

УДК 681.5

DOI:10.38028/ESI.2022.26.2.007

## Киберфизическая безопасность прогностических алгоритмов в групповых регуляторах установок распределенной генерации

Булатов Юрий Николаевич<sup>1</sup>, Крюков Андрей Васильевич<sup>2,3</sup>, Суслов Константин Витальевич<sup>3</sup>

<sup>1</sup>Братский государственный университет, Россия, Братск, *bulatovyura@yandex.ru*

<sup>2</sup>Иркутский государственный университет путей сообщения, Россия, Иркутск

<sup>3</sup>Иркутский национальный исследовательский технический университет, Россия, Иркутск

**Аннотация.** Широкое применение в электроэнергетических системах установок распределенной генерации (РГ) требует решения сложной задачи настройки их регуляторов. В статье предлагается использовать прогностические алгоритмы управления, позволяющие существенно упростить ее решение. На основе линейного прогнозирующего звена рассматриваются различные структуры и модели прогностических регуляторов напряжения и частоты, как для отдельных агрегатов станции, так и для группового регулирования.

Реализация прогностических алгоритмов в регуляторах установок РГ возможна на базе микропроцессорных систем. В связи с этим, требуется изучить влияние несанкционированного изменения постоянной времени прогнозирующего звена в результате кибератаки на работу систем управления синхронных генераторов. Цель представленного исследования состояла в определении работы линейных прогностических алгоритмов в групповых регуляторах напряжения и частоты при изменении времени прогноза. Моделирование выполнялось в системе MATLAB, результаты которого показали, что при внезапном изменении времени прогноза у групповых регуляторов напряжения и частоты генераторов малой гидроэлектростанции ухудшаются показатели качества управления с возможной потерей устойчивости. Показано, что для предотвращения таких ситуаций необходимо использовать аппаратное ограничение времени прогноза, обеспечивающего недопустимость работы с отрицательными значениями постоянных времени прогнозирующих звеньев. Кроме того, ограничение постоянных времени прогноза до значения  $n$ , определяющего количество генераторов в группе, дает лучшие результаты по качеству управления в переходном процессе.

**Ключевые слова:** установки распределенной генерации, прогностические алгоритмы управления, групповые регуляторы напряжения и частоты, киберфизическая безопасность, моделирование

**Цитирование:** Булатов Ю.Н. Киберфизическая безопасность прогностических алгоритмов в групповых регуляторах установок распределенной генерации / Ю.Н. Булатов, А.В. Крюков, К.В. Суслов // Информационные и математические технологии в науке и управлении. – 2022. – № 2(26). – С. 69-84. – DOI:10.38028/ESI.2022.26.2.007.

**Введение.** В настоящее время активно развивается направление, связанное с использованием в электроэнергетике установок распределенной генерации (РГ) [1–5], применение которых позволяет уменьшить нагрузки питающей сети, снизить потери, повысить надежность электроснабжения потребителей и качество электроэнергии [6]. Однако внедрение установок РГ требует решения множества задач, одной из которых является оптимизация настроек автоматических регуляторов возбуждения (АРВ) и скорости (АРС) синхронных генераторов с целью обеспечения их надежной и устойчивой работы. Для этого могут применяться интеллектуальные технологии, например, генетические алгоритмы. В работе [7] представлена реализация настройки пропорционально-интегрально-дифференциального (ПИД) регулятора с использованием следующих эвристических методов: дифференциальная эволюция и генетический алгоритм. В работах [8, 9] для настройки ПИД регуляторов применяются усовершенствованные генетические алгоритмы. Определение оптимальных настроек систем автоматического управления требует решения таких задач, как идентификация динамического объекта и расчёт взаимосвязанных параметров настройки регуляторов, обеспечивающих заданный критерий оптимальности. Однако полученная настройка регуляторов с типовыми

линейными законами управления, широко используемыми на практике, может оказаться неоптимальной в результате изменения режима работы объекта. Поэтому необходимо определять оптимальные настройки регуляторов для всех возможных режимов работы динамического объекта, что связано с трудоемкими расчётами большого количества взаимосвязанных параметров.

Существует и другой подход, использующий прогностические алгоритмы [10], обеспечивающие работу регулятора по рассчитанному прогнозу погрешности управления. Модели прогностического управления применяются в силовой электронике [11, 12], в управлении асинхронными [13, 14] и синхронными двигателями [15, 16]. В представленных работах используются сложные прогнозирующие модели с конечным набором управлений, требующие для реализации микропроцессорной техники и сложных вычислений. В то же время достаточно просто реализуется прогнозирование с помощью линейной модели по двум значениям регулируемой величины: текущему и предыдущему. Сравнение различных прогностических методов, приведенное в работе [17], показывает, что линейные алгоритмы способны конкурировать с лучшими нелинейными. В статье [18] приводится универсальный безпоисковый метод настройки линейных прогностических ПИД регуляторов. Результаты многочисленных исследований показывают преимущества линейной прогнозирующей модели в ПИД регуляторах. Например, в работе [19] линейные прогностические ПИД регуляторы эффективно применяются в одноконтурной системе управления котлового пароперегревателя. В работе [20] показаны преимущества системы управления с модулем прогнозирования и даны рекомендации по выбору оптимального времени прогнозирования для регулирования теплового процесса. Большую эффективность дает применение линейных прогностических регуляторов для управления следующими типами установок РГ: газотурбинной [21], турбогенераторной [22] и гидрогенераторной [23]. Исследования, представленные в этих работах, показывают, что применение линейной прогнозирующей модели в АРВ и АРС позволяет значительно улучшить показатели качества управления без решения трудоемкой задачи настройки регуляторов.

Построение и реализация прогностических алгоритмов управления в регуляторах установок РГ возможны на базе микропроцессорных АРВ и АРС, в которых при поступлении измеренных параметров установки РГ выполняются необходимые вычисления. В результате этих вычислений формируются управляющие воздействия для оптимальной работы установки РГ в текущем режиме. Таким образом, рассматриваемая кибер-физическая система в виде установки РГ с прогностическими регуляторами состоит из двух взаимосвязанных частей: физической, в которую входят генераторы, турбины, возбудители и управляющие элементы; информационно-управляющей, в которой выполняются необходимые измерения, вычисления и передача управляющих сигналов, а в прогностических регуляторах – и времени прогноза. В связи с этим, требуется изучить влияние несанкционированного изменения постоянной времени прогнозирующего звена на работу систем управления синхронными генераторами. Такое изменение времени прогноза может иметь место в результате кибератаки.

Ниже представлено описание метода регулирования напряжения и частоты для группы синхронных генераторов небольшой мощности с использованием прогностических регуляторов. Также приведено описание компьютерных моделей и предлагаемых групповых прогностических регуляторов. Цель исследований состояла в определении правильности работы линейных прогностических алгоритмов управления в групповых регуляторах напряжения и частоты в случае несанкционированного изменения времени прогноза. Моделирование выполнялось в системе MATLAB на компьютерной модели малой гидроэлектростанции (ГЭС) с тремя генераторами.

**1. Метод построения прогностических регуляторов напряжения и частоты синхронных генераторов.** Использование алгоритма прогнозирования в составе типовых регу-

ляторов (например, APB и APC) позволяет осуществить их настройку с помощью одного параметра – времени прогноза. В этом случае линейный прогностический ПИД регулятор состоит из двух соединенных последовательно звеньев: самого ПИД регулятора и линейного прогнозирующего звена.

Передачная функция линейного прогнозирующего звена представляется в следующем виде [17]:

$$W_p(s) = T_p s + 1, \tag{1}$$

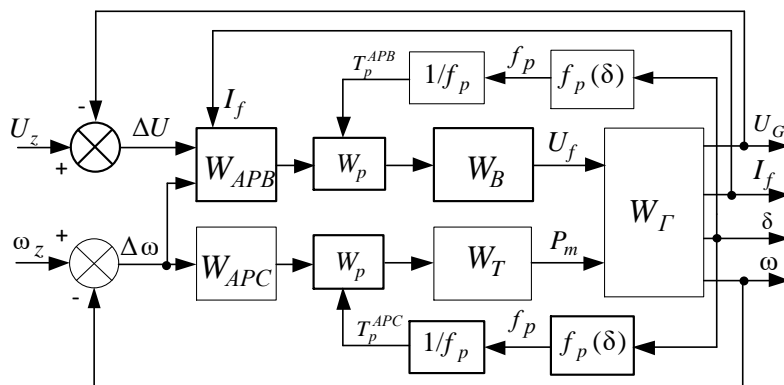
где  $T_p$  – постоянная времени прогнозирующего звена;  $s$  – оператор Лапласа.

Определение постоянных времени прогнозирующих звеньев регуляторов отдельных агрегатов осуществляется по частоте собственных колебаний ротора одного из генераторов [24, 25], выбранного в качестве ведущего

$$f_p = \frac{\sqrt{\omega_0 \cdot \frac{E_q \cdot U_G}{X_d} \cdot \cos \delta}}{2\pi T_{je}}, \tag{2}$$

где  $U_G$  – напряжение генератора, о.е.;  $\delta$  – угол между напряжением и ЭДС генератора  $E_q$  (угол нагрузки генератора), эл. град.;  $X_d$  – индуктивное сопротивление генератора по продольной оси, о.е.;  $\omega_0$  – номинальная частота вращения ротора генератора, рад/с;  $T_{je}$  – эквивалентная постоянная механической инерции агрегата, с.

