Parameter window of a synchronous generator model (a) and a block diagram of a steam turbine Simulink model (b)

Для анализа полученных колебаний напряжения и выделения возникшего шума использовалось вейвлет-преобразование. Построение зависимости спектральной плотности мощности (SPD) от частоты (рис. 6) выполнялось методом Берга [19], по которой видно, что SPD выделенного шума обратно

пропорционально частоте. Таким образом, выделенный шум можно отнести к фликер-шуму [20, 21].

В работе [12] показано, что применение прогностических алгоритмов управления в АРВ и АРС позволяет устранить фликер. Однако при различных значениях постоянной

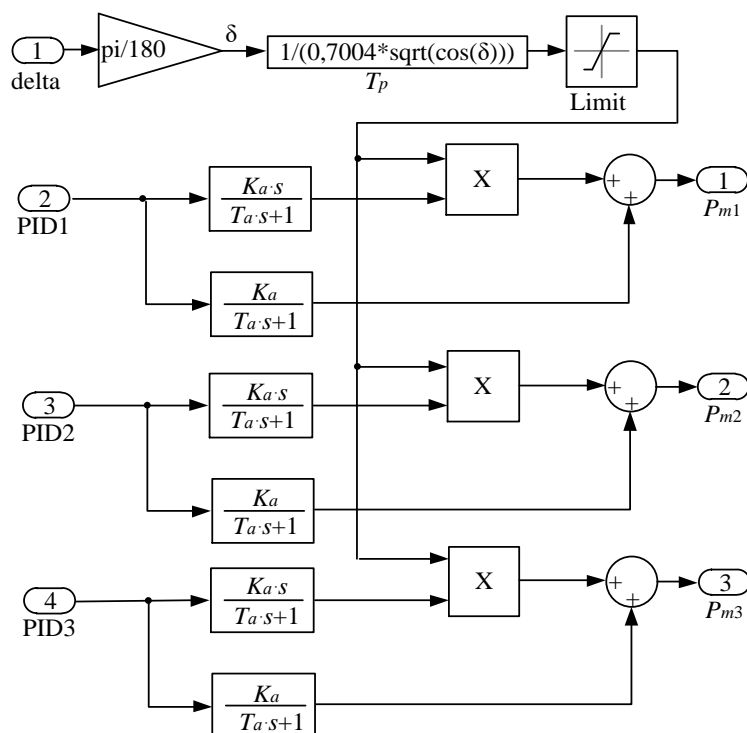
времени прогноза для отдельных турбогенераторов и при несогласованной настройке APB и APC также наблюдаются процессы, приводящие к появлению фликера и без подключения дополнительной нагрузки. Соответствующие зависимости напряжения в узле подключения установки РГ и показания фликерметра при внезапном изменении постоянной времени прогнозирующего звена APC показаны на рис. 7. Анализ полученных колебаний напряжения, а также показания фликерметра свидетельствуют о наличии фликера.

Для устранения фликера предлагается использовать групповое управление прогностическими APC (схема ГПАРС показана на рис. 4), а также согласование настроек APB и APC турбогенераторов. Результаты моделирования показывают, что и при несогласованной настройке регуляторов, но при использовании ГПАРС удастся решить проблему возникновения фликера. При этом согласование настроек APB и APC позволяет несколько снизить возникающее перерегули-

рование скорости и напряжения после отключения мощной нагрузки. Соответствующие временные зависимости скорости вращения ротора, напряжения турбогенератора, а также показания фликерметра приводятся на рис. 8.

Таким образом, применение группового прогностического регулятора скорости турбогенераторов одной установки РГ позволяет избежать возникновения фликера и при неоптимальной или неправильной настройке APB и APC. Также необходимо отметить, что используемая схема ведущего генератора в ГПАРС (см. рис. 4) не позволяет выставлять разные значения постоянных времени прогнозирующих звеньев в APC, что препятствует появлению фликера.

Таким образом, предлагаемый групповой регулятор скорости для синхронных генераторов малой ТЭС позволяет исключить вероятность возникновения фликера при кратковременном включении мощной нагрузки в узле с установкой РГ и без решения задачи настройки регуляторов.



**Рис. 4.** Схема Simulink-модели группового прогностического автоматического регулятора скорости с одним общим блоком определения времени прогноза  $T_p$

**Fig. 4.** Diagram of the Simulink model of the automatic group predictive speed controller with one common block determining the forecast time  $T_p$



