

ИНФОРМАТИКА,
ВЫЧИСЛИТЕЛЬНАЯ ТЕХНИКА
И УПРАВЛЕНИЕ

INFORMATICS,
COMPPUTER ENGINEERING
AND CONTROL

УДК 681.5

DOI: 10.17212/2782-2001-2021-2-19-34

Исследование кибербезопасности прогностических алгоритмов управления для установок распределенной генерации*

Ю.Н. БУЛАТОВ^{1,a}, А.В. КРЮКОВ^{2,3,b}

¹ 665709, РФ, г. Братск, ул. Макаренко, 40, Братский государственный университет

² 664074, РФ, г. Иркутск, ул. Чернышевского, 15, Иркутский государственный университет путей сообщения

³ 664074, РФ, г. Иркутск, ул. Лермонтова, 83, Иркутский национальный исследовательский технический университет

^a bulatovyura@yandex.ru ^b and_kryukov@mail.ru

В электроэнергетике активно развивается направление, связанное с применением установок распределенной генерации (РГ), расположенных вблизи энергопринимающих устройств потребителей. Внедрение установок РГ связано с решением множества технических задач, одной из которых является оптимизация настроек автоматических регуляторов возбуждения (АРВ) и скорости (АРС) синхронных генераторов во всех возможных режимах работы. Это требует использования сложных моделей систем электроснабжения, установок распределенной генерации и их регуляторов, а также трудоемких расчетов, учитывающих большое количество взаимосвязанных параметров. Однако существует и другой подход, основанный на применении прогностических регуляторов, для настройки которых при линейных прогнозных моделях нужен только один параметр.

В статье приведено описание метода построения и настройки предлагаемого прогностического АРС синхронного генератора, а также компьютерных моделей установок распределенной генерации, используемых для проведения исследований. Цель исследований состояла в определении кибербезопасности систем электроснабжения, оснащенных установками распределенной генерации с прогностическими регуляторами скорости, которые могут быть реализованы на базе микропроцессорной техники. Исследования проводились в системе MATLAB с применением пакетов имитационного моделирования Simulink и SymPowerSystems на компьютерных моделях установок РГ с одним турбогенератором, работающим на выделенную нагрузку, а также группой гидрогенераторов, связанных с электроэнергетической системой большой мощности. Результаты моделирования показали эффективность предлагаемых прогностических алгоритмов управления, а также то, что их кибербезопасность можно повысить

* Статья получена 26 января 2021 г.

Работа выполнена при финансовой поддержке по гранту государственного задания Министерства науки и высшего образования России (проект № 0667-2020-0039).

путем введения аппаратных ограничений на диапазон изменения постоянной времени прогнозирующего звена.

Ключевые слова: установки распределенной генерации, синхронные генераторы, прогностические алгоритмы управления, кибербезопасность, автоматический регулятор скорости, линейное прогнозирующее звено, система электроснабжения, компьютерное моделирование

ВВЕДЕНИЕ

В настоящее время активно развивается направление, связанное с использованием в электроэнергетике установок распределенной генерации (РГ) [1–5], расположенных вблизи энергопринимающих устройств потребителей. Применение таких установок позволяет уменьшить нагрузки питающей сети, снизить потери, повысить надежность электроснабжения потребителей и качество электроэнергии [2, 6]. Однако внедрение установок РГ требует решения множества задач, одной из которых является оптимизация настроек автоматических регуляторов возбуждения (АРВ) и скорости (АРС) синхронных генераторов [7–10] во всех возможных режимах с целью обеспечения их надежной и устойчивой работы в системе электроснабжения (СЭС), имеющей связь с электроэнергетической системой (ЭЭС) большой мощности. Это требует использования сложных моделей ЭЭС и СЭС, установок РГ и их автоматических регуляторов, а также трудоемких расчетов, учитывающих большое количество взаимосвязанных параметров.

Существует другой подход, основанный на применении прогностических алгоритмов [11, 12], предполагающих работу регулятора по рассчитанному прогнозу погрешности $\varepsilon(t + \Delta t)$. Прогнозирование с помощью линейной модели может быть реализовано по двум значениям регулируемой величины: текущему и предыдущему. Проведенные исследования на компьютерных моделях СЭС с установками РГ [13, 14] показали, что применение линейного прогнозирующего звена в АРВ и АРС позволяет улучшить показатели качества управления напряжением и частотой при различных возмущениях, а также позволяет придать регулятору скорости адаптивные свойства [15].

Построение прогностических регуляторов установок РГ возможно с использованием цифровых (микропроцессорных) АРВ и АРС. Для этого необходимо изучить влияние произвольного изменения постоянной времени прогнозирующего звена на работу систем управления (СУ) распределенными генераторами СЭС. Такое изменение может быть проведено в результате кибератаки на СУ энергообъектов.

Ниже приводится описание математической модели автопрогностического (самонастраивающегося) АРС синхронного генератора, метода его настройки и компьютерных моделей установок РГ, с использованием которых были проведены исследования. Цель исследований состояла в определении устойчивости линейных прогностических алгоритмов управления к несанкционированным изменениям времени прогноза. Исследования проводились в системе MATLAB на компьютерных моделях установок РГ с одним генератором и группой генераторов.

1. МЕТОД ПОСТРОЕНИЯ И НАСТРОЙКИ ПРОГНОСТИЧЕСКОГО РЕГУЛЯТОРА СКОРОСТИ СИНХРОННОГО ГЕНЕРАТОРА

Частота переменного тока является важным параметром, характеризующим качество электрической энергии, и к ее стабильности предъявляются жесткие требования. Выполнить эти требования можно на основе использования алгоритмов, позволяющих с минимальными затратами усовершенствовать классический АРС. Например, применение алгоритмов прогноза позволяет повысить эффективность работы систем автоматического управления при сохранении настроек типового регулятора [14, 16]. Прогностический регулятор может состоять из двух последовательно соединенных элементов: пропорционально-интегрально-дифференциального (ПИД) регулятора и прогнозирующего звена. Наиболее просто реализуется линейное прогнозирующее звено (ЛПЗ) со следующей передаточной функцией [14]:

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

где T_p – постоянная времени ЛПЗ, или время прогноза; s – оператор Лапласа.

При использовании прогностических регуляторов возникает задача определения времени прогноза для различных режимов работы объекта регулирования. В работе [14] показано, что величина T_p должна быть близкой к десятой доле периода собственных колебаний оптимально настроенной замкнутой системы автоматического регулирования. При этом исследования, проведенные в [14] для двухконтурной системы регулирования, показывают, что наибольший эффект от прогнозирования удастся достичь при увеличении времени прогноза до 100 с.

Для настройки прогностического регулятора скорости предлагается использовать частоту f_p собственных колебаний ротора генератора [17, 18]:

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

где P_s – синхронизирующая мощность генератора, о. е.; U_g – номинальное напряжение, о. е.; δ – угол между напряжением и ЭДС E_q , эл. град.; X_d – индуктивное сопротивление по продольной оси, о. е.; ω_0 – номинальная угловая частота, рад/с; T_{je} – эквивалентная постоянная механической инерции агрегата, с.

Постоянная времени ЛПЗ определяется так: $T_p = 1 / f_p$.

Проведенные исследования [13, 15] показали, что наибольший эффект удастся получить при использовании усилителя, включенного последовательно с ЛПЗ.

Частота f_p и обратно пропорциональная ей постоянная времени T_p зависят от угла нагрузки δ . Поэтому целесообразно корректировать T_p в режиме реального времени при вариации режима работы синхронного генератора. Струк-

турная схема предлагаемой системы регулирования скорости с автоматически настраиваемым ЛПЗ показана на рис. 1. Следует отметить, что функция $f_p(\delta)$ зависит от параметров конкретного агрегата и сети, к которой он подключен.

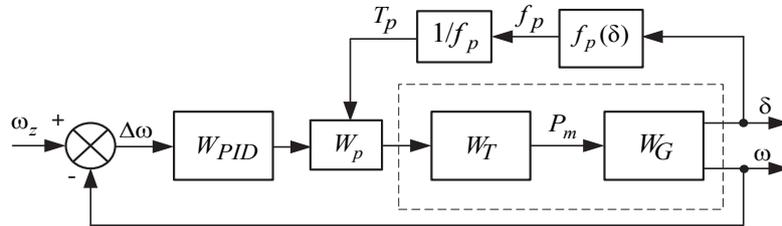


Рис. 1. Система регулирования частоты, использующая автопрогностический АРС; отдельным блокам отвечают следующие передаточные функции:

W_G – генератор; W_T – турбина; W_{PID} – АРС (ПИД-регулятор); W_p – ЛПЗ

Fig. 1. A frequency control system using an auto-predictive automatic speed regulator (ASR); the following transfer functions correspond to individual units:

W_G is the generator; W_T is the turbine; W_{PID} is ASR (a PID controller); W_p is the linear predictor

Предлагаемая структура системы регулирования частоты позволяет модернизировать классический АРС и автоматически в режиме реального времени вычислять постоянную T_p прогнозирующего звена. Для ее правильного определения необходимо задать параметры агрегата установки РГ в соответствии с выражением (2). Представленная структура системы регулирования частоты может использоваться для различных установок РГ: турбогенераторных, гидрогенераторных, газотурбинных, дизельных и других.

2. ОПИСАНИЕ КОМПЬЮТЕРНЫХ МОДЕЛЕЙ УСТАНОВОК РГ, ИСПОЛЬЗУЮЩИХ АВТОПРОГНОСТИЧЕСКИЙ АРС

Компьютерные модели установок РГ с автопрогностическим АРС создавались в системе MATLAB с использованием пакетов Simulink и SymPower-Systems для автономно работающей турбогенераторной установки (ТГУ) и для малой гидроэлектростанции (ГЭС), состоящей из трех агрегатов.

Для турбогенератора, приводимого во вращение паровой турбиной, использовался блок библиотеки SymPowerSystems системы MATLAB – Synchronous Machine. Схема модели ТГУ, показанная на рис. 2, состоит из следующих основных блоков: синхронная машина (блок Synchronous Machine); возбудитель (блок Exciter); АРВ и АРС (блоки MARE и Automatic regulator of rotor speed); паровая турбина (блок Steam turbine).

На рис. 3 представлена схема модели паровой турбины с промежуточным отбором пара.

Для системы возбуждения использовалась передаточная функция [18]

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

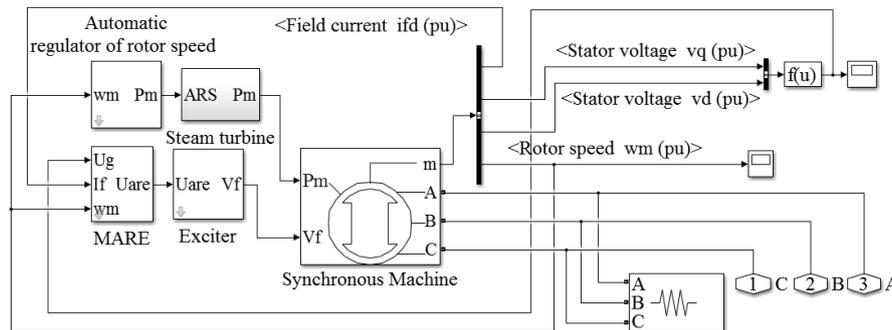


Рис. 2. Схема модели ТГУ в MATLAB

Fig. 2. Diagram of a turbine generator set (TGS) model in MATLAB

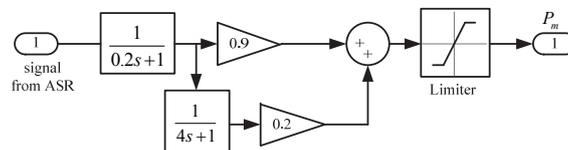


Рис. 3. Структурная схема модели паровой турбины

Fig. 3. Block diagram of a steam turbine model

Структурная схема модели АРВ, подробное описание которого приведено в работе [10], показана на рис. 4. Схема модели АРС приведена на рис. 5, где также представлено выражение для расчета постоянной времени ЛПЗ, которое было определено в соответствии с параметрами турбогенератора: $X_d = 2,34$ о. е., $E_q = 1,25$ о. е., $U_g = 1$ о. е., $T_{je} = 5,13$ с. С помощью блока Step имитировалось внешнее воздействие на прогнозирующее звено регулятора, изменяющее время прогноза.

Коэффициенты настройки АРВ и АРС определялись из практических соображений.

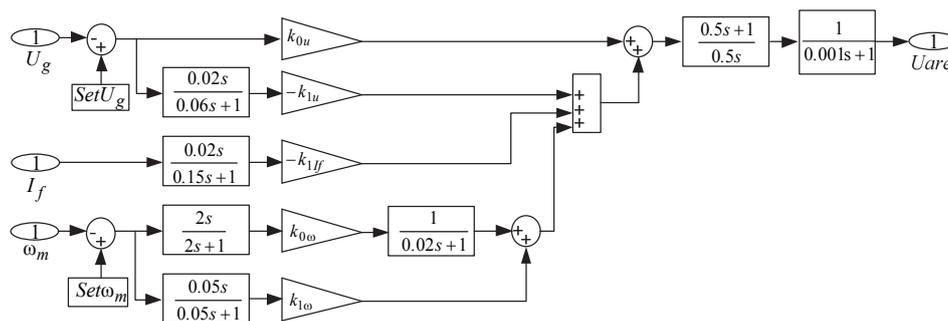


Рис. 4. Схема модели АРВ:

U_g – текущее напряжение; $SetU_g$ – заданное значение напряжения; I_f – ток возбуждения; ω_m – текущее значение частоты вращения ротора; $Set\omega_m$ – заданное значение частоты вращения; $k_{0u}, k_{1u}, k_{1If}, k_{0\omega}, k_{1\omega}$ – коэффициенты настройки АРВ

Fig. 4. Automatic voltage regulator (AVR) model diagram:

U_g is the current voltage; $SetU_g$ is a preset voltage value; I_f is the excitation current; ω_m is the current value of the rotor speed; $Set\omega_m$ is a set value of the rotor speed; $k_{0u}, k_{1u}, k_{1If}, k_{0\omega}, k_{1\omega}$ are tuning factors of AVR

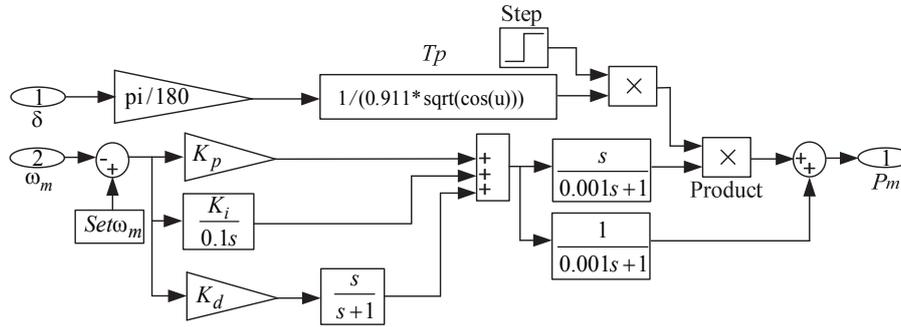


Рис. 5. Модель автопрогностического APC:

K_p, K_i, K_d – коэффициенты настройки

Fig. 5. Auto-predictive ASR model:

K_p, K_i, K_d are tuning factors

Гидрогенератор моделировался по модели, представленной на рис. 2. Модель гидротурбины показана на рис. 6, где приведены передаточные функции и параметры главного сервомотора и гидротурбины [18].

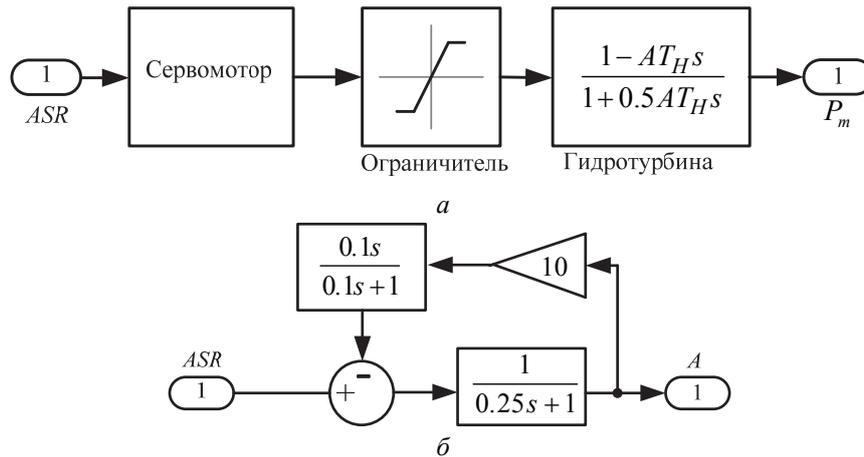


Рис. 6. Модель гидротурбины (а) и главного сервомотора (б):

$T_H = 0.344$ с – постоянная времени гидротурбины; A – положение открытия направляющего аппарата

Fig. 6. Model of the hydraulic turbine (a) and the main servo motor (b):

$T_H = 0.344$ s is the time constant of the hydraulic turbine; A is an opening position of the guide vane

При моделировании использовались следующие параметры гидрогенератора: $X_d = 2,84$ о. е., $E_q = 1,1$ о. е., $U_g = 1$ о. е., $T_{je} = 3,779$ с. В соответствии с этими параметрами постоянная времени ЛПЗ автопрогностического APC определялась так:

$$T_p = \frac{1}{f_p(\delta)} = \frac{1}{0,903 \sqrt{\cos \delta}}.$$

3. РЕЗУЛЬТАТЫ МОДЕЛИРОВАНИЯ

Исследовались устойчивость и правильность работы линейных прогностических алгоритмов управления в случае несанкционированного изменения времени прогноза. В качестве возмущения рассматривалось кратковременное трехфазное короткое замыкание (КЗ). Исследования проводились в системе MATLAB на компьютерных моделях установок РГ с одним генератором и группой генераторов (рис. 7).

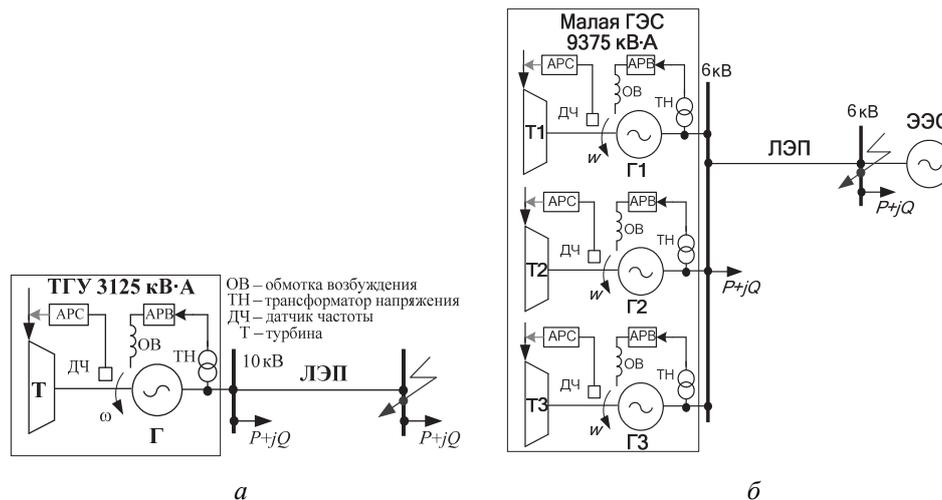


Рис. 7. Схемы СЭС:

a – изолированная СЭС с ТГУ; *б* – группа гидрогенераторов малой ГЭС, имеющей связь с ЭЭС

Fig. 7. Power supply system (PSS) diagrams:

a is an isolated PSS with TGS; *b* is a group of hydrogenerators of a small hydroelectric power station which is connected to the electric power system

Рассматривались следующие схемы и режимы работы СЭС с измененным в результате кибератаки временем прогноза АРС:

1) работа ТГУ на выделенную нагрузку (рис. 7, *a*) в нормальном режиме и при трехфазном КЗ у потребителя, отключающемся релейной защитой через 0,3 с;

2) работа малой ГЭС, состоящей из трех гидрогенераторов, связанных через линию с ЭЭС большой мощности (рис. 7, *б*) в тех же режимах.

В результате кибератаки постоянная времени прогнозирующего звена автоматического регулятора скорости принимала значения, умноженные на -100 , -1 , 0 , 100 , 10^6 .

Результаты моделирования работы ТГУ на выделенную нагрузку (рис. 7, *a*) представлены в виде временных зависимостей скорости вращения ротора и напряжения генератора на рис. 8 и 9. В рассматриваемой изолированной СЭС частота напряжения и тока определяется скоростью вращения ротора генератора (рис. 8). По результатам моделирования можно сделать вывод о том, что увеличение, а также зануление постоянной времени прогнозирующего звена не выводит синхронный генератор из устойчивой работы даже при коротком

замыкании. Однако при $T_p = 0$ увеличивается колебательность и перерегулирование, повышается время переходного процесса по сравнению с режимами, когда T_p имеет нормальное или увеличенное значение (рис. 8). При отрицательной постоянной времени ЛПЗ наблюдается неправильная работа АРС, приводящая при КЗ к потере устойчивости и резкому снижению частоты вращения ротора генератора (характеристики 5 и 6 на рис. 8). Необходимо также отметить влияние отрицательных значений T_p на напряжение генератора, приводящее к появлению колебаний, которые после КЗ усиливаются (рис. 9, б). Таким образом, работа автопрогностического АРС с отрицательным значением постоянной времени линейного прогнозирующего звена недопустима.

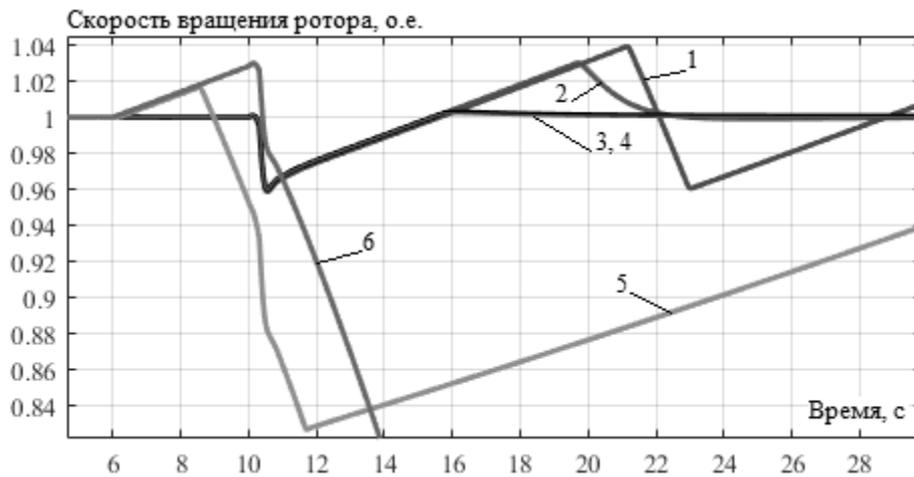


Рис. 8. Временная зависимость скорости вращения ротора генератора при КЗ с измененной в результате кибератаки постоянной времени прогноза:

1 – $T_p = 0$; 2 – T_p рассчитывается автоматически и не изменяется; 3 – T_p увеличена в 100 раз; 4 – T_p увеличена в 10^6 раз; 5 – T_p умножена на -1 ; 6 – T_p умножена на -100

Fig. 8. Time dependence of the generator rotor speed at short circuit with the forecast time constant changed as a result of the cyber attack:

1 is $T_p = 0$; 2 – T_p is calculated automatically and does not change; 3 is T_p increased by 100 times; 4 is T_p increased by 10^6 times; 5 is T_p multiplied by -1 ; 6 is T_p multiplied by -100

Результаты моделирования при возмущениях для СЭС с группой гидрогенераторов, связанных с ЭЭС, представлены в виде временных зависимостей напряжения, скорости вращения и частоты на рис. 10–12. Изменение в результате кибератаки постоянной времени ЛПЗ одного из гидрогенераторов не привело к потере устойчивости при КЗ в системе; при этом нулевое и отрицательное значение T_p вызывало рост величин перерегулирования, колебательности и времени переходного процесса для напряжения, скорости ротора и частоты (характеристики 1 и 4 на рис. 10–12) по сравнению с автоматически рассчитанным значением T_p .

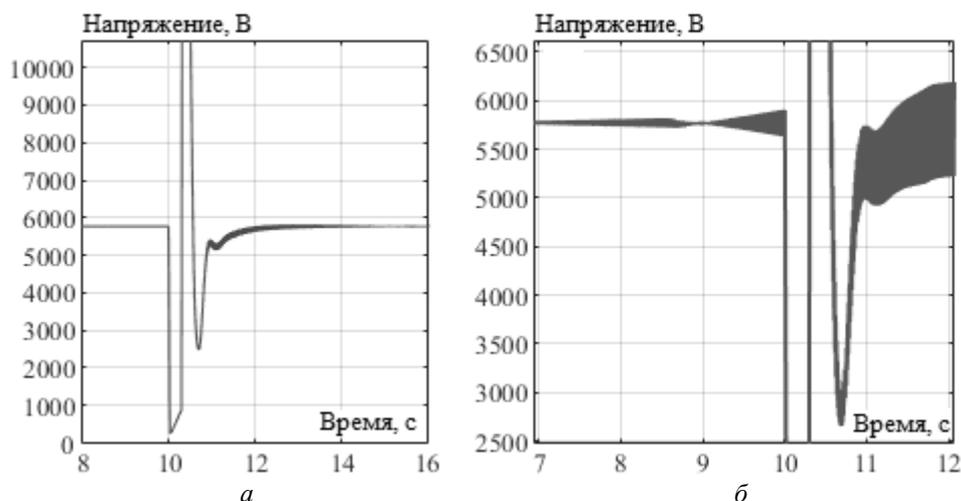


Рис. 9. Временная зависимость напряжения генератора при КЗ с измененной в результате кибератаки постоянной времени прогноза:

a – T_p увеличена до 10^6 ; *б* – T_p умножена на -100

Fig. 9. Time dependence of the generator voltage at short circuit with the forecast time constant changed as a result of a cyber attack:

a is T_p increased to 10^6 ; *b* is T_p multiplied by -100

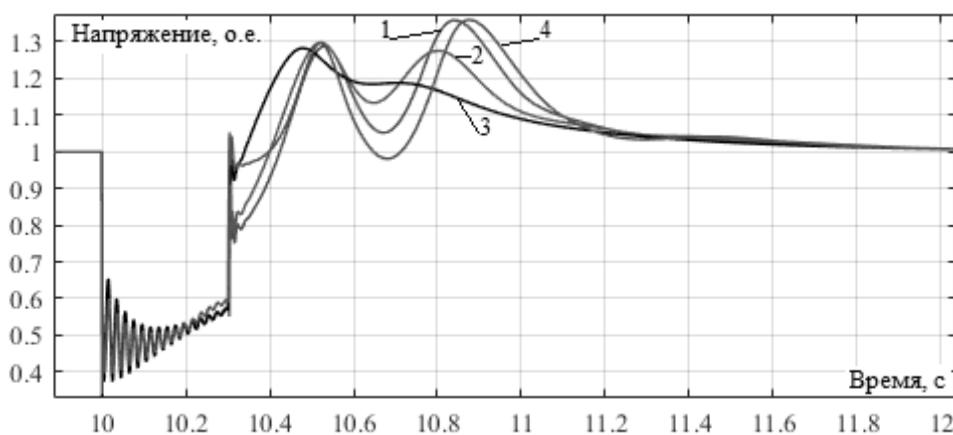


Рис. 10. Временные зависимости напряжений:

1 – $T_p = 0$; 2 – T_p рассчитывается автоматически и не изменяется; 3 – T_p увеличена в n раз, где n – число параллельно работающих генераторов; 4 – T_p умножена на -100

Fig. 10. Time dependences of voltages:

1 is $T_p = 0$; 2 is T_p is calculated automatically and does not change; 3 is T_p increased n times, where n is the number of parallel operating generators; 4 is T_p multiplied by -100

Результаты моделирования также показали, что лучшего эффекта регулирования удастся достичь при увеличении постоянной времени ЛПЗ в n раз, где n – число параллельно работающих генераторов в группе (характеристики 3 на рис. 10–12): практически отсутствует колебательность, значительно уменьшается перерегулирование и время переходного процесса для напряже-

ния, скорости ротора и частоты в сети после возникновения и отключения КЗ; снижается провал частоты; управление скоростью вращения ротора становится более плавным.

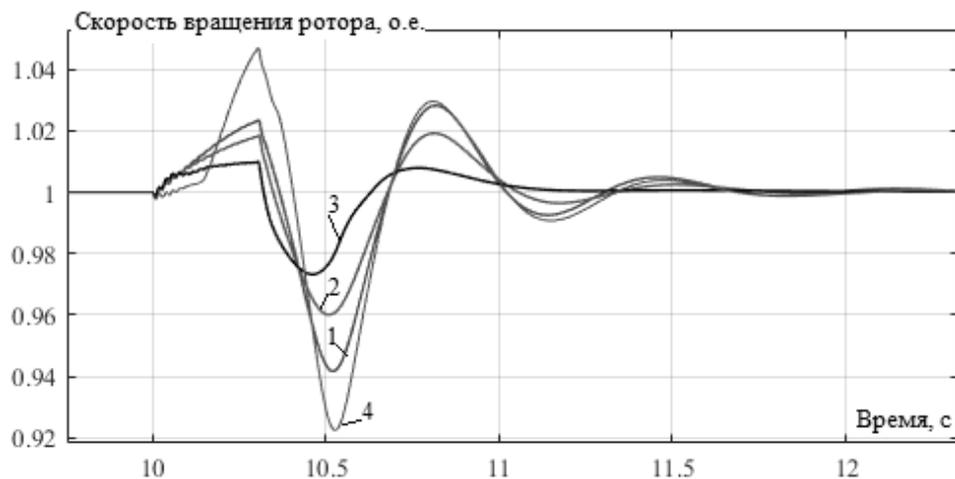


Рис. 11. Временные зависимости скорости вращения ротора: обозначения 1, 2, 3 и 4 аналогичны рис. 10

Fig. 11. Time dependences of the rotor speed: designations 1, 2, 3 and 4 are similar to Fig. 10

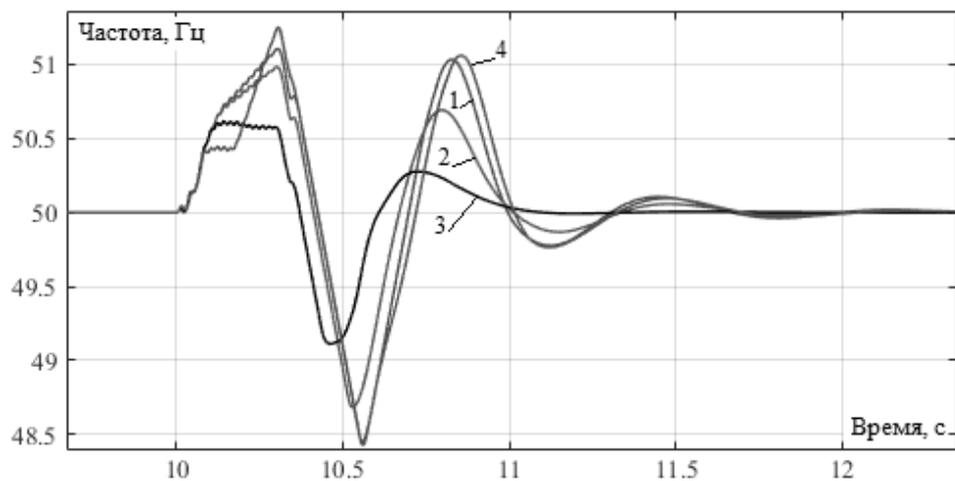


Рис. 12. Временные зависимости частоты: обозначения 1, 2, 3 и 4 аналогичны рис. 10

Fig. 12. Time dependences of frequency: designations 1, 2, 3 and 4 are similar to Fig. 10

Необходимо также отметить, что одновременное воздействие в результате кибератаки на постоянные времени прогнозирующих звеньев АРС отдельных гидрогенераторов приводит к возникновению низкочастотных колебаний параметров всех агрегатов, а также параметров системы электроснабжения. В качестве примера на рис. 13 представлено изменение частоты в ре-

зультате одновременного воздействия на ЛПЗ АРС гидрогенераторов. Для повышения надежности, равномерной загруженности и предотвращения возможности несанкционированного задания разных T_p для параллельно работающих синхронных генераторов предлагается использовать общую групповую систему определения постоянной времени ЛПЗ по углу нагрузки δ одного из генераторов, принимаемого в качестве ведущего. Аппаратное ограничение T_p позволит избежать негативных последствий от внешних воздействий, приводящих к снижению демпферных свойств и даже к потере устойчивости.

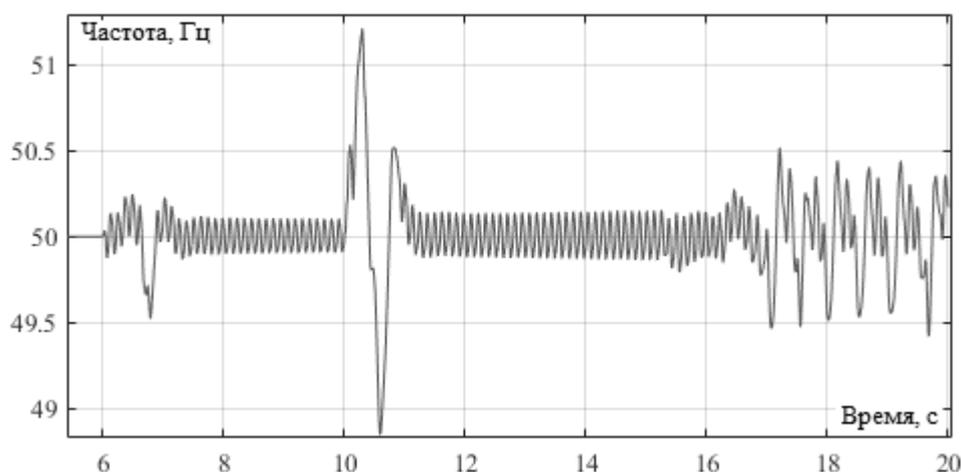


Рис. 13. Временная зависимость частоты при одновременном воздействии на все АРС: частота колебаний составляет 8...10 Гц

Fig. 13. Time dependence of frequency with simultaneous exposure to all ASR: vibration frequency is 8...10 Hz

ЗАКЛЮЧЕНИЕ

На основе результатов компьютерного моделирования можно сформулировать следующие выводы.

1. Увеличение или зануление постоянной времени прогнозирующего звена АРС не выводит синхронный генератор из устойчивой работы даже при последующем коротком замыкании. Однако при $T_p = 0$ увеличивается колебательность и перерегулирование, повышается время переходного процесса.

2. При отрицательном значении постоянной времени прогнозирующего звена наблюдается неправильная работа АРС, приводящая при КЗ к потере устойчивости и резкому снижению частоты генератора, работающего на выделенную нагрузку. Отрицательные значения T_p также вызывают колебания напряжения, которые после КЗ усиливаются. Таким образом, работа автопрогностического АРС с отрицательным значением постоянной времени прогноза недопустима.

3. Изменение в результате кибератаки постоянной времени ЛПЗ у АРС одного из параллельно работающих гидрогенераторов не приводит к потере

устойчивости при последующем коротком замыкании. Нулевое и отрицательные значения T_p приводят к повышению величины перерегулирования, колебательности и времени переходного процесса для напряжения, скорости и частоты в сети.

4. Для группы параллельно работающих генераторов наилучшего эффекта регулирования удастся достичь при увеличении постоянной времени прогнозирующего звена в n раз, где n – число параллельно работающих генераторов. В этом случае отсутствует колебательность, уменьшается перерегулирование и время переходного процесса для напряжения, скорости ротора генератора и частоты в сети после возникновения и отключения КЗ, а также снижается провал частоты.

5. Одновременное несанкционированное воздействие на постоянные времени прогнозирующих звеньев АРС отдельных параллельно работающих генераторов может приводить к возникновению низкочастотных колебаний. Для повышения надежности, равномерной загруженности и предотвращения возможности несанкционированного задания разных постоянных времени предлагается использовать общую групповую систему определения этого параметра по углу нагрузки δ одного из генераторов, принимаемого в качестве ведущего.

6. Аппаратное ограничение диапазона изменения постоянной времени прогнозирующего звена АРС позволит избежать негативных последствий от внешних воздействий, приводящих к снижению демпферных свойств и даже к потере устойчивости при повреждениях в ЭЭС. Аппаратные ограничительные меры должны исключить возможность задания отрицательных или сильно завышенных значений T_p ; при этом максимально возможное значение постоянной времени прогнозирующего звена АРС должно определяться с учетом индивидуальных особенностей и конкретных условий работы установок РГ.

СПИСОК ЛИТЕРАТУРЫ

1. Barker Ph. P., Mello R.W. Determining the impact of distributed generation on power systems. Pt. 1. Radial distribution systems // 2000 Power Engineering Society Summer Meeting, July 11–15. – Seattle, WA, USA, 2000. – P. 1645–1656. – DOI: 10.1109/PSS.2000.868775.
2. Rugthaicharoencheep N., Auchariyamet S. Technical and economic impacts of distributed generation on distribution system // International Journal of Electrical, Computer, Energetic, Electronic and Communication Engineering. – 2012. – Vol. 6. – P. 385–389. – DOI: 10.5281/zenodo.1327636.
3. Voropai N.I., Stychinsky Z.A. Renewable energy sources: theoretical foundations, technologies, technical characteristics, economics. – Magdeburg: Otto-von-Guericke-Universität, 2010. – 223 p.
4. Magdi S.M., AL-Sunni F.M. Control and optimization of distributed generation systems. – Cham: Springer International Publishing, 2015. – 578 p.
5. Martínez Ceseña E.A., Capuder T., Mancarella P. Flexible distributed multienergy generation system expansion planning under uncertainty // IEEE Transaction on Smart Grid. – 2016. – Vol. 7. – P. 348–357. – DOI: 10.1109/TSG.2015.2411392.
6. Sikorski T., Rezmer J. Distributed generation and its impact on power quality in low-voltage distribution networks // Power quality issues in distributed generation / ed. by Dr. J. Luszcz. – Rijeka: InTech, 2015. – DOI: 10.5772/61172.

7. Раскин Е.М., Денисова Л.А., Мецержаков В.А. Автоматизация проектирования системы регулирования с использованием генетического алгоритма оптимизации // Промышленные АСУ и контроллеры. – 2012. – № 7. – С. 8–14.
8. Saad M.S., Jamaluddin H., Darus I.Z.M. Implementations of PID-controller tuning using differential evolution and genetic algorithm // International Journal of Innovate Computing, Information and Control. – 2012. – Vol. 8, N 11. – P. 7761–7779.
9. Chen Y., Ma Y., Yun W. Application of improved genetic algorithm in PID controller parameters optimization // Telkomnika. – 2013. – Vol. 11, N 3. – P. 1524–1530.
10. 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). – Chelyabinsk, Russia, 2016. – P. 1–6. – DOI: 10.1109/ICIEAM.2016.7911456.
11. Camacho E.F., Bordons C. Model predictive control. – 2nd ed. – Springer, 2007. – 405 p.
12. Пикина Г.А. Принцип управления по прогнозу и возможность настройки систем регулирования одним параметром // Новое в российской электроэнергетике. – 2014. – № 3. – С. 5–13.
13. Булатов Ю.Н., Крюков А.В., Нгуен В.Х. Цифровые прогностические регуляторы установок распределенной генерации // Главный энергетик. – 2020. – № 1. – С. 14–21.
14. Bulatov Yu.N., Kryukov A.V., Nguyen V.H. Simulation of gas turbine power plants with voltage and speed prognostic regulators // International Russian Automation Conference (RusAuto-Con). – Sochi, Russia, 2020. – P. 160–164. – DOI: 10.1109/RusAutoCon49822.2020.9208114.
15. Bulatov Yu.N., Kryukov A.V., Nguyen V.H. Automatic prognostic regulators of distributed generators // 2018 International Multi-Conference on Industrial Engineering and Modern Technologies (FarFastCon). – Vladivostok, Russia, 2018. – P. 1–4. – DOI: 10.1109/FarEastCon.2018.8602718.
16. Пикина Г.А., Кузнецов М.С. Методы настройки прогностических типовых алгоритмов регулирования // Теплоэнергетика. – 2012. – № 2. – С. 64–68.
17. Буцуев В.В., Лизалек Н.Н., Новиков Н.Л. Динамические свойства энергосистем. – М.: Энергоатомиздат, 1995. – 320 с.
18. Anderson P.M., Fouad A.A. Power system control and stability. – 2nd ed. – IEEE Press, 2003. – 688 p.

Булатов Юрий Николаевич, кандидат технических наук, доцент, заведующий кафедрой электроэнергетики и электротехники Братского государственного университета. Основное направление научных исследований – моделирование и управление режимами электроэнергетических систем. Имеет более 150 публикаций. E-mail: bulatovyura@yandex.ru.

Крюков Андрей Васильевич, доктор технических наук, профессор Иркутского государственного университета путей сообщения, профессор Иркутского национального исследовательского технического университета. Основное направление научных исследований – моделирование и управление режимами электроэнергетических систем и систем электроснабжения железных дорог. Имеет более 600 публикаций. E-mail: and_kryukov@mail.ru.

Bulatov Yuri N., PhD (Eng.), associate professor, head of the department of electric power and electrical engineering of Bratsk State University. The main field of his scientific research is modeling and control of the modes of electric power systems. He has over 150 publications. E-mail: bulatovyura@yandex.ru.

Kryukov Andrey V., D.Sc. (Eng.), professor, Irkutsk State Transport University, Irkutsk National Research Technical University. The main field of his scientific research is modeling and control of the modes of electric power systems and railway power supply systems. He has over 600 publications. E-mail: and_kryukov@mail.ru.

DOI: 10.17212/2782-2001-2021-2-19-34

Study of cyber security of predictive control algorithms for distributed generation plants*

Yu.N. BULATOV^{1,a}, A.V. KRYUKOV^{2,3,b}¹ Bratsk State University, 40 Makarenko Street, Bratsk, 665709, Russian Federation² Irkutsk State Transport University, 15 Chernishevskiy Street, Irkutsk, 664074, Russian Federation³ Irkutsk National Research Technical University, 83 Lermontov Street, Irkutsk, 664074, Russian Federation^a bulatovyura@yandex.ru ^b and_kryukov@mail.ru

Abstract

The power industry is currently actively developing the field related to the use of distributed generation plants located near the power receiving devices of consumers. At the same time, the introduction of distributed generation plants causes a lot of engineering problems which need solutions. One of them is the optimization of the settings of automatic voltage regulators (AVR) and speed regulators (ASR) of synchronous generators in all possible operating modes. This requires the use of complex models of power supply systems, distributed generation plants and their regulators, as well as labor-intensive calculations that take into account a large number of interrelated parameters. However, there is another approach based on the use of predictive controllers. In this case only one parameter is needed for linear predictive models.

The article describes a method for constructing and tuning the proposed predictive ASR synchronous generator, as well as computer models of distributed generation plants used in research. The purpose of the research was to determine cyber security of power supply systems equipped with various distributed generation plants with predictive speed controllers that can be implemented on the basis of the microprocessor technology. The studies were carried out in the MATLAB system using the Simulink and SymPowerSystems simulation packages on computer models of distributed generation plants with one turbine generator operating at a dedicated load, as well as a group of hydrogenerators connected to a high-power electric power system. The simulation results showed the effectiveness of the proposed predictive control algorithms, as well as the fact that their cyber security can be increased by introducing hardware restrictions on the range of changes in the time constant of the predictive link.

Keywords: distributed generation plants; synchronous generator; predictive control algorithms; cyber security; automatic voltage regulator; automatic speed regulator; linear predictive link; power supply system; computer modeling

REFERENCES

1. Barker Ph. P., Mello R.W. Determining the impact of distributed generation on power systems. Pt. 1. Radial distribution systems. *2000 Power Engineering Society Summer Meeting*, July 11–15, Seattle, WA, USA, 2000, pp. 1645–1656. DOI: 10.1109/PESS.2000.868775.

* Received 26 January 2021.

The research was carried out with financial support from a grant from the state assignment of the Ministry of Science and Higher Education of Russia (project No. 0667-2020-0039).

2. Rugthaicharoencheep N., Auchariyamet S. Technical and economic impacts of distributed generation on distribution system. *International Journal of Electrical, Computer, Energetic, Electronic and Communication Engineering*, 2012, vol. 6, pp. 385–389. DOI: 10.5281/zenodo.1327636.
3. Voropai N.I., Stychinsky Z.A. *Renewable energy sources: theoretical foundations, technologies, technical characteristics, economics*. Magdeburg, Otto-von-Guericke-Universität, 2010. 223 p.
4. Magdi S.M., AL-Sunni F.M. *Control and optimization of distributed generation systems*. Cham, Springer International Publishing, 2015. 578 p.
5. Martínez Ceseña E.A., Capuder T., Mancarella P. Flexible distributed multienergy generation system expansion planning under uncertainty. *IEEE Transaction on Smart Grid*, 2016, vol. 7, pp. 348–357. DOI: 10.1109/TSG.2015.2411392.
6. Sikorski T., Rezmer J. Distributed generation and its impact on power quality in low-voltage distribution networks. *Power quality issues in distributed generation*. Ed. by Dr. J. Luszcz. Rijeka, InTech, 2015. DOI: 10.5772/61172.
7. Raskin E.M., Denisova L.A., Meshcheryakov V.A. Avtomatizatsiya proektirovaniya sistemy re-gulirovaniya s ispol'zovaniem geneticheskogo algoritma optimizatsii [Automation of the design of the control system using the genetic optimization algorithm]. *Promyshlennye ASU i kontrolyery = Industrial controllers ACS*, 2012, no. 7, pp. 8–14.
8. Saad M.S., Jamaluddin H., Darus I.Z.M. Implementations of PID-controller tuning using differential evolution and genetic algorithm. *International Journal of Innovate Computing, Information and Control*, 2012, vol. 8, no. 11, pp. 7761–7779.
9. Chen Y., Ma Y., Yun W. Application of improved genetic algorithm in PID controller parameters optimization. *Telkomnika*, 2013, vol. 11, no. 3, pp. 1524–1530.
10. 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)*, Chelyabinsk, Russia, 2016, pp. 1–6. DOI: 10.1109/ICIEAM.2016.7911456.
11. Camacho E.F., Bordons C. *Model predictive control*. 2nd ed. Springer, 2007. 405 p.
12. Pikina G.A. Printsip upravleniya po prognozu i vozmozhnost' nastroiки sistem regulirovaniya odnim parametrom [The principle of predictive control and the ability to configure control systems with one parameter]. *Novoe v rossiiskoi elektroenergetike = New in the Russian Electrical Power-Engineering*, 2014, no. 3, pp. 5–13.
13. Bulatov Yu.N., Kryukov A.V., Nguyen V.H. Tsifrovye prognosticheskie regulatory ustanovok raspredelennoi generatsii [Digital prognostic regulators for distributed generation]. *Glavnyi energetik = Chief Power Engineer*, 2020, no. 1, pp. 14–21.
14. Bulatov Yu.N., Kryukov A.V., Nguyen V.H. Simulation of gas turbine power plants with voltage and speed prognostic regulators. *International Russian Automation Conference (RusAuto-Con)*, Sochi, Russia, 2020, pp. 160–164. DOI: 10.1109/RusAutoCon49822.2020.9208114.
15. Bulatov Yu.N., Kryukov A.V., Nguyen V.H. Automatic prognostic regulators of distributed generators. *2018 International Multi-Conference on Industrial Engineering and Modern Technologies (FarFastCon)*, Vladivostok, Russia, 2018, pp. 1–4. DOI: 10.1109/FarEastCon.2018.8602718.
16. Pikina G.A., Kuznetsov M.S. Metody nastroiки prognosticheskikh tipovykh algoritmov regulirovaniya [Methods for setting predictive standard control algorithms]. *Teploenergetika = Thermal Engineering*, 2012, no. 2, pp. 64–68. (In Russian).
17. Bushuev V.V., Lizalek N.N., Novikov N.L. *Dinamicheskie svoystva energosistem* [Dynamic properties of power systems]. Moscow, Energoatomizdat, 1995. 320 p.
18. Anderson P.M., Fouad A.A. *Power system control and stability*. 2nd ed. IEEE Press, 2003. 688 p.

Для цитирования:

Булатов Ю.Н., Крюков А.В. Исследование кибербезопасности прогностических алгоритмов управления для установок распределенной генерации // Системы анализа и обработки данных. – 2021. – № 2 (82). – С. 19–34. – DOI: 10.17212/2782-2001-2021-2-19-34.

For citation:

Bulatov Yu.N., Kryukov A.V. Issledovanie kiberbezopasnosti prognosticheskikh algoritmov upravleniya dlya ustanovok raspredelennoi generatsii [Study of cyber security of predictive control algorithms for distributed generation plants]. *Sistemy analiza i obrabotki dannykh = Analysis and Data Processing Systems*, 2021, no. 2 (82), pp. 19–34. DOI: 10.17212/2782-2001-2021-2-19-34.