Постоянные времени прогнозирующих звеньев в регуляторах синхронных генераторов определяются величиной обратно пропорциональной  $f_p$ , т.е.  $T_p = 1/f_p$ . Структурная схема предлагаемой системы регулирования напряжения и частоты с помощью прогностических APB и APC для отдельного агрегата показана на рис. 1, в которой блокам отвечают следующие передаточные функции:  $W_\Gamma$  – для синхронного генератора;  $W_B$  – для возбудителя;  $W_T$  – для турбины;  $W_{APB}$  – для APB;  $W_{APC}$  – для APC;  $W_p$  – для линейного прогнозирующего звена.

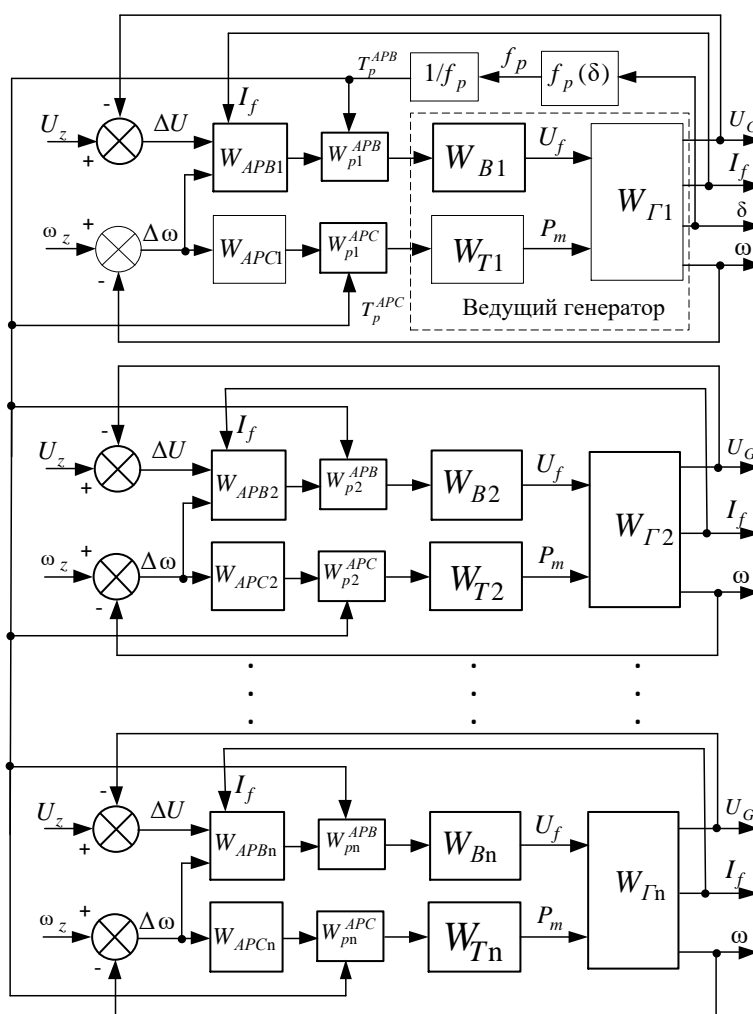


**Рис. 1.** Структурная схема системы регулирования напряжения и частоты с прогностическими APB и APC

На рис.1 также обозначены следующие переменные:  $U_z$  – заданное значение напряжения генератора;  $\Delta U$  – отклонение напряжения от заданного значения;  $U_f$  – напряжение на обмотке возбуждения;  $\omega_z$  – заданное значение скорости вращения ротора;  $\Delta \omega$  – отклонение текущего значения частоты  $\omega$  от заданного значения;  $P_m$  – механическая мощность на валу турбины;  $I_f$  – ток в обмотке возбуждения. Согласно выражению (2) частота  $f_p$  и постоянная времени прогнозирующего звена  $T_p$  зависят от угла нагрузки  $\delta$  синхронного генератора. При

изменении режима работы предлагаемая на рис. 1 система регулирования автоматически вычисляет время прогноза и перенастраивает прогнозирующие звенья для АРВ и АРС.

Один из генераторов в группе однотипных агрегатов установки РГ принимается в качестве ведущего и постоянные времени всех прогнозирующих звеньев определяются по углу его нагрузки  $\delta$ . Использование такого метода позволяет построить групповой прогностический автоматический регулятор скорости (ГПАРС) и групповой прогностический автоматический регулятор напряжения (ГПАРН) с одинаковыми постоянными времени прогноза. На рис. 2 показана структурная схема группового регулирования для прогностических АРВ и АРС. Воздействие регуляторов на генераторы выполняется через прогнозирующие звенья  $W_p^{APB}$  и  $W_p^{APC}$ , постоянные времени которых вычисляются автоматически и корректируются в случае изменения нагрузочного режима.



**Рис. 2.** Структурная схема группового регулирования для прогностических АРВ и АРС:  $n$  – число агрегатов в группе

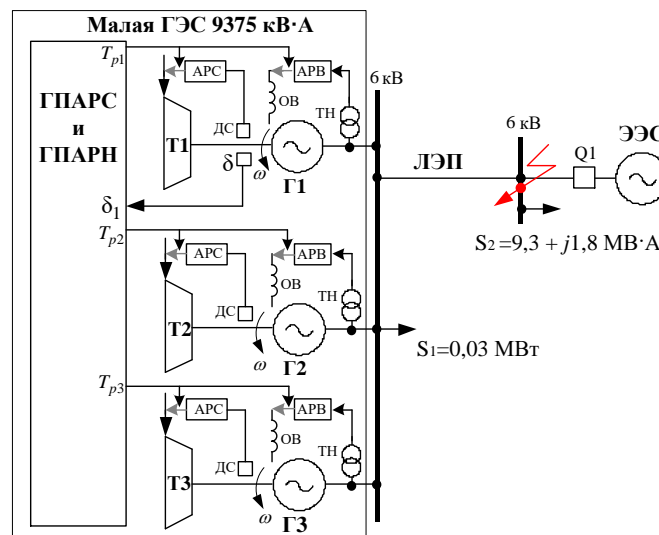
Предлагаемые структуры прогностических систем регулирования напряжения и частоты можно выполнить при модернизации классических АРВ и АРС для различных установок РГ: турбогенераторных, гидрогенераторных, газотурбинных, дизельных и др.

Из представленной на рис. 2 структуры системы группового регулирования напряжения и частоты установки РГ видно, что постоянная времени для всех прогнозирующих звеньев определяется в вычислительной системе ведущего генератора, которая может быть реализована в микропроцессорных АРВ и АРС, и передается по каналам связи на локальные прогностические регуляторы всех агрегатов. Таким образом, существует вероятность не-

санкционированного изменения времени прогноза в результате кибератаки на рассматриваемую информационно управляющую систему установки РГ, киберуязвимость которой состоит в возможных ошибках программирования цифровых регуляторов, подмене измеренных и вычисленных параметров настройки регуляторов, а также в передающихся по каналам связи параметрах и управляющих воздействиях, в том числе и времени прогноза.

**2. Описание компьютерной модели малой ГЭС с групповыми прогностическими регуляторами.** Исследования проводились на компьютерной модели малой гидроэлектростанции (ГЭС), имеющей связь через линию электропередачи (ЛЭП) длиной 5 км с электроэнергетической системой (ЭЭС) большой мощности (рис. 3). Компьютерная модель исследуемой системы, схема которой показана на рис. 4, создана в среде MATLAB с использованием пакетов Simulink и SymPowerSystems. В модели также учитываются АРВ и АРС (блоки PAVR и ASR на рис. 4), групповые прогностические регуляторы напряжения и частоты (блоки GPASR и GPAVR на рис. 4). Компьютерная модель позволяет измерять все указанные на рис. 4 параметры сети.

Модель малой ГЭС состояла из трех гидрогенераторов мощностью 3,125 МВ А каждый и напряжением 6,3 кВ. На приемном конце ЛЭП подключалась нагрузка 9,3 + j1,8 МВ А (рис. 3). В модели имелась возможность вносить следующие возмущения: внезапное изменение времени прогноза у ГПАРН и ГПАРС; отключение питания от ЭЭС; кратковременное и удаленное от генераторов трехфазное короткое замыкание (КЗ).



**Рис. 3.** Схема исследуемой системы: ОВ – обмотка возбуждения; ТН – трансформатор напряжения; ДС – датчик скорости; Г – генератор; Т – турбина

Модель гидротурбины с учетом главного сервомотора (блоки Hydraulic Turbine на рис. 4) представлена следующей передаточной функцией [25]:

$$\frac{0,1s + 1}{0,025s^2 + 1,35s + 1} \cdot \frac{1 - N \cdot 0,344s}{1 + N \cdot 0,172s},$$

где  $s$  – оператор Лапласа;  $N$  – открытие направляющего аппарата (принимает значения от 0 до 1).

Возбудителю синхронного генератора (блок Exciter на рис.4) отвечала передаточная функция, характерная для тиристорной схемы [25]:

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

Синхронный генератор моделировался с помощью трехфазной синхронной машины, входящей в состав пакета SimPowerSystems системы MatLab. Основные параметры генераторов (блоки Synchronous Machine на рис. 4) следующие: номинальная мощность  $S = 3,125$

МВ·А; номинальное напряжение  $U = 6300$  В; ЭДС генератора  $E_q = 1,1$  о.е.; частота  $f = 50$  Гц; коэффициент инерции (инерционная постоянная)  $H = 2,279$  с; число пар полюсов,  $p = 3$ ; индуктивное сопротивление генератора по продольной оси  $X_d = 2,84$  о.е. Эквивалентная постоянная механической инерции агрегата  $T_{je} = 5,002$  с. В соответствии с указанными параметрами постоянные времени прогнозирующих звеньев ГПАРС и ГПАРН определялись по выражению:  $T_p = 1/0,785 \cdot \sqrt{\cos \delta}$ .

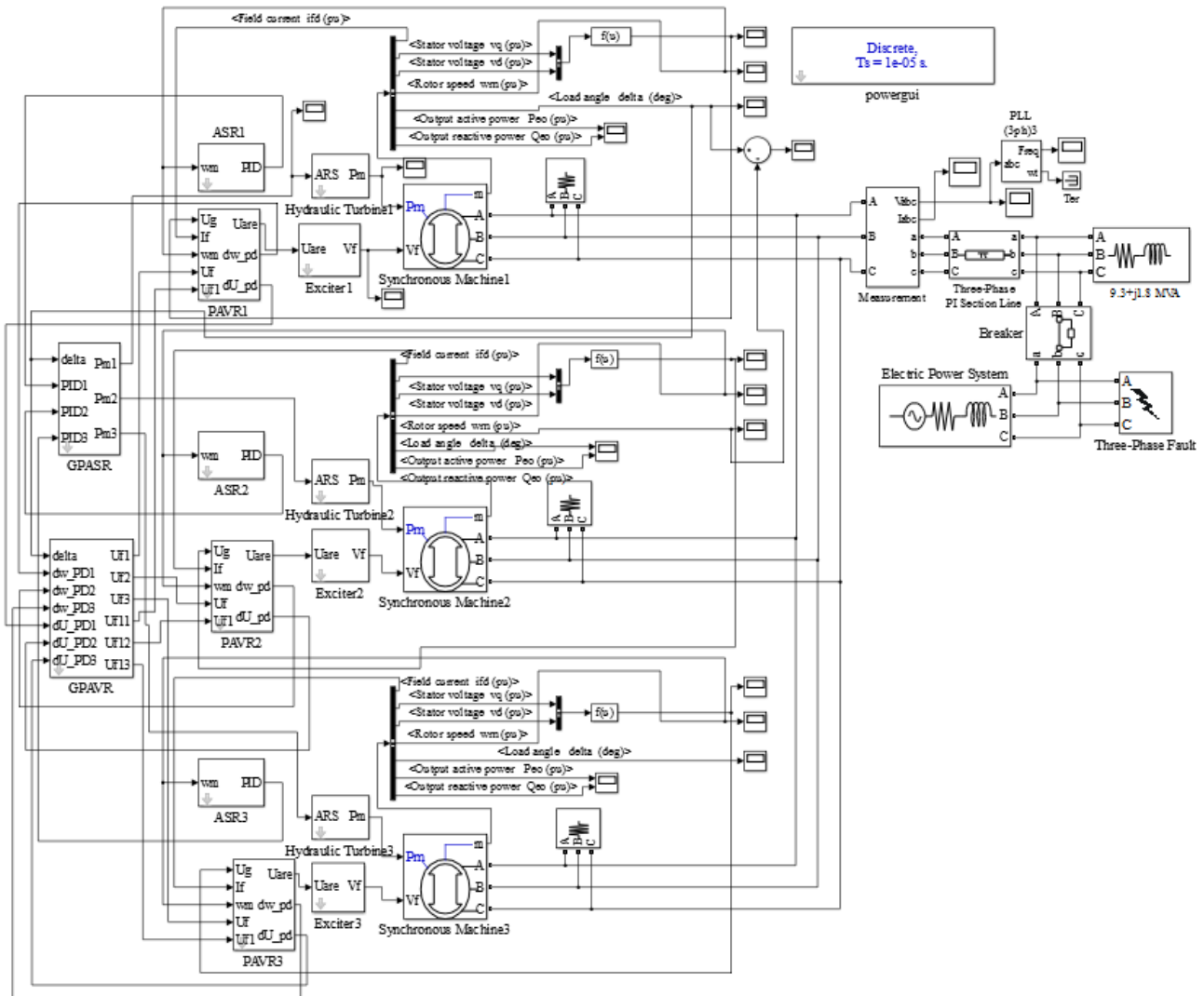


Рис. 4. Схема компьютерной модели в MATLAB

Схема модели локальных АРС представлена на рис. 5. Она состоит из блоков, определяющих коэффициенты усиления и передаточные функции отдельных каналов регулирования ПИД регулятора, выход которого  $P_m$  подключается на вход ГПАРС, обозначенный как PID (рис. 4).

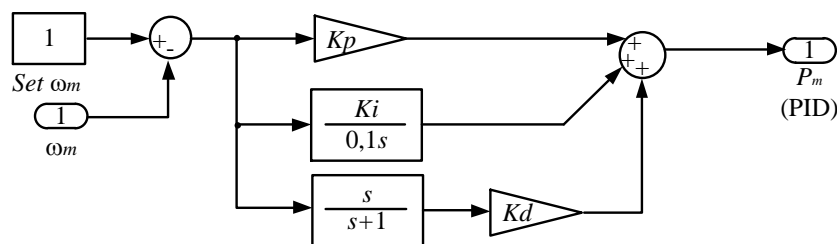


Рис. 5. Схема модели локального АРС: Set  $\omega_m$  – уставка по скорости вращения ротора

Схема модели локального АРВ показана на рис. 6. Прогнозирующие звенья в АРВ предлагается установить отдельно в каналы регулирования по напряжению и частоте, обозначенные как входы у ГПАРН  $dU\_PD$  и  $d\omega\_PD$  (рис. 4). Пройдя через ГПАРН, сигнал управления возвращается в локальные АРВ на входы  $Uf1$  и  $Uf$  (рис. 6).

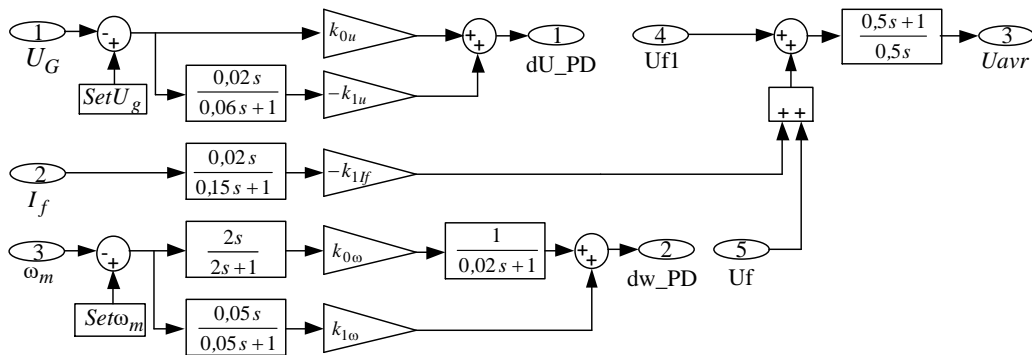


Рис. 6. Схема модели локального АРВ:  $Set U_g$  – уставка по напряжению

При моделировании использовались следующие коэффициенты настройки регуляторов: для АРС  $K_p=7,55$ ;  $K_i=2$  и  $K_d=0,75$ ; для АРВ  $k_{0u} = 100$ ;  $k_{1u} = 50$ ;  $k_{1fw} = 0$ ;  $k_{0\omega} = 1,28$ ;  $k_{1\omega} = 0,73$ .

Блоки вычисления постоянной времени прогнозирующих звеньев имели общую связь по входу угла нагрузки  $\delta$  ведущего генератора. Схемы компьютерных моделей ГПАРС и ГПАРН показаны на рис. 7.

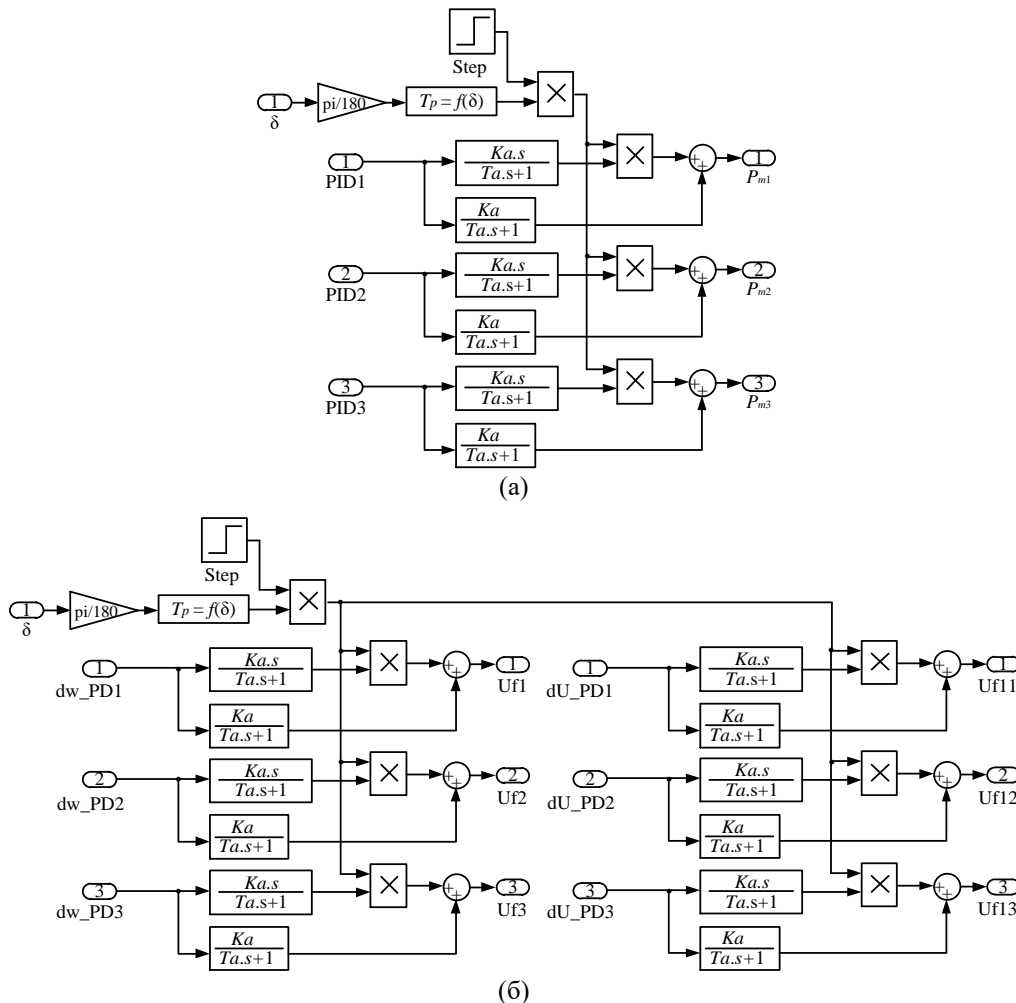


Рис. 7. Схемы моделей ГПАРС (а) и ГПАРН

Отдельное для каждого генератора линейное прогнозирующее звено с передаточной функцией, определяемой выражением (1), моделировалось при последовательном соединении с усилителем с передаточной функцией  $\frac{K_a}{T_a s + 1}$ , что равнозначно параллельному соединению блока  $\frac{K_a s}{T_a s + 1}$ , умноженного на время прогноза  $T_p$ , и блока усилителя с передаточной функцией  $\frac{K_a}{T_a s + 1}$ . Это реализовано в схемах ГПАРС и ГПАРН для возможности автоматического

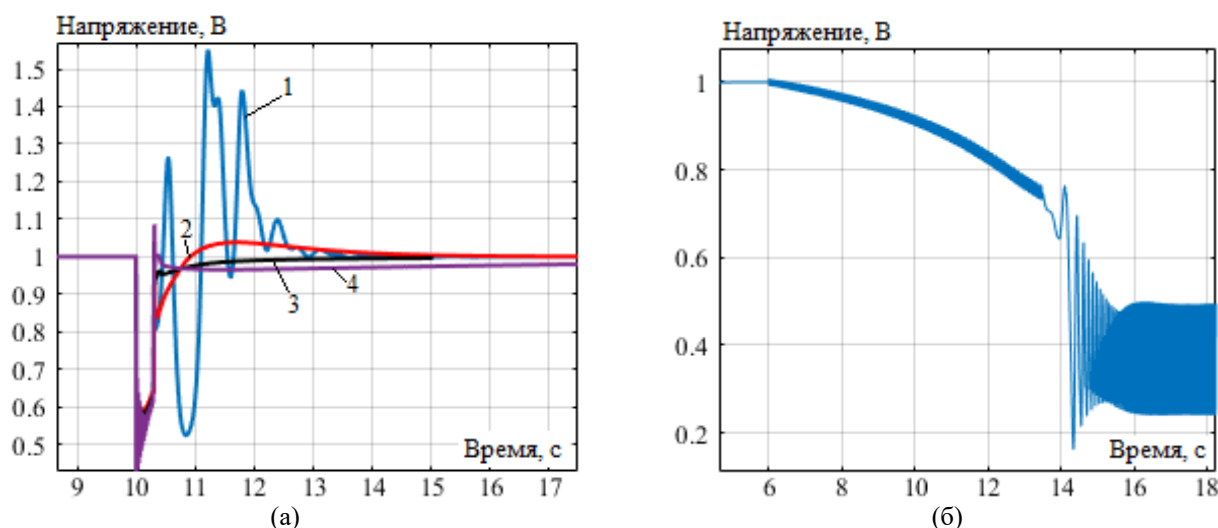
изменения времени прогноза при вариации нагрузочного режима генератора. Параметры блоков при моделировании принимались следующими:  $K_a=1$ ;  $T_a=0,001$  с. Блок Step использовался для имитации внешнего изменения времени прогноза.

В соответствии с представленными на рис. 4–7 схемами устройств регулирования и их соединения, воздействия на гидротурбины отдельных агрегатов выполняются через прогнозирующие звенья ГПАРС, входными сигналами которого являются выходные сигналы локальных АРС генераторов (PID1, PID2, PID3 на рис. 7 а) и угол нагрузки  $\delta$  ведущего генератора. Отличительной чертой ГПАРН является то, что его прогнозирующие звенья получают встроенными в отдельные каналы регулирования локальных АРВ генераторов.

Исходная нагрузка каждого генератора составляла 50 %. Моделирование выполнялось для следующих режимов:

- 1) внезапное изменение времени прогноза у ГПАРС и (или) ГПАРН;
- 2) удаленное от генераторов трехфазное КЗ длительностью 0,3 с.

**3. Результаты моделирования.** Результаты моделирования для системы с группой гидрогенераторов, связанных с ЭЭС, представлены на рис. 8–12 в виде временных зависимостей напряжения, скорости вращения ротора, угла нагрузки генератора  $\delta$  и частоты в сети при одновременном изменении в результате кибератаки постоянных времени линейных прогнозирующих звеньев для ГПАРН и ГПАРС с последующим удаленным от генераторов трехфазным КЗ длительностью 0,3 с. Изменение постоянных времени прогнозирующих звеньев регуляторов производилось в момент времени 6 с, а КЗ – в момент времени 10 с.



**Рис. 8.** Временные зависимости напряжений: (а) при изменении  $T_p$  с дальнейшим КЗ: 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 –  $T_p$  увеличена в 10 раз; (б) без КЗ:  $T_p$  увеличена в 100 раз



Как видно из рис. 8, 9 и 10 при нулевых значениях  $T_p$  (без прогноза) генераторы продолжают устойчивую работу даже после возникновения и отключения КЗ, однако это приводит к ухудшению показателей качества процесса управления всех параметров генераторов по сравнению с нормальным значением  $T_p$ , рассчитанным автоматически по предлагаемой методике: величина перерегулирования для напряжения увеличивается в 1,2 раза (характеристики 1 и 2 на рис.8, а); возникает колебательность напряжения генератора (характеристика 1 на рис. 8, а), которая отсутствует при нормальных значения  $T_p$  (характеристика 2 на рис.8, а); значительно возрастает колебательность и в 8,8 раза повышается величина перерегулирования для частоты в сети после отключения КЗ (характеристики 1 и 2 на рис. 9); в 3 раза увеличивается время переходного процесса для частоты (характеристики 1 и 2 на рис. 9); также значительно возрастает колебательность угла нагрузки ведущего генератора  $\delta$  (характеристики 1 и 2 на рис. 10).

