



Научная статья

УДК: 621.311.001

<https://doi.org/10.21285/1814-3520-2022-3-465-486>

Исследование функционирования алгоритма синтетической инерции в электроэнергетических системах разной плотности

Владимир Евгеньевич Рудник^{1✉}, Алексей Александрович Суворов²,
Николай Юрьевич Рубан³, Михаил Владимирович Андреев⁴,
Юлий Дмитриевич Бай⁵

¹⁻⁵Национальный исследовательский Томский политехнический университет, г. Томск, Россия

¹ver3@tpu.ru, <https://orcid.org/0000-0002-6181-2497>

²suvorova@tpu.ru, <https://orcid.org/0000-0003-3896-3921>

³rubanny@tpu.ru, <https://orcid.org/0000-0003-1396-9104>

⁴andreevmv@tpu.ru, <https://orcid.org/0000-0002-6420-4374>

⁵nodius@tpu.ru, <https://orcid.org/0000-0001-9928-408X>

Резюме. Цель – повышение эффективности функционирования фотоэлектрической установки в электрических сетях разной плотности, в частности корректная настройка алгоритма синтетической инерции и контура фазовой автоподстройки частоты. Объектом исследования является система автоматического управления фотоэлектрической станцией. В исследованиях использовались методы гибридного моделирования с помощью всережимного моделирующего комплекса реального времени электроэнергетических систем. Установлено, что возможность использования алгоритма синтетической инерции и его корректная настройка являются одним из важнейших свойств фотоэлектрических установок, подключаемых к сети с помощью силового преобразователя. Показано, что для эффективной работы данного алгоритма важным является правильное определение полосы пропускания фазовой автоподстройки частоты. Функционирование контура данной фазовой автоподстройки частоты может приводить к колебаниям с различной частотой при установке фотоэлектрических установок в слабых электрических сетях (электрические сети с коэффициентом короткого замыкания менее 10 о.е.) и, соответственно, негативно сказаться на работоспособности алгоритма синтетической инерции. Также установлено, что в сильной сети с увеличением полосы пропускания блока фазовой автоподстройки частоты уменьшается величина снижения частоты сети (оптимальная полоса пропускания 50 Гц), в слабой же сети, наоборот: блок фазовой автоподстройки частоты с увеличением полосы пропускания уменьшает скорость реакции алгоритма синтетической инерции, что приводит к увеличению величины снижения частоты (оптимальная полоса пропускания 0,3 Гц). Таким образом, проведенные исследования показали, что контур фазовой автоподстройки частоты в системе управления фотоэлектрической установки позволяет влиять на функционирование алгоритма синтетической инерции, но характер этого влияния зависит от плотности электрической сети и может быть положительным или отрицательным. Полученное на тестовой энергосистеме влияние также подтверждено для энергосистемы реальной размерности.

Ключевые слова: фазовая автоподстройка частоты, синтетическая инерция, фотоэлектрическая установка, возобновляемые источники энергии, электроэнергетическая система

Благодарности: Работа выполнена при поддержке Министерства науки и высшего образования РФ, Госзадание «Наука» № FSWW-2020-0017.

Для цитирования: Рудник В. Е., Суворов А. А., Рубан Н. Ю., Андреев М. В., Бай Ю. Д. Исследование функционирования алгоритма синтетической инерции в электроэнергетических системах разной плотности // iPolytech Journal. 2022. Т. 26. № 3. С. 465–486. <https://doi.org/10.21285/1814-3520-2022-3-465-486>.

Operation of synthetic inertia units in electric power systems of various densities

Vladimir E. Rudnik^{1✉}, Aleksey A. Suvorov², Nikolai Yu. Ruban³, Mikhail V. Andreev⁴, Yuly D. Bay⁵

¹⁻⁵National Research Tomsk Polytechnic University, Tomsk, Russia

¹ver3@tpu.ru, <https://orcid.org/0000-0002-6181-2497>

²suvorovaa@tpu.ru, <https://orcid.org/0000-0003-3896-3921>

³rubanny@tpu.ru, <https://orcid.org/0000-0003-1396-9104>

⁴andreevmv@tpu.ru, <https://orcid.org/0000-0002-6420-4374>

⁵nodius@tpu.ru, <https://orcid.org/0000-0001-9928-408X>

Abstract. This study is aimed at improving the efficiency of photovoltaic plants operated in the electric networks of various densities by adjusting the synthetic inertia algorithm and automatic frequency control circuits. To this end, the automatic control system of a photovoltaic plant was investigated using hybrid modelling methods in an all-mode online simulation complex of electric power systems. It was shown that the stability of photovoltaic power plants could be improved through the use of synthetic inertia. According to the conducted research, effective operation of this algorithm can be ensured by a correct determination of the bandwidth of automatic frequency control. Operation of this automatic frequency control circuit can lead to the oscillations of various frequencies during the installation of photovoltaic power plants in low-current electrical networks (electrical networks with the short circuit coefficient of less than 10 a.u.) and, subsequently, negatively affect the operability of the synthetic inertia algorithm. In addition, in high-current networks with an increased bandwidth of the automatic frequency control unit, the value of the network frequency reduction decreases (optimal bandwidth of 50 Hz). Conversely, in low-current networks, the automatic frequency control unit, under an increase in the bandwidth, decreases the response rate of the synthetic inertia algorithm, which leads to an increase in the frequency reduction value (optimal bandwidth of 0.3 Hz). Thus, the conducted investigations showed that the automatic frequency control circuit in the control system of a photovoltaic power plant can be used to alter the operation of the synthetic inertia algorithm. However, the nature of this effect depends on the electrical network density and can be both positive and negative. The effect observed in the tested power system was confirmed for a real-dimension power system.

Keywords: phase-locked loop frequency control, synthetic inertia, photovoltaic installation, renewable energy sources, electric power system

Acknowledgements: The work was supported by the Ministry of Science and Higher Education of the Russian Federation within the state assignment 'Science' no. FSWW-2020-0017.

For citation: Rudnik V. E., Suvorov A. A., Ruban N. Yu., Andreev M. V., Bay Yu. D. Operation of synthetic inertia units in electric power systems of various densities. *iPolytech Journal*. 2022;26(3):465-486. (In Russ.). <https://doi.org/10.21285/1814-3520-2022-3-465-486>.

ВВЕДЕНИЕ

В настоящее время наблюдается тенденция непрерывно растущего энергопотребления. Многие ведущие страны заинтересованы в декарбонизации, основанной на сокращении традиционной генерации на базе ископаемого топлива. Одним из фундаментальных направлений развития мировой энергетики является широкомасштабное внедрение новых объектов генерации на ба-

зе возобновляемых источников энергии (ВИЭ) [1]. В соответствии с отчетом Международного энергетического агентства⁶, прирост установленной мощности ВИЭ в 2020 г. составил 280 ГВт, что больше почти на 45% по сравнению с 2019 г., рекордный рост был также обусловлен увеличением на 23% новых фотоэлектрических установок почти на 135 ГВт мощности.

Общим для объектов ВИЭ является ис-

⁶Renewable Energy Market Update. Outlook for 2021 and 2022 [Электронный ресурс]. URL: <https://iea.blob.core.windows.net/assets/18a6041d-bf13-4667-a4c2-8fc008974008/RenewableEnergyMarketUpdate-Outlookfor2021and2022.pdf> (27.02.2022).

пользование силовых преобразователей (СП) для подключения к сети, что приводит к отсутствию прямого сопряжения с сетью и, соответственно, вкладу в общую инерцию системы. Обозначенные особенности устройств на базе силовой полупроводниковой техники существенно изменяют динамические свойства электроэнергетических систем (ЭЭС) ввиду отличающейся динамики функционирования СП, особенно его системы автоматического управления (САУ) по сравнению с традиционным оборудованием ЭЭС. В результате непрерывный рост уровня внедрения объектов ВИЭ, который продлится как минимум до 2030 г., согласно Парижскому соглашению⁷, приводит к значительному снижению надежности функционирования современных ЭЭС в нормальных и особенно аварийных режимах⁸ [2–7]. Одной из основных проблем является обеспечение устойчивости ЭЭС по частоте⁹ [8, 9]. Возникновение данной проблемы связано с внедрением безынерционных объектов ВИЭ, в том числе путем замены традиционной генерации, что приводит к снижению доступного резерва мощности и общей инерции системы. Это создает увеличение скорости изменения частоты напряжения при возникновении небаланса мощности [10]. В итоге в энергосистемах с низкой инерцией глубина снижения частоты гораздо больше при аналогичном возмущении по сравнению с традиционными ЭЭС [11, 12].

Для обеспечения надежного функционирования ЭЭС с низкой инерцией и снижения негативных последствий от внедрения объектов ВИЭ необходима адаптация их САУ под требования, предъявляемые к традиционной генерации в составе ЭЭС [13]. Благодаря необходимой массовости использования алгоритмов регулирования частоты, раз-

рабатываемые решения должны быть простыми и надежными. В настоящее время разработано множество подходов, направленных на решение данной проблемы и обеспечивающих формирование так называемой синтетической инерции. Одним из таких подходов, который применим для всех доминирующих видов ВИЭ, является внедрение в САУ блока синтетической инерции (СИ), а также корректная настройка блока фазовой автоподстройки частоты (ФАПЧ) [14–16]. Контур ФАПЧ обычно используется для измерения частоты сети, благодаря своей простой структуре и надежности, блок ФАПЧ является наиболее популярным и широко используемым [17].

Кроме этого, при функционировании объектов ВИЭ необходимо учитывать неоднородность величины инерции, которая приводит к разным скоростям изменения и соответственно величинам снижения частоты в разных частях сети, что вызывает серьезные трудности при настройке систем защиты от снижения и повышения частоты. Отдельно стоит выделить проблему моделирования переходных процессов в «слабых» сетях при внедрении ВИЭ. Ввиду более колебательно-го характера переходных процессов в таких сетях, довольно часто складывается ситуация, что после возмущений начинаются колебания с нарастающей амплитудой, а также блок ФАПЧ требует более точной настройки, в отличие от сетей с «сильными» связями [16]. В данной работе [16, 18] показано, что коэффициенты блока ФАПЧ, особенно в сетях со «слабыми» связями, сильно влияют на работу силового преобразователя.

Данная статья посвящена рассмотрению этого вопроса и организована следующим образом. Сначала описаны рассматриваемый алгоритм СИ с особенностями его при-

⁷OECD Factbook 2015-2016. Economic, Environmental and Social Statistics. 2016. 228 p. <https://doi.org/10.1787/factbook-2015-en> (25.02.2022).

⁸National Grid, Voltage and Frequency Dependency. National Grid, 2018. [Электронный ресурс]. URL: <https://www.nationalgrid.com/sites/default/files/documents/SOFReport-Fr%equencyandVoltageassessment.pdf> (27.02.2022).

⁹JWG C2/C4.41: Impact of High Penetration of Inverter-based Generation on System Inertia of Networks. 2020. [Электронный ресурс]. URL: http://cigre.ru/research_commitets/ik_rus/c2_rus/materials/library/WBN022%20-%20C2.C4.41%20-%20Dec20.pdf (27.02.2022).

менения и режим «недогрузки» фотоэлектрической установки (ФЭУ). Далее представлена используемая математическая модель объекта ФЭУ и тестовая схема ЭЭС. В финальном разделе представлены результаты экспериментов с соответствующим описанием. В заключении представлены выводы по выполненным исследованиям.

ПОДХОД К РЕАЛИЗАЦИИ БЛОКА СИНТЕТИЧЕСКОЙ ИНЕРЦИИ И РЕЖИМА «НЕДОГРУЗКИ» ФОТОЭЛЕКТРИЧЕСКОЙ УСТАНОВКИ

Одним из основных подходов к формированию синтетической инерции является использование СИ. Реализация СИ, как правило, рассматривается применительно к ветро-

энергетическим установкам (ВЭУ) [8, 15, 19–21]. Это связано с возможностью использования накопленной энергии вращающегося ветроколеса для краткосрочного увеличения выдаваемой ВЭУ мощности во время возникновения просадки по частоте в ЭЭС. При этом есть 2 варианта реализации алгоритма синтетической инерции: одно- и двухконтурная схема управления (рис. 1). Двухконтурная схема имеет очевидное преимущество перед одноконтурной [22], поскольку реагирует не только в процессе изменения частоты, но и при фактическом отклонении частоты от заданной величины, обеспечивая тем самым возврат после возникновения небаланса к более высокому уровню частоты. Далее будет рассмотрена двухконтурная схема.