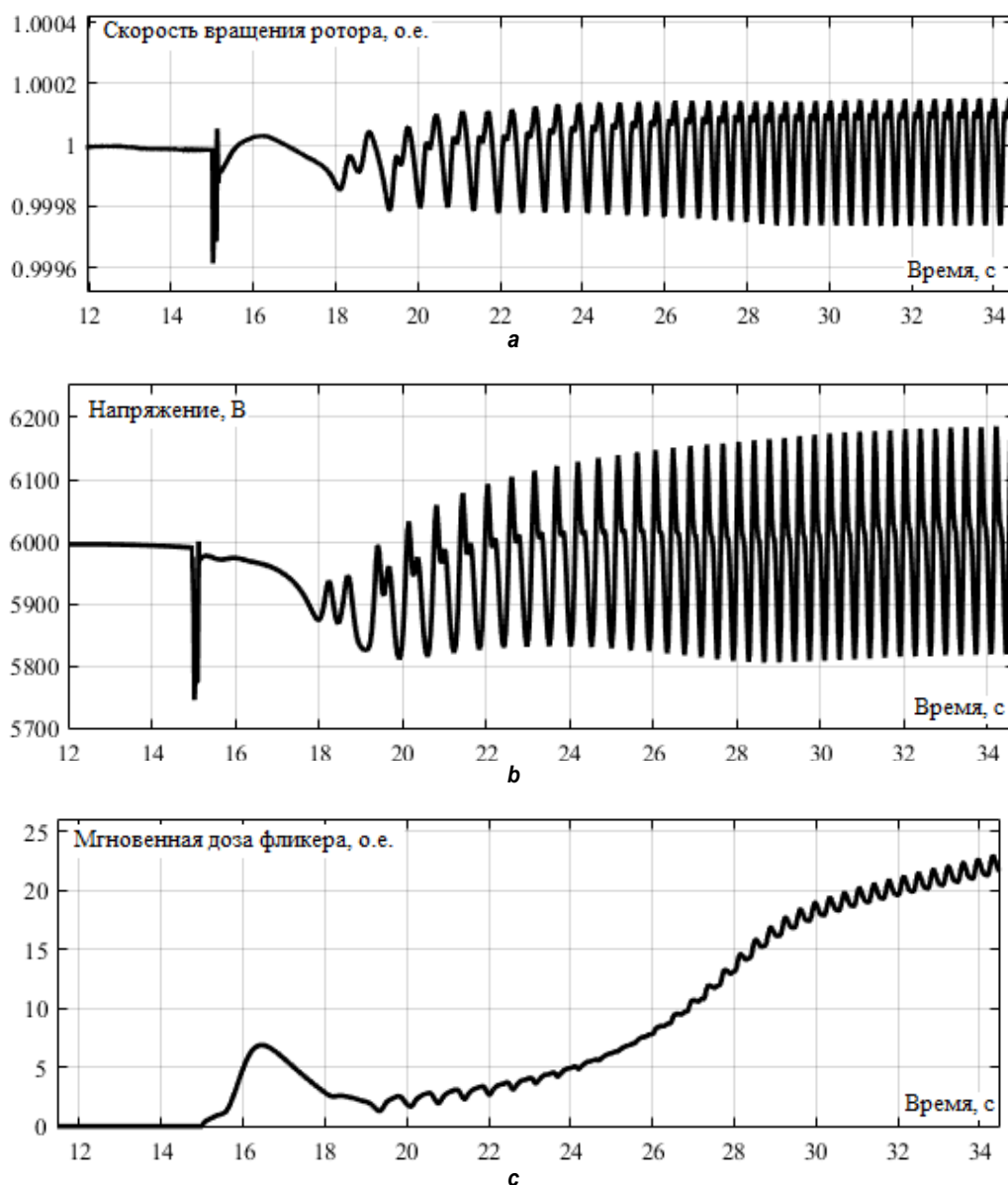


Рис. 5. Скорость вращения ротора генератора (а), напряжение в узле (b) и показания фликерметра (с) при временном включении мощной нагрузки: использовались автоматические регуляторы возбуждения и автоматические регуляторы скорости с типовыми настройками

Fig. 5. Rotation speed of the generator rotor (a), voltage in the node (b) and flickermeter readings (c) under temporary activation of a powerful load: automatic excitation controllers and automatic speed controllers with typical settings were used

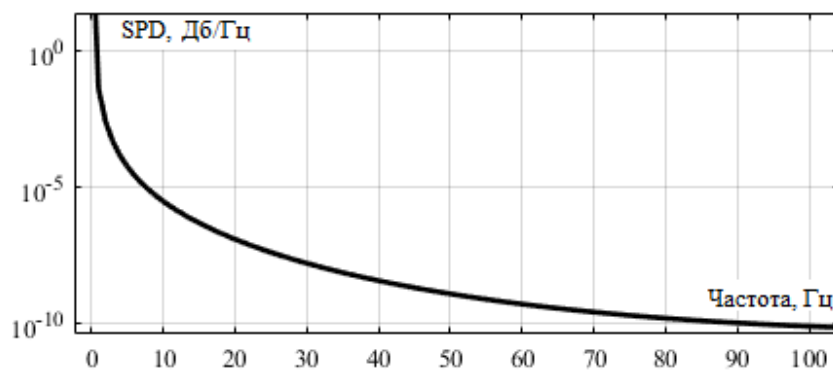
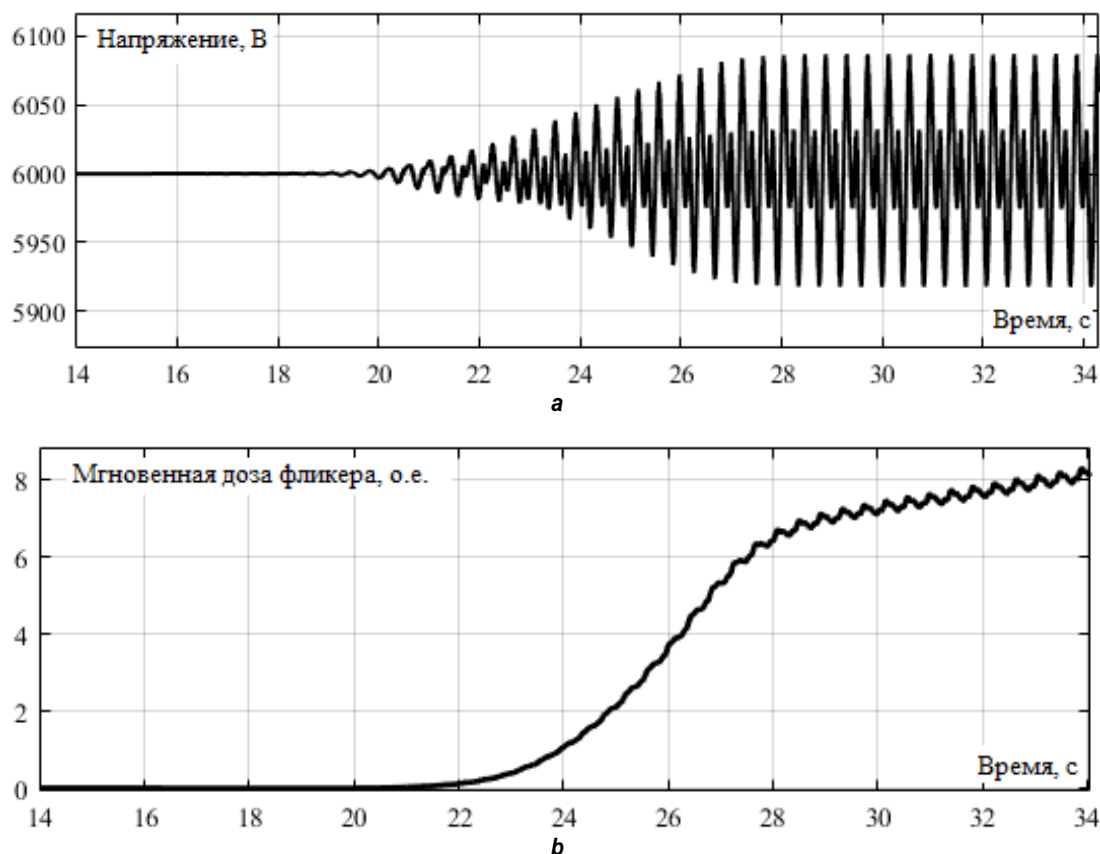


Рис. 6. Зависимость спектральной плотности мощности от частоты  
Fig. 6. Power spectral density vs frequency



**Рис. 7.** Временные зависимости напряжения (а) и показания фликерметра (b) при разном времени прогноза у автоматических регуляторов скорости: использовались прогностические несогласованно настроенные автоматические регуляторы возбуждения и автоматические регуляторы скорости  
**Fig. 7.** Time dependences of voltage (a) and flickermeter readings (b) at different forecast times of automatic speed controllers: uncoordinated predictive automatic excitation controllers and automatic speed controllers were used

## ОПИСАНИЕ КОМПЬЮТЕРНОЙ МОДЕЛИ ГАЗОТУРБИННОЙ УСТАНОВКИ И СИСТЕМЫ ЭЛЕКТРОСНАБЖЕНИЯ С АСИНХРОННОЙ НАГРУЗКОЙ. РЕЗУЛЬТАТЫ МОДЕЛИРОВАНИЯ И ОСНОВНЫЕ ВЫВОДЫ

Моделировалась изолированная СЭС с тремя параллельно работающими однотипными газотурбинными установками (ГТУ) мощностью 2,5 МВ·А каждая. В изолированной СЭС работала статическая активно-индуктивная нагрузка мощностью  $0,944 + j0,47$  МВ·А и асинхронный двигатель (АД) мощностью 670 кВт, подключенные через кабельные линии (КЛ) (рис. 9).

Схема разработанной в MatLab модели изолированной СЭС представлена на рис. 10. В модели предусматривалось внесение возмущения в виде подключения дополнительной активно-индуктивной нагрузки мощностью  $0,944 + j0,37$  МВ·А, запуска АД мощ-

ностью 670 кВт (блок AD 670 kW на рис. 10), а также кратковременного трехфазного короткого замыкания (КЗ) с помощью блока Three-Phase Fault. В качестве исходного принимался нормальный установившийся режим с загрузкой каждого генератора на 37%.

В ГТУ используются модели двухвальных газовых турбин (блоки Gas turbine на рис. 10), структурная схема которых представлены на рис. 11 [22]. При моделировании принимались следующие значения передаточных коэффициентов: коэффициент усиления мощности турбины газогенератора  $K_T = 0,55$ ; передаточный коэффициент редуктора  $K_r = 5,56$ .

В качестве синхронных генераторов использовались модели трехфазной синхронной машины пакета SimPowerSystems системы MatLab. При моделировании использовались следующие основные параметры машины (блоки Synchronous Machine на рис.



10): мощность  $S = 2,5$  МВ·А; сопротивление обмотки статора по продольной оси  $X_d = 2,34$  о.е.; электродвижущая сила генератора  $E_q = 1,25$  о.е.; номинальное напряжение

$U_G = 1$  о.е. Эквивалентная постоянная механической инерции ГТУ (турбины и генератора) составляла  $T_{je} = 3,76$  с.

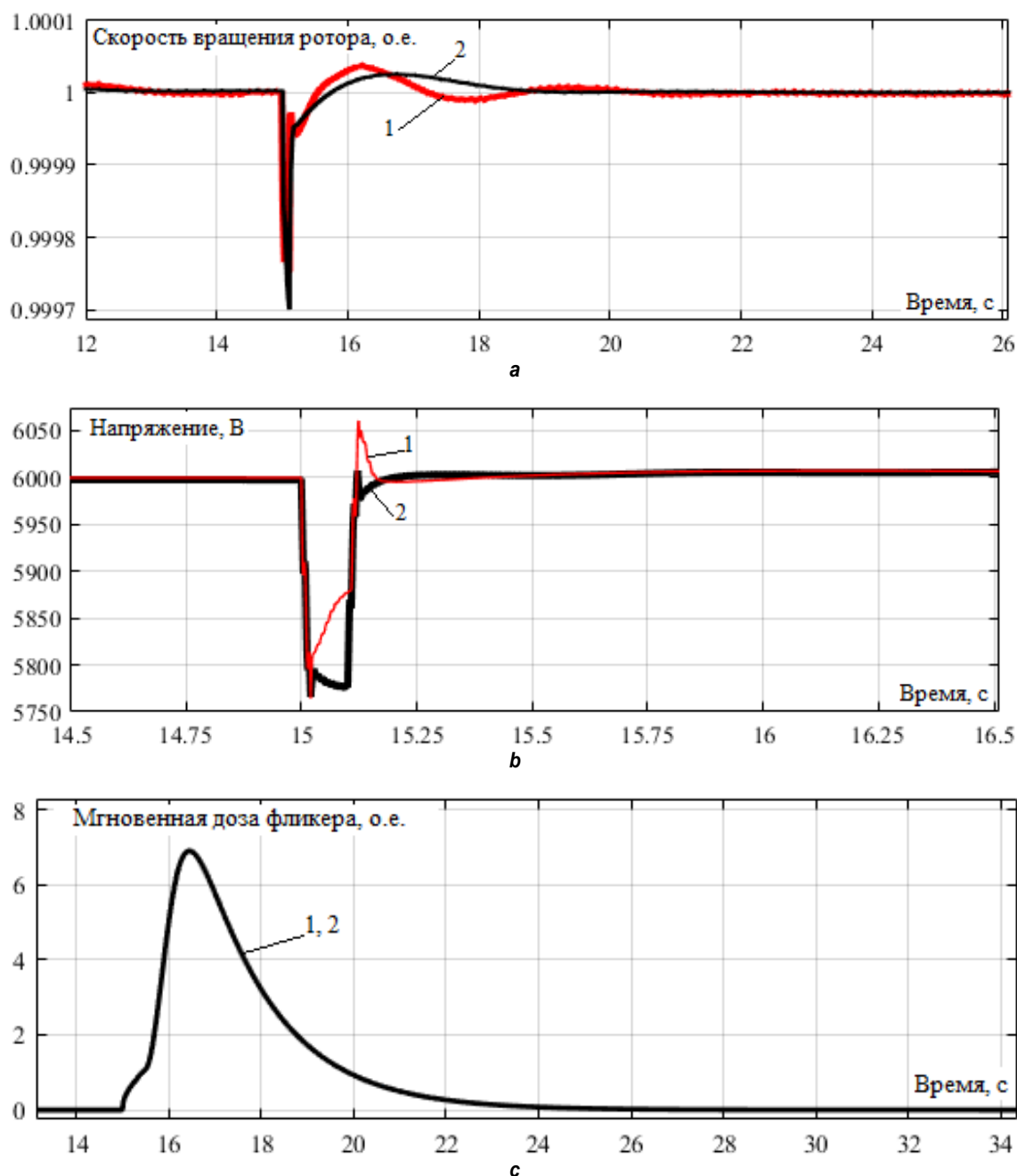


Рис. 8. Скорость вращения ротора генератора (а), напряжение в узле (б) и показания фликерметра (с) при временном включении мощной нагрузки: 1 – использовался предлагаемый групповой прогностический автоматический регулятор скорости с несогласованно настроенными автоматическими регуляторами возбуждения и автоматическими регуляторами скорости; 2 – использовался групповой прогностический автоматический регулятор скорости с согласованно настроенными автоматическими регуляторами возбуждения и автоматическими регуляторами скорости

Fig. 8. Rotation speed of the generator rotor (a), voltage in the node (b) and flickermeter readings (c) under the temporary activation of a powerful load: 1 – the proposed automatic group predictive speed controller was used with uncoordinated automatic excitation controllers and automatic speed controllers; 2 – an automatic group predictive speed controller was used with coordinated automatic excitation controllers and automatic speed controllers



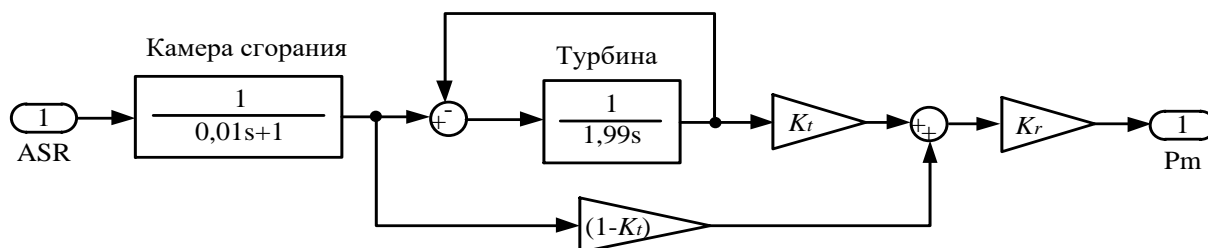


Рис. 11. Схема Simulink-модели двухвальной газовой турбины  
Fig. 11. Diagram of the Simulink model of a two-shaft gas turbine

Модели возбудителей синхронных генераторов, АРС, а также ГПАРС принимались такими же, что и для модели ТЭС, описанной выше. Схемы используемых моделей прогностических АРС и АРВ, позволяющих автоматически рассчитывать в зависимости от угла нагрузки  $\delta$  ведущего генератора постоянные времени прогностических звеньев и изменять

их в различных режимах работы [14], показаны на рис. 12. Прогнозирующие звенья в АРВ предлагается установить отдельно в каналы регулирования по напряжению и частоте между обозначенными на рис. 12 *b* входами dU\_pd, Uf1 и dw\_pd, Uf, соответственно. Время прогноза АРВ вычисляется аналогично прогностическому АРС (рис. 12 *a*).

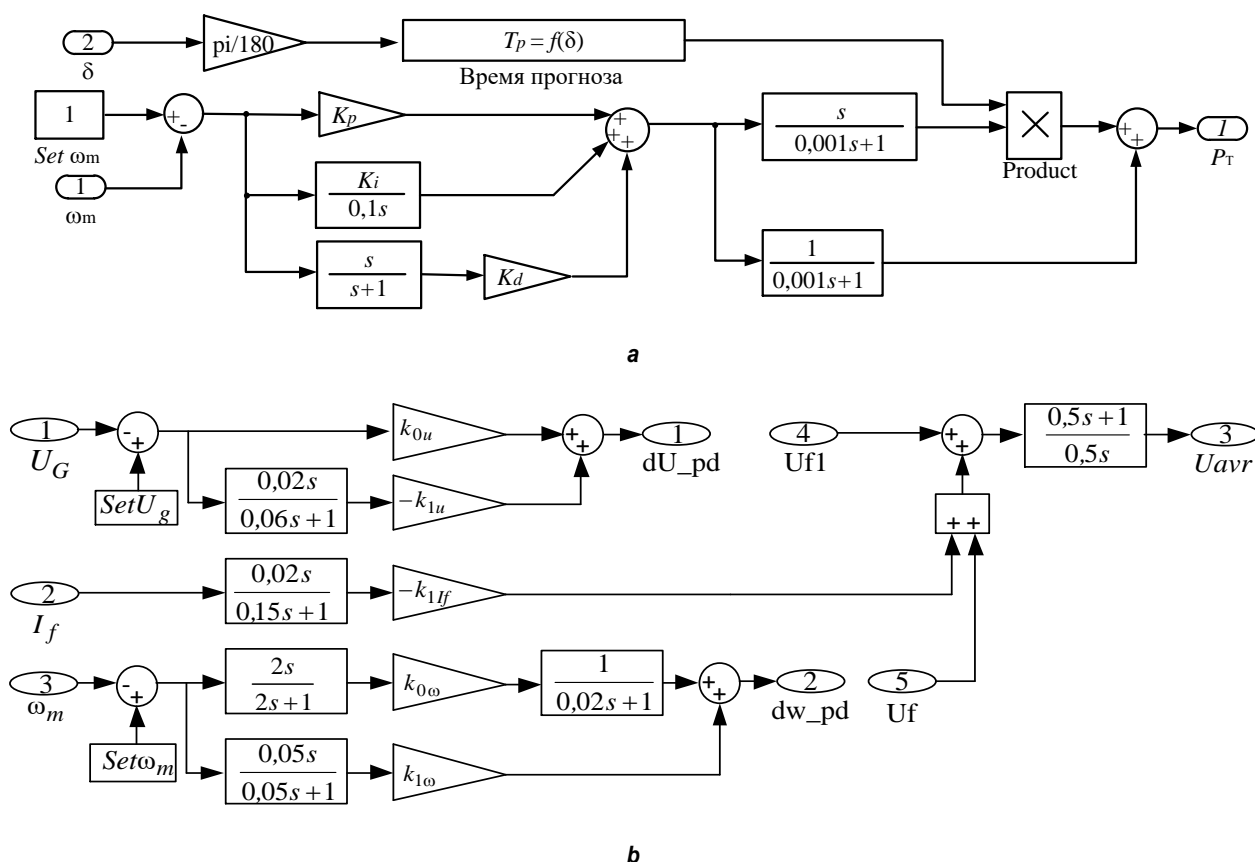


Рис. 12. Схемы Simulink-моделей прогностического автоматического регулятора скорости (а) и автоматического регулятора возбуждения (b):  $K_p$ ,  $K_i$ ,  $K_d$  – коэффициенты настройки автоматического регулятора скорости;  $k_{0u}$ ,  $k_{1u}$ ,  $k_{1f}$ ,  $k_{0w}$ ,  $k_{1w}$  – коэффициенты настройки автоматического регулятора возбуждения;  $Set \omega_m$  – уставка по скорости ротора;  $Set U_g$  – уставка по напряжению  
Fig. 12. Diagrams of Simulink models of predictive automatic speed controller (a) and automatic excitation controller (b):  $K_p$ ,  $K_i$ ,  $K_d$  – adjustment coefficients of the automatic speed controller;  $k_{0u}$ ,  $k_{1u}$ ,  $k_{1f}$ ,  $k_{0w}$ ,  $k_{1w}$  – adjustment coefficients of the automatic excitation controller;  $Set \omega_m$  – rotor speed setting;  $Set U_g$  – voltage setting

Схема используемой модели группового прогностического автоматического регулятора напряжения (ГПАРН) аналогична схеме ГПАРС, представленной на рис. 4. При моделировании коэффициенты настройки локальных регуляторов принимались следующими: для АРС  $K_p = 1$ ,  $K_i = 1$  и  $K_d = 7$ ; для АРВ  $k_{Ou} = 5$ ,  $k_{1u} = 1$ ,  $k_{1f} = 0$ ,  $k_{0w} = -0,01$ ,  $k_{1w} = -0,001$ .

В соответствии с приведенными параметрами ГТУ, постоянные времени прогнозирующих звеньев ГПАРС и ГПАРН определялись частотой собственных колебаний ротора агрегата по выражению:  $1/0,614 \cdot \sqrt{\cos \delta}$ .

Фликер создавался при трехфазном КЗ вблизи ГТУ длительностью 0,4 с. Необходимо отметить, что при моделировании КЗ в составе СЭС работал АД. Также требуется подчеркнуть, что настройка АРВ и АРС генераторов во всех рассматриваемых режимах и способах регулирования не изменялась.

Результаты моделирования показывают, что после отключения КЗ длительностью 0,4 с в рассматриваемой системе с несогласованно настроенными АРВ и АРС возникают колебания скорости вращения ротора и напряжения генераторов. Генераторы теряют устойчивую синхронную работу, и колебания напряжения значительно усиливаются. Соответствующие временные зависимости параметров ГТУ показаны на рис. 13 а и б. На рис. 13 с приводятся показания фликерметра, которые свидетельствуют о появлении в СЭС фликера напряжения. Нужно отметить о временном затухании фликера после отключения КЗ и о возобновлении колебаний в дальнейшем с большей интенсивностью (рис. 13 с).

Для устранения фликера предлагаются прогностические локальные и групповые регуляторы. Результаты моделирования показывают, что и при использовании локальных прогностических АРВ и АРС удастся решить проблему возникновения фликера после отключения близкого КЗ. Соответствующие временные зависимости представлены на рис. 14. При этом применение групповых регуляторов ГПАРС и ГПАРН позволяет

уменьшить время переходного процесса в 1,7 раза для скорости вращения ротора генератора (рис. 14 а) и в 2,7 раза – для напряжения (рис. 14 б). Для напряжения также наблюдается устранение перерегулирования при использовании ГПАРС и ГПАРН. Фликерметр при отключении КЗ показывает резкое снижение колебаний; при этом использование групповых регуляторов позволяет быстрее устранить фликер (рис. 14 с).

Таким образом, использование прогностических алгоритмов управления позволяет устранить фликер, возникающий после отключения близкого к установкам РГ КЗ, без решения задачи настройки регуляторов; при этом групповые прогностические регуляторы напряжения и скорости позволяют более эффективно устранить фликер, улучшая показатели качества процесса управления.

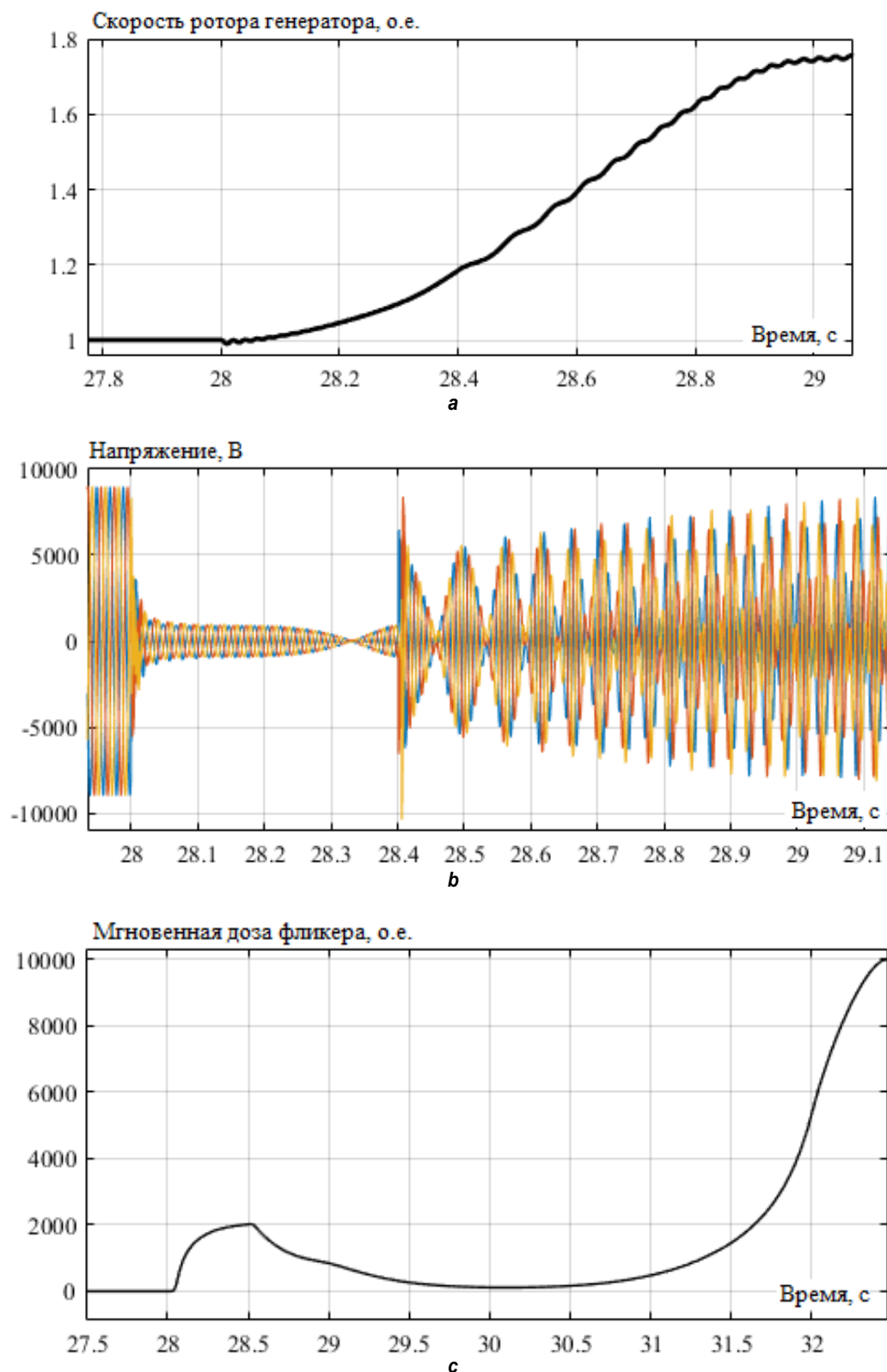
## ЗАКЛЮЧЕНИЕ

По результатам компьютерного моделирования можно сделать следующие выводы:

1. При временном включении мощной нагрузки в узле присоединения установки РГ и использовании несогласованно настроенных регуляторов возникают колебания скорости вращения ротора и напряжения турбогенераторов, анализ которых свидетельствует о наличии фликера.

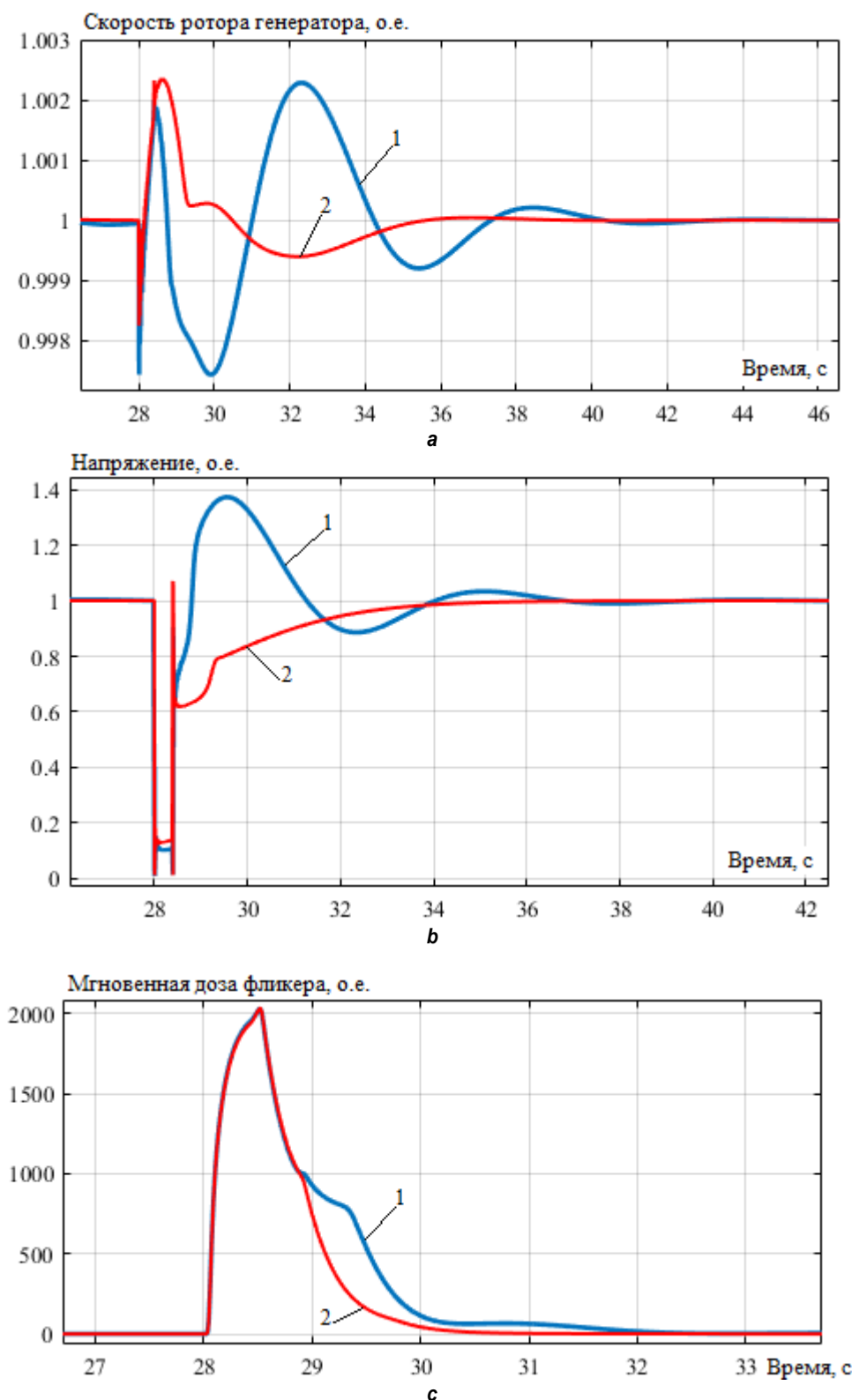
2. В результате внезапного изменения постоянной времени прогноза для отдельных АРС турбогенераторов и при несогласованной настройке регуляторов напряжения и скорости также наблюдаются процессы, приводящие к появлению фликера и без подключения дополнительной нагрузки.

3. Применение группового прогностического регулятора скорости турбогенераторов одной установки РГ позволяет избежать возникновения фликера и при неоптимальной или неправильной настройке АРВ и АРС. Кроме этого, используемая схема ведущего генератора в групповом регуляторе не позволяет выставлять разные постоянные времени прогнозирующих звеньев в АРС, что также препятствует появлению фликера.



**Рис. 13. Скорость вращения ротора генератора (а), напряжение (b) и показания фликерметра (с) при кратковременном трехфазном коротком замыкании вблизи газотурбинных установок: использовались несогласованно настроенные автоматические регуляторы возбуждения и автоматические регуляторы скорости**

**Fig. 13. Rotation speed of the generator rotor (a), voltage (b) and flickermeter readings (c) under a short-term three-phase short circuit near gas turbine installations: uncoordinated automatic excitation controllers and automatic speed controllers were used**



**Рис. 14.** Скорость вращения ротора генератора (а), напряжение (б) и показания фликерметра (в) при кратковременном трехфазном коротком замыкании вблизи газотурбинных установок: 1 – использовались прогностические автоматические регуляторы возбуждения и автоматические регуляторы скорости; 2 – использовались групповые прогностические автоматические регуляторы скорости и групповые прогностические автоматические регуляторы напряжения

**Fig. 14.** Rotation speed of the generator rotor (a), voltage (b) and flickermeter readings (c) under a short-term three-phase short circuit near gas turbine installations: 1 – predictive automatic excitation controllers and automatic speed controllers were used; 2 – automatic group predictive speed controllers and automatic group predictive voltage controllers were used



4. Согласование настроек АРВ и АРС позволяет устранить фликер и несколько снизить возникающее перерегулирование скорости и напряжения в узле присоединения установки РГ после отключения мощной нагрузки.

5. Результаты моделирования показывают, что после отключения КЗ длительностью 0,4 с в рассматриваемой СЭС с ГТУ и несогласованно настроенными АРВ и АРС возникают колебания скорости вращения ротора и напряжения генераторов, приводящие к фли-

керу. При использовании локальных прогностических АРВ и АРС удается решить проблему возникновения фликера после отключения близкого КЗ. При этом применение групповых прогностических регуляторов позволяет более эффективно устранить фликер: уменьшается время переходного процесса в 1,7 раза для скорости вращения ротора генератора и в 2,7 раза – для напряжения; для напряжения практически устраняется перерегулирование.

#### Список источников

1. Voropai N. I., Stychinsky Z. A. Renewable energy sources: theoretical foundations, technologies, technical characteristics, economics. Magdeburg: Otto-von-Guericke-Universität, 2010. 223 p.
2. Sheryazov S. K., Shelubaev M. V., Obukhov S. G. Renewable sources in system distributed generation // International Conference on Industrial Engineering, Applications and Manufacturing. 2017. <https://doi.org/10.1109/ICIEAM.2017.8076247>.
3. Blaabjerg Frede, Yang Yongheng, Yang Dongsheng, Wang Xiongfei. Distributed power-generation systems and protection // Proceedings of the IEEE. 2017. Vol. 105. Iss. 7. P. 1311–1331. <https://doi.org/10.1109/JPROC.2017.2696878>.
4. Venkataraman S., Ziesler C., Johnson P., Van Kempen S. Integrated wind, solar, and energy storage: designing plants with a better generation profile and lower overall cost // IEEE Power and Energy Magazine. 2018. Vol. 16. Iss. 3. P. 74–83. <https://doi.org/10.1109/MPE.2018.2793478>.
5. Rhia R. Al., Daghrour H., Alsamara M. Optimal location of distributed generation and its impacts on voltage stability // 12th International Renewable Engineering Conference. 2021. <https://doi.org/10.1109/IREC51415.2021.9427838>.
6. Verma R., Kashyap M. DG Penetration in distribution networks: a review // 7th International Conference on Advanced Computing and Communication Systems. 2021. P. 1144–1147. <https://doi.org/10.1109/ICACCS51430.2021.9441813>.
7. Bulatov Yu. N., Kryukov A. V., Nguen V. H. Effect of distributed generation plants' automatic controllers on power quality factors // Energy Systems Research 2019: International Conference of Young Scientists. E3S Web of Conferences. 2019. Vol. 114. Iss. 2. P. 04004. <https://doi.org/10.1051/e3sconf/201911404004>.
8. Sikorski T., Rezmer J. Distributed generation and its impact on power quality in low-voltage distribution networks // Power Quality Issues in Distributed Generation. 2015. Vol. 1. Iss. 6. P. 34–41. <https://doi.org/10.15199/48.2015.06.05>.
9. Barker P. P., De Mello R. W. Determining the impact of distributed generation on power systems. I. Radial distribution systems // Power Engineering Society Summer Meeting (Seattle, 16–20 July 2000). Seattle: IEEE, 2000. Vol. 3. P. 222–233. <https://doi.org/10.1109/PESS.2000.868775>.
10. Jenkins N., Allan R., Grossley P., Kirschen D., Strbac G. Embedded Generation. London: IEEE, 2000, 273 p.
11. Bulatov Yu. N., Kryukov A. V., Suslov K. V. Solving the flicker noise origin problem by optimally controlled units of distributed generation // 18th International Conference on Harmonics and Quality of Power. 2018. <https://doi.org/10.1109/ICHQP.2018.8378834>.
12. Bulatov Yu., Kryukov A., Nguyen Van Huan. Flicker control in mains with distributed generation plants // EN-ERGY-21 – Sustainable Development & Smart Management: E3S Web of Conferences. 2020. Vol. 209. P. 07001. <https://doi.org/10.1051/e3sconf/202020907001>.
13. Pashchenko F., Pikina G., Rodomanova Yu. Universal searchless method for parametric optimization of predictive algorithms // 13th IEEE International Conference on Control & Automation (Ohrid, 3–6 July 2017). Ohrid: IEEE, 2017. P. 952–957. <https://doi.org/10.1109/ICCA.2017.8003189>.
14. Bulatov Yu. N., Kryukov A. V., Nguyen Van Huan. Automatic predictive controllers of distributed generators // International Multi-Conference on Industrial Engineering and Modern Technologies. 2018. <https://doi.org/10.1109/FarEastCon.2018.8602718>.
15. 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. 2020. <https://doi.org/10.1109/FarEastCon50210.2020.9271646>.
16. Vittal V., McCalley J. D., Anderson P. M., Fouad A. A. Power system control and stability. 3rd Edition. Hoboken: Wiley-IEEE Press, 2002. 832 p.
17. Бушуев В. В., Лизалек Н. Н., Новиков Н. Л. Динамические свойства энергосистем. М.: Энергоатомиздат, 1995. 320 с.
18. Bulatov Yu. N., Kryukov A. V. Optimization of automatic regulator settings of the distributed generation plants on the basis of genetic algorithm // 2nd International Conference on Industrial Engineering,

Applications and Manufacturing. 2016. <https://doi.org/10.1109/ICIEAM.2016.7911456>.  
 19. Castanie F. Digital spectral analysis: parametric, non-parametric, and advanced methods. ISTE Ltd, 2006. 400 p. <https://doi.org/10.1002/9781118601877>.  
 20. Voss R. F. 1/f (flicker) noise: a brief review // 33rd Annual Symposium on Frequency Control (Atlantic City, 30 May – 1 June 1979). Atlantic City: IEEE, 1979. P. 40–46. <https://doi.org/10.1109/FREQ.1979.200297>.

21. Gorban I. I. Statistically instable processes: connection with flicker, nonequilibrium, fractal and colored noise // Radioelectronics and Communications Systems. 2012. Vol. 55. P. 99–114. <https://doi.org/10.3103/S0735272712030016>.  
 22. Меркурьев Г. В., Шаргин Ю. М. Устойчивость энергосистем. В 2-х т., т. 2. СПб.: НОУ «Центр подготовки кадров энергетики», 2008. 376 с.

## References

1. Voropai N. I., Stychinsky Z. A. *Renewable energy sources: theoretical foundations, technologies, technical characteristics, economics*. Magdeburg: Otto-von-Guericke-Universität; 2010, 223 p.  
 2. Sheryazov S. K., Shelubaev M. V., Obukhov S. G. Renewable sources in system distributed generation. *International Conference on Industrial Engineering, Applications and Manufacturing*. 2017. <https://doi.org/10.1109/ICIEAM.2017.8076247>.  
 3. Blaabjerg Frede, Yang Yongheng, Yang Dongsheng, Wang Xiongfei. Distributed power-generation systems and protection. In: *Proceedings of the IEEE*. 2017;105(7):1311-1331. <https://doi.org/10.1109/JPROC.2017.2696878>.  
 4. Venkataraman S., Ziesler C., Johnson P., Van Kempen S. Integrated wind, solar, and energy storage: designing plants with a better generation profile and lower overall cost. *IEEE Power and Energy Magazine*. 2018;16(3):74-83. <https://doi.org/10.1109/MPE.2018.2793478>.  
 5. Rhia R. Al., Daghrour H., Alsamara M. Optimal location of distributed generation and its impacts on voltage stability. In: *12th International Renewable Engineering Conference*. 2021. <https://doi.org/10.1109/IREC51415.2021.9427838>.  
 6. Verma R., Kashyap M. DG Penetration in distribution networks: a review. In: *7th International Conference on Advanced Computing and Communication Systems*. 2021;1144-1147. <https://doi.org/10.1109/ICACCS51430.2021.9441813>.  
 6. Verma R., Kashyap M. DG Penetration in distribution networks: a review. In: *7th International Conference on Advanced Computing and Communication Systems*. 2021;1144-1147. <https://doi.org/10.1109/ICACCS51430.2021.9441813>.  
 7. Bulatov Yu. N., Kryukov A. V., Nguen V. H. Effect of distributed generation plants' auto-matic controllers on power quality factors. In: *Energy Systems Research 2019: International Conference of Young Scientists. E3S Web of Conferences*. 2019;114(2):04004. <https://doi.org/10.1051/e3sconf/201911404004>.  
 8. Sikorskii T., Rezmer J. Distributed generation and its impact on power quality in low-voltage distribution networks. *Power Quality Issues in Distributed Generation*. 2015;1(6):34-41. <https://doi.org/10.15199/48.2015.06.05>.  
 9. Barker P. P., De Mello R. W. Determining the impact of distributed generation on power systems. I. Radial distribution systems. In: *Power Engineering Society Summer Meeting*. 16–20 July 2000, Seattle. Seattle: IEEE; 2000;3:222-233.

<https://doi.org/10.1109/PESS.2000.868775>.  
 10. Jenkins N., Allan R., Grossley P., Kirschen D., Strbac G. *Embedded Generation*. London; IEEE; 2000, 273 p.  
 11. Bulatov Yu. N., Kryukov A. V., Suslov K. V. Solving the flicker noise origin problem by optimally controlled units of distributed generation. In: *18th International Conference on Harmonics and Quality of Power*. 2018. <https://doi.org/10.1109/ICHQP.2018.8378834>.  
 12. Bulatov Yu., Kryukov A., Nguyen Van Huan. Flicker control in mains with distributed generation plants. In: *ENERGY-21 – Sustainable Development & Smart Management: E3S Web of Conferences*. 2020;209:07001. <https://doi.org/10.1051/e3sconf/202020907001>.  
 13. Pashchenko F., Pikina G., Rodomanova Yu. Universal searchless method for parametric optimization of predictive algorithms. In: *13th IEEE International Conference on Control & Automation*. 3–6 July 2017, Ohrid. Ohrid: IEEE; 2017; p. 952-957. <https://doi.org/10.1109/ICCA.2017.8003189>.  
 14. Bulatov Yu. N., Kryukov A. V., Nguyen Van Huan. Automatic prognostic regulators of distributed generators. In: *International Multi-Conference on Industrial Engineering and Modern Technologies*. 2018. <https://doi.org/10.1109/FarEastCon.2018.8602718>.  
 15. Pikina G. A., Pashchenko F. F., Pashchenko A. F. Synthesis, research and comparative analysis of predictive control algorithms. In: *International Multi-Conference on Industrial Engineering and Modern Technologies*. 2020. <https://doi.org/10.1109/FarEastCon50210.2020.9271646>.  
 16. Vittal V., McCalley J. D., Anderson P. M., Fouad A. A. *Power system control and stability*. 3rd Edition. Hoboken: Wiley-IEEE Press; 2002, 832 p.  
 17. Bushuev V. V., Lizalek N. N., Novikov N. L. *Dynamic properties of power systems*. Moscow: Energoatomizdat; 1995, 320 p. (In Russ.).  
 18. Bulatov Yu. N., Kryukov A. V. Optimization of automatic regulator settings of the distributed generation plants on the basis of genetic algorithm. In: *2nd International Conference on Industrial Engineering, Applications and Manufacturing*. 2016. <https://doi.org/10.1109/ICIEAM.2016.7911456>.  
 19. Castanie F. *Digital spectral analysis: parametric, non-parametric, and advanced methods*. ISTE Ltd; 2006, 400 p. <https://doi.org/10.1002/9781118601877>.  
 20. Voss R. F. 1/f (flicker) noise: a brief review. In: *33rd Annual Symposium on Frequency Control*. 30 May – 1 June 1979, Atlantic City. Atlantic City: IEEE; 1979, p. 40-46. <https://doi.org/10.1109/FREQ.1979.200297>.  
 21. Gorban I. I. Statistically instable processes: connec-

tion with flicker, nonequilibrium, fractal and colored noise. In: *Radioelectronics and Communications Systems*. 2012;55:99-114.  
<https://doi.org/10.3103/S0735272712030016>.  
22. Merkuriev G. V., Shargin Yu. M. *Power system stabil-*

*ity*. In 2 vol., vol. 2. St. Petersburg: Non-state private educational institution of additional professional education Center for Training Energy Personnel; 2008, 376 p. (In Russ.).

### ИНФОРМАЦИЯ ОБ АВТОРЕ

**Булатов Юрий Николаевич**,  
кандидат технических наук, доцент,  
заведующий кафедрой энергетики,  
Братский государственный университет,  
665709, г. Братск, ул. Макаренко, 40, Россия

#### Критерии авторства

Автор выполнил исследовательскую работу, на основании полученных результатов провел обобщение, подготовил рукопись к печати.

#### Конфликт интересов

Автор заявляет об отсутствии конфликта интересов.

*Автор прочитал и одобрил окончательный вариант рукописи.*

#### Информация о статье

Статья поступила в редакцию 26.01.2022; одобрена после рецензирования 10.03.2022; принята к публикации 03.06.2022.

### INFORMATION ABOUT THE AUTHOR

**Yuri N. Bulatov**,  
Cand. Sci. (Eng.), Associate Professor,  
Head of the Department of Energy,  
Bratsk State University,  
40, Makarenko St., Bratsk 665709, Russia

#### Authorship criteria

The author performed the research, made a generalization on the basis of the results obtained and prepared the copyright for publication.

#### Conflict of interests

The author declares that there is no conflict of interests regarding the publication of this article.

*The final manuscript has been read and approved by the author.*

#### Information about the article

The article was submitted 26.01.2022; approved after reviewing 10.03.2022; accepted for publication 03.06.2022.