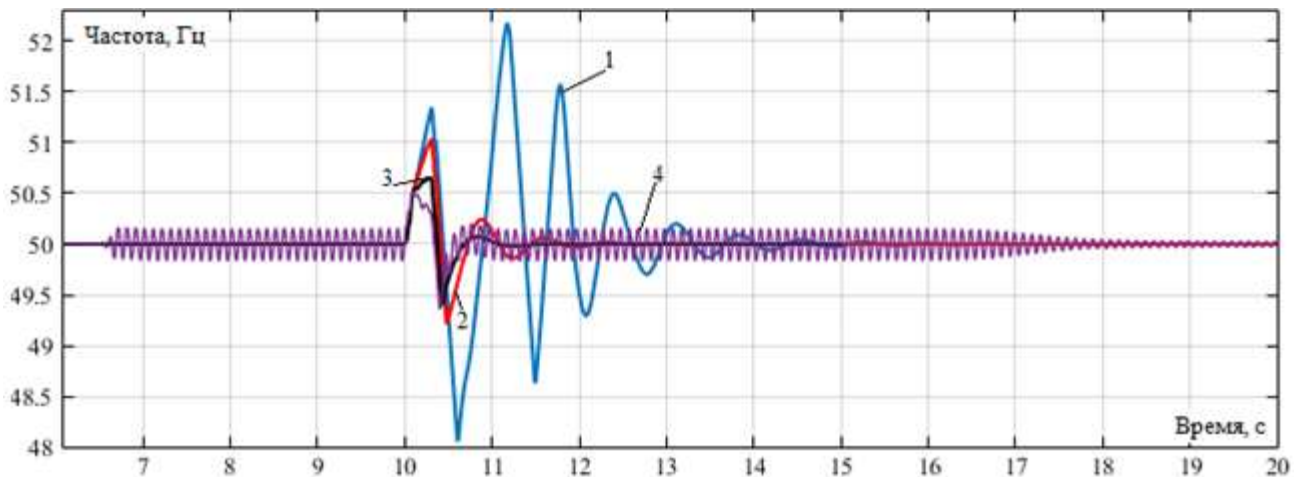


Рис. 9. Временные зависимости частоты: обозначения 1, 2, 3 и 4 аналогичны рис. 8

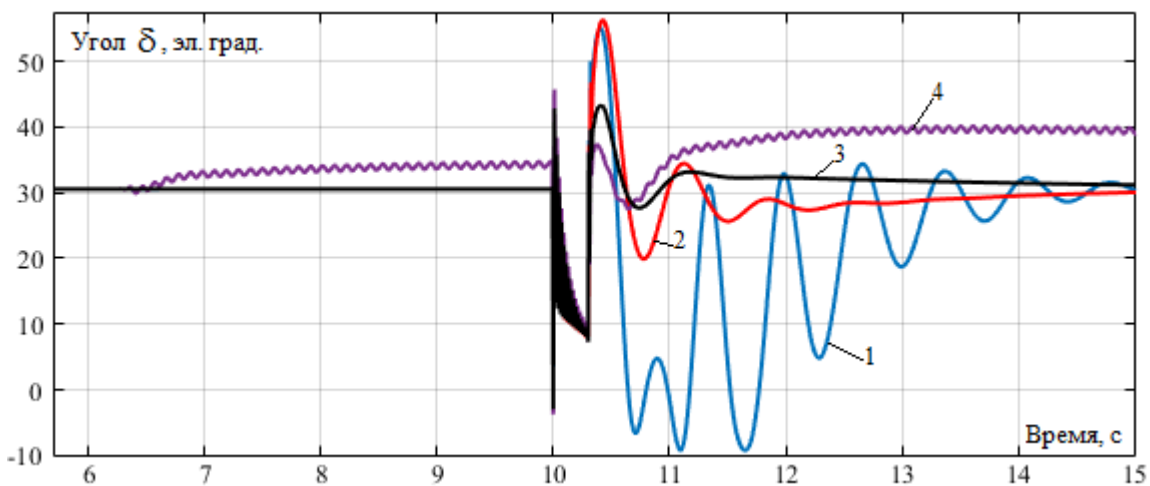
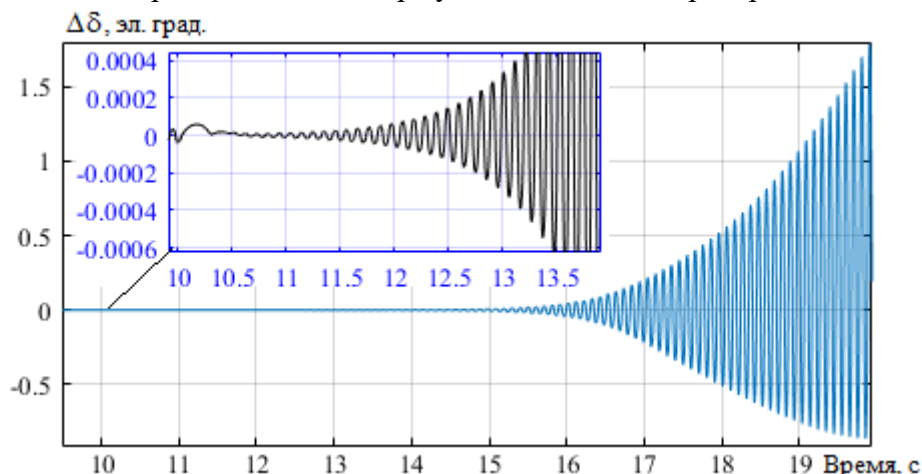


Рис. 10. Временные зависимости угла нагрузки генератора  $\delta$ : обозначения 1, 2, 3 и 4 аналогичны рис. 8

При одновременном увеличении постоянных времени прогнозирующих звеньев в 100 раз возникают высокочастотные колебания напряжения (рис. 8, б) и увеличение угла нагрузки ведущего генератора  $\delta$  до потери устойчивости при значении, превышающем 90 эл. град., что приводит к резкому увеличению колебаний взаимного угла генераторов  $\Delta\delta = \delta_1 - \delta_2$  (рис.11). Полученные результаты свидетельствуют о необходимости ограничения постоянных времени прогноза ГПАРН и ГПАРС до значения  $n$ , определяющего количество генераторов в группе (в рассматриваемом примере  $n = 3$ ). Аппаратное ограничение постоянных

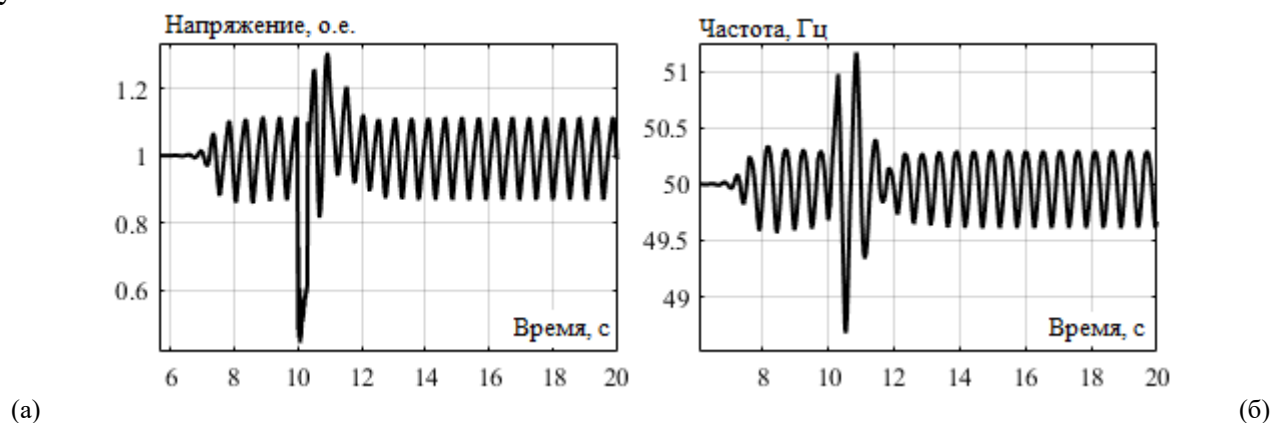
времени прогноза ГПАРН и ГПАРС даст возможность избежать негативных эффектов от внешних воздействий, приводящих к потере устойчивости генераторов.



**Рис. 11.** Временная зависимость взаимного угла нагрузки генераторов станции при увеличении  $T_p$  в 100 раз

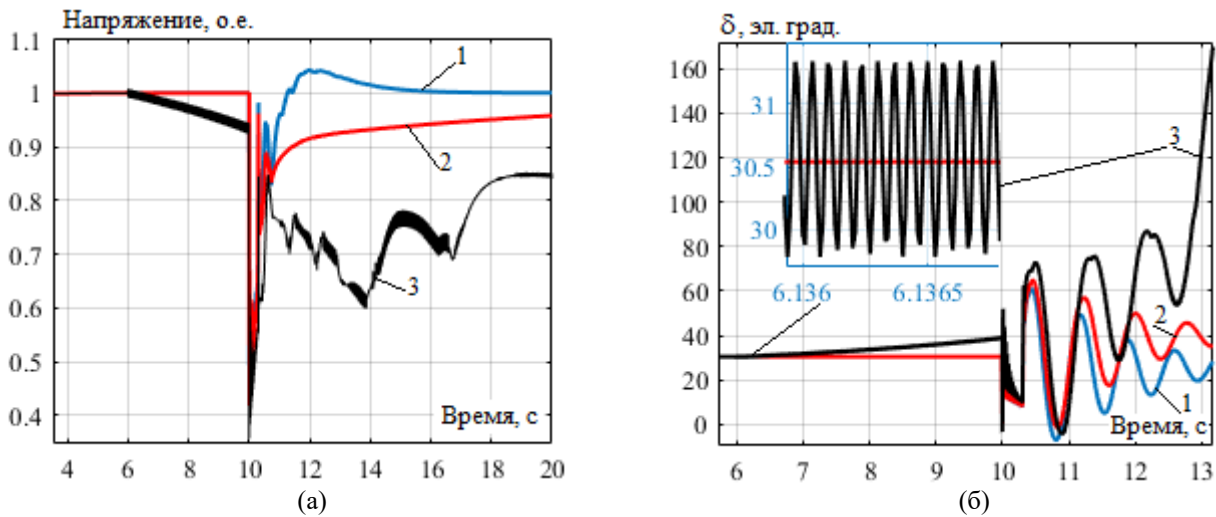
При небольшом отрицательном значении времени прогноза одновременно у ГПАРН и ГПАРС возникают незатухающие колебания напряжения генератора и частоты в сети с достаточно высокой амплитудой (рис. 12).

При увеличении постоянной времени прогноза только у ГПАРН ухудшаются показатели качества управления генератором в переходном процессе, вызванном кратковременным КЗ (рис. 13): увеличивается провал и время переходного процесса для напряжения (характеристики 1 и 2 на рис.13, а); растет угол нагрузки  $\delta$  (характеристики 1 и 2 на рис.13, б). Повышение  $T_p$  в 100 раз только у ГПАРН сразу же вызывает незатухающие колебания всех параметров, например, напряжения (характеристика 3 на рис.13, а), что приводит к постепенному нарастанию угла  $\delta$  (характеристика 3 на рис.13, б), снижению напряжения и потере устойчивости.