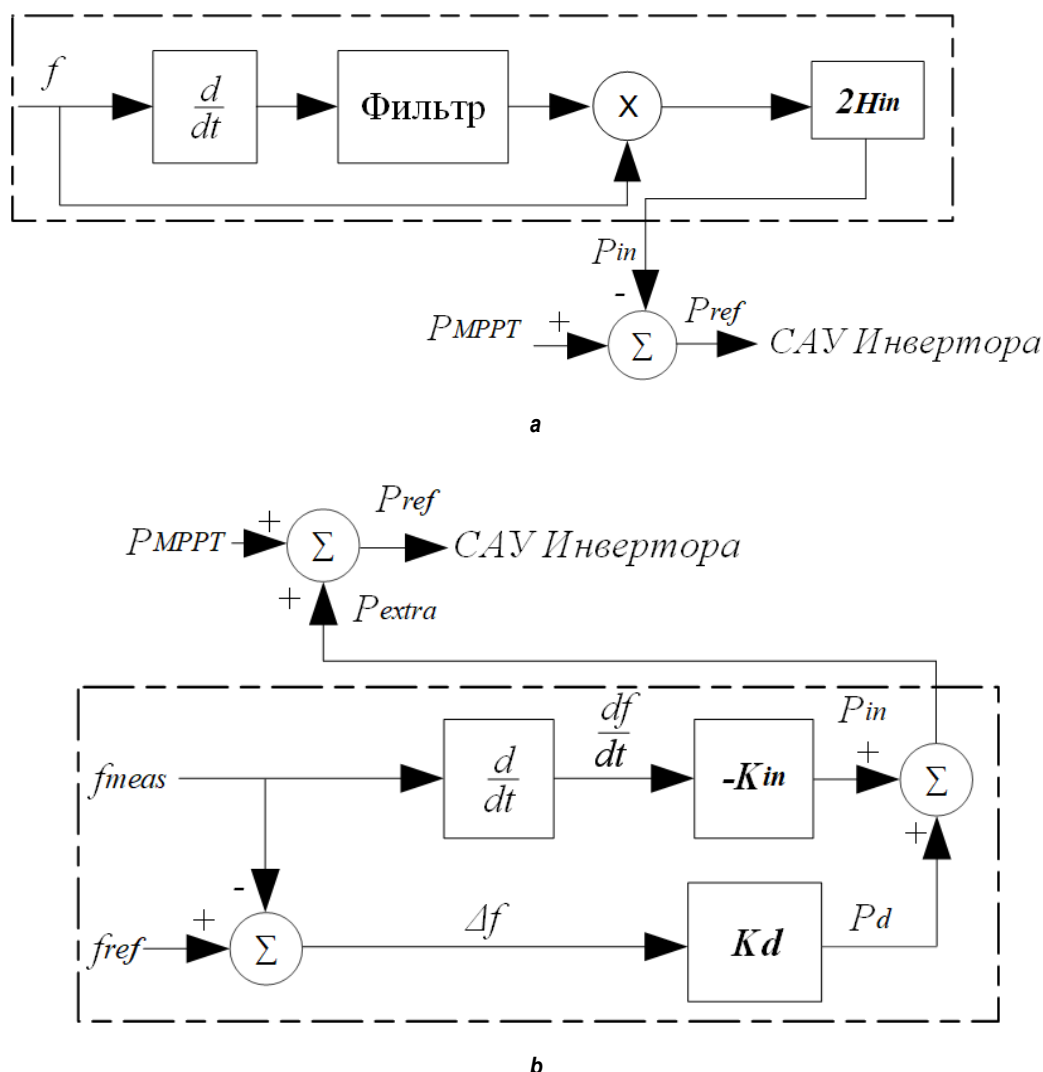


Рис. 1. Схема блока синтетической инерции: а – одноконтурное управление; б – двухконтурное управление

Fig. 1. Schematic diagram of a synthetic inertia unit: a – single-loop control; b – double-loop control

Двухконтурная схема работает следующим образом: при возникновении колебаний частоты в энергосистеме, в системе управления выдаваемой мощностью установки ВЭУ к уставке активной мощности добавляется сигнал P_{extra} частотного отклика. Данный сигнал формируется двухконтурной схемой управления, включающей контур контроля производной частоты df/dt и контур отклонения частоты Δf . При этом вклад в формирование P_{extra} первого контура наибольший в начальной стадии переходного процесса и не предполагает возврата частоты сети к номинальному значению. Для обеспечения возврата частоты в приемлемую область используется второй контур, который имитирует эффект демпферных обмоток в классическом синхронном генераторе и обеспечивает линейное сглаживание частоты [23].

Применение ФЭУ для регулирования частоты в аварийных режимах возможно двумя способами. Первый способ заключается в использовании накопителей электрической энергии для выдачи дополнительной мощности, второй способ заключается в «недогрузке» ФЭУ в установившемся режиме и задействовании полной мощности в аварийных режимах. В [24] доказано, что первый способ имеет более высокую стоимость, в связи с этим распространенный и основной в настоящее время вариант – это режим «недогрузки» ФЭУ.

В этом случае использование синтетической инерции в САУ ФЭУ позволяет добиться формирования оптимального частотного отклика и эффективного поддержания устойчивой работы ЭЭС в целом, в том числе при различном уровне освещенности.

На рис. 2 представлена зависимость мощности от напряжения постоянного тока ФЭУ. Управление контроллера для отслеживания точки максимальной мощности (от англ. Maximum Power Point Tracking (MPPT)) обычно изменяет постоянное напряжение панелей для достижения максимальной эффективности (точка A1 на рис. 2). Точка максимальной мощности и соответствующее напряжение постоянного тока зависят от солнечной инсоляции, температуры окружающей среды и температуры солнечных элементов. Для обеспечения максимальной выдачи мощности ФЭУ существует множество методов MPPT [25]. Чтобы разгрузить ФЭУ, напряжение на фотоэлектрическом элементе повышается выше точки MPPT на величину ΔU [26], выходная мощность уменьшается (точка A2 на рис. 2), и создается резерв мощности, который может быть использован для обеспечения инерционного отклика и участия в регулировании частоты.

С учетом вышеизложенного далее в исследованиях используется схема, обеспечивающая «разгрузку» ФЭУ и блока СИ (рис. 3).

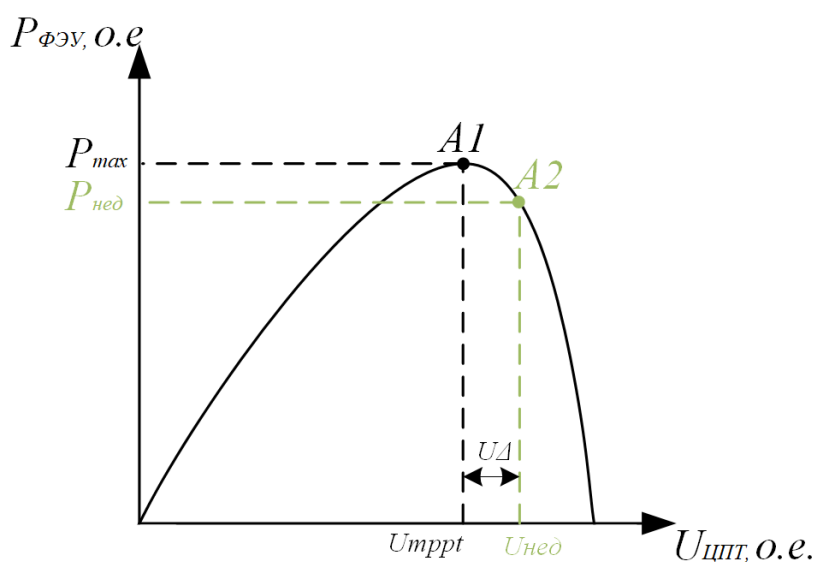


Рис. 2. Зависимость мощности от напряжения постоянного тока фотоэлектрической установки
Fig. 2. Power vs DC voltage of the photovoltaic installation

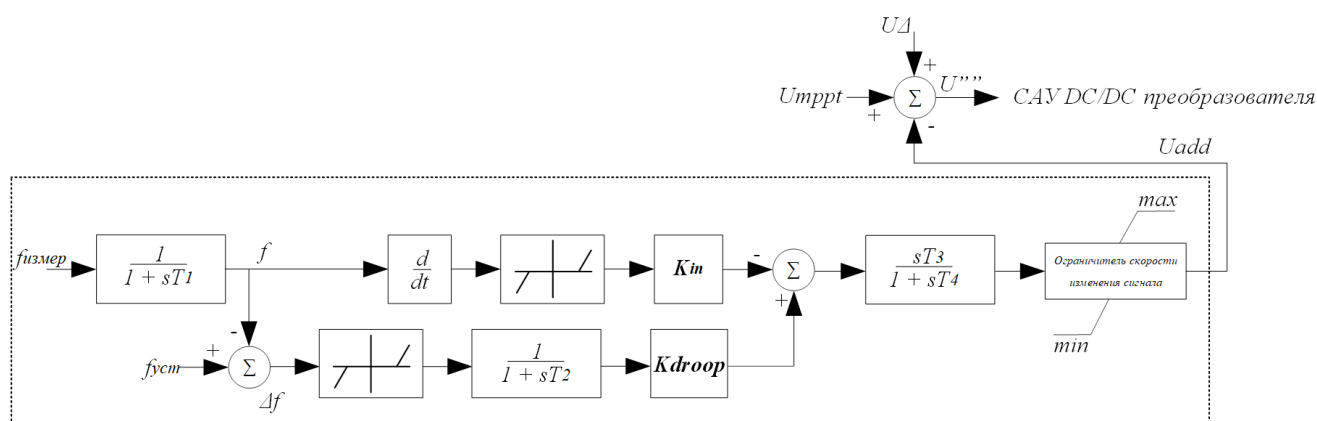


Рис. 3. Модификация системы автоматического управления фотоэлектрической установки, в состав которой входит блок синтетической инерции с двухканальным управлением [8, 15, 24, 26]
Fig. 3. Modification of the automatic control system of the photovoltaic installation including a synthetic inertia unit with a two-channel control [8, 15, 24, 26]

ОПИСАНИЕ ТЕСТОВОЙ СХЕМЫ ЭЛЕКТРОЭНЕРГЕТИЧЕСКОЙ СИСТЕМЫ И СХЕМЫ ИСПОЛЪЗУЕМОЙ ФОТОЭЛЕКТРИЧЕСКОЙ УСТАНОВКИ

Для исследований была реализована трехмашинная ЭЭС, представленная на рис. 4.

В узел № 5 внедряется ФЭУ (рис. 5), подключение которой в сеть осуществляется с помощью статического преобразователя напряжения (инвертора). При мощности ФЭУ,

составляющей 25 МВт, доля ее участия соответствует 40% от установленной мощности. В режиме «недогрузки» ФЭУ имеется резерв мощности 2,5 МВт, что составляет 10% от установленной мощности [26]. Для представленной топологии сети (см. рис. 4) проводилось следующее возмущение: наброс нагрузки на шине 3. Наброс нагрузки позволяет оценить влияния блока СИ на инерционный отклик сети.

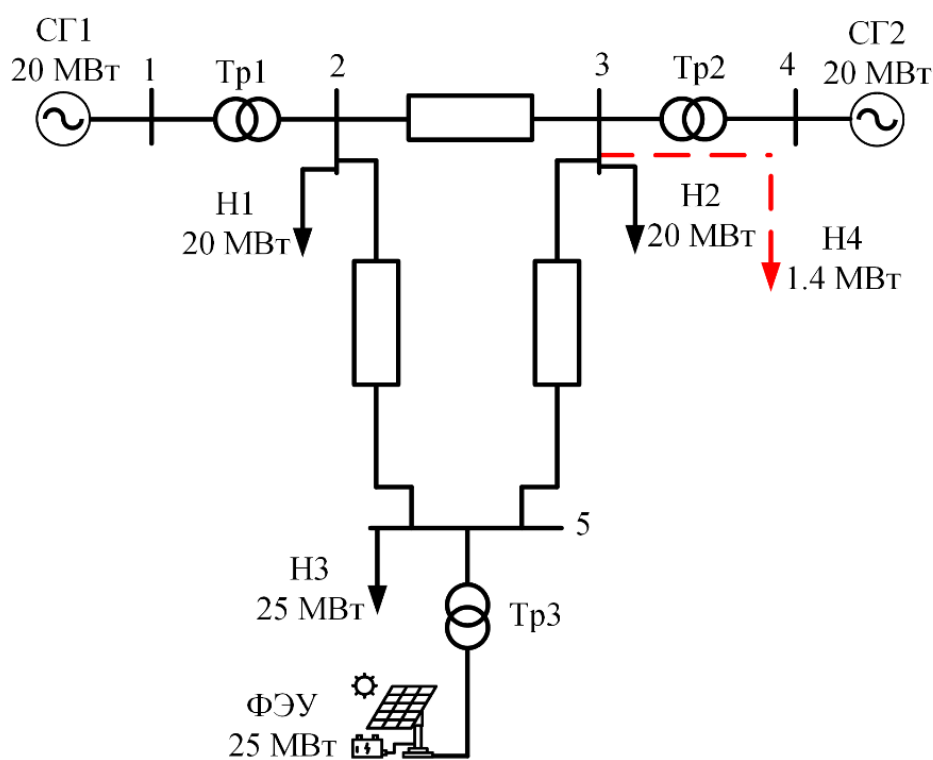


Рис. 4. Тестовая трехмашинная энергосистема
Fig. 4. Test three-machine power system

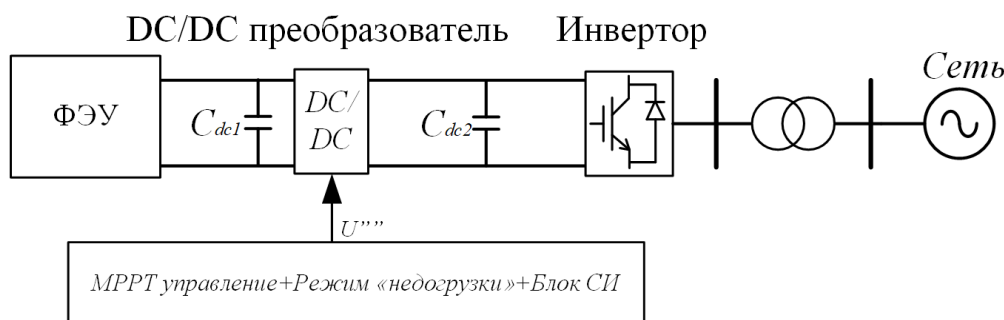


Рис. 5. Структурная схема фотоэлектрической установки с модернизированной системой автоматического управления

Fig. 5. Block diagram of the photovoltaic installation with an upgraded automatic control system

Для исследования влияния блока СИ на устойчивость по частоте реализованы 2 варианта схемно-режимных условий: «сильная» и «слабая» сеть. Под «сильной» сетью подразумевается, что коэффициент короткого замыкания (ККЗ) данной сети более 10 о.е. (ККЗ «сильной» сети = 14,36), соответственно, ККЗ «слабой» сети составит менее 10 о.е. (ККЗ «слабой» сети = 7,54) [27].

$$ККЗ = \frac{S_{\min}}{P_{ВИЭ}}, \text{ о.е.}, \quad (1)$$

где S_{\min} – минимальное значение мощности короткого замыкания в точке подключения ВИЭ к сети без учета влияния ВИЭ, МВ·А; $P_{ВИЭ}$ – номинальная мощность ВИЭ, МВт.

ИССЛЕДОВАНИЕ ВЛИЯНИЯ НАСТРОЙКИ БЛОКА СИНТЕТИЧЕСКОЙ ИНЕРЦИИ И БЛОКА ФАЗОВОЙ АУТОПОДСТРОЙКИ ЧАСТОТЫ НА УСТОЙЧИВОСТЬ ЭЛЕКТРОЭНЕРГЕТИЧЕСКОЙ СИСТЕМЫ ПО ЧАСТОТЕ

Для блока СИ были приняты коэффициенты согласно [28, 29], дифференциальный коэффициент « K_{in} » принимаем равным 2Н ($K_{in} = 40$). Пропорциональный коэффициент « K_{droop} » рассчитывается по формуле относительно топологии сети (2).

$$K_{droop} = \frac{P_g}{R} = 20 \text{ [о.е.]}, \quad (2)$$

где P_g – мощность ФЭУ, о.е.; R – эквивалентный коэффициент статизма синхронных генераторов.

Исследование влияния пропорционального и дифференциального коэффициента блока синтетической инерции на устойчивость энергосистемы по частоте. На рис. 6 и 7 представлены осциллограммы изменения частоты при варьировании дифференциального коэффициента блока СИ.

Из рис. 6 и 7 видно, что увеличение дифференциального коэффициента приводит к уменьшению просадки частоты, при этом наблюдаются демпфирования колебаний как в «сильной», так и в «слабой» сети. Использование дифференциального коэффициента большего значения положительно влияет на переходный процесс при набросе нагрузки.

Аналогичным образом происходило варьирование пропорционального коэффициента блока СИ, результаты представлены на рис. 8 и 9.

Из рис. 8 и 9 видно, что увеличение пропорционального коэффициента приводит к уменьшению просадки частоты как в «сильной», так и в «слабой» сети. Увеличение пропорционального коэффициента до значения 300 положительно влияет на переходный процесс в «сильной» сети, дальнейшее увеличение коэффициента приводит к перерегулированию, что, в свою очередь, приводит к уменьшению устойчивости сети. Данный процесс имеет такую же тенденцию и для «слабой» сети.

Увеличение коэффициентов блока СИ положительно влияет на устойчивость ЭЭС по частоте. Однако варьирование коэффициентов должно происходить в допустимых пределах, чтобы избежать отрицательной тенденции изменения частоты, которая мо-

жет привести к аварийной ситуации и неустойчивому состоянию ЭЭС; соответственно, при корректной настройке блока СИ мож-

но сохранить и повысить устойчивость ЭЭС, что подтверждается полученными результатами экспериментов.

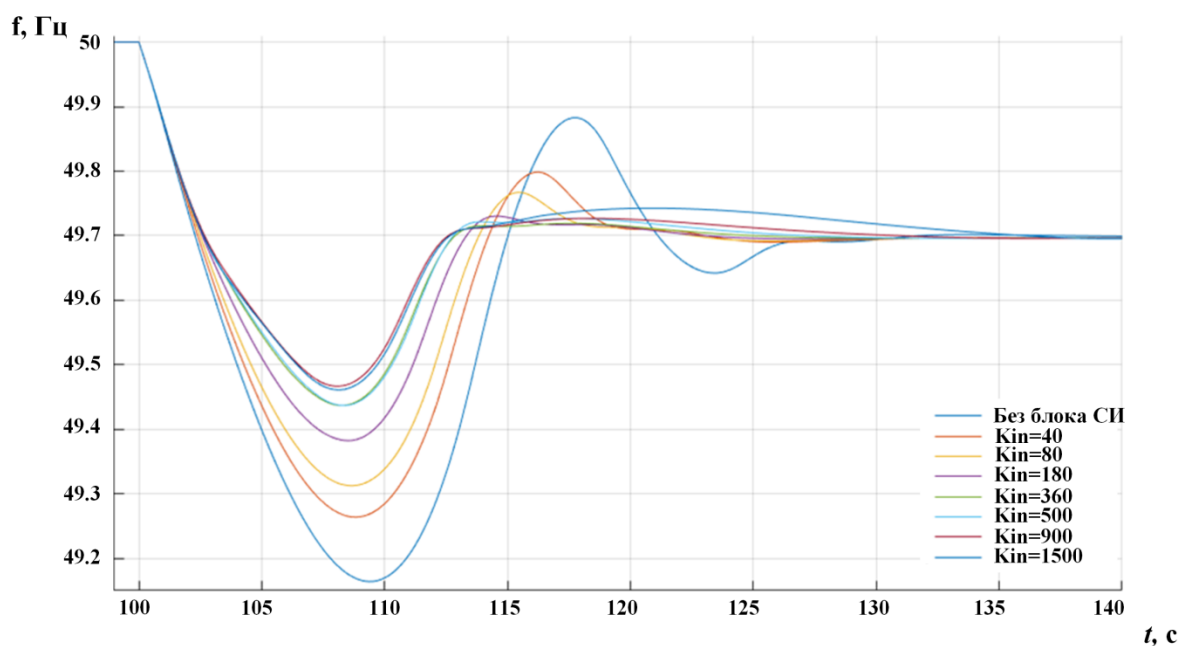


Рис. 6. Осциллограммы изменения частоты при варьировании коэффициента «Kin» блока синтетической инерции ($K_{droop} = \text{const} = 20$; коэффициент короткого замыкания сети = 14,36)

Fig. 6. Waveforms of frequency changes when varying the Kin coefficient of the synthetic inertia unit ($K_{droop} = \text{const} = 20$; network short circuit coefficient = 14.36)

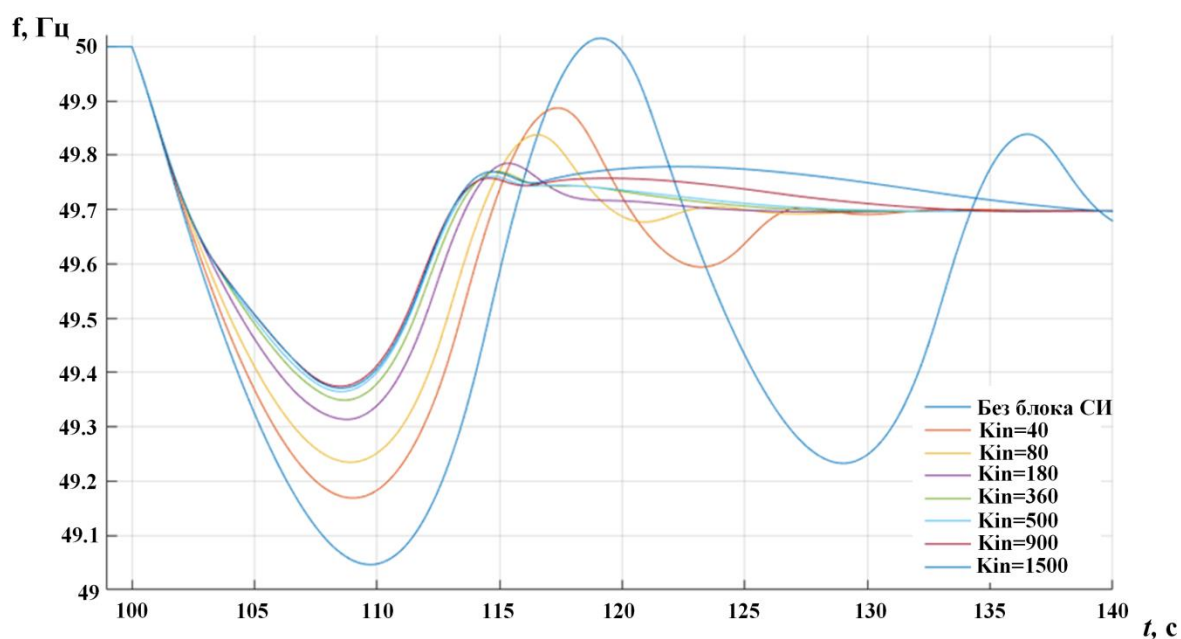


Рис. 7. Осциллограммы изменения частоты при варьировании коэффициента «Kin» блока синтетической инерции ($K_{droop} = \text{const} = 20$; коэффициент короткого замыкания сети = 7,54)

Fig. 7. Waveforms of frequency changes when varying the Kin coefficient of the synthetic inertia unit ($K_{droop} = \text{const} = 20$; network short circuit coefficient = 7.54)

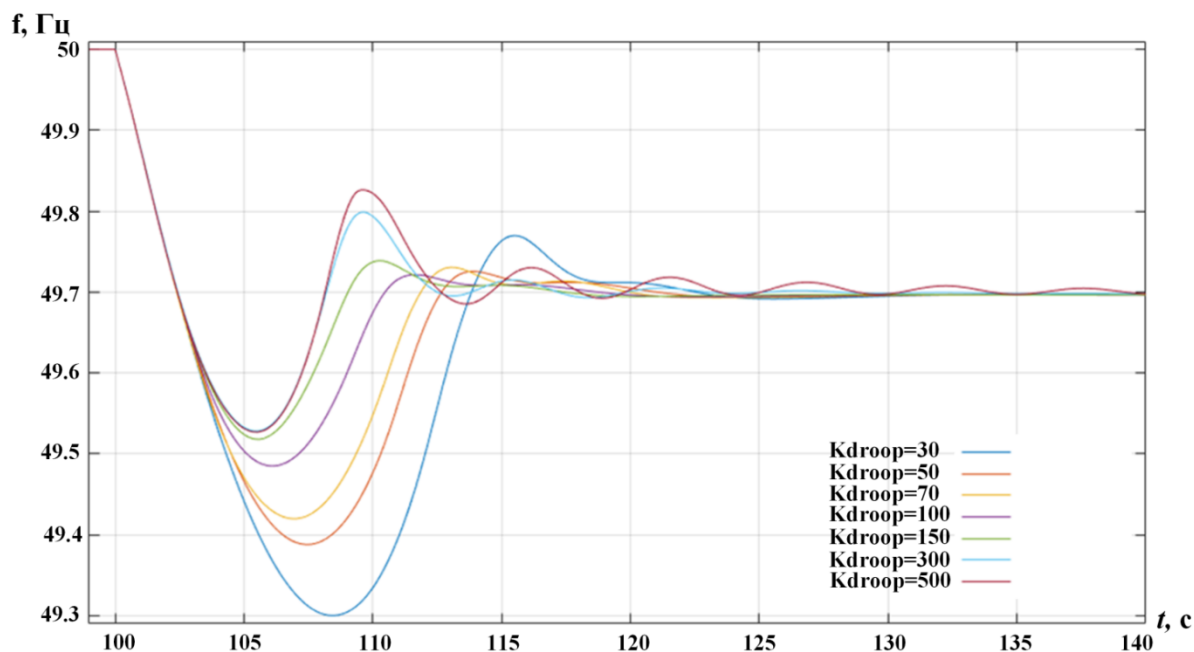


Рис. 8. Осциллограммы изменения частоты при варьировании коэффициента «Kdroop» блока синтетической инерции ($K_{in} = \text{const} = 40$; коэффициент короткого замыкания сети = 14,36)
 Fig. 8. Waveforms of frequency changes when varying the K_{droop} coefficient of the synthetic inertia unit ($K_{in} = \text{const} = 40$; network short circuit coefficient = 14.36)

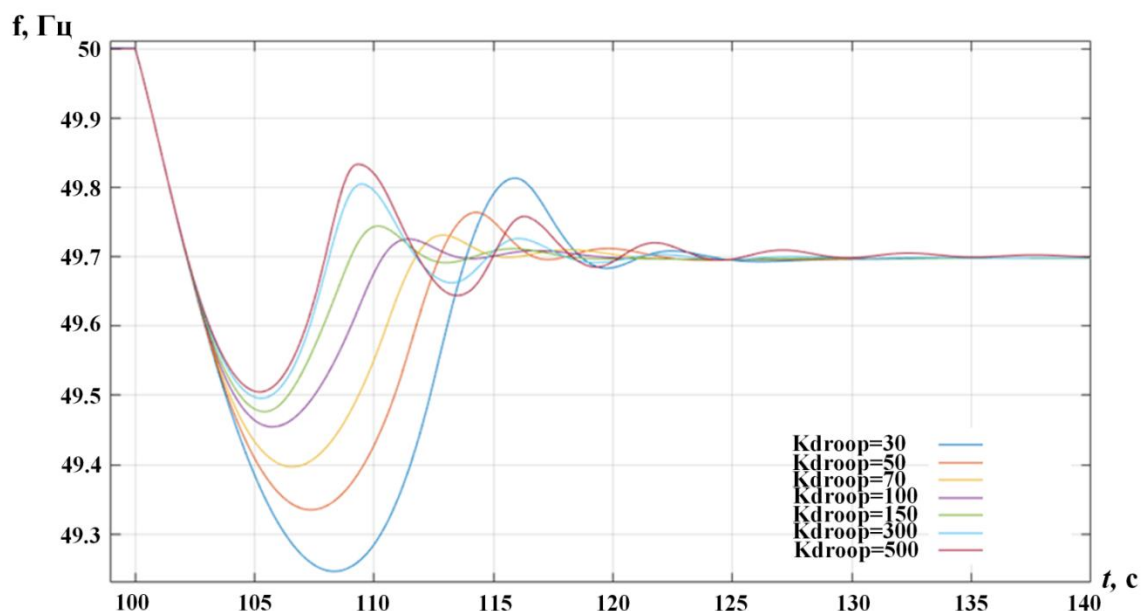


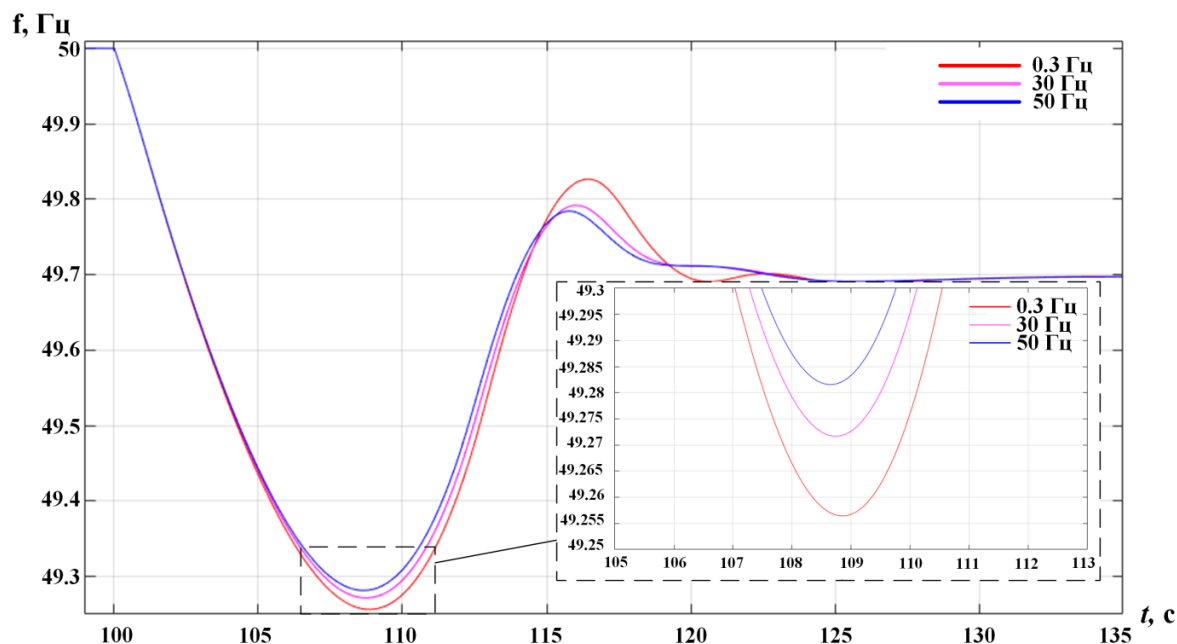
Рис. 9. Осциллограммы изменения частоты при варьировании коэффициента «Kdroop» ($K_{in} = \text{const} = 40$; коэффициент короткого замыкания сети = 7,54)
 Fig. 9. Waveforms of frequency changes when varying the K_{droop} coefficient ($K_{in} = \text{const} = 40$; network short circuit coefficient = 7.54)

Исследование влияния полосы пропускания фазовой автоподстройки частоты на функционирование блока синтетической инерции. Как было сказано выше, исследование проводилось для

«сильной» и «слабой» сети, изменение полосы пропускания ФАПЧ в сетях с разным ККЗ приводило к разным результатам. Расчет полосы пропускания блока ФАПЧ производился согласно [30]. Полосы пропускания для ис-

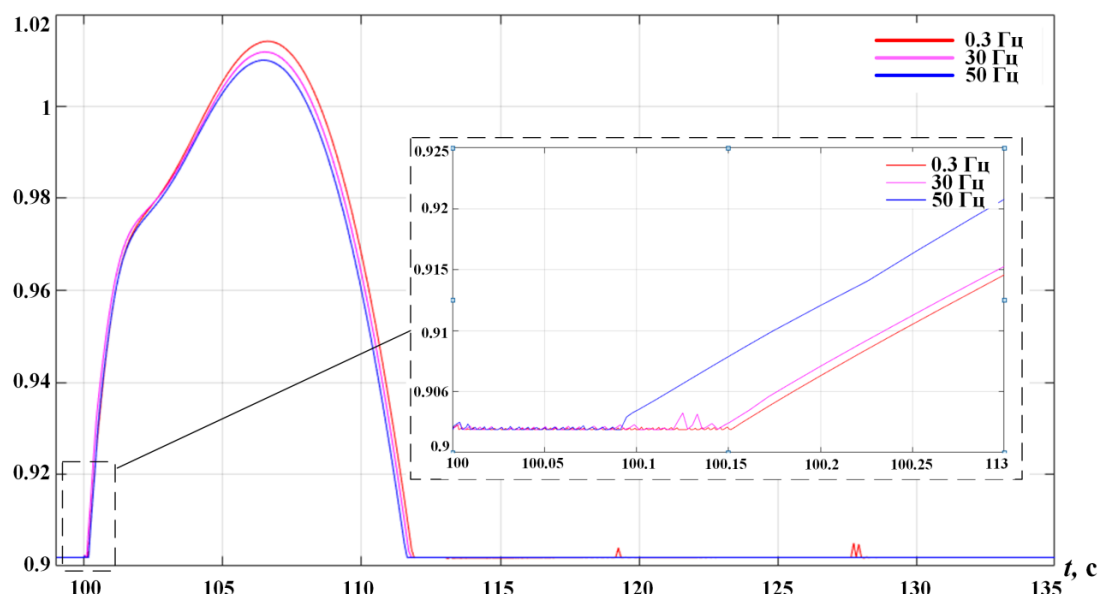
следований были приняты следующие: 0,3 Гц ($K_i = 0,83$; $K_p = 1,2$), 30 Гц ($K_i = 8390$; $K_p = 130$) и 50 Гц ($K_i = 20500$; $K_p = 240$) и коэффициенты блока СИ принимаем $K_{in} = 40$; $K_{dpoor} = 20$.

На рис. 10 и 11 представлены осциллограммы изменения частоты и осциллограммы изменения сигнала блока СИ при различной полосе пропускания ФАПЧ в «сильной» и «слабой» сети, соответственно.



a

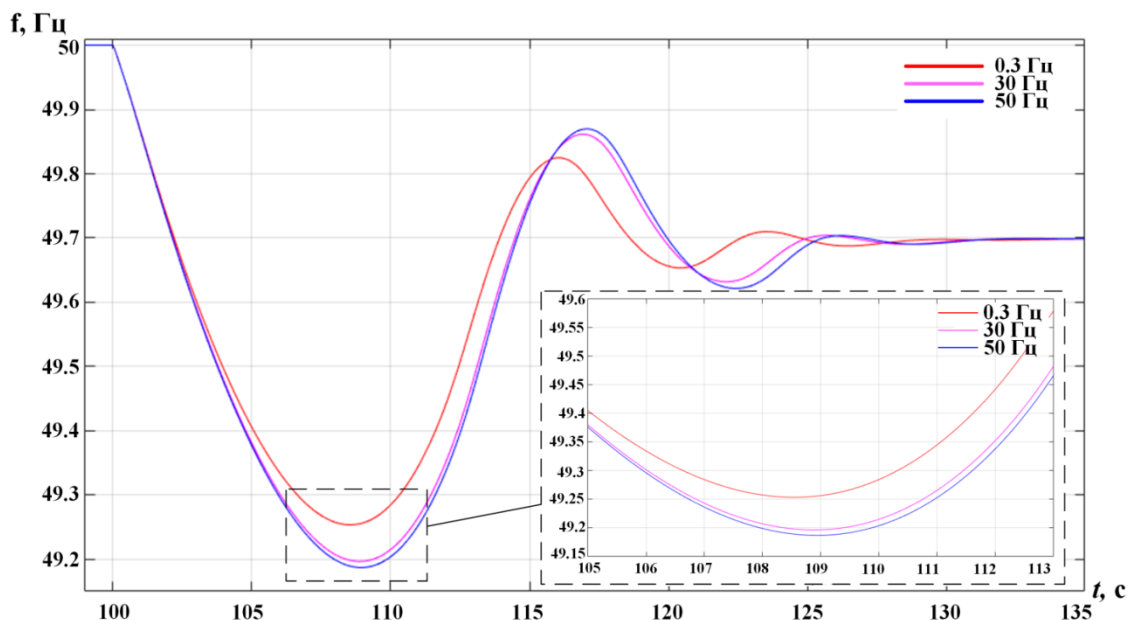
Сигнал блока СИ, о.е



b

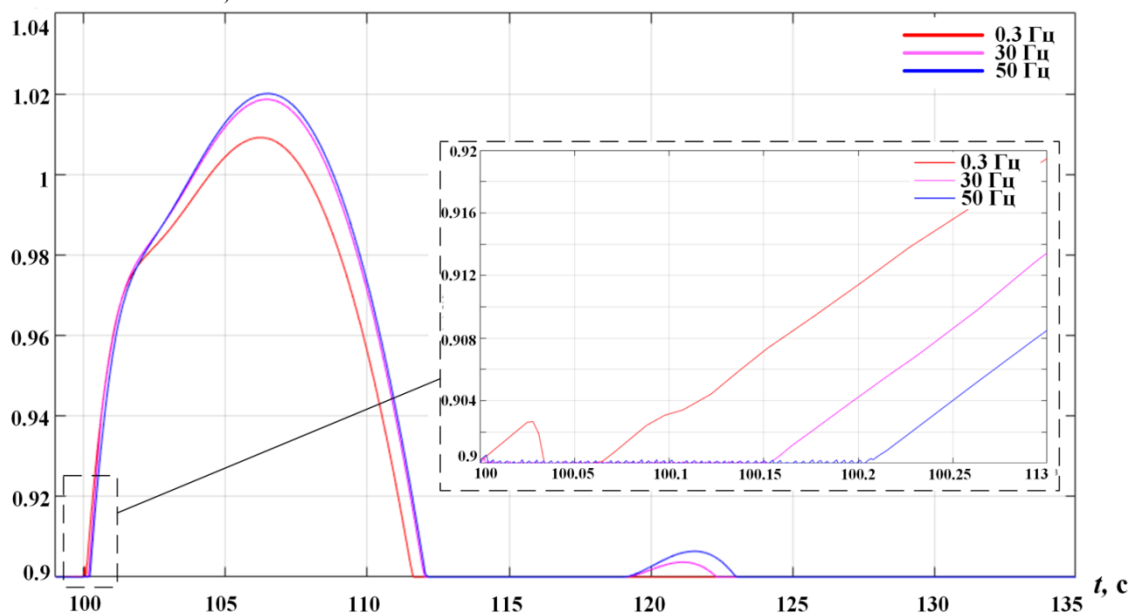
Рис. 10. Осциллограммы переходного процесса в «сильной» сети: а – изменение частоты при различной полосе пропускания блока фазовой автоподстройки частоты; б – изменение сигнала блока синтетической инерции при различной полосе пропускания блока фазовой автоподстройки частоты

Fig. 10. Waveforms of the transient process in a 'strong' network: a – frequency change under different bandwidth of the phase-locked loop frequency control unit; b – signal change of the synthetic inertia unit under different bandwidth of the phase-locked loop frequency control unit



a

Сигнал блока СИ, о.е



b

Рис. 11. Осциллограммы переходного процесса в «слабой» сети: а – изменение частоты при различной полосе пропускания блока фазовой автоподстройки частоты; б – изменение сигнала блока синтетической инерции при различной полосе пропускания блока фазовой автоподстройки частоты

Fig. 11. Waveforms of the transient process in a 'weak' network: a – frequency change under different bandwidth of the phase-locked loop frequency control unit; b – signal change of the synthetic inertia unit under different bandwidth of the phase-locked loop frequency control unit

В «сильной» сети с увеличением полосы пропускания блока ФАПЧ уменьшается величина просадки частоты (см. рис. 10 а). Данный процесс происходит за счет того, что блок ФАПЧ с увеличением полосы пропускания увеличивает скорость реакции блока СИ

(см. рис. 10 б). В «слабой» сети наблюдается противоположная картина (рис. 11 а): блок ФАПЧ с увеличением полосы пропускания уменьшает скорость реакции блока СИ (см. рис. 11 б), что приводит к увеличению просадки частоты.

На рис. 12 и 13 представлены осциллограммы изменения частоты и осциллограммы изменения сигнала блока СИ по дифферен-

циальному каналу при увеличении коэффициента « K_i » блока ФАПЧ в «сильной» и «слабой» сети, соответственно.

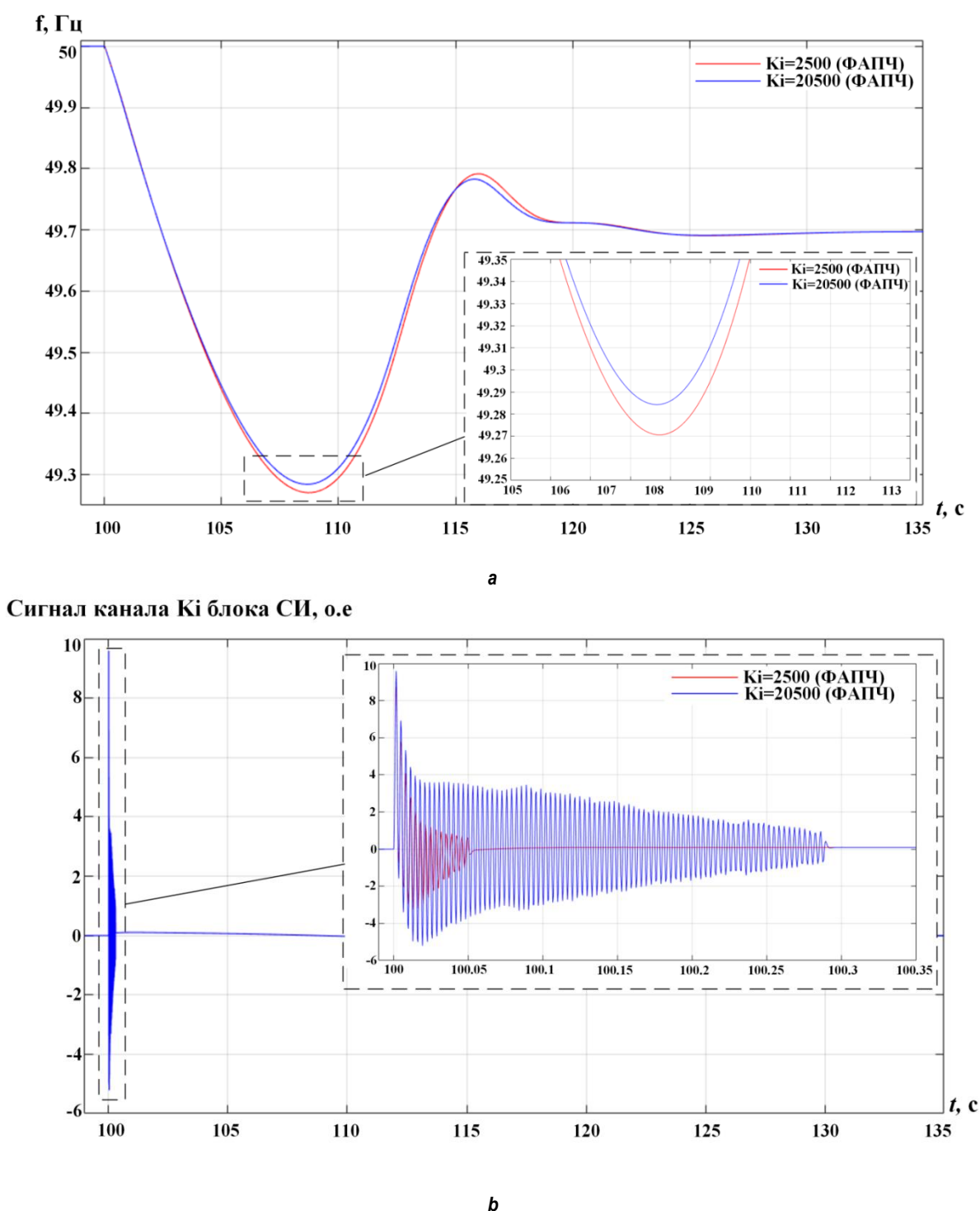


Рис. 12. Осциллограммы переходного процесса в «сильной» сети: а – изменение частоты при различной полосе пропускания блока фазовой автоподстройки частоты; б – изменение сигнала блока синтетической инерции по дифференциальному каналу при увеличении коэффициента « K_i » блока фазовой автоподстройки частоты
Fig. 12. Waveforms of the transient process in a 'strong' network: a – frequency change under different bandwidth of the phase-locked loop frequency control unit; b – change in the signal of the synthetic inertia unit along the differential channel with an increase in the K_i coefficient of the phase-locked frequency control unit

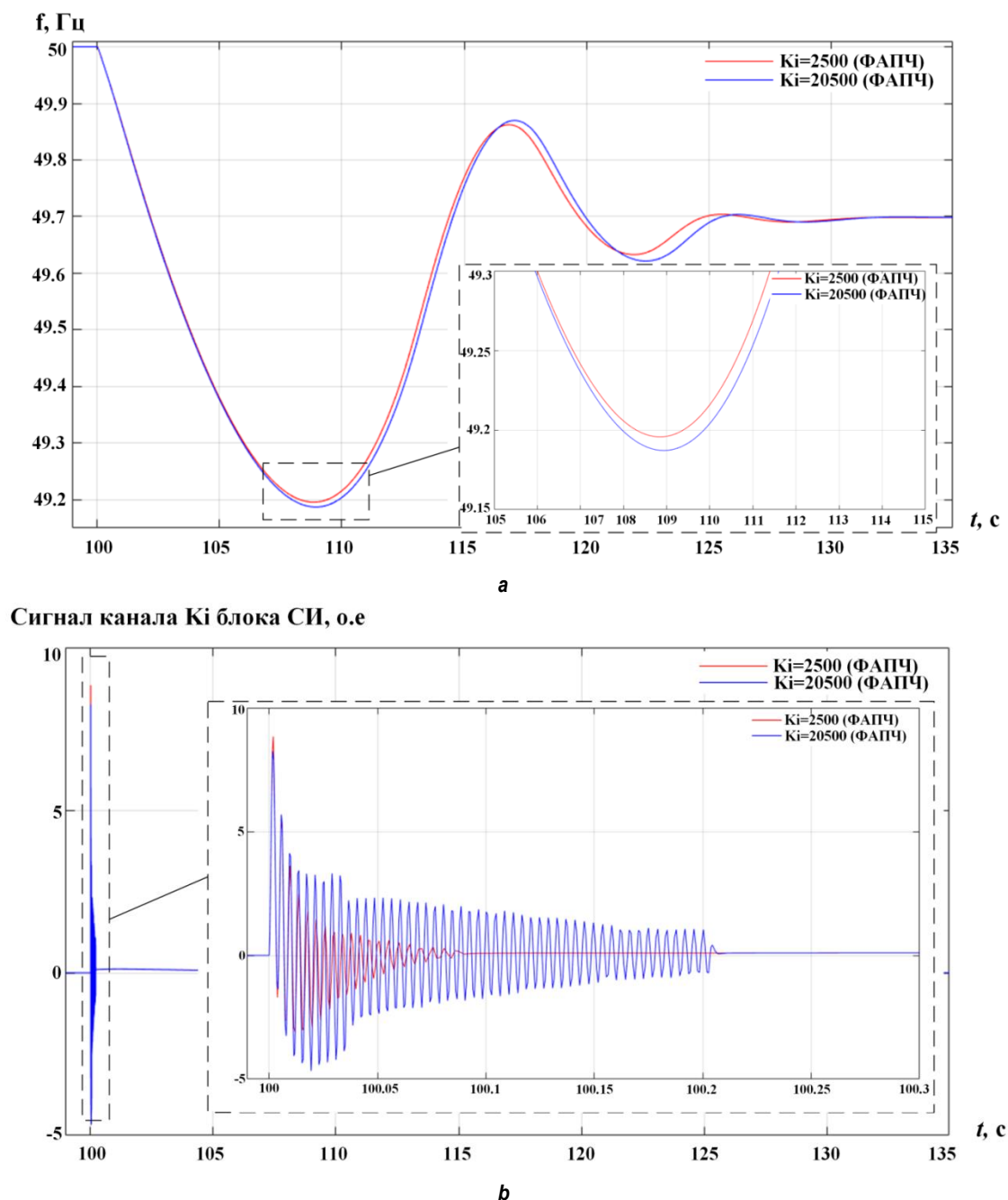
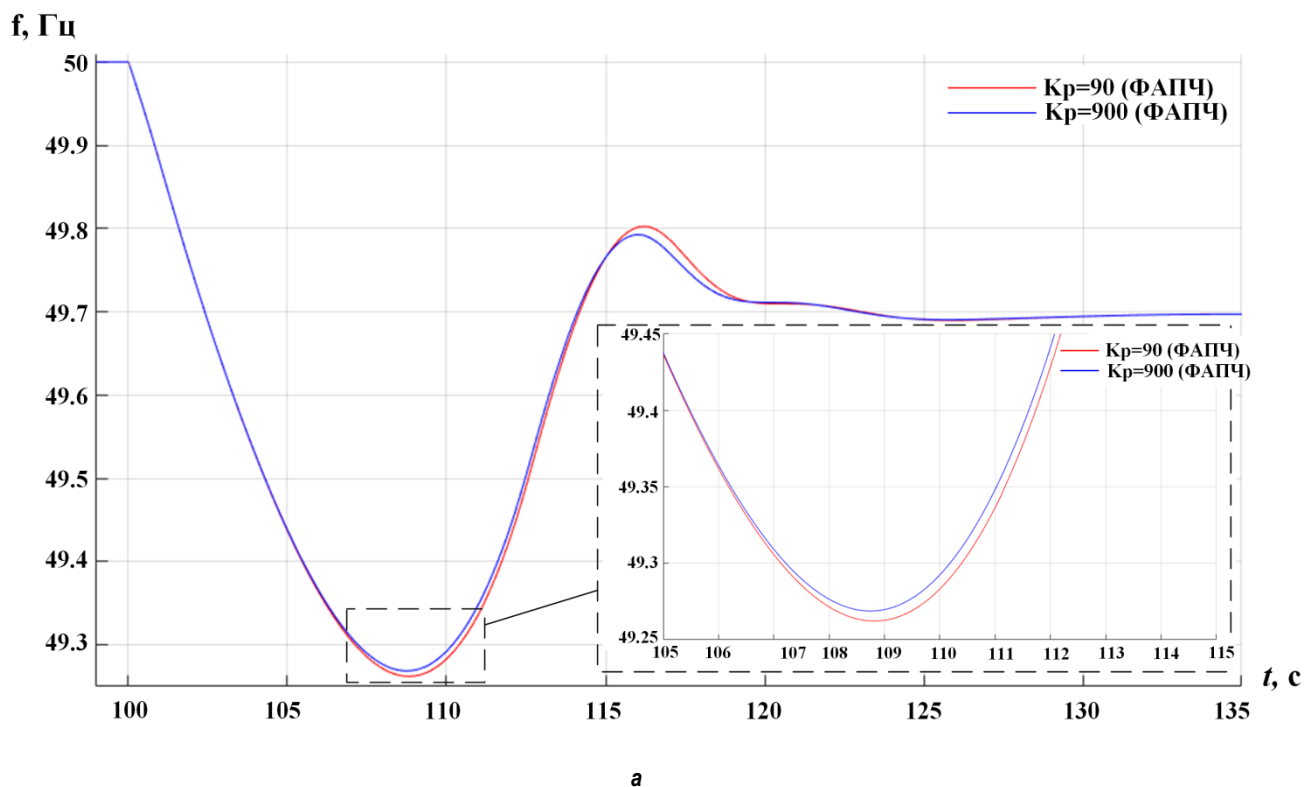


Рис. 13. Осциллограммы переходного процесса в «слабой» сети: а – изменение частоты при различной полосе пропускания блока фазовой автоподстройки частоты; б – изменение сигнала блока синтетической инерции по дифференциальному каналу при увеличении коэффициента « K_i » блока фазовой автоподстройки частоты
 Fig. 13. Waveforms of the transient process in a 'weak' network: а – frequency change under the different bandwidth of the phase-locked loop frequency control unit; б – change in the signal of the synthetic inertia unit along the differential channel with an increase in K_i coefficient of the phase-locked loop frequency control unit

В момент возмущения при большем коэффициенте « K_i » блока ФАПЧ в дифференциальном канале блока СИ генерируется сигнал большей амплитуды (см. рис. 12 б), что приводит к меньшей просадке частоты ЭЭС (см. рис. 12 а), в «слабой» сети получается обратный процесс (см. рис. 13 а, б).

На рис. 14 и 15 представлены осциллограммы изменения частоты и осциллограммы изменения сигнала блока СИ по дифференциальному каналу при увеличении коэффициента « K_p » блока ФАПЧ в «сильной» и «слабой» сети, соответственно.



Сигнал канала Кі блока СИ, о.е

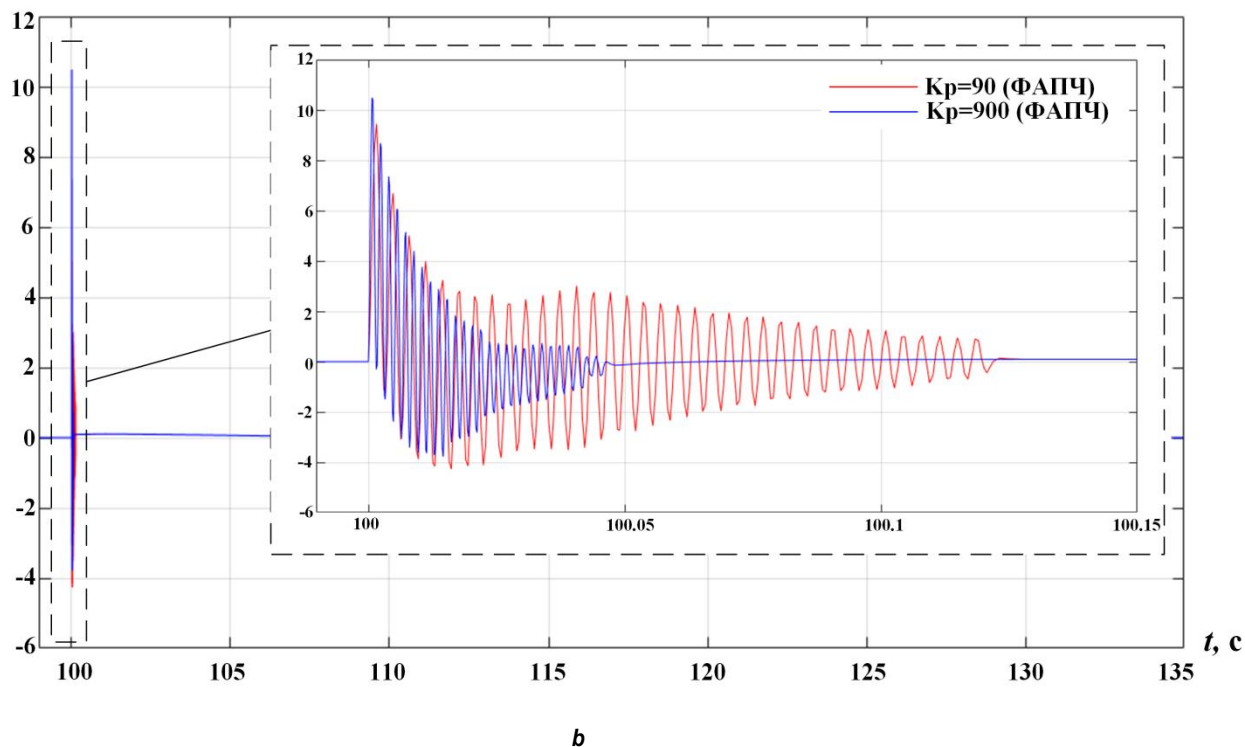
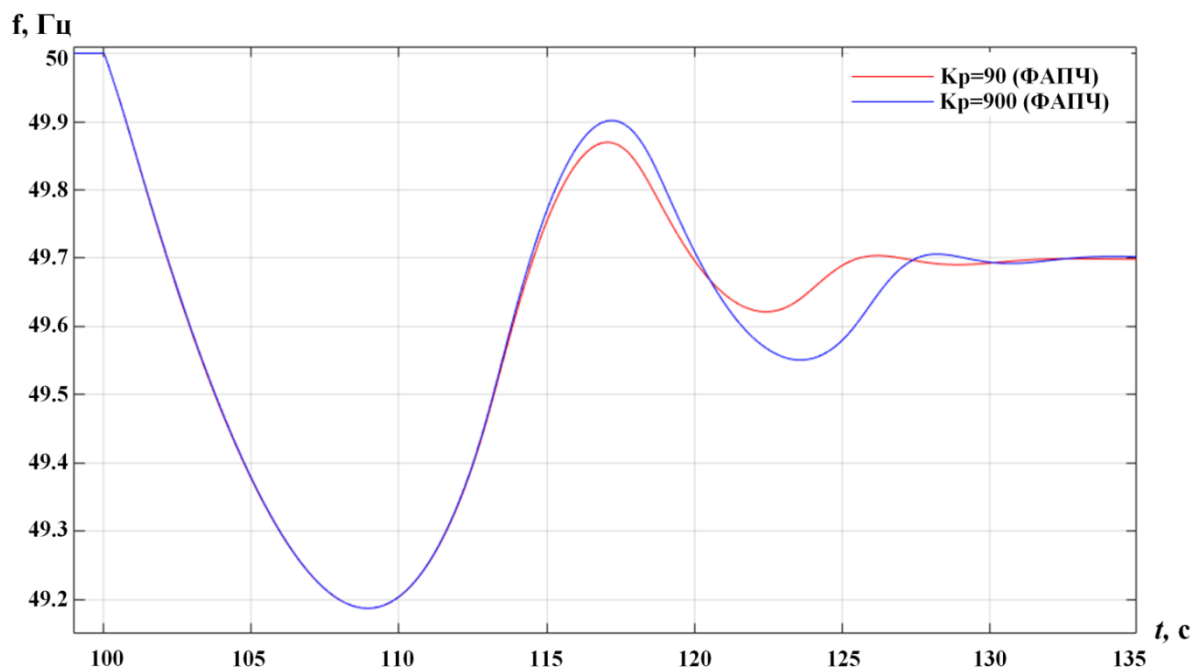
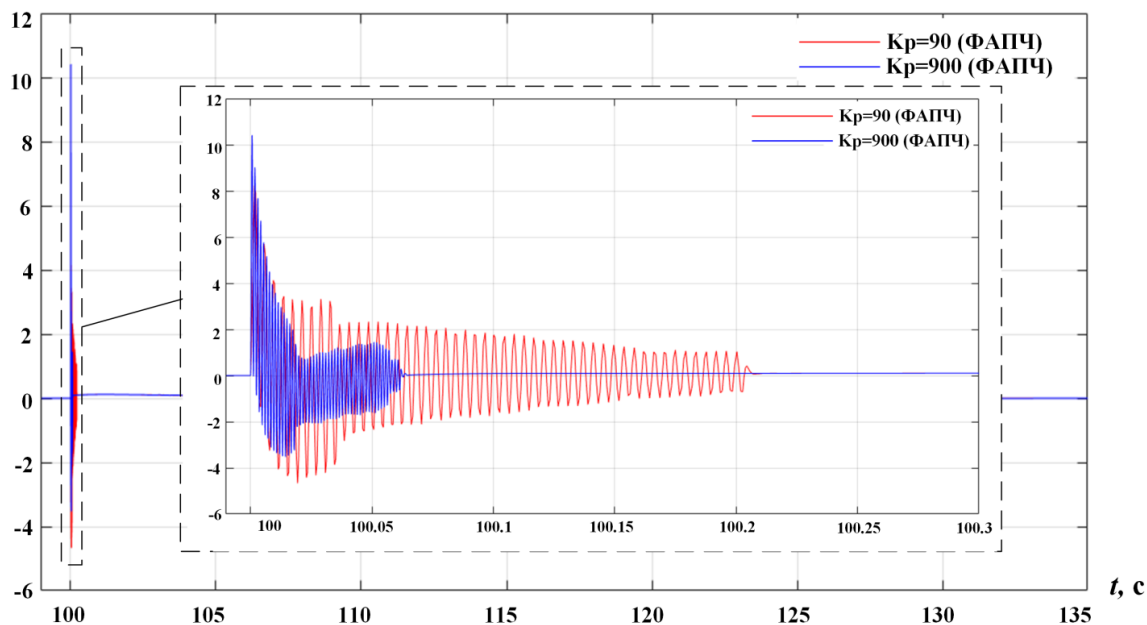


Рис. 14. Осциллограммы переходного процесса в «сильной» сети: а – изменение частоты при различной полосе пропускания блока фазовой автоподстройки частоты; б – изменение сигнала блока синтетической инерции по дифференциальному каналу при увеличении коэффициента «Кр» блока фазовой автоподстройки частоты
Fig. 14. Waveforms of the transient process in a 'strong' network: a – frequency change under different bandwidth of the phase-locked loop frequency control unit; b – change in the signal of the synthetic inertia unit along the differential channel with an increase in the K_p coefficient of the phase-locked loop frequency control unit



a

Сигнал канала K_i блока СИ, о.е



b

Рис. 15. Осциллограммы переходного процесса в «слабой» сети: а – изменение частоты при различной полосе пропускания фазовой автоподстройки частоты; б – изменение сигнала блока синтетической инерции по дифференциальному каналу при увеличении коэффициента « K_p » блока фазовой автоподстройки частоты
 Fig. 15. Waveforms of the transient process in a 'weak' network: a – frequency change under different bandwidth of the phase-locked loop frequency control; b – change in the signal of the synthetic inertia unit along the differential channel with an increase in the K_p coefficient of the phase-locked loop frequency control unit

При увеличении коэффициента « K_p » в «сильной» сети наблюдается положительная тенденция изменения частоты: уменьшается уровень просадки частоты (см. рис. 14 а) за

счет того, что дифференциальный канал блока СИ генерирует сигнал большей амплитуды (см. рис. 14 б). С увеличением коэффициента « K_p » в «слабой» сети тенденция изменения

частоты имеет отрицательный характер (рис. 15 а, б), наблюдается эффект перерегулирования на втором цикле колебаний, что связано с интенсивностью генерирования сигнала дифференциального канала блока СИ.

Изменение параметров настроек блока ФАПЧ в системе управления силового преобразователя позволяет влиять на характеристики процесса снижения частоты, но для «сильной» и «слабой» сети требуется разный подход в настройке.

Исследование влияния полосы пропускания фазовой автоподстройки частоты на функционирование блока синтетической инерции в энергосистеме реальной размерности. Исследование проводилось на тестовой энергосистеме реальной размерности, которая содержит 177 узлов (рис. 16).

ФЭУ внедряется в узел № 176. Внедрение ФЭУ в данный район обосновано подходящими климатическими условиями, район расположен вблизи зоны максимальной интенсивности солнечного излучения. Внедрение ФЭУ позволяет решить проблемы дефи-

цитного энергорайона и является одним из возможных решений по повышению надежного и устойчивого электроснабжения. В то же время данный район является «слабым» ($KKЗ < 10$ о.е.), поэтому в нем важно учитывать выявленные закономерности как в разделе «Исследование влияния полосы пропускания фазовой автоподстройки частоты на функционирование блока синтетической инерции».

Для исследования влияния полосы пропускания ФАПЧ на функционирование блока СИ выполнен наброс нагрузки в узле № 170. Связь энергорайона с остальной частью энергосистемы осуществляется по двухцепной линии электропередач. Коэффициенты блока СИ рассчитываются аналогично [28, 29], полосы пропускания блока ФАПЧ принимаются как и в разделе «Исследование влияния полосы пропускания фазовой автоподстройки частоты на функционирование блока синтетической инерции».

На рис. 17 представлены осциллограммы переходных процессов в энергосистеме реальной размерности.

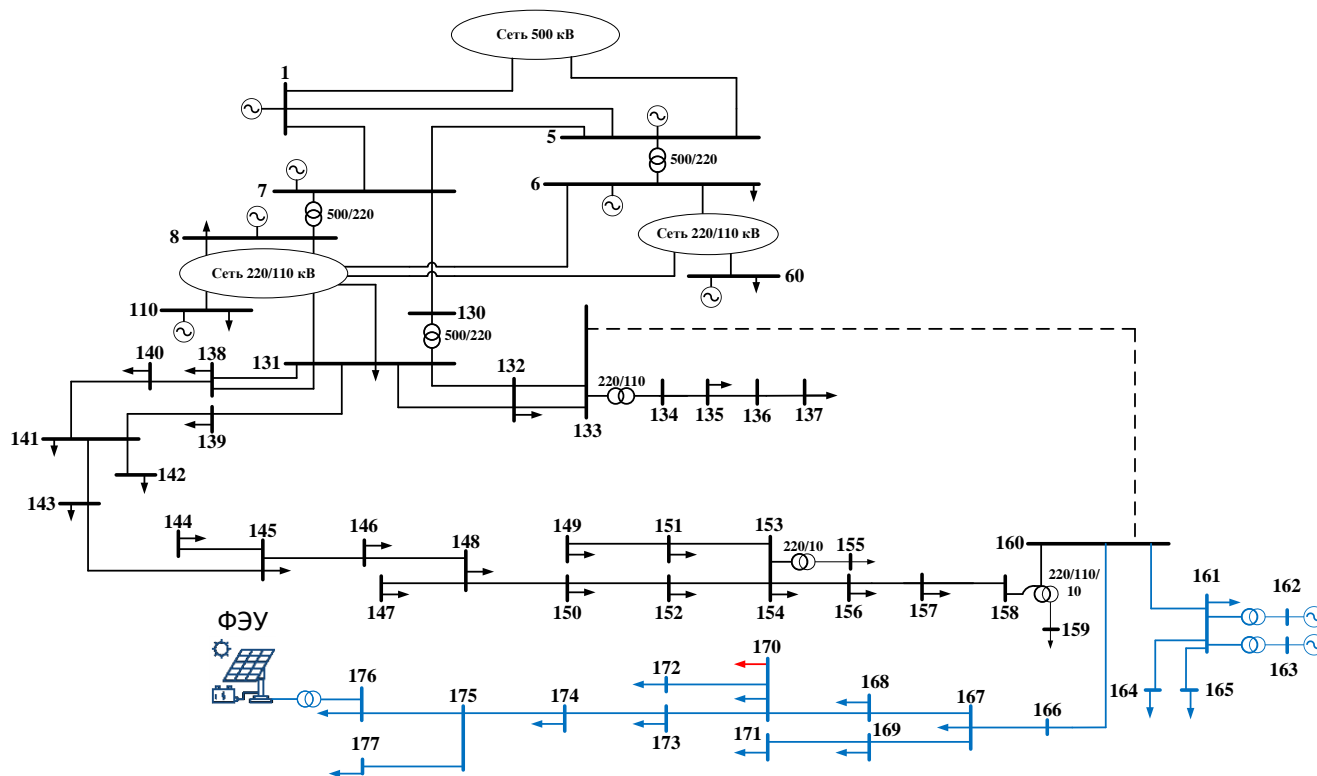
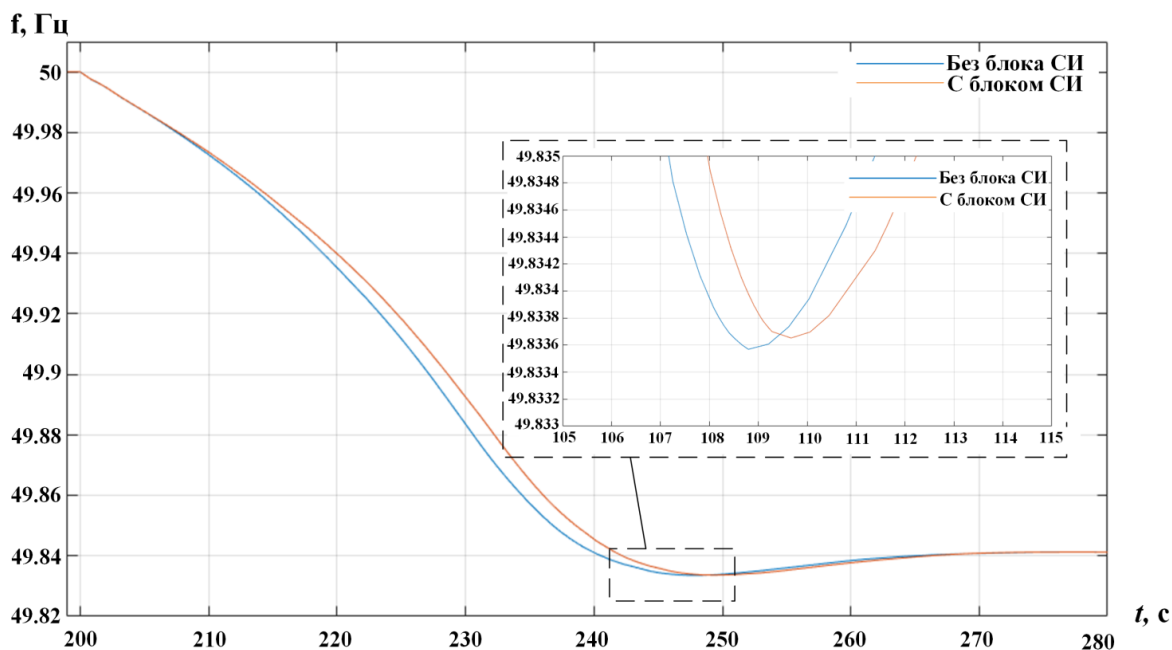


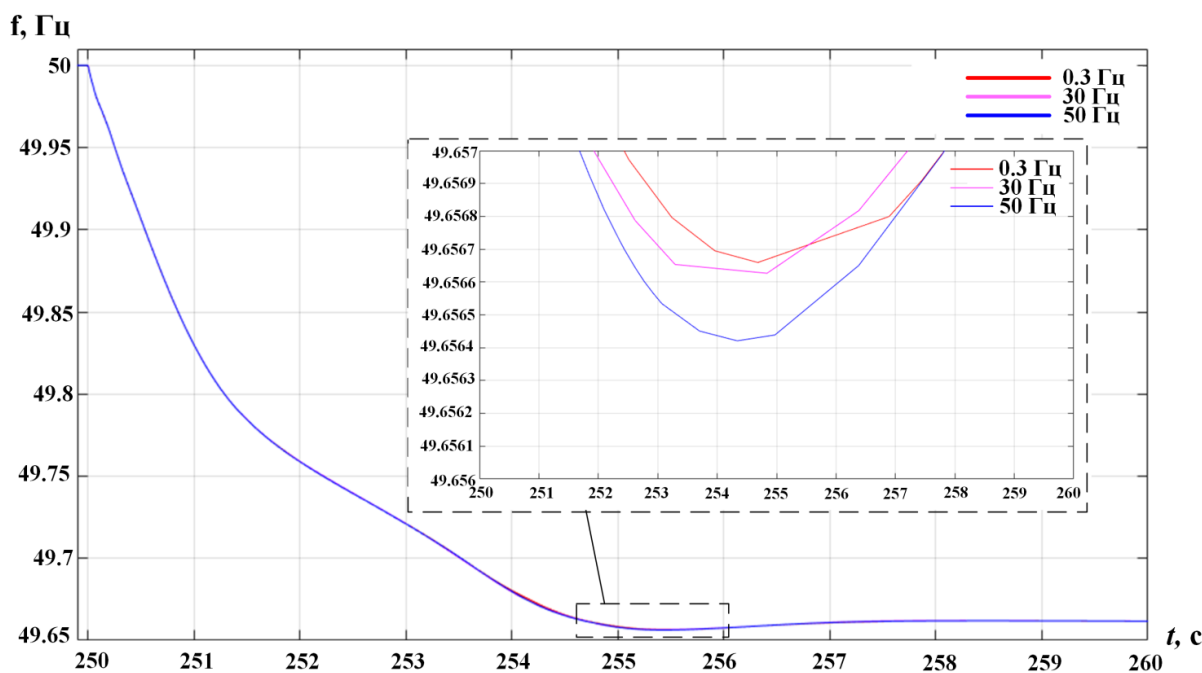
Рис. 16. Тестовая энергосистема реальной размерности
Fig. 16. Test power system of actual dimensions

Очевидно, что в ЭЭС реальной размерности внедрение ФЭУ в целом не оказывает существенного влияния на переходные процессы и не снижает кардинально общую инерцию, однако для удаленного энергорайона вклад ФЭУ, в том числе с блоком СИ и

разной настройкой блока ФАПЧ, может оказывать влияние на переходные процессы. Из рис. 17 а видно, что использование блока СИ положительно влияет на устойчивость ЭЭС по частоте, уменьшается просадка частоты. Из рис. 17 б следует, что увеличение полосы



a



b

Сигнал блока СИ, о.е

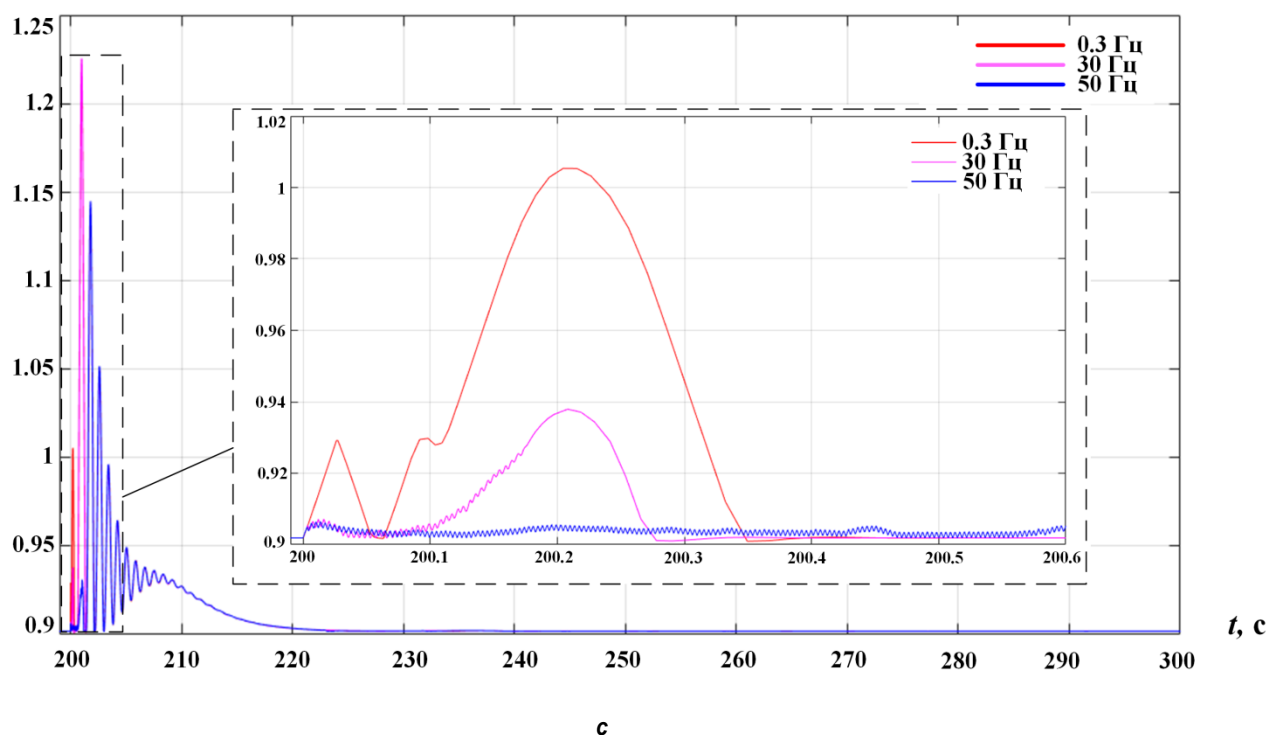


Рис. 17. Осциллограммы переходного процесса в энергосистеме реальной размерности:
a – изменение частоты в узле 176 при функционировании фотоэлектрической установки с блоком синтетической инерции и без него; **b** – изменение частоты в узле 176 при варьировании полосы пропускания блока фазовой автоподстройки частоты; **c** – изменение сигнала блока синтетической инерции при варьировании полосы пропускания блока фазовой автоподстройки частоты

Fig. 17. Waveforms of the transient process in the power system of actual dimensions:
a – frequency change in the node 176 under the operation of a photovoltaic installation with and without a synthetic inertia unit; **b** – frequency change in the node 176 under bandwidth variation of the phase-locked loop frequency control unit; **c** – changes in the signal of the synthetic inertia unit under the bandwidth variation of the phase-locked loop frequency control unit

пропускания блока ФАПЧ приводит к увеличению просадки частоты в ЭЭС, данный процесс происходит за счет того, что с увеличением полосы пропускания блока ФАПЧ уменьшается скорость реакции блока СИ (см. рис. 17 c). Закономерности, полученные в разделе «Исследование влияния полосы пропускания фазовой автоподстройки частоты на функционирование блока синтетической инерции», для тестовой ЭЭС наблюдаются и в ЭЭС реальной размерности.

ЗАКЛЮЧЕНИЕ

В статье исследовано влияние блока СИ на устойчивость ЭЭС по частоте. Отмечено, что корректная настройка блока СИ оказывает существенное влияние на устойчивость сети, особенно в сетях с преобладающей долей ВИЭ. Для тестовой схемы ЭЭС результа-

ты наглядно показывают возможность положительного влияния СИ на устойчивость ЭЭС. Отмечено, что варьирование коэффициентов блока СИ сказывается на переходном процессе. При определенной настройке блока СИ можно не только обеспечить требуемый инерционный отклик, но и расширить границы устойчивости. Кроме того, стоит отметить влияние блока ФАПЧ на функционирование блока СИ. Результаты показывают, что изменение полосы пропускания блока ФАПЧ в САУ ФЭУ позволяет влиять на характеристики процесса как снижения, так и увеличения частоты во время переходного процесса, в зависимости от топологии сети. Соответственно, в «сильной» сети с увеличением полосы пропускания блока ФАПЧ уменьшается величина просадки частоты, в «слабой» сети наблюдается противоположная ситуация. При этом закономерности, по-

лученные для «слабой» сети в тестовой ЭЭС, наблюдаются и в ЭЭС реальной размерности.

Исследования доказывают, что проблема моделирования переходных процессов в «слабых» сетях при внедрении ВИЭ является актуальной. Ввиду более колебательного ха-

рактера переходных процессов в таких сетях довольно часто складывается ситуация, что после возмущений начинаются колебания с нарастающей амплитудой, а также блок ФАПЧ требует более точной настройки, в отличие от сетей с «сильными» связями.

Список источников

1. Wu Jianzhong, Yan Jinyue, Jia Hongjie, Hatziaargyriou N., Djilali N., Sun Hongbin. Integrated energy systems // *Applied Energy*. 2016. Vol. 167. P. 155–157. <https://doi.org/10.1016/j.apenergy.2016.02.075>.
2. Андреев М. В., Суворов А. А., Аскаров А. Б., Киевец А. В. Проблема численного моделирования цифровой релейной защиты и ее аналого-цифровое (гибридное) решение // *Известия высших учебных заведений. Электромеханика*. 2018. Т. 61. № 6. С. 77–83. <http://doi.org/10.17213/0136-3360-2018-6-77-83>.
3. Андреев М. В., Рубан Н. Ю., Гордиенко И. С. Всережимное математическое моделирование релейной защиты электроэнергетических систем: монография. Томск: Изд-во ТПУ, 2016. 176 с.
4. Sinsel S. R., Riemke R. L., Hoffmann V. H. Challenges and solution technologies for the integration of variable renewable energy sources – a review // *Renewable Energy*. 2020. Vol. 145. P. 2271–2285. <https://doi.org/10.1016/j.renene.2019.06.147>.
5. Кошельков И. А., Егоров Е. П., Иванов А. В. Задачи моделирования при проведении функциональных испытаний микропроцессорных устройств РЗА // *Электроэнергетика глазами молодежи – 2016: труды VII Междунар. молодежной науч.-техн. конф. (г. Казань, 19–23 сентября 2016 г.)*. Казань: Изд-во КГЭУ, 2016. Т. 1. С. 364–366.
6. Huang Shun-Hsien, Schmall J., Conto J., Adams J., Zhang Yang, Carter C. Voltage control challenges on weak grids with high penetration of wind generation: ERCOT experience // *IEEE Power and Energy Society General Meeting*. 2012. <https://doi.org/10.1109/PESGM.2012.6344713>.
7. Liu Huakun, Xie Xiaorong, He Jingbo, Xu Tao, Yu Zhao, Wang Chao, et al. Subsynchronous interaction between direct-drive PMSG based wind farms and weak ac networks // *IEEE Transactions on Power Systems*. 2017. Vol. 32. Iss. 6. P. 4708–4720. <https://doi.org/10.1109/TPWRS.2017.2682197>.
8. Cheng Yi, Azizpanah-Abarghoee R., Azizi S., Ding Lei, Terzija Vladimir. Smart frequency control in low inertia energy systems based on frequency response techniques: a review // *Applied Energy*. 2020. Vol. 279. P. 115798. <https://doi.org/10.1016/j.apenergy.2020.115798>.
9. Mahadevan N., Dubey A., Guo Huangcheng, Karsai G. Using temporal causal models to isolate failures in power system protection devices // *IEEE Instrumentation Measurement and measurement log*. 2014. Vol. 18. Iss. 4. P. 28–39. <https://doi.org/10.1109/AUTEST.2014.6935156>.
10. Johnson S. C., Rhodes J. D., Webber M. E. Understanding the impact of nonsynchronous wind and solar generation on grid stability and identifying mitigation pathways // *Applied Energy*. 2020. Vol. 262. P. 114492. <https://doi.org/10.1016/j.apenergy.2020.114492>.
11. Seneviratne C., Ozansoy C. Frequency response due to a large generator loss with the increasing penetration of wind/PV generation – a literature review // *Renewable and Sustainable Energy Reviews*. 2016. Vol. 57. P. 659–668. <https://doi.org/10.1016/j.rser.2015.12.051>.
12. Razzhivin I., Askarov A., Rudnik V., Suvorov A. A Hybrid simulation of converter-interfaced generation as the part of a large-scale power system model // *International Journal of Engineering and Technology Innovation*. 2021. Vol. 11. No. 4. P. 278–293. <https://doi.org/10.46604/ijeti.2021.7276>.
13. Arani M. F. M., El-Saadany E. F. Implementing virtual Inertia in DFIG-Based wind power generation // *IEEE Transactions on Power Systems*. 2013. Vol. 28. Iss. 2. P. 1373–1384. <https://doi.org/10.1109/TPWRS.2012.2207972>.
14. Zhong Cheng, Zhou Yang, Yan Gangui. Power reserve control with real-time iterative estimation for PV system participation in frequency regulation // *International Journal of Electrical Power & Energy Systems*. 2021. Vol. 124. P. 106367. <https://doi.org/10.1016/j.ijepes.2020.106367>.
15. Nguyen Ha Thi, Yang Guangya, Nielsen Arne Hejde, Jensen P. H. Frequency stability enhancement for low inertia systems using synthetic inertia of wind power // *IEEE Power & Energy Society General Meeting*. 2017. <https://doi.org/10.1109/PESGM.2017.8274566>.
16. Qi Hu, Lijun Fu, Fan Ma, Feng Ji. Large signal synchronizing Instability of PLL-based VSC connected to weak ac grid // *IEEE Transactions on Power Systems*. 2019. Vol. 34. Iss. 4. P. 3220–3229. <https://doi.org/10.1109/TPWRS.2019.2892224>.
17. Wang Yi Fei, Li Yun Wei. Analysis and digital implementation of cascaded delayed-signal-cancellation PLL // *IEEE Transactions on Power Electronics*. 2011. Vol. 26. Iss. 4. P. 1067–1080. <https://doi.org/10.1109/TPEL.2010.2091150>.
18. Zhou Jenny Z., Ding Hui, Fan Shengtao, Zhang Yi, Gole A. M. Impact of short-circuit ratio and phase-locked-loop parameters on the small-signal behavior of a VSC-HVDC converter // *IEEE Transactions on Power Delivery*. 2014. Vol. 29. Iss. 5. P. 2287–2296. <https://doi.org/10.1109/TPWRD.2014.2330518>.
19. Magnus D. M., Scharlau C. C., Pfitscher L. L.,

Costa G. C., Silva G. M. A novel approach for robust control design of hidden synthetic inertia for variable speed wind turbines // *Electric Power Systems Research*. 2021. Vol. 196. P. 107267. <https://doi.org/10.1016/j.epsr.2021.107267>.

20. Gutierrez F., Riquelme E., Barbosa K. A., Chávez H. State estimation for synthetic inertia control system using kalman filter // *IEEE International Conference on Automation/24th Congress of the Chilean Association of Automatic Control*. 2021. <https://doi.org/10.1109/ICAACCA51523.2021.9465316>.

21. Nguyen Ha Thi, Chleirigh M. N., Yang Guangya. A technical economic evaluation of inertial response from wind generators and synchronous condensers // *IEEE Access*. 2021. Vol. 9. P. 7183–7192. <https://doi.org/10.1109/ACCESS.2021.3049197>.

22. Mohammad D., Mokhlis H., Mekhilef S. Inertia response and frequency control techniques for renewable energy sources: a review // *Renewable and Sustainable Energy Reviews*. 2017. Vol. 69. P. 144–155. <https://doi.org/10.1016/j.rser.2016.11.170>.

23. Bevrani H., Ise T., Miura Y. Virtual synchronous generators: a survey and new perspectives // *International Journal of Electrical Power and Energy Systems*. 2014. Vol. 54. P. 244–254. <https://doi.org/10.1016/j.ijepes.2013.07.009>.

24. Zarina P. P., Mishra S., Sekhar P. C. Exploring frequency control capability of a PV system in a hybrid PV-rotating machine-without storage system // *International Journal of Electrical Power and Energy Systems*. 2014. Vol. 60. P. 258–267.

<https://doi.org/10.1016/j.ijepes.2014.02.033>.

25. Karami N., Moubayed N., Outbib R. General review and classification of different MPPT techniques // *Renewable and Sustainable Energy Reviews*. 2017. Vol. 68. Part 1. P. 1–18. <https://doi.org/10.1016/j.rser.2016.09.132>.

26. Tielens P. Operation and control of power systems with low synchronous inertia. 2017. [Электронный ресурс]. URL: <https://core.ac.uk/download/pdf/95687043.pdf> (18.09.2021).

27. Fan Lingling. Modeling Type-4 wind in weak grids // *IEEE Transactions on sustainable energy*. 2019. Vol. 10. Iss. 2. P. 853–864. <https://doi.org/10.1109/TSTE.2018.2849849>.

28. Zhang Shuang, Jiao Long, Zhang Hui, Shi LinJun, Yang HuiBiao. A new control strategy of active participation in frequency regulation of photovoltaic system // *IEEE 4th Conference on Energy Internet and Energy System Integration (Wuhan, 30 October – 1 November 2020)*. Wuhan: IEEE, 2020. P. 2314–2318. <https://doi.org/10.1109/EI250167.2020.9347015>.

29. Shi Qiaoming, Wang Gang, Ma Weiming, Fu Lijun, Wu You, Xing Pengxiang. Coordinated virtual inertia control strategy for D-PMSG considering frequency regulation ability // *Journal of Electrical Engineering and Technology*. 2016. Vol. 11. Iss. 6. P. 1556–1570. <https://doi.org/10.5370/JEET.2016.11.6.1556>.

30. Sun Yin, De Jong E. C. W., Wang Xiongfei, Yang Dongsheng, Blaabjerg Frede, Cuk V., et al. The Impact of PLL dynamics on the low inertia power grid: a case study of Bonaire island power system // *Energies*. 2019. Vol. 12. No. 7. P. 1259. <https://doi.org/10.3390/en12071259>.

References

1. Wu Jianzhong, Yan Jinyue, Jia Hongjie, Hatziaargyriou N., Djilali N., Sun Hongbin. Integrated energy systems. *Applied Energy*. 2016;167:155-157. <https://doi.org/10.1016/j.apenergy.2016.02.075>.

2. Andreev M. V., Suvorov A. A., Askarov A. B., Kievets A. V. The problem of digital relay protection numerical simulation and its analog-digital (hybrid) solution. *Izvestiya vysshikh uchebnykh zavedenii. Elektromekhanika = Scientific and Technical Journal Russian Electromechanics*. 2018;61(6):77-83. (In Russ.). <http://doi.org/10.17213/0136-3360-2018-6-77-83>.

3. Andreev M. V., Ruban N. Yu., Gordienko I. S. *All-mode mathematical simulation of electrical power system relay protection: monograph*. Tomsk: Tomsk Polytechnic University; 2016, 180 p. (In Russ.).

4. Sinsel S. R., Riemke R. L., Hoffmann V. H. Challenges and solution technologies for the integration of variable renewable energy sources – a review // *Renewable Energy*. 2020. Vol. 145. P. 2271–2285. <https://doi.org/10.1016/j.renene.2019.06.147>.

5. Koshel'kov I. A., Egorov E. P., Ivanov A. V. Simulation tasks under functional tests of microprocessor-based relay protection and automation devices. In: *Elektroenergetika glazami molodezhi – 2016: trudy VII Mezhdunarodnoj molodezhnoj nauchno-tekhnicheskoy konferencii = Electric power engineering through the eyes of youth – 2016*. 19–

23 September 2016, Kazan'. Kazan': Kazan State Power Engineering University; 2016, vol. 1, p. 364-366. (In Russ.).

6. Huang Shun-Hsien, Schmall J., Conto J., Adams J., Zhang Yang, Carter C. Voltage control challenges on weak grids with high penetration of wind generation: ERCOT experience. In: *IEEE Power and Energy Society General Meeting*. 2012. <https://doi.org/10.1109/PESGM.2012.6344713>.

7. Liu Huakun, Xie Xiaorong, He Jingbo, Xu Tao, Yu Zhao, Wang Chao, et al. Subsynchronous interaction between direct-drive PMSG based wind farms and weak AC networks. *IEEE Transactions on Power Systems*. 2017;32(6):4708-4720. <https://doi.org/10.1109/TPWRS.2017.2682197>.

8. Cheng Yi, Azizipanah-Abarghooee R., Azizi S., Ding Lei, Terzija Vladimir. Smart frequency control in low inertia energy systems based on frequency response techniques: a review. *Applied Energy*. 2020;279:115798. <https://doi.org/10.1016/j.apenergy.2020.115798>.

9. Mahadevan N., Dubey A., Guo Huangcheng, Karsai G. Using temporal causal models to isolate failures in power system protection devices. *IEEE Instrumentation Measurement and measurement log*. 2014;18(4):28-39. <https://doi.org/10.1109/AUTEST.2014.6935156>.

10. Johnson S. C., Rhodes J. D., Webber M. E. Under-

standing the impact of nonsynchronous wind and solar generation on grid stability and identifying mitigation pathways. *Applied Energy*. 2020;262:114492. <https://doi.org/10.1016/j.apenergy.2020.114492>.

11. Seneviratne C., Ozansoy C. Frequency response due to a large generator loss with the increasing penetration of wind/PV generation – a literature review. *Renewable and Sustainable Energy Reviews*. 2016;57:659-668. <https://doi.org/10.1016/j.rser.2015.12.051>.

12. Razzhivin I., Askarov A., Rudnik V., Suvorov A. A Hybrid simulation of converter-interfaced generation as the part of a large-scale power system model. *International Journal of Engineering and Technology Innovation*. 2021;11(4):278-293. <https://doi.org/10.46604/ijeti.2021.7276>.

13. Arani M. F. M., El-Saadany E. F. Implementing virtual Inertia in DFIG-Based wind power generation. *IEEE Transactions on Power Systems*. 2013;28(2):1373-1384. <https://doi.org/10.1109/TPWRS.2012.2207972>.

14. Zhong Cheng, Zhou Yang, Yan Gangui. Power reserve control with real-time iterative estimation for PV system participation in frequency regulation. *International Journal of Electrical Power & Energy Systems*. 2021;124:106367. <https://doi.org/10.1016/j.ijepes.2020.106367>.

15. Nguyen Ha Thi, Yang Guangya, Nielsen Arne Hejde, Jensen P. H. Frequency stability enhancement for low inertia systems using synthetic inertia of wind power. In: *IEEE Power & Energy Society General Meeting*. 2017. <https://doi.org/10.1109/PESGM.2017.8274566>.

16. Qi Hu, Lijun Fu, Fan Ma, Feng Ji. Large signal synchronizing Instability of PLL-based VSC connected to weak AC grid. *IEEE Transactions on Power Systems*. 2019;34(4):3220-3229. <https://doi.org/10.1109/TPWRS.2019.2892224>.

17. Wang Yi Fei, Li Yun Wei. Analysis and digital implementation of cascaded delayed-signal-cancellation PLL. *IEEE Transactions on Power Electronics*. 2011;26(4):1067-1080. <https://doi.org/10.1109/TPEL.2010.2091150>.

18. Zhou Jenny Z., Ding Hui, Fan Shengtao, Zhang Yi, Gole A. M. Impact of short-circuit ratio and phase-locked-loop parameters on the small-signal behavior of a VSC-HVDC converter. *IEEE Transactions on Power Delivery*. 2014;29(5):2287-2296. <https://doi.org/10.1109/TPWRD.2014.2330518>.

19. Magnus D. M., Scharlau C. C., Pfitscher L. L., Costa G. C., Silva G. M. A novel approach for robust control design of hidden synthetic inertia for variable speed wind turbines. *Electric Power Systems Research*. 2021;196:107267. <https://doi.org/10.1016/j.epsr.2021.107267>.

20. Gutierrez F., Riquelme E., Barbosa K. A., Chávez H. State estimation for synthetic inertia control system using Kalman filter. *IEEE International Conference*

on Automation/24th Congress of the Chilean Association of Automatic Control. 2021. <https://doi.org/10.1109/ICAACCA51523.2021.9465316>.

21. Nguyen Ha Thi, Chleirigh M. N., Yang Guangya. A technical economic evaluation of inertial response from wind generators and synchronous condensers. *IEEE Access*. 2021;9:7183-7192. <https://doi.org/10.1109/ACCESS.2021.3049197>.

22. Mohammad D, Mokhlis H., Mekhilef S. Inertia response and frequency control techniques for renewable energy sources: a review. *Renewable and Sustainable Energy Reviews*. 2017;69:144-155. <https://doi.org/10.1016/j.rser.2016.11.170>.

23. Bevrani H., