



Научная статья

УДК 621.311:621.331

<https://doi.org/10.21285/1814-3520-2021-5-568-585>

Групповые прогностические регуляторы напряжения и частоты для установок распределенной генерации

Юрий Николаевич Булатов✉

Братский государственный университет, г. Братск, Россия
bulatovyura@yandex.ru, <https://orcid.org/0000-0002-3716-5357>

Аннотация. Цель – определение влияния предлагаемых групповых прогностических регуляторов напряжения и частоты для установок распределенной генерации на показатели качества процесса управления в различных режимах работы системы электроснабжения. Использовались методы теории автоматического управления. Исследования проводились в среде MatLab с применением пакетов имитационного моделирования Simulink и SimPowerSystems. Предложен метод формирования и настройки групповых прогностических регуляторов на основе определения резонансной частоты колебаний ротора ведущего генератора. Указанный подход позволяет получить лучшие показатели качества управления напряжением и частотой в системе электроснабжения при сохранении прежних настроек регуляторов установок распределенной генерации. Установлено, что при подключении дополнительной нагрузки в изолированной системе электроснабжения в 1,75 раза снижается максимальный провал напряжения по сравнению с локальным прогностическим регулированием, а по сравнению с обычными регуляторами – в 3,5 раза. Для указанного режима использование прогностических регуляторов в 3 раза уменьшает время переходного процесса скорости вращения ротора синхронного генератора. В режиме пуска мощного электродвигателя (благодаря прогностическим регуляторам синхронных генераторов в системе электроснабжения) в 1,5 раза уменьшается провал напряжения, а после пуска в 1,4 раза снижается перенапряжение. При кратковременном трехфазном коротком замыкании по сравнению с локальным регулированием групповые прогностические регуляторы позволяют в 1,5 раза уменьшить время переходного процесса и в 2,3 раза величину перерегулирования для частоты в сети. При этом также уменьшается колебательность частоты в сети. Аналогичные эффекты наблюдаются и в других режимах работы рассматриваемых систем электроснабжения с установками распределенной генерации. Динамическое моделирование подтвердило эффективность использования групповых прогностических регуляторов напряжения и частоты для установок распределенной генерации, заключающуюся в положительном влиянии на качество процессов управления параметрами системы электроснабжения в различных режимах работы.

Ключевые слова: установки распределенной генерации, газотурбинная установка, малая гидроэлектростанция, синхронные генераторы, автоматический регулятор скорости, автоматический регулятор возбуждения

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

Для цитирования: Булатов Ю. Н. Групповые прогностические регуляторы напряжения и частоты для установок распределенной генерации // iPolytech Journal. 2021. Т. 25. № 5. С. 568–585. <https://doi.org/10.21285/1814-3520-2021-5-568-585>.

POWER ENGINEERING

Original article

Joint voltage and frequency predictive controllers for distributed generation plants

Yuri N. Bulatov✉

*Bratsk State University, Bratsk, Russia**bulatovyura@yandex.ru, <https://orcid.org/0000-0002-3716-5357>*

Abstract. The paper determines the effect of proposed joint voltage and frequency predictive controllers for distributed generation (DG) plants on quality indicators characterizing the control process in different operating modes of power supply systems. The studies are conducted in the MatLab environment (Simulink and SimPowerSystems simulation packages) employing control engineering methods. It is proposed to design and adjust joint predictive controllers by determining the resonant frequency of oscillations for the master generator rotor. This approach provides better quality indicators of voltage and frequency control in power supply systems while maintaining the same settings for the controllers of DG plants. With an additional load in an isolated power supply system, the maximum voltage sag is found to be 1.75 times lower than for local predictive control and 3.5 times lower as compared to the use of conventional controllers. For the specified mode, predictive controllers enable a threefold reduction in the transient time between rotor rotational speeds in a synchronous generator. In the start mode of a powerful electric motor, the predictive controllers of synchronous generators in the power supply system enable a 1.5 times reduction in voltage sag, with a 1.4 times reduction in overvoltage following its start. In the case of a short-term three phase short-circuit, joint predictive controllers allow a 1.5 times decrease in transient time and a 2.3 times decrease in the overshoot of power line frequency as compared to local control. In addition, frequency oscillation in the power system is also reduced. Similar effects are observed in other operating modes of the considered power supply systems equipped with DG plants. The performed dynamic simulation confirms the effectiveness of using joint voltage and frequency predictive controllers for DG plants, which consists in a positive impact on the quality of processes involved in controlling the parameters of power supply systems in various operating modes.

Keywords: distributed generation plants, gas turbine, small hydro power plant, synchronous generators, automatic speed regulator, automatic excitation regulator

Funding: The research was carried out with the financial support under a 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. Joint voltage and frequency predictive controllers for distributed generation plants. *iPolytech Journal*. 2021;25(5):568-585. (In Russ.). <https://doi.org/10.21285/1814-3520-2021-5-568-585>.

ВВЕДЕНИЕ

В системах электроснабжения (СЭС) вблизи потребителей электроэнергии могут применяться установки распределенной генерации (РГ) [1–7], с помощью которых возможно снизить нагрузку питающей сети, уменьшить потери на передачу, а также повысить надежность электроснабжения и качество электроэнергии [8, 9].

В электроэнергетической системе (ЭЭС), где используется большое число установок РГ, может возникнуть проблема их централизованного регулирования и стабилизации частоты переменного тока. Различные типы установок РГ имеют свои локальные регуляторы, которые должны быть настроены должным образом. Таким образом, возникает достаточно сложная задача оптимизации настроек большого количества локальных регуляторов с учетом их взаимного влияния. Достаточно широкое распространение получили установки РГ, работающие на базе синхронных генераторов (СГ), для которых взаимосвязанными являются автоматические регуляторы возбуждения (АРВ) и скорости (АРС) вращения ротора [10–12]. Кроме этого, при использовании в установке РГ, например, малой гидроэлектростанции (ГЭС), нескольких однотипных синхронных гидрогене-

раторов, требуется решать задачи оптимизации их загрузки и группового регулирования. Все это требует создания сложных моделей ЭЭС, СЭС с установками РГ и их регуляторами, а также выполнения трудоемких расчетов, учитывающих большое количество взаимосвязанных параметров системы. Существует и другой подход, когда можно использовать прогностические алгоритмы управления [13, 14], обеспечивающие работу регулятора по рассчитанному прогнозу погрешности управления. Наиболее просто реализовать прогнозирование с помощью линейной модели по двум значениям регулируемой величины: текущему и предыдущему. Многочисленные исследования на компьютерных моделях ЭЭС с установками РГ [15–17] показывают, что применение линейного прогнозирующего звена в АРВ и АРС позволяет улучшить показатели качества управления.

Ниже приведено описание метода регулирования напряжения и частоты для группы СГ небольшой мощности, описание компьютерных моделей установок РГ и предлагаемых групповых регуляторов прогностического типа. Исследования проводились в среде MatLab на модели изолированной СЭС с газотурбинными установками (ГТУ) и асинхронной нагрузкой, а также на модели СЭС с

малой ГЭС, имеющей связь с ЭЭС. Целью исследования являлось определение влияния предлагаемых прогностических групповых регуляторов напряжения и частоты для установок РГ на различные режимы работы системы электроснабжения.

МЕТОД ГРУППОВОГО РЕГУЛИРОВАНИЯ НАПРЯЖЕНИЯ И ЧАСТОТЫ С ПОМОЩЬЮ ПРОГНОСТИЧЕСКИХ РЕГУЛЯТОРОВ СИНХРОННЫХ ГЕНЕРАТОРОВ

Частота переменного тока является важнейшим параметром режима работы ЭЭС, к которому предъявляются достаточно жесткие требования в части отклонения от номинального значения. Применение линейных прогнозирующих моделей, позволяющих усовершенствовать классические автоматические регуляторы скорости синхронных генераторов, дает возможность более эффективно стабилизировать частоту без изменения настроек регулятора [16]. При регулировании напряжения в ЭЭС можно также эффективно использовать прогностические АРВ СГ [15].

Линейное прогнозирующее звено (ЛПЗ), которое может использоваться в указанных выше регуляторах, описывается следующей передаточной функцией [13, 17]:

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

где T_p – постоянная времени прогнозирующего звена; s – оператор Лапласа.

Для определения постоянных времени ЛПЗ АРВ и АРС каждого агрегата предлагается использовать частоту собственных колебаний ротора одного из генераторов [18, 19]:

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

где U_g – номинальное напряжение СГ, о.е.; δ – угол между напряжением и электродвижущей силой генератора E_q , эл. град.; X_d – индуктивное сопротивление генератора по

продольной оси, о.е.; ω_0 – номинальная угловая частота вращения ротора СГ, рад/с; T_{je} – эквивалентная постоянная механической инерции агрегата, с.

Постоянная времени ЛПЗ при этом будет определяться величиной обратно пропорциональной f_p , т.е. $T_p = 1/f_p$. Структурная схема предлагаемой системы регулирования напряжения и частоты установок РГ с помощью прогностических АРВ и АРС для отдельного СГ показана на рис. 1, в которой отдельным блокам отвечают следующие передаточные функции: W_G – передаточная функция СГ; W_E – передаточная функция возбудителя; W_T – передаточная функция турбины; W_{AVR} – передаточная функция АРВ; W_{ASR} – передаточная функция АРС; W_p – передаточная функция ЛПЗ (1). На рис. 1 обозначены следующие параметры: U_z – заданное значение напряжения СГ; U_f – напряжение на обмотке возбуждения СГ; ω_z – заданное значение скорости вращения ротора СГ; P_m – механическая мощность на валу турбины. Согласно выражению (2), частота f_p и обратно пропорциональная ей постоянная времени ЛПЗ T_p зависят от угла нагрузки δ СГ. При изменении режима работы предлагаемая на рис. 1 система регулирования автоматически вычисляет время прогноза и перенастраивает прогнозирующие звенья для АРВ и АРС.

Для группового регулирования параллельно работающих СГ один из них можно принять в качестве ведущего и определять постоянные времени ЛПЗ по углу нагрузки δ этого генератора. Использование метода ведущего генератора позволяет построить групповой прогностический автоматический регулятор скорости (ГПАРС) и групповой прогностический автоматический регулятор напряжения (ГПАРН). На рис. 2 показана структурная схема ГПАРС, в которой для каждого генератора определяется отклонение скорости вращения ротора $\Delta\omega$, поступающее на вход АРС. Воздействие на турбину и определение необходимой механической мощности для нормализации скорости вращения ротора при изменении нагрузки гене-

ратора выполняются через прогнозирующее звено, постоянная времени которого автоматически вычисляется и корректируется в случае изменения нагрузочного режима. Этот процесс происходит одновременно для всех параллельно работающих в группе генераторов. Структурная схема ГПАРН выглядит

аналогично, только в ней регулируемым параметром является напряжение генератора. Необходимо отметить, что в рассматриваемых ГПАРС и ГПАРН имеется только один блок, вычисляющий постоянную времени T_p для всех ЛПЗ в АРВ и АРС.

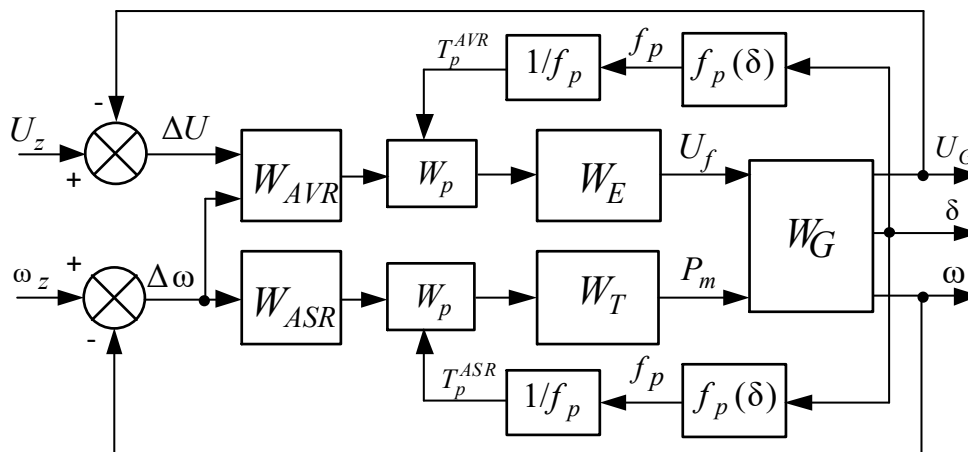


Рис. 1. Система регулирования напряжения и частоты, использующая линейное прогнозирующее звено в регуляторах возбуждения и скорости
 Fig. 1. Voltage and frequency control system using a linear predictive link in excitation and speed controllers

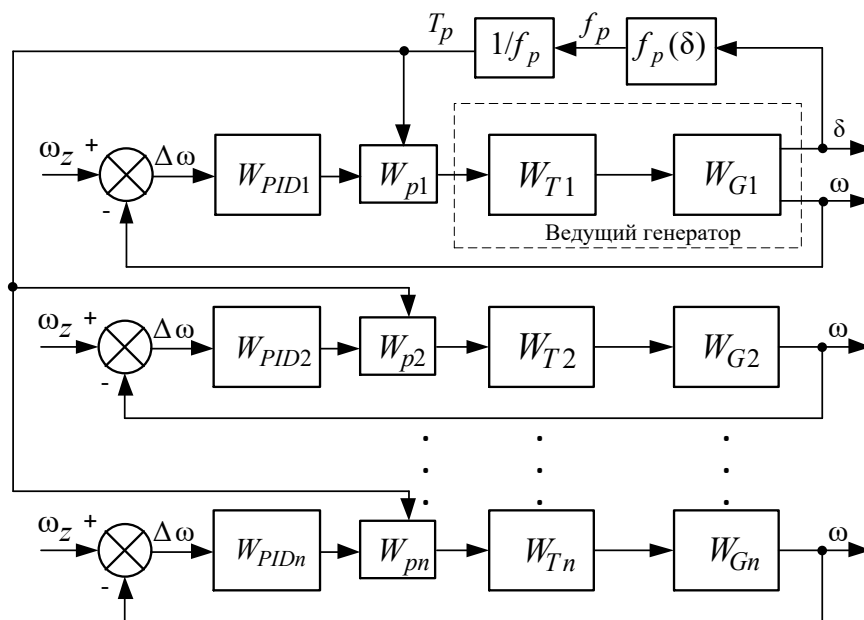


Рис. 2. Структурная схема группового прогностического автоматического регулятора скорости при использовании метода ведущего генератора: n – число агрегатов в группе со своими прогностическими автоматическими регуляторами скорости
 Fig. 2. Block diagram of the group predictive automatic speed regulator when using a master generator method: n – number of units in a group with their own predictive automatic speed regulators

ОПИСАНИЕ ИМИТАЦИОННЫХ МОДЕЛЕЙ ПРЕДЛАГАЕМЫХ ГРУППОВЫХ ПРОГНОСТИЧЕСКИХ РЕГУЛЯТОРОВ НАПРЯЖЕНИЯ И ЧАСТОТЫ

Локальные АРС генераторов (блок W_{ASR} на рис. 1) моделировались регуляторами с пропорционально-интегрально-дифференциальными алгоритмами управления, описываемыми следующей передаточной функцией:

$$W_{ASR} = K_p + K_i \cdot \frac{1}{0.1s} + K_d \cdot \frac{1}{s+1},$$

где K_p , K_i , K_d – коэффициенты настройки АРС.

Используемая модель прогностического АРВ (блок W_{AVR} и последовательно соединенный с ним блок W_p на рис. 1) позволяет автоматически рассчитывать в зависимости от угла нагрузки δ ведущего генератора постоянные времени ЛПЗ и изменять их в различных режимах работы. При этом ЛПЗ в АРВ предлагается установить отдельно в канал регулирования по напряжению и отдельно в канал регулирования по частоте. Схема имитационной модели предлагаемого прогностического АРВ показана на рис. 3.

Прогностические звенья в ГПАРС и ГПАРН учитывались отдельно для каждого генератора, а блоки определения времени прогноза имели общую связь по углу нагрузки δ ведущего генератора. Схемы имитацион-

ных моделей предлагаемых ГПАРС и ГПАРН в общем виде показаны на рис. 4. Отдельный канал с прогнозирующим звеном в ГПАРС и ГПАРН представляет собой последовательное соединение усилителя с передаточной функцией $\frac{K_a}{T_a s + 1}$ и ЛПЗ с передаточной

функцией, определяемой выражением (1), что реализовано в схемах ГПАРС и ГПАРН в виде параллельного соединения блока $\frac{K_a s}{T_a s + 1}$, умноженного на время прогноза T_p , и блока усилителя. Параметры блоков можно принять следующими: $K_a = 1$; $T_a = 0,001$ с.

Таким образом, воздействия на турбины установок РГ осуществляются через ЛПЗ, встроенные в ГПАРС, входными сигналами которого являются выходные сигналы локальных АРС генераторов (PID1, PID2, PID3 на рис. 4 а) и угол нагрузки δ ведущего генератора. Выходные сигналы ГПАРС (Pm1, Pm2, Pm3) определяют механическую мощность турбин агрегатов установки РГ. Отличительной чертой ГПАРН является то, что его прогнозирующие звенья получают встроенными в отдельные каналы регулирования АРВ генераторов по напряжению (входы dU_PD1, dU_PD2, dU_PD3 и выходы Uf11, Uf12, Uf13 на рис. 4 б) и по частоте (входы dw_PD1, dw_PD2, dw_PD3 и выходы Uf1, Uf2, Uf3 на рис. 4 б).

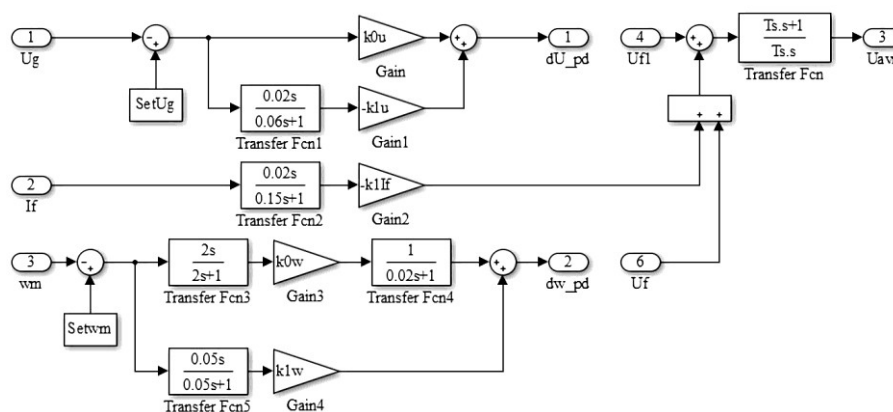


Рис. 3. Схема имитационной модели прогностического автоматического регулятора возбуждения:
 k_{0u} , k_{1u} , k_{1lf} , k_{0w} , k_{1w} – коэффициенты настройки; T_s – постоянная времени общего канала регулирования (при моделировании принималась равной 0,5 с)

Fig. 3. Scheme of the simulation model of the predictive automatic excitation regulator: k_{0u} , k_{1u} , k_{1lf} , k_{0w} , k_{1w} – adjustment factors; T_s – time constant of the common control channel (it is taken equal to 0.5 s in simulation)

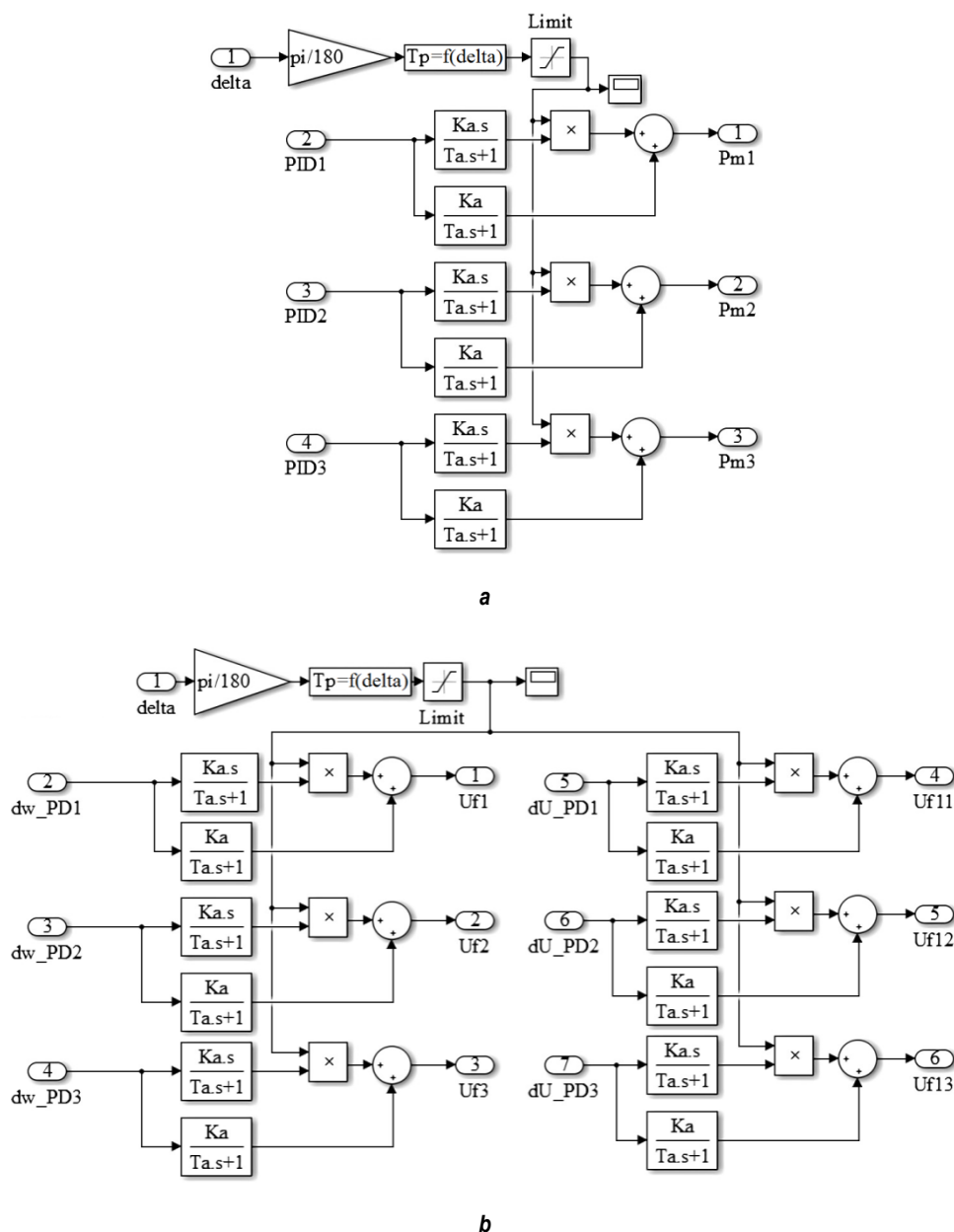


Рис. 4. Схемы имитационных моделей группового прогностического автоматического регулятора скорости (a) и группового прогностического автоматического регулятора напряжения (b)

Fig. 4. Schemes of simulation models of a group predictive automatic speed regulator (a) and a group predictive automatic voltage regulator (b)

ОПИСАНИЕ ИМИТАЦИОННОЙ МОДЕЛИ ИЗОЛИРОВАННОЙ СИСТЕМЫ ЭЛЕКТРОСНАБЖЕНИЯ С ГАЗОТУРБИННЫМИ УСТАНОВКАМИ, РЕЗУЛЬТАТЫ МОДЕЛИРОВАНИЯ И ОСНОВНЫЕ ВЫВОДЫ

Моделировалась изолированная СЭС с тремя параллельно работающими однотипными ГТУ. Схема разработанной в MatLab модели изолированной СЭС представлена на рис. 5. В составе изолированной СЭС рас-

считывались статическая активно-индуктивная и асинхронная нагрузки, подключенные через линии электропередачи (блоки Line на рис. 5). В модели предусматривалось внесение возмущения в виде подключения дополнительной активно-индуктивной нагрузки мощностью $1.944 + j0.67$ МВ·А, запуска асинхронного электродвигателя мощностью 670 кВт (блок AD 670 kW на рис. 5), 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 двухвальные газовые турбины (блоки Gas turbine на рис. 5), схемы имитационной модели которых представлены на рис. 6 [20]. Номинальная мощность моделируемых ГТУ составляла 2,5 МВ·А. Обозначенный на рис. 6 коэффициент K_t определяет долю мощности турбины газогенератора по отношению к номинальной мощности силовой турбины. При моделировании

$K_t = 0,55$, а передаточный коэффициент редуктора $K_r = 5,56$.

Возбудитель СГ (блок Excitation System на рис. 5) моделировался следующей передаточной функцией, характерной для тиристорного возбудителя [19]: $\frac{1}{0,025s + 1}$.

В качестве СГ использовалась стандартная модель MatLab, реализующая трехфазную синхронную машину, смоделированную в системе координат d-q, у которой обмотки

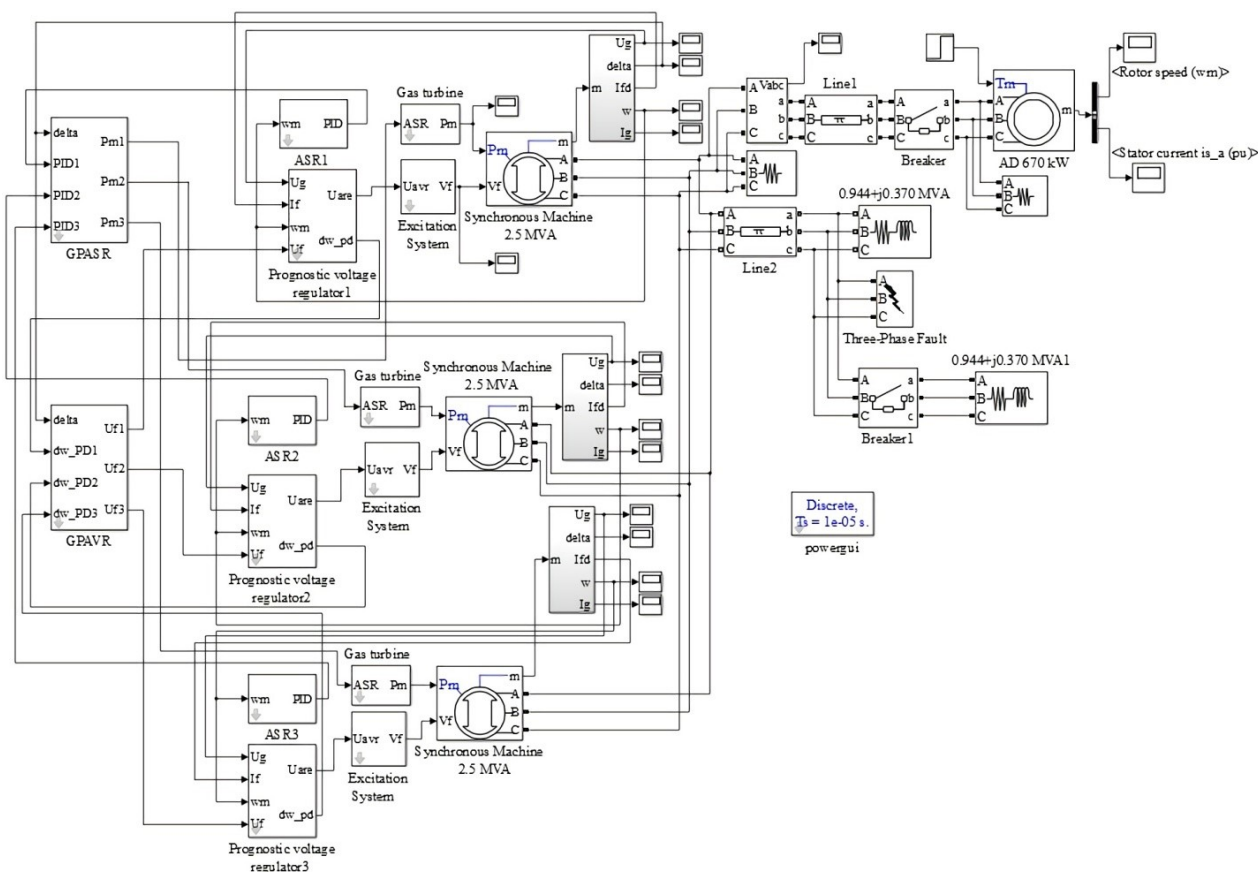


Рис. 5. Схема изолированной системы электроснабжения в MatLab

Fig. 5. Diagram of a stand-alone power supply system in MatLab

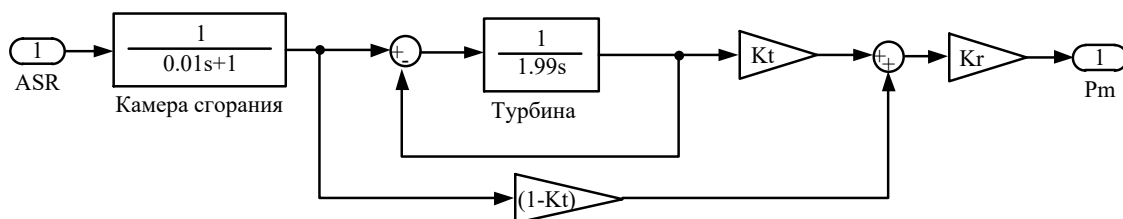


Рис. 6. Схема имитационной модели двухвальной газовой турбины

Fig. 6. Scheme of a simulation model of a two-shaft gas turbine

статора соединены звездой с внутренней нейтралью. При моделировании использовались следующие основные параметры СГ (блоки Synchronous Machine на рис. 1): $X_d = 2,34$ о.е.; $E_q = 1,25$ о.е.; $U_g = 1$ о.е. Эквивалентная постоянная механической инерции ГТУ (турбины и генератора) составляла $T_{je} = 3,76$ с.

При моделировании коэффициенты настройки локальных регуляторов принимались следующими для:

- АРС $K_p = 1$, $K_i = 1$ и $K_d = 0,1$;
- АРВ $k_{ou} = 1$, $k_{1u} = 1$,
 $k_{1f} = 0$, $k_{ow} = 1$, $k_{1w} = 1$.

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

Моделирование исследуемой СЭС выполнялось для следующих режимов:

- 1) пуск асинхронного электродвигателя мощностью 670 кВт;
- 2) подключение дополнительной статической активно-индуктивной нагрузки мощностью $1.944 + j0.67$ МВ·А;
- 3) трехфазное КЗ в СЭС длительностью 0,6 с.

Необходимо отметить, что для 2 и 3 режимов в составе СЭС уже работал асинхронный электродвигатель. Также требуется подчеркнуть, что настройка АРВ и АРС генераторов во всех рассматриваемых режимах и способах регулирования не изменялась.

Результаты моделирования пуска мощного асинхронного электродвигателя в виде временных зависимостей напряжения, скорости вращения ротора и угла нагрузки ведущего генератора показаны на рис. 7. На рис. 8 также представлена временная зависимость скорости вращения ротора двигателя при использовании различных систем управления ГТУ. По результатам моделирования можно отметить, что применение группового регулирования напряжения и частоты у однотипных ГТУ по сравнению с локальным регулированием позволяет достичь следующих эффектов: значительно уменьшаются провал напряжения во время пуска и перенапряже-

ние после пуска электродвигателя (рис. 7 а); снижается время переходного процесса и колебательность напряжения, а также скорости вращения ротора ведущего генератора (рис. 7 а, б); заметно уменьшается перерегулирование скорости вращения ротора генератора после пуска электродвигателя (рис. 7 б); более плавно изменяется угол нагрузки δ ведущего генератора (рис. 7 с). Следует отметить, что использование ГПАРС и ГПАРН по сравнению с локальным управлением с помощью прогностических АРВ и АРС дают заметный эффект только в регулировании напряжения (рис. 7 а: характеристики 2 и 3).

Использование прогностических алгоритмов в АРВ и АРС генераторов ГТУ уменьшает колебательность скорости вращения ротора асинхронного электродвигателя при пуске (см. рис. 8). При этом групповое регулирование газотурбинных установок по сравнению с локальным регулированием также позволяет несколько уменьшить время пуска электродвигателя (см. рис. 8, характеристики 2 и 3).

Далее было выполнено моделирование режима подключения дополнительной активно-индуктивной нагрузки, когда в составе изолированной СЭС уже работал мощный асинхронный электродвигатель. Результаты моделирования в виде временных зависимостей напряжения и скорости вращения ротора ведущего генератора представлены на рис. 9. Полученные результаты показывают, что использование ГПАРС и ГПАРН по сравнению с локальным регулированием ГТУ прогностическими АРВ и АРС позволяет в 1,75 раза снизить максимальный провал напряжения при подключении дополнительной мощной нагрузки в СЭС (см. рис. 9, характеристики 2 и 3), а по сравнению с локальным регулированием ГТУ обычными АРВ и АРС – в 3,5 раза (рис. 9 а, характеристики 1 и 3). Применение прогностических алгоритмов в АРВ также позволяет исключить колебательность напряжения в рассматриваемом режиме (рис. 9 а). Локальное или групповое прогностическое регулирование напряжения и частоты по сравнению с использованием обычных АРВ и АРС дает возможность исключить колебательность, перерегулирова-

ние, а также уменьшить в 3 раза время переходного процесса скорости вращения ротора ведущего генератора ГТУ, а значит и частоты в изолированной СЭС (рис. 9 б).

Временные зависимости напряжения и скорости вращения ротора ведущего генератора при кратковременном трехфазном КЗ в СЭС показаны на рис. 10, по которым можно отметить следующее: применение прогностических алгоритмов уменьшает время пе-

реходного процесса, величину перерегулирования и колебательность напряжения и скорости вращения ротора ведущего генератора (рис. 10 а, б); использование ГПАРС и ГПАРН по сравнению с локальным регулированием несколько снижает провал напряжения и уменьшает время переходного процесса для напряжения, однако при этом наблюдается перенапряжение после отключения КЗ (рис. 10 а, характеристики 2 и 3).

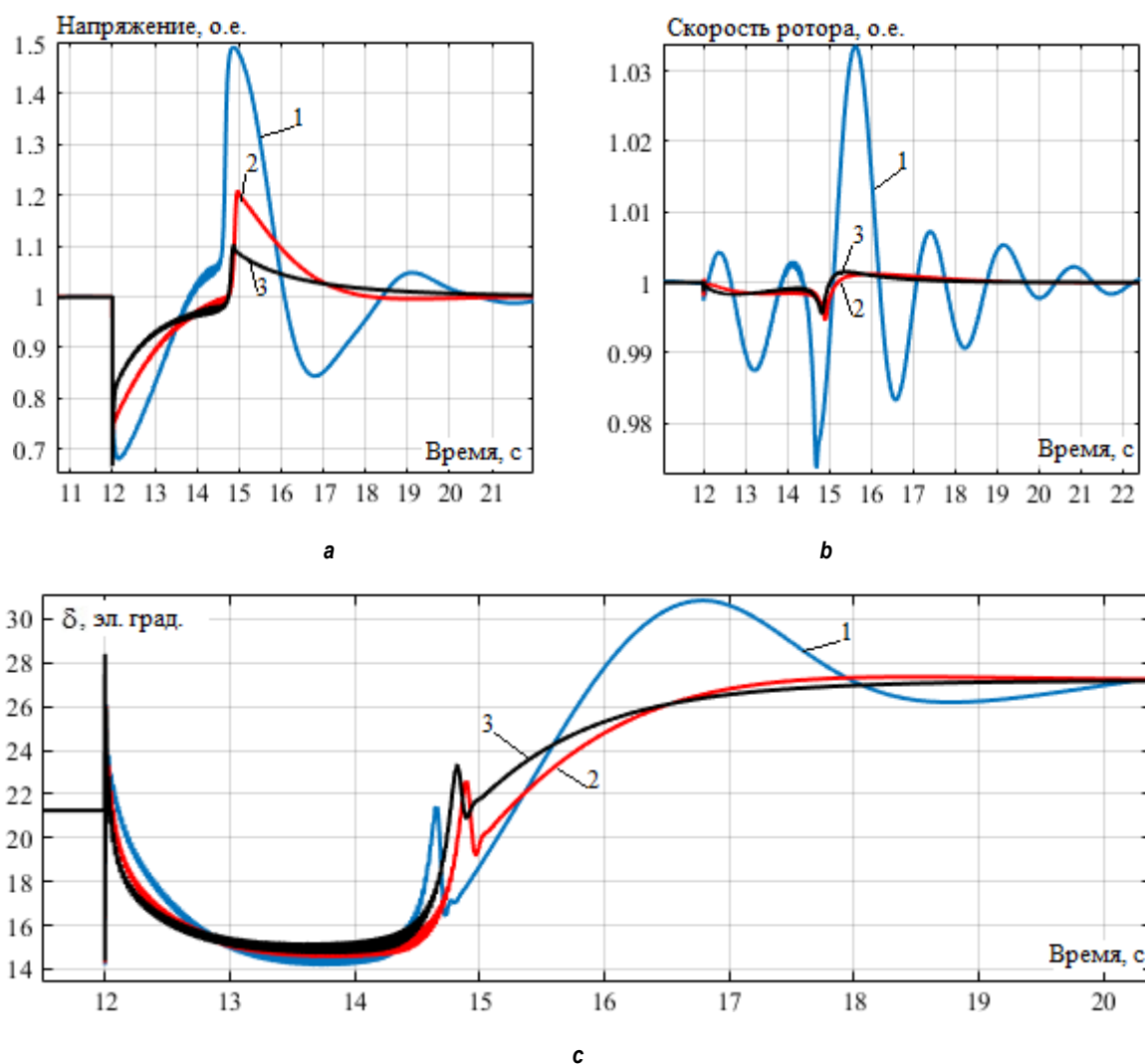


Рис. 7. Временные зависимости напряжения (а), скорости вращения ротора (б) и угла нагрузки (с) ведущего генератора при пуске мощного асинхронного двигателя: 1 – локальное регулирование напряжения и частоты с помощью обычных автоматических регуляторов возбуждения и автоматических регуляторов скорости; 2 – локальное регулирование напряжения и частоты с помощью прогностических автоматических регуляторов возбуждения и автоматических регуляторов скорости; 3 – использование группового прогностического автоматического регулятора скорости и группового прогностического автоматического регулятора напряжения

Fig. 7. Time dependences of voltage (а), rotor speed (б) and load angle (с) of the master generator when starting a powerful asynchronous motor: 1 – local control of voltage and frequency using conventional automatic excitation regulators and automatic speed regulators; 2 – local control of voltage and frequency using predictive automatic excitation regulators and automatic speed regulators; 3 – use of a group predictive automatic speed controller and a group predictive automatic voltage regulator

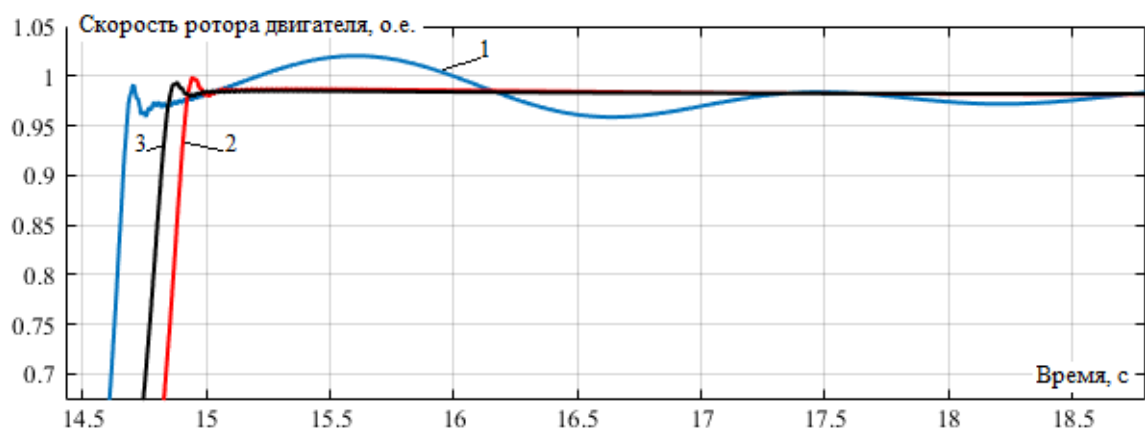
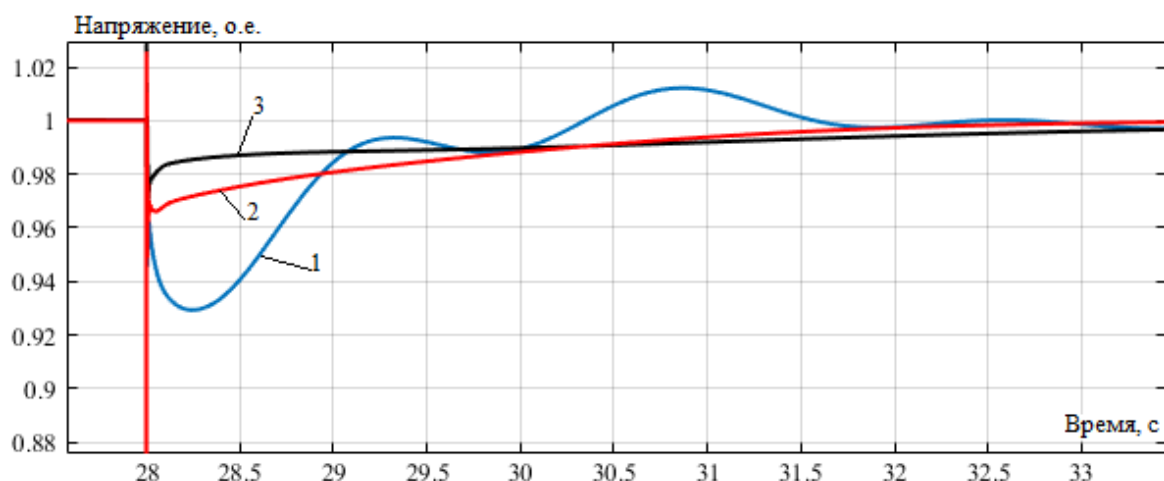
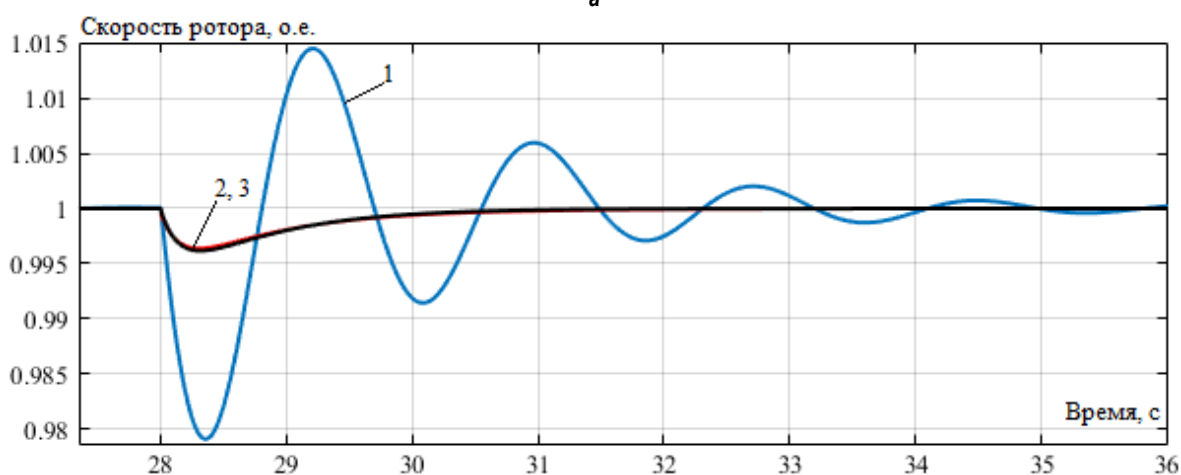


Рис. 8. Временные зависимости скорости вращения ротора асинхронного электродвигателя при пуске: обозначения 1, 2 и 3 аналогичны рис. 7
 Fig. 8. Time dependences of the induction motor rotor speed at start-up: designators 1, 2 and 3 are similar to the Fig. 7



а



б

Рис. 9. Временные зависимости напряжения (а) и скорости вращения ротора (б) ведущего генератора при подключении в системах электроснабжения дополнительной нагрузки: обозначения 1, 2 и 3 аналогичны рис. 7

Fig. 9. Time dependences of voltage (a) and rotor speed (b) of the master generator when an additional load is connected to power supply systems: designators 1, 2 and 3 are similar to the Fig. 7

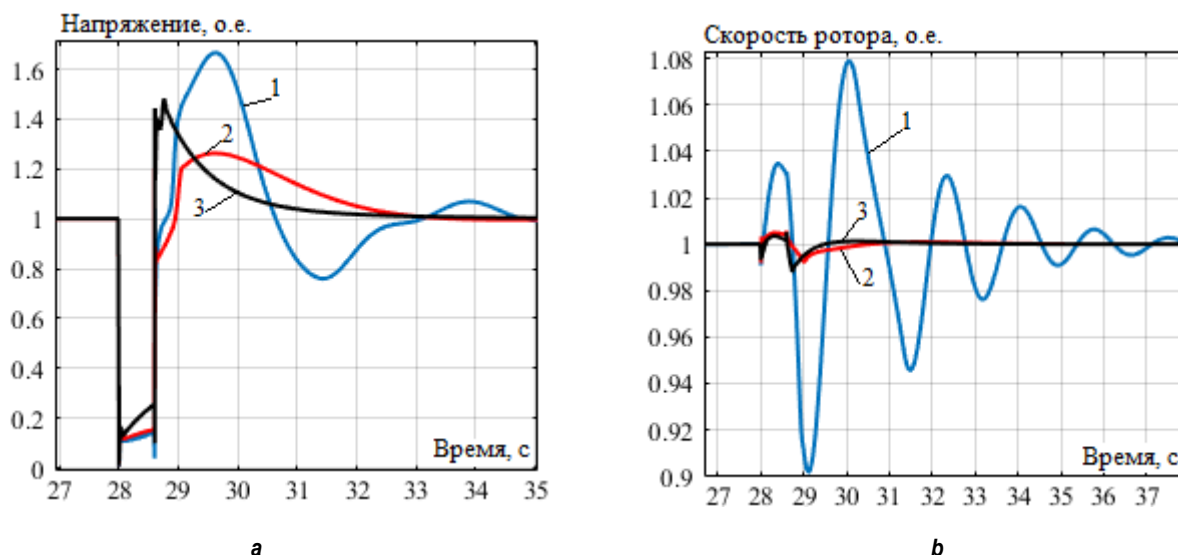


Рис. 10. Временные зависимости напряжения (а) и скорости вращения ротора (б) ведущего генератора при кратковременном трехфазном коротком замыкании в системе электроснабжения: обозначения 1, 2 и 3 аналогичны рис. 7

Fig. 10. Time dependences of voltage (a) and rotor speed (b) of the master generator under a short-term three-phase short circuit in the power supply system: designators 1, 2 and 3 are similar to the Fig. 7

ОПИСАНИЕ ИМИТАЦИОННОЙ МОДЕЛИ МАЛОЙ ГИДРОЭЛЕКТРОСТАНЦИИ, РЕЗУЛЬТАТЫ МОДЕЛИРОВАНИЯ И ОСНОВНЫЕ ВЫВОДЫ

Исследования проводились в среде MatLab с использованием разработанной с помощью пакетов Simulink и SimPowerSystems имитационной модели малой ГЭС, схема которой показана на рис. 11. Исследуемая малая ГЭС состоит из трех гидрогенераторов мощностью 3,125 МВ·А каждый и напряжением 6 кВ. Моделировались нормальные и аварийные режимы работы малой ГЭС, имеющей связь с ЭЭС через воздушную линию электропередачи (ВЛЭП) 6 кВ длиной 5 км, на приемном конце которой запитана нагрузка мощностью $9,3 + j1,8$ МВ·А (см. рис. 11).

В качестве исходного принимался нормальный установившийся режим с загрузкой каждого гидрогенератора на 50%. Остальная электроэнергия для питания потребителей в конце ВЛЭП поступала от ЭЭС. Схема разработанной имитационной модели в MatLab показана на рис. 12. В представленной модели имеется возможность вносить следующие возмущения (см. рис. 12): отключение связи с ЭЭС с помощью блока Breaker; кратковременное трехфазное КЗ с помощью блока Three-Phase Fault.

Структурная схема используемой модели гидротурбины с главным сервомотором (блоки Hydraulic turbine на рис. 12) представлена на рис. 13, где показаны соответствующие передаточные функции [18].

Модели возбуждателя и СГ аналогичны тем, что использовались для ГТУ. Использовались следующие значения основных параметров гидрогенератора: $X_d = 2,84$ о.е.; $E_q = 1,1$ о.е.; $U_g = 1$ о.е.; $T_{je} = 3,779$ с.

При моделировании коэффициенты настройки локальных регуляторов принимались следующими: для АРС $K_p = 7,55$; $K_i = 2$ и $K_d = 0,75$; для АРВ $k_{0u} = 100$; $k_{1u} = 50$; $k_{1ff} = 1$; $k_{0w} = 1,28$; $k_{1w} = 0,73$.

В соответствии с приведенными параметрами, СГ постоянные времени прогнозирующих звеньев ГПАРС и ГПАРН определялись частотой собственных колебаний ротора агрегата по выражению: $1 / 0,903 \cdot \sqrt{\cos \delta}$.

С использованием описанной имитационной модели исследовались следующие режимы:

1) переход режима работы малой ГЭС на выделенную нагрузку при отключении связи с ЭЭС со стороны приемного конца ВЛЭП выключателем Q1 (см. рис. 11);

2) кратковременное трехфазное КЗ на приемном конце ВЛЭП (см. рис. 11).

По результатам моделирования указанных режимов выполнялось сравнение показателей регулирования таких параметров режима ЭЭС, как углы нагрузки генераторов δ , напряжение на шинах малой ГЭС и частота переменного тока в сети при использовании обычных АРВ и АРС без прогнозирующего звена с типовой настройкой, прогностических АРВ и АРС, а также ГПАРС и ГПАРН, настроенных на резонансную частоту собственных колебаний ротора ведущего генератора малой ГЭС. Необходимо отметить, что настройка АРВ и АРС генераторов во всех рассматриваемых режимах и способах регулирования не изменялась.

На рис. 14 и 15 представлены временные зависимости параметров режима при отключении связи малой ГЭС с ЭЭС. Результаты моделирования показывают, что использование групповых прогностических регуляторов

напряжения и частоты положительно влияет на показатели качества управления по сравнению с локальным регулированием обычных или прогностических АРВ и АРС: уменьшается провал напряжения и частоты в сети (см. рис. 14); уменьшается время переходного процесса для частоты в сети (см. рис. 14 б); отсутствует перерегулирование напряжения на шинах малой ГЭС (см. рис. 14 а). При этом использование ГПАРС и ГПАРН позволяет практически исключить возможные колебания взаимного угла нагрузки двух генераторов малой ГЭС, что положительно влияет на внутригрупповые движения на станции, повышая устойчивость параллельной работы СГ (см. рис. 15).

Таким образом, использование ГПАРС и ГПАРН позволяет достичь положительного эффекта при регулировании напряжения и частоты в СЭС после отключения связи с ЭЭС без решения задачи настройки локальных регуляторов.

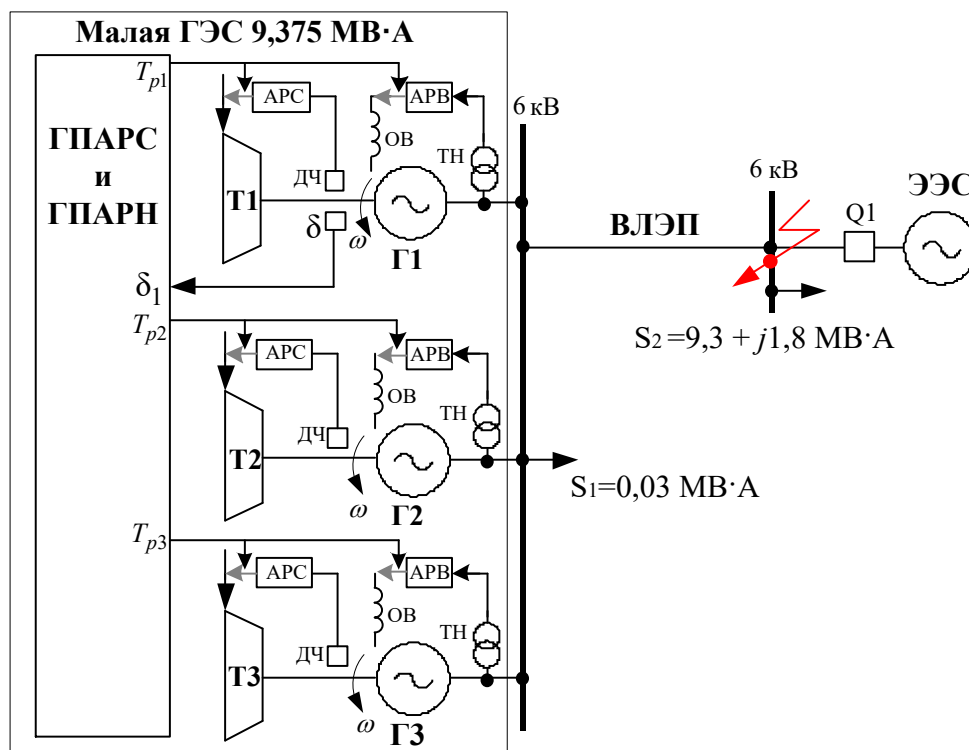


Рис. 11. Схема малой гидроэлектростанции с локальными и групповыми прогностическими автоматическими регуляторами: ДЧ – датчик частоты; ОВ – обмотка возбуждения;

ТН – трансформатор напряжения; Т – турбина; Г – генератор

Fig. 11. Diagram of a small hydroelectric power station with local and group predictive automatic regulators: ДЧ – frequency sensor; ОВ – excitation winding; ТН – voltage transformer; Т – turbine; Г – generator

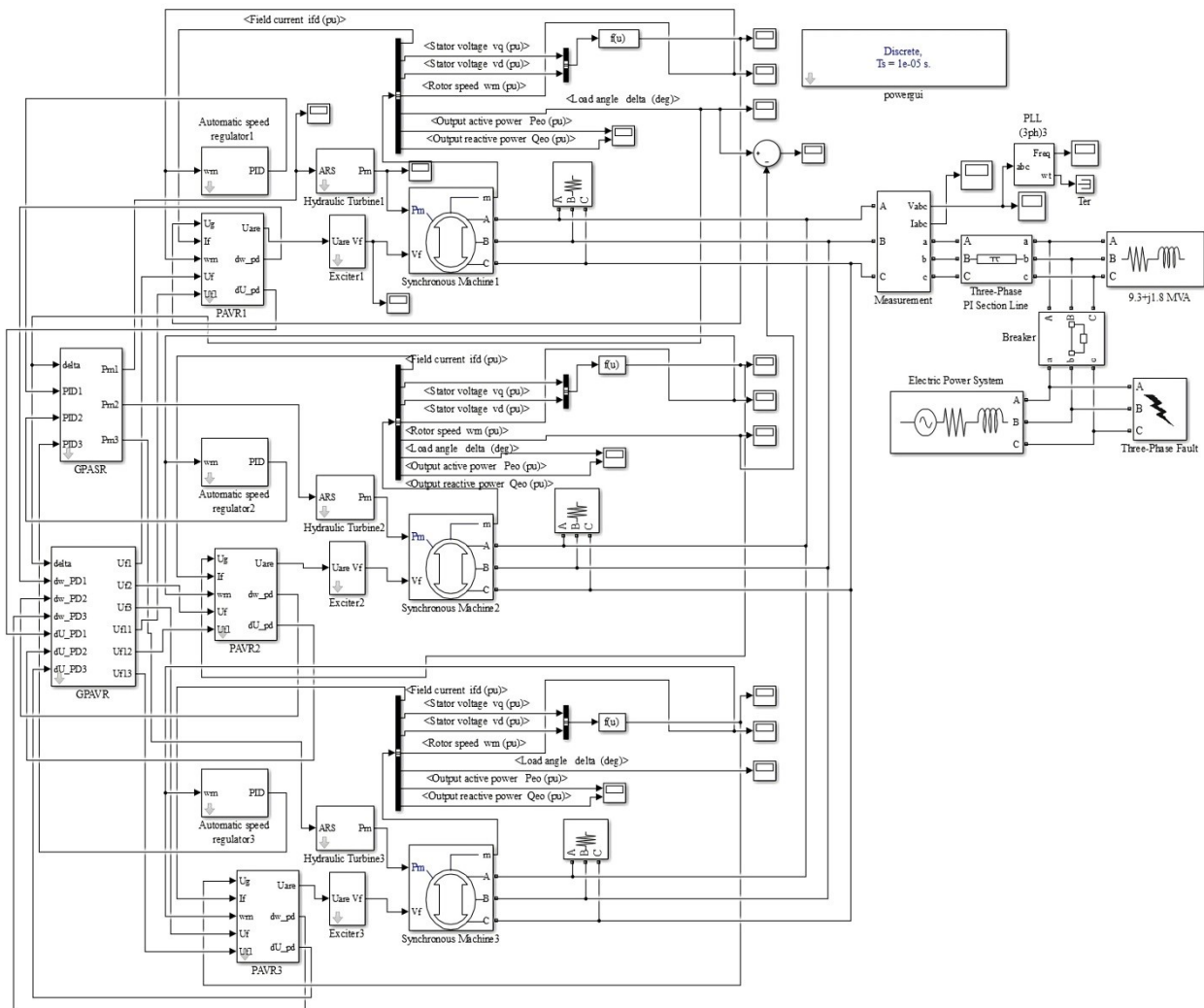


Рис. 12. Схема имитационной модели малой гидроэлектростанции в MatLab
 Fig. 12. Scheme of a simulation model of a small hydroelectric power plant in MatLab

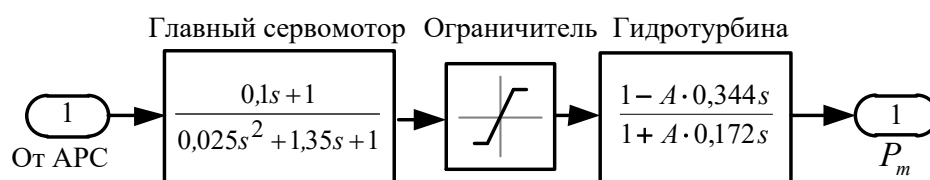


Рис. 13. Структурная схема модели гидротурбины с главным сервомотором:
 А – положение открытия направляющего аппарата
 Fig. 13. Block diagram of the hydroturbine model with the main servomotor:
 A – opening position of the guide vane

На рис. 16 и 17 представлены временные зависимости параметров режима ЭЭС при трехфазном коротком замыкании длительностью 0,3 с. Результаты моделирования показывают, что использование ГПАРС и ГПАРН улучшает показатели качества управления по сравнению с локальным регулированием обычных или прогностических АРВ и АРС:

значительно уменьшается время переходного процесса и величина перерегулирования для напряжения на шинах малой ГЭС (рис. 16 а); значительно уменьшается колебательность напряжения после отключения КЗ (см. рис. 16 а); значительно уменьшается время переходного процесса и величина перерегулирования для частоты в сети (см. рис. 16 б);

уменьшается колебательность частоты в сети (см. рис. 16 б). Использование ГПАРС и ГПАРН в режиме кратковременного КЗ также позволяет исключить возможные колебания

взаимного угла нагрузки двух генераторов малой ГЭС, что положительно влияет на равномерность загрузки агрегатов и внутригрупповые движения на станции (рис. 17).

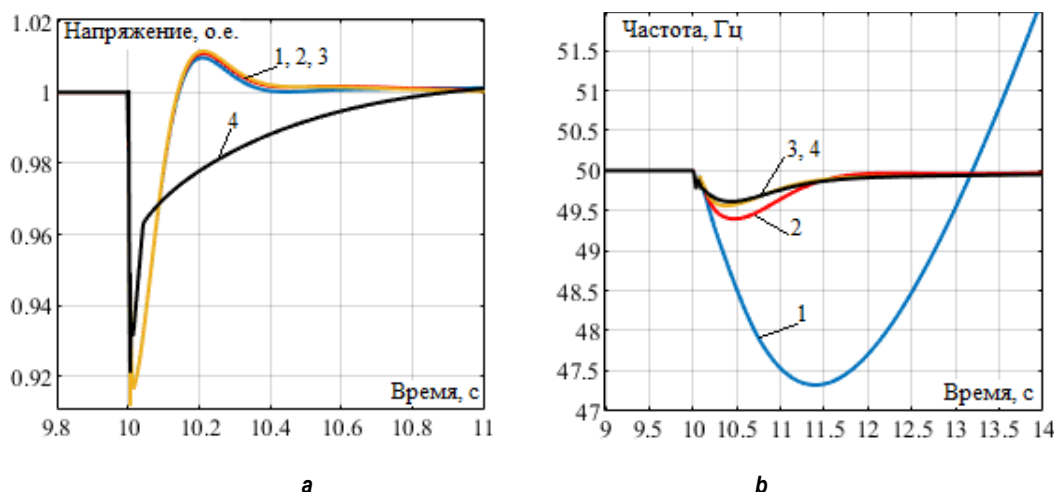


Рис. 14. Временные зависимости параметров режима работы систем электроснабжения при отключении связи с электроэнергетической системой: а – напряжение генератора; б – частота в сети; 1 – использовались обычные автоматические регуляторы возбуждения и автоматические регуляторы скорости без линейного прогнозирующего звена с типовой настройкой;

2 – локальное регулирование прогностическими автоматическими регуляторами возбуждения и скорости; 3 – использование группового прогностического автоматического регулятора скорости и обычных регуляторов возбуждения без линейного прогнозирующего звена; 4 – использование группового прогностического автоматического регулятора скорости и группового прогностического автоматического регулятора напряжения

Fig. 14. Time dependences of the operating mode parameters of power supply systems when the connection with the power grid is switched off: а – generator voltage; б – network frequency; 1 – conventional automatic excitation regulators and automatic speed regulators without a linear predictive link with a typical setting were used; 2 – local regulation by means of predictive automatic excitation and speed regulators; 3 – use of a group predictive automatic speed regulator and conventional excitation regulators without a linear predictive link; 4 – use of a group predictive automatic speed controller and a group predictive automatic voltage regulator

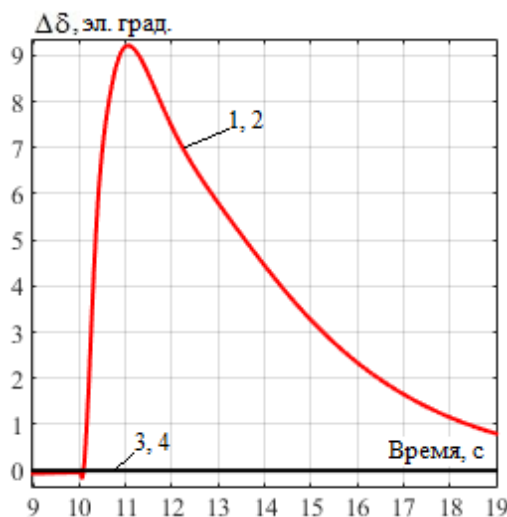


Рис. 15. Временные зависимости взаимного угла нагрузки двух генераторов $\Delta\delta = \delta_1 - \delta_2$ при отключении связи с электроэнергетической системой: обозначения 1, 2, 3 и 4 аналогичны рис. 14

Fig. 15. Time dependences of the mutual load angle of two generators $\Delta\delta = \delta_1 - \delta_2$ when the connection with the power grid is switched off: designators 1, 2, 3 and 4 are similar to the Fig. 14

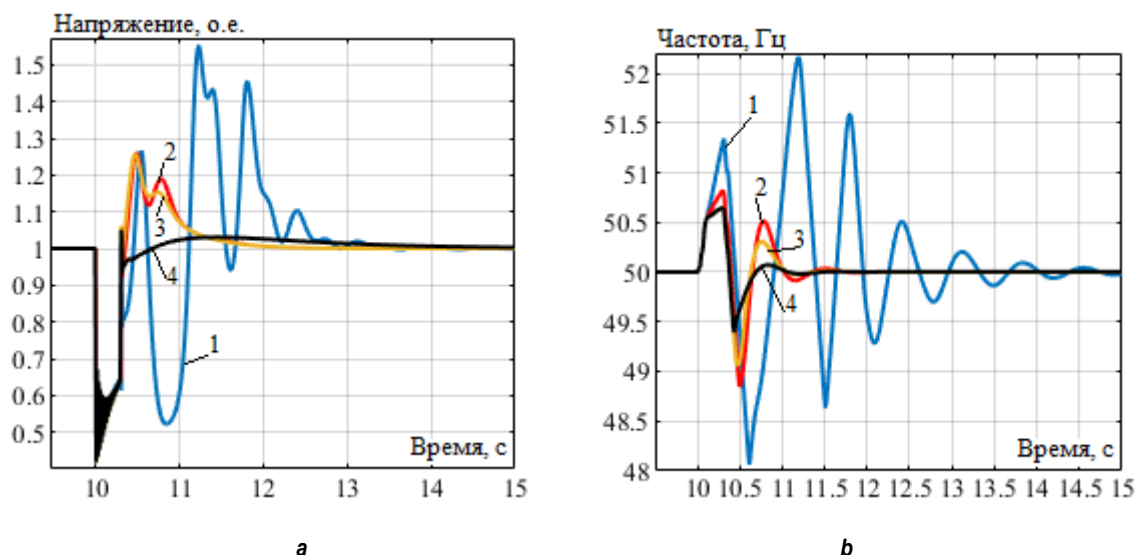


Рис. 16. Временные зависимости параметров режима исследуемой электроэнергетической системы при кратковременном трехфазном КЗ: а – напряжение генератора; б – частота в сети; обозначения 1, 2, 3 и 4 аналогичны рис. 14

Fig. 16. Time dependences of the mode parameters of the studied power grid at a short-term three-phase short circuit: а – generator voltage; б – network frequency; designators 1, 2, 3 and 4 are similar to the Fig. 14

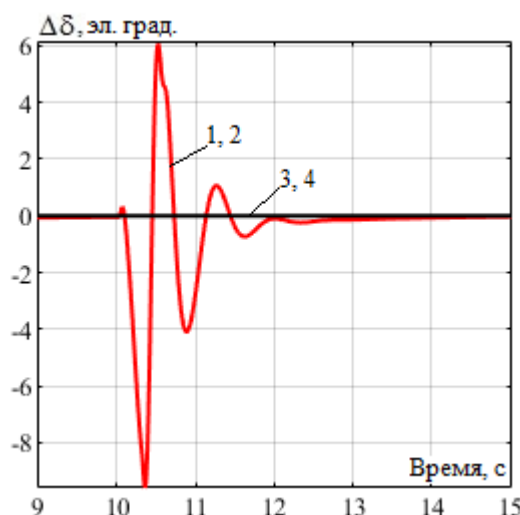


Рис. 17. Временные зависимости взаимного угла нагрузки двух генераторов $\Delta\delta = \delta_1 - \delta_2$ при кратковременном трехфазном коротком замыкании: обозначения 1, 2, 3 и 4 аналогичны рис. 14

Fig. 17. Time dependences of the mutual load angle of two generators $\Delta\delta = \delta_1 - \delta_2$ at a short-term three-phase short circuit: designators 1, 2, 3 and 4 are similar to the Fig. 14

Таким образом, результаты компьютерного моделирования подтвердили эффективность использования групповых прогностических регуляторов напряжения и частоты установок РГ, заключающуюся в положительном влиянии на качество управления параметрами ЭЭС в различных режимах работы.

ЗАКЛЮЧЕНИЕ

Обобщая результаты компьютерного мо-

делирования, можно сделать следующие выводы:

1. Групповое регулирование напряжения и частоты у однотипных ГТУ по сравнению с локальным регулированием позволяет значительно уменьшить провал напряжения во время пуска и перенапряжение после пуска мощного электродвигателя, снизить время переходного процесса и колебательность напряжения, а также скорость вращения ротора ведущего генератора, заметно умень-

шить перерегулирование скорости вращения ротора генератора после пуска электродвигателя. При этом более плавно изменяется угол нагрузки δ ведущего генератора и уменьшается колебательность скорости вращения ротора асинхронного электродвигателя при пуске.

2. Использование ГПАРС и ГПАРН по сравнению с локальным регулированием ГТУ прогностическими АРВ и АРС позволяет в 1,75 раза снизить максимальный провал напряжения при подключении дополнительной мощной нагрузки в изолированной СЭС, а по сравнению с локальным регулированием ГТУ обычными АРВ и АРС – в 3,5 раза. Кроме того, локальное или групповое прогностическое регулирование напряжения и частоты по сравнению с использованием стандартных АРВ и АРС дает возможность исключить колебательность, перерегулирование, а также уменьшить в 3 раза время переходного процесса скорости вращения ротора ведущего генератора ГТУ.

3. Применение прогностических алгоритмов позволяет уменьшить время переходного процесса, величину перерегулирования и колебательность напряжения и скорости ротора генератора при кратковременном трехфазном КЗ в изолированной СЭС с ГТУ и мощной асинхронной нагрузкой; использование ГПАРС и ГПАРН по сравнению с локальным регулированием несколько снижает провал напряжения и уменьшает время переходного процесса для напряжения, однако при этом наблюдается перенапряжение после отключения КЗ.

4. Использование групповых прогностических регуляторов напряжения и частоты для малой ГЭС положительно влияет на показатели качества управления по сравнению с локальным регулированием обычных или

прогностических АРВ и АРС. При отключении связи с ЭЭС уменьшается провал напряжения и частоты в сети, значительно снижается время переходного процесса для частоты в сети, а также исключается перерегулирование напряжения на шинах малой ГЭС.

5. Использование предлагаемых групповых прогностических регуляторов напряжения и частоты для малой ГЭС при кратковременном трехфазном КЗ также улучшает показатели качества управления по сравнению с локальным регулированием обычных или прогностических АРВ и АРС: значительно уменьшается время переходного процесса и величина перерегулирования для напряжения на шинах станции; значительно уменьшается колебательность напряжения после отключения КЗ; практически в 1,5 раза уменьшается время переходного процесса и в 2,3 раза величина перерегулирования для частоты в сети; также уменьшается колебательность частоты в сети.

6. Использование ГПАРС и ГПАРН позволяет исключить возможные колебания взаимного угла нагрузки двух генераторов малой ГЭС во всех рассматриваемых режимах, что положительно влияет на равномерность загрузки агрегатов, внутригрупповые движения на станции, повышая устойчивость параллельной работы синхронных генераторов.

7. Предложены методы формирования и настройки групповых прогностических регуляторов напряжения и частоты на основе определения резонансной частоты колебаний ротора ведущего генератора. Предложенный подход позволяет получить лучшие показатели качества управления напряжением и частотой в СЭС при сохранении прежних настроек АРВ и АРС синхронных генераторов.

Список источников

1. Fathabad A. M., Cheng Jianqiang, Pan Kai, Qiu Feng. Data-driven planning for renewable distributed generation integration // IEEE Transactions on Power Systems. 2020. Vol. 35. Iss. 6. P. 4357–4368. <https://doi.org/10.1109/TPWRS.2020.3001235>.
2. Melgar-Dominguez O. D., Pourakbari-Kasmaei M., Mantovani J.R.S. Adaptive robust short-term planning of

electrical distribution systems considering siting and sizing of renewable energy based DG units // IEEE Transactions on Sustainable Energy. 2019. Vol. 10. Iss. 1. P. 158–169. <https://doi.org/10.1109/TSTE.2018.2828778>.
3. Ehsan A., Yang Qiang. Optimal integration and planning of renewable distributed generation in the power distribution networks: a review of analytical techniques //

Applied Energy. 2018. Vol. 210. P. 44–59. <https://doi.org/10.1016/j.apenergy.2017.10.106>.

4. Ceseña E. A. M., Capuder T., Mancarella P. Flexible distributed multienergy generation system expansion planning under uncertainty // IEEE Power and Energy Society General Meeting (Boston, 17–21 July 2016). Boston: IEEE, 2016. Vol. 7. P. 348–357. <https://doi.org/10.1109/PESGM.2016.7741088>.

5. Rezvani M. M., Mehraeen S. A new approach for steady-state analysis of a hybrid AC-DC microgrid // IEEE Texas Power and Energy Conference (TPEC) (Texas, 7–8 February 2019). Texas: IEEE, 2019. P. 1–5. <https://doi.org/10.1109/TPEC.2019.8662128>.

6. Liere-Netheler I., Schuldt F., Maydell K., Agert C. Simulation of incidental distributed generation curtailment to maximize the integration of renewable energy generation in power systems // Energies. 2020. Vol. 13. No. 16. P. 4173. <https://doi.org/10.3390/en13164173>.

7. Suslov K., Shushpanov I., Buryanina N., Ilyushin P. Flexible power distribution networks: new opportunities and applications // Proceedings of the 9th International Conference on Smart Cities and Green ICT Systems (SMARTGREENS). 2020. P. 57–64. <https://doi.org/10.5220/0009393300570064>.

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. <https://doi.org/10.5772/61172>.

9. 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>.

10. Saad M. S., Jamaluddin H., Darus I. Z. M. Implementation of PID controller tuning using differential evolution and genetic algorithms // International Journal of Innovate Computing, Information and Control. 2012. Vol. 8. No. 11. P. 7761–7779.

11. Chen Ying, Ma Yong-jie, Yun Wen-xia. Application of Improved genetic algorithm in PID controller parameters optimization // Telkomnika. 2013. Vol. 11. No. 3. P. 1524–1530. <https://doi.org/10.11591/telkomnika.v11i3.2301>.

12. 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 (ICIEAM). 2016. <https://doi.org/10.1109/ICIEAM.2016.7911456>.

13. Пикина Г. А. Принцип управления по прогнозу и возможность настройки систем регулирования одним параметром // Новое в российской электроэнергетике. 2014. № 3. С. 3–13.

14. 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. <https://doi.org/10.1109/FarEastCon50210.2020.9271646>.

15. Bulatov Yu. N., Kryukov A. V., Nguen Van Huan. Simulation of gas turbine power plants with voltage and speed prognostic regulators // International Russian Automation Conference (RusAutoCon). 2020. <https://doi.org/10.1109/RusAutoCon49822.2020.9208114>.

16. Bulatov Yu. N., Kryukov A. V., Nguyen Van Huan. Automatic prognostic regulators of distributed generators // International Multi-Conference on Industrial Engineering and Modern Technologies (FarEastCon). 2018. <https://doi.org/10.1109/FarEastCon.2018.8602718>.

17. 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>.

18. Бушуев В. В., Лизалек Н. Н., Новиков Н. Л. Динамические свойства энергосистем. М.: Энергоатомиздат, 1995. 320 с.

19. Vittal V., McCalley J. D., Anderson P. M., Fouad A. A. Power system control and stability. 3rd Edition. Hoboken: Wiley-IEEE Press, 2019. 832 p.

20. 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. Fathabad A. M., Cheng Jianqiang, Pan Kai, Qiu Feng. Data-driven planning for renewable distributed generation integration. In: *IEEE Transactions on Power Systems*. 2020;35(6):4357–4368. <https://doi.org/10.1109/TPWRS.2020.3001235>.

2. Melgar-Dominguez O. D., Pourakbari-Kasmaei M., Mantovani J.R.S. Adaptive robust short-term planning of electrical distribution systems considering siting and sizing of renewable energy based DG units. In: *IEEE Transactions on Sustainable Energy*. 2019;10(1):158–169. <https://doi.org/10.1109/TSTE.2018.2828778>.

3. Ehsan A., Yang Qiang. Optimal integration and planning of renewable distributed generation in the power distribution networks: a review of analytical techniques. *Applied Energy*. 2018;210:44–59.

<https://doi.org/10.1016/j.apenergy.2017.10.106>.

4. Ceseña E. A. M., Capuder T., Mancarella P. Flexible distributed multienergy generation system expansion planning under uncertainty. In: *IEEE Power and Energy Society General Meeting*. 17–21 July 2016, Boston. Boston: IEEE; 2016, vol. 7, p. 348–357. <https://doi.org/10.1109/PESGM.2016.7741088>.

5. Rezvani M. M., Mehraeen S. A new approach for steady-state analysis of a hybrid AC-DC microgrid. In: *IEEE Texas Power and Energy Conference (TPEC)*. 7–8 February 2019, Texas. Texas: IEEE; 2019, p. 1–5. <https://doi.org/10.1109/TPEC.2019.8662128>.

6. Liere-Netheler I., Schuldt F., Maydell K., Agert C. Simulation of incidental distributed generation curtailment to maximize the integration of renewable energy generation

in power systems. *Energies*. 2020;13(16):4173. <https://doi.org/10.3390/en13164173>.

7. Suslov K., Shushpanov I., Buryanina N., Ilyushin P. Flexible power distribution networks: new opportunities and applications. In: *Proceedings of the 9th International Conference on Smart Cities and Green ICT Systems (SMARTGREENS)*. 2020;57–64. <https://doi.org/10.5220/0009393300570064>.

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. <https://doi.org/10.5772/61172>.

9. 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: Proceedings of the International Conference*. 2018. <https://doi.org/10.1109/ICHQP.2018.8378834>.

10. Saad M. S., Jamaluddin H., Darus I. Z. M. Implementation of PID controller tuning using differential evolution and genetic algorithms. *International Journal of Innovate Computing, Information and Control*. 2012;8(11):7761–7779.

11. Chen Ying, Ma Yong-jie, Yun Wen-xia. Application of improved genetic algorithm in PID controller parameters optimization. *Telkomnika*. 2013;11(3):1524–1530. <https://doi.org/10.11591/telkomnika.v11i3.2301>.

12. 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 (ICIEAM)*. 2016. <https://doi.org/10.1109/ICIEAM.2016.7911456>.

13. Pikina G. A. The principle of predictive control and the ability to configure control systems with one parameter.

Novoye v rossiyskoy elektroenergetike. 2014;3:5–13. (In Russ.).

14. 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 (FarEastCon)*. 2020. <https://doi.org/10.1109/FarEastCon50210.2020.9271646>.

15. Bulatov Yu. N., Kryukov A. V., Nguen Van Huan. Simulation of gas turbine power plants with voltage and speed prognostic regulators. In: *International Russian Automation Conference (RusAutoCon)*. 2020. <https://doi.org/10.1109/RusAutoCon49822.2020.9208114>.

16. 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 (FarEastCon)*. 2018. <https://doi.org/10.1109/FarEastCon.2018.8602718>.

17. 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>.

18. Bushuev V. V., Lizalek N. N., Novikov N. L. *Dynamic properties of power systems*. Moscow: Energoatomizdat; 1995, 320 p. (In Russ.).

19. Vittal V., McCalley J. D., Anderson P. M., Fouad A. A. *Power system control and stability*. 3rd Edition. Hoboken: Wiley-IEEE Press; 2019, 832 p.

20. Merkuriev G. V., Shargin Yu. M. *Stability of power systems*. In 2 vol., vol. 2. Saint Petersburg: Non-state educational private 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

Вклад автора

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 24.08.2021; одобрена после рецензирования 06.10.2021; принята к публикации 26.10.2021.

INFORMATION ABOUT THE AUTHOR

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

Contribution of the author

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 no conflict of interests.

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

Information about the article

The article was submitted 24.08.2021; approved after reviewing 06.10.2021; accepted for publication 26.10.2021.