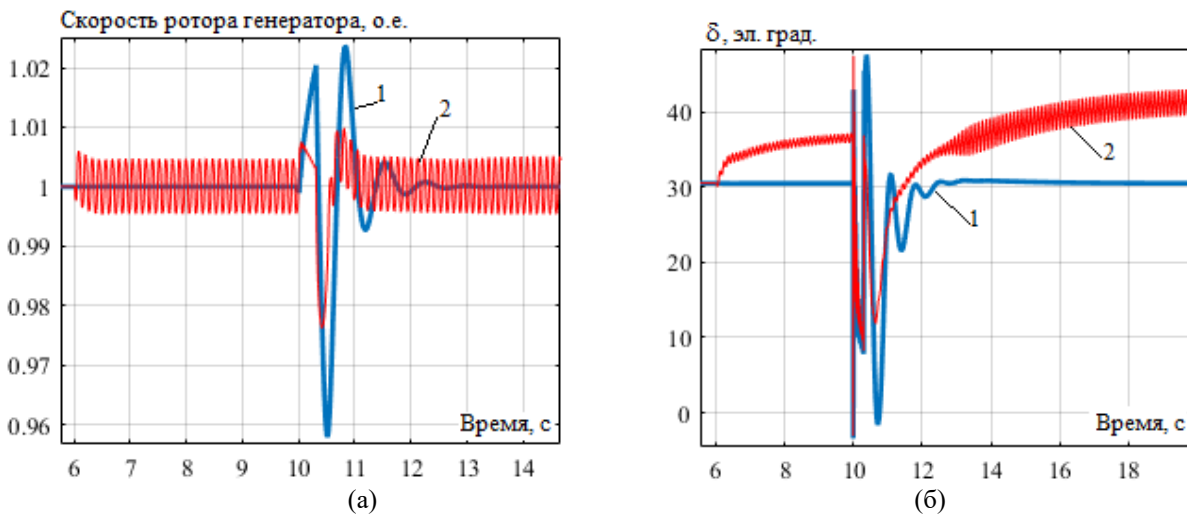


**Рис. 12.** Временные зависимости напряжения (а) и частоты в сети (б) при  $T_p = -0,1$

Аналогичные результаты возникают при увеличении постоянной времени прогноза только у ГПАРС, однако здесь большему влиянию подвержены скорость вращения ротора генератора (рис. 14, а) и угол  $\delta$  (рис.14, б). Возникающие в этом режиме колебания отрицательно влияют на механические части генератора, снижают показатели устойчивости и надежности. Таким образом, еще раз подтверждается необходимость в аппаратном ограничении постоянной времени прогноза у ГПАРН и ГПАРС.



**Рис. 13.** Временные зависимости напряжений (а) и угла нагрузки генератора (б) при изменении  $T_p$  только у ГПАРН и дальнейшим КЗ: 1 –  $T_p$  рассчитывается автоматически и не изменяется; 2 –  $T_p$  увеличена 10 раз; 3 –  $T_p$  увеличена в 100 раз

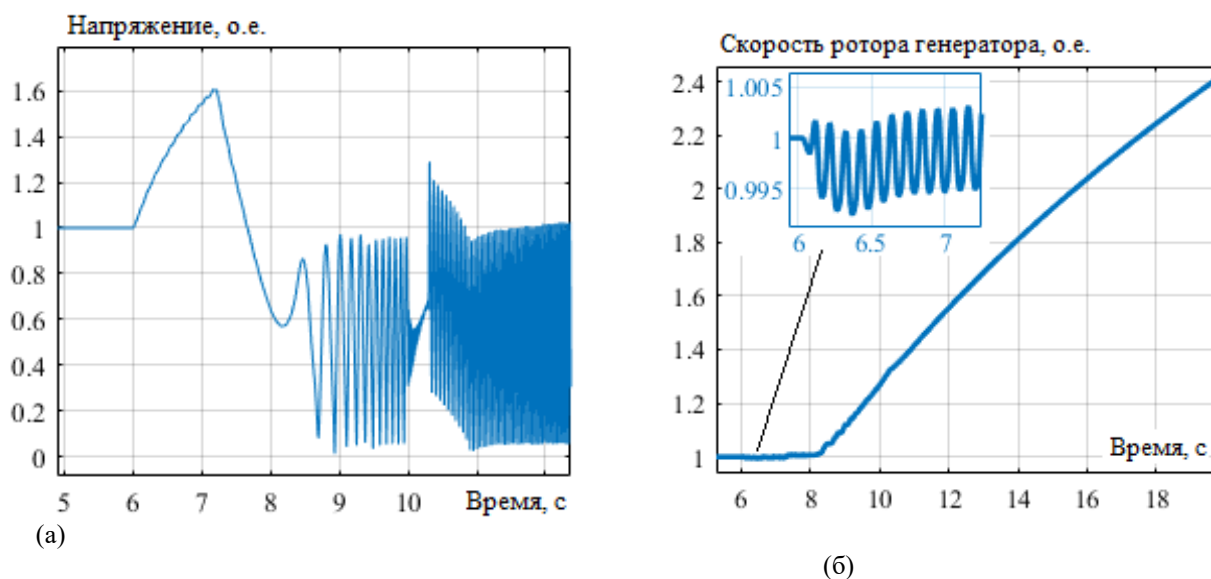


**Рис. 14.** Временные зависимости скорости вращения ротора (а) и угла нагрузки генератора (б) при изменении  $T_p$  только у ГПАРС и дальнейшим КЗ: 1 –  $T_p$  рассчитывается автоматически и не изменяется; 2 –  $T_p$  увеличена в 100 раз

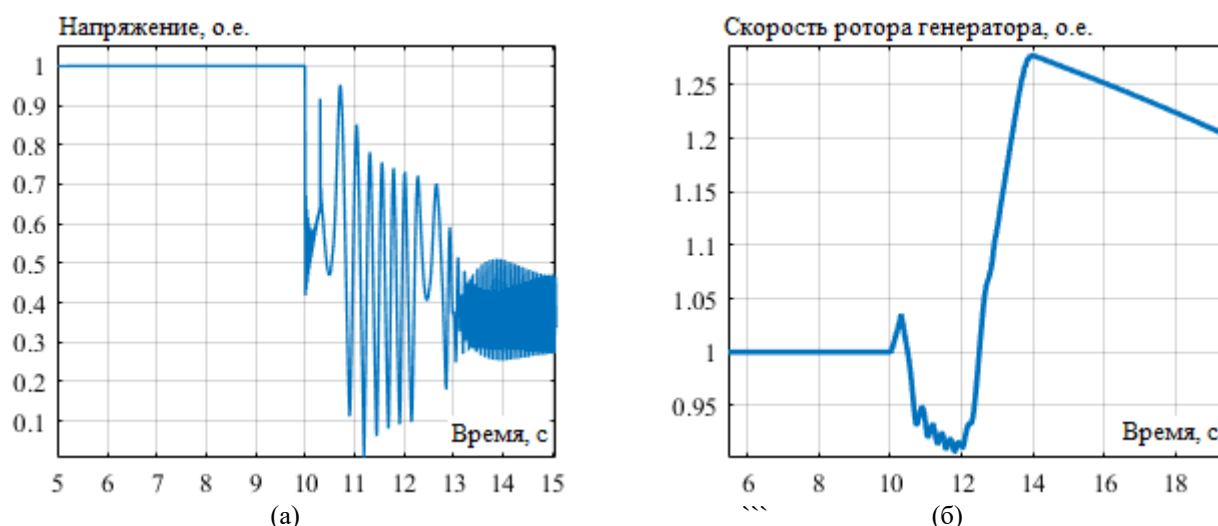
При отрицательных значениях постоянных времени прогноза только у ГПАРН или у ГПАРС возникает опасность потери устойчивой работы группы синхронных генераторов. Это подтверждается результатами исследований, проведенных на компьютерной модели малой ГЭС и представленных на рис. 15 и 16 в виде напряжения и скорости вращения ротора генератора. Отрицательное значение  $T_p$  у ГПАРН сразу же вызывает колебания напряжения и скорости ротора, что приводит к потере устойчивости даже до момента возникновения КЗ (рис. 15). С отрицательным значением  $T_p$  у ГПАРС генераторы продолжают нормально работать, но при этом снижается запас устойчивости и при удаленном кратковременном КЗ машины выпадают из синхронизма (рис. 16).

Таким образом, результаты проведенных исследований показывают, что при несанкционированном изменении времени прогноза у групповых регуляторов напряжения и частоты резко ухудшаются показатели качества управления и может возникать потеря устойчивости. Это подтверждает необходимость аппаратного ограничения времени прогноза и недопустимость режима с отрицательными значениями  $T_p$  у ГПАРН и (или) ГПАРС. Ограничение посто-

янных времени прогноза ГПАРН и ГПАРС до значения  $n$ , определяющего количество генераторов в группе, дает лучшие результаты по качеству управления в переходном процессе.



**Рис. 15.** Временные зависимости напряжения (а) и скорости вращения ротора генератора (б) при постоянной времени  $T_p$ , увеличенной у ГПАРС в 10 раз и умноженной на  $-1$  у ГПАРН



**Рис. 16.** Временные зависимости напряжения (а) и скорости вращения ротора генератора (б) при постоянной времени  $T_p$ , умноженной у ГПАРС на  $-1$  и увеличенной в 10 раз у ГПАРН

**Заключение и выводы.** Результаты компьютерного моделирования позволяют сформулировать следующие выводы:

1. При нулевых значениях  $T_p$  у ГПАРН и ГПАРС (без прогноза) генераторы продолжают устойчивую работу даже после возникновения и отключения КЗ, но с ухудшенными показателями качества процесса управления по сравнению с нормальным значением  $T_p$ , рассчитанным автоматически по предлагаемой методике: величина перерегулирования для напряжения увеличивается в 1,2 раза; возникает колебательность напряжения генератора; значительно повышается колебательность и в 8,8 раза возрастает величина перерегулирования частоты после отключения КЗ; в 3 раза увеличивается время переходного процесса для частоты.

2. Лучшего эффекта удастся достичь при увеличении постоянной времени линейного прогнозирующего звена в  $n$  раз, где  $n$  – число параллельно работающих генераторов в группе: практически отсутствует колебательность, значительно уменьшается перерегулирование и время переходного процесса для напряжения, частоты в сети и угла нагрузки генератора  $\delta$

после возникновения и отключения КЗ. Дальнейшее увеличение постоянных времени прогноза ГПАРН и ГПАРС приводит к возникновению гармонических колебаний скорости вращения ротора и частоты в сети. При одновременном увеличении времени прогноза в 100 раз возникают высокочастотные колебания напряжения и увеличение угла нагрузки ведущего генератора  $\delta$  до потери устойчивости. Полученные результаты свидетельствуют о необходимости ограничения постоянных времени прогноза ГПАРН и ГПАРС до значения  $n$ , определяющего количество генераторов в группе.

3. В случае задания отрицательных значений постоянных времени прогноза у ГПАРН и (или) ГПАРС возникает опасность потери устойчивой работы группы синхронных генераторов станции. Таким образом, отрицательные значения времени прогноза у ГПАРН и (или) ГПАРС недопустимы.

4. Обобщая результаты моделирования, можно отметить, что в случае несанкционированного изменения времени прогноза у групповых регуляторов напряжения и частоты генераторов электростанции ухудшаются показатели качества управления и возможна потеря устойчивости. Это подтверждает необходимость аппаратного ограничения времени прогноза и недопустимости режима с отрицательными значениями  $T_p$  у ГПАРН и (или) ГПАРС.

### Список источников

1. Илюшин П.В. Распределённая генерация: применение обосновано, не ограничено / П.В. Илюшин // Энергонадзор, 2015. – №6(70). – С.4-7.
2. Ерошенко С. А. Научные проблемы распределённой генерации / С. А. Ерошенко, А. А. Карпенко, С. Е. Кокин, А. В. Паздерин // Известия вузов: Проблемы энергетики, 2010. – №11–12. – С. 126–133.
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. Голобоков С.В. Перспективы развития распределенной генерации тепловой и электрической энергии в России / С.В. Голобоков, А.А. Тихомирова, К.А. Степанова // Инжиниринг и технологии, 2019. – № 4(2). – С. 1–7. – DOI 10.21685/2587-7704-2019-4-2-4.
5. Филиппов С.П. Перспективы использования когенерационных установок при реконструкции котельных / С.П. Филиппов, М.Д. Дильман // Промышленная энергетика, 2014. – № 4. – С. 7–11.
6. Sikorski T. and Rezmer J. Distributed Generation and Its Impact on Power Quality in Low-Voltage Distribution Networks. Power Quality Issues in Distributed Generation, Dr. Jaroslaw Luszcz (Ed.), InTech, 2015. DOI: 10.5772/61172.
7. 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.
8. Булатов Ю.Н. Применение вейвлет-преобразования и генетических алгоритмов для настройки автоматических регуляторов установок распределенной генерации / Ю.Н. Булатов, А.В. Крюков // Научный вестник Новосибирского государственного технического университета, 2016. – № 2 (63). –С. 7–22.
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. DOI: 10.11591/telkomnika.v11i3.2301
10. Camacho E.F., Bordons C. Model Predictive Control. 2nd edition Springer, 2007, 405 p.
11. Rodriguez J. et al. State of the Art of Finite Control Set Model Predictive Control in Power Electronics. in IEEE Transactions on Industrial Informatics, 2013, vol. 9, no. 2, pp. 1003–1016. DOI: 10.1109/TII.2012.2221469
12. Choi D. and Lee K. Dynamic Performance Improvement of AC/DC Converter Using Model Predictive Direct Power Control With Finite Control Set. in IEEE Transactions on Industrial Electronics, 2015, vol. 62, no. 2, pp. 757–767. DOI: 10.1109/TIE.2014.2352214
13. Ahmed A.A., Koh B.K. and Lee Y.I. A Comparison of Finite Control Set and Continuous Control Set Model Predictive Control Schemes for Speed Control of Induction Motors. in IEEE Transactions on Industrial Informatics, 2018, vol. 14, no. 4, pp. 1334–1346. DOI: 10.1109/TII.2017.2758393
14. Elmorshedy M.F., Xu W., Liu Y., Allam S.M. and Dong M. Speed Control of Linear Induction Motor based on Finite-Set Model Predictive Direct Flux Control. 2019 IEEE International Symposium on Predictive Control of Electrical Drives and Power Electronics (PRECEDE), 2019, pp. 1–6. DOI: 10.1109/PRECEDE.2019.8753329

15. Carlet P.G., Toso F., Favato A. and Bolognani S. A speed and current cascade Continuous Control Set Model Predictive Control architecture for synchronous motor drives. 2019 IEEE Energy Conversion Congress and Exposition (ECCE), 2019, pp. 5682–5688. DOI: 10.1109/ECCE.2019.8912277
16. Petkar S.G., Eshwar K. and Thippiripati V.K. A Modified Model Predictive Current Control of Permanent Magnet Synchronous Motor Drive. in IEEE Transactions on Industrial Electronics, 2021, vol. 68, no. 2, pp. 1025–1034. DOI: 10.1109/TIE.2020.2970671
17. Pikina G.A., Pashchenko F.F. and Pashchenko A.F. Synthesis, Research and Comparative Analysis of Predictive Control Algorithms. International Multi-Conference on Industrial Engineering and Modern Technologies (FarEastCon), 2020, pp. 1–5. DOI: 10.1109/FarEastCon50210.2020.9271646
18. Пикина Г.А. Методы настройки прогностических типовых алгоритмов регулирования / Г.А. Пикина, М.С. Кузнецов // Теплоэнергетика, 2012. – № 2. – С. 64-68.
19. Пикина Г.А. Прогнозные типовые алгоритмы управления / Г.А. Пикина, М.С. Кузнецов // Энергетика, 2011, – № 4, – С. 61-66.
20. Merzlikina E., Van Va N. and Farafonov G. Automatic Control System with an Autotuning Module and a Predictive PID-Algorithm for Thermal Processes. 2021 International Conference on Industrial Engineering, Applications and Manufacturing (ICIEAM), 2021, pp. 525–529. DOI: 10.1109/ICIEAM51226.2021.9446467
21. Булатов Ю.Н. Моделирование газотурбинной установки с прогностическими регуляторами напряжения и скорости / Ю.Н. Булатов, А.В. Крюков, В.Х. Нгуен // Известия высших учебных заведений. Проблемы энергетики, 2020. – Т. 22. – № 3. – С. 60-67.
22. Булатов Ю.Н. Прогностические регуляторы для установок распределенной генерации / Ю.Н. Булатов, А.В. Крюков, В.Х. Нгуен // Системы. Методы. Технологии, 2016. – № 1 (29). – С. 63-69.
23. Булатов Ю. Н. Групповые прогностические регуляторы напряжения и частоты для установок распределенной генерации / Ю. Н. Булатов // iPolytech Journal, 2021. – Т. 25. – № 5. – С. 568–585. – URL: <https://doi.org/10.21285/1814-3520-2021-5-568-585>.
24. Бушуев В.В. Динамические свойства энергосистем / В.В. Бушуев, Н.Н. Лизалек, Н.Л. Новиков. – М.: Энергоатомиздат, 1995. – 320 с.
25. Андерсон П. Управление энергосистемами и устойчивость / П. Андерсон, А. Фуад ; Под ред. Я.Н. Лугинского. – М.: Энергия, 1980. – 568 с.

**Булатов Юрий Николаевич**, доцент, кандидат технических наук, зав. кафедрой энергетики, Братский государственный университет, [bulatovyuira@yandex.ru](mailto:bulatovyuira@yandex.ru), ORCID: 0000-0002-3716-5357, Россия, Братск, Макаренко д.40.

**Крюков Андрей Васильевич**, профессор, доктор технических наук, профессор кафедры электроэнергетики транспорта Иркутского государственного университета путей сообщения, профессор кафедры электроснабжения и электротехники Иркутского национального исследовательского технического университета, [and\\_kryukov@mail.ru](mailto:and_kryukov@mail.ru), ORCID: 0000-0001-6543-1790, Россия, Иркутск, Лермонтова д.83.

**Суслов Константин Витальевич**, доцент, доктор технических наук, зав. кафедрой электроснабжения и электротехники, Иркутский национальный исследовательский технический университет, [dr.souslov@yandex.ru](mailto:dr.souslov@yandex.ru), ORCID: 0000-0003-0484-2857, Россия, Иркутск, Лермонтова д.83.

## Cyber-physical security of predictive algorithms in group controllers of distributed generation plants

Yuri N. Bulatov<sup>1</sup>, Andrey V. Kryukov<sup>2,3</sup>, Konstantin V. Suslov<sup>3</sup>

<sup>1</sup>Bratsk State University, Russia, Bratsk, *bulatovyura@yandex.ru*

<sup>2</sup>Irkutsk State Transport University, Russia, Irkutsk

<sup>3</sup>Irkutsk National Research Technical University, Russia, Irkutsk

**Abstract.** Widespread use of distributed generation (DG) plants in electric power systems requires solving the complex problem of setting their regulators. The article proposes to use predictive control algorithms that can significantly simplify its solution. On the basis of a linear predictive link, various structures and models of predictive voltage and frequency controllers are considered, both for individual plant units and for group regulation.

The implementation of prognostic algorithms in the controllers of DG plants is possible on the basis of microprocessor systems. In this regard, it is required to study the impact of an unauthorized change as a result of a cyber-attack of the time constant of the predictive link on the operation of control systems for synchronous generators. The purpose of the presented study was to determine the operation of linear predictive algorithms in group voltage and frequency controllers with a change in the forecast time. The simulation was carried out in the MATLAB system, the results of which showed that with a sudden change in the forecast time, the group voltage and frequency controllers of the generators of a small hydroelectric power plant deteriorate in terms of control quality with a possible loss of stability. It is shown that to prevent such situations, it is necessary to use a hardware limitation of the prediction time, which ensures the inadmissibility of working with negative values of the time constants of the predictive links. In addition, limiting the forecast time constants to the value  $n$ , which determines the number of generators in the group, gives the best results in terms of the quality of control in the transient process.

**Keywords:** distributed generation plants, predictive control algorithms, group voltage and frequency controllers, cyber-physical security, modeling

### References

1. Ilyushin P.V. Raspredeonnaya generatsiya: primeneniye obosnovano, ne ogranicheno [Distributed generation: application is justified, not limited]. *Energonadzor*, 2015, no. 6(70), pp.4–7.
2. Eroshenko S.A., Karpenko A.A., Kokin S.E., Pazderin A.V. Nauchnyye problemy raspredelnoy generatsii [Scientific problems of distributed generation]. *Power engineering: research, equipment, technology*, 2010, no. 11–12, pp. 126–133.
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. Golobokov S.V., Tikhomirova A.A., Stepanova K.A. Perspektivy razvitiya raspredelnoy generatsii teplovoy i elektricheskoy energii v Rossii [Prospects for the development of distributed generation of thermal and electrical energy in Russia]. *Engineering and Technologies*, 2019, no. 4(2), pp. 1–7. DOI 10.21685/2587-7704-2019-4-2-4.
5. Filippov S.P., Dilman M.D. Perspektivy ispol'zovaniya kogeneratsionnykh ustanovok pri rekonstruktsii kotel'nykh [Prospects for the use of cogeneration units in the reconstruction of boiler houses]. *Industrial power engineering*, 2014, no. 4, pp. 7–11.
6. Sikorski T. and Rezmer J. Distributed Generation and Its Impact on Power Quality in Low-Voltage Distribution Networks. *Power Quality Issues in Distributed Generation*, Dr. Jaroslaw Luszcz (Ed.), InTech, 2015. DOI: 10.5772/61172.
7. 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.
8. Bulatov Yu.N., Kryukov A.V. Primeneniye veyvlet-preobrazovaniya i geneticheskikh algoritmov dlya nastroyki avtomaticheskikh regulyatorov ustanovok raspredelnoy generatsii [Application of wavelet transform and genetic algorithms for tuning automatic controllers of distributed generation plants]. *Scientific Bulletin of the Novosibirsk State Technical University*, 2016, no. 2(63), pp. 7-22.
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. DOI: 10.11591/telkomnika.v11i3.2301

10. Camacho E.F., Bordons C. Model Predictive Control. 2nd edition Springer, 2007, 405 p.
11. Rodriguez J. et al. State of the Art of Finite Control Set Model Predictive Control in Power Electronics. in IEEE Transactions on Industrial Informatics, 2013, vol. 9, no. 2, pp. 1003–1016. DOI: 10.1109/TII.2012.2221469
12. Choi D. and Lee K. Dynamic Performance Improvement of AC/DC Converter Using Model Predictive Direct Power Control With Finite Control Set. in IEEE Transactions on Industrial Electronics, 2015, vol. 62, no. 2, pp. 757–767. DOI: 10.1109/TIE.2014.2352214
13. Ahmed A.A., Koh B.K. and Lee Y.I. A Comparison of Finite Control Set and Continuous Control Set Model Predictive Control Schemes for Speed Control of Induction Motors. in IEEE Transactions on Industrial Informatics, 2018, vol. 14, no. 4, pp. 1334–1346. DOI: 10.1109/TII.2017.2758393
14. Elmorshedy M.F., Xu W., Liu Y., Allam S.M. and Dong M. Speed Control of Linear Induction Motor based on Finite-Set Model Predictive Direct Flux Control. 2019 IEEE International Symposium on Predictive Control of Electrical Drives and Power Electronics (PRECEDE), 2019, pp. 1–6. DOI: 10.1109/PRECEDE.2019.8753329
15. Carlet P.G., Toso F., Favato A. and Bolognani S. A speed and current cascade Continuous Control Set Model Predictive Control architecture for synchronous motor drives. 2019 IEEE Energy Conversion Congress and Exposition (ECCE), 2019, pp. 5682–5688. DOI: 10.1109/ECCE.2019.8912277
16. Petkar S.G., Eshwar K. and Thippiripati V.K. A Modified Model Predictive Current Control of Permanent Magnet Synchronous Motor Drive. in IEEE Transactions on Industrial Electronics, 2021, vol. 68, no. 2, pp. 1025–1034. DOI: 10.1109/TIE.2020.2970671
17. Pikina G.A., Pashchenko F.F. and Pashchenko A.F. Synthesis, Research and Comparative Analysis of Predictive Control Algorithms. International Multi-Conference on Industrial Engineering and Modern Technologies (FarEastCon), 2020, pp. 1–5. DOI: 10.1109/FarEastCon50210.2020.9271646
18. Pikina G.A., Kuznetsov M.S. Metody nastroyki prognosticheskikh tipovykh algoritmov regulirovaniya [Tuning methods for predictive standard control algorithms]. Thermal Engineering, 2012, no. 2, pp. 64–68.
19. Pikina G.A., Kuznetsov M.S. Prognoznyye tipovyye algoritmy upravleniya [Predictive typical control algorithms]. Energetika [Energy], 2011, no. 4, p. 61–66.
20. Merzlikina E., Van Va H. and Farafonov G. Automatic Control System with an Autotuning Module and a Predictive PID-Algorithm for Thermal Processes. 2021 International Conference on Industrial Engineering, Applications and Manufacturing (ICIEAM), 2021, pp. 525–529. DOI: 10.1109/ICIEAM51226.2021.9446467
21. Bulatov Yu.N., Kryukov A.V., Nguyen V.H. Modelirovaniye gazoturbinnoy ustanovki s prognosticheskimi regulyatorami napryazheniya i skorosti [Modeling of a gas turbine plant with predictive voltage and speed controllers]. Power engineering: research, equipment, technology, 2020, vol. 22, no. 3, pp. 60–67.
22. Bulatov Yu.N., Kryukov A.V., Nguyen V.H. Prognosticheskiye regulyatory dlya ustanovok raspredelennoy generatsii [Prognostic controllers for distributed generation installations]. Systems. Methods. Technologies, 2016, no. 1(29), pp. 63–69.
23. Bulatov Yu. N. Joint voltage and frequency predictive controllers for distributed generation plants. iPolytech Journal, 2021, vol. 25, no. 5, pp. 568–585. (In Russ.). <https://doi.org/10.21285/1814-3520-2021-5-568-585>
24. Bushuev V.V., Lizalek N.N., Novikov N.L. Dinamicheskiye svoystva energosistem [Dynamic properties of power systems]. Moscow, Energoatomizdat, 1995, 320 p.
25. Anderson P., Fuad A. Upravleniye energosistemami i ustoychivost' [Management of energy systems and sustainability]. Moscow, Energiya, 1980, 568 p.

**Yuri N. Bulatov**, associate professor, candidate of technical sciences, Head of the Energy Department, Bratsk State University, [bulatovyura@yandex.ru](mailto:bulatovyura@yandex.ru), ORCID: 0000-0002-3716-5357, Russia, Bratsk, Makarenko 40.

**Andrey V. Kryukov**, professor, doctor of technical sciences, Professor of the Department of Electric Power Engineering of Transport, Irkutsk State Transport University, Professor of the Department of Power Supply and Electrical Engineering, Irkutsk National Research Technical University, and [kryukov@mail.ru](mailto:kryukov@mail.ru), ORCID: 0000-0001-6543-1790, Russia, Irkutsk, Lermontov 83.

**Konstantin V. Suslov**, associate professor, doctor of technical sciences, Head of the Department of Power Supply and Electrical Engineering, Irkutsk National Research Technical University, [dr.souslov@yandex.ru](mailto:dr.souslov@yandex.ru), ORCID: 0000-0003-0484-2857, Russia, Irkutsk, Lermontov 83.

Статья поступила в редакцию 08.05.2022; одобрена после рецензирования 31.05.2022; принята к публикации 03.06.2022.

The article was submitted 05/08/2022; approved after reviewing 05/31/2022; accepted for publication 06/03/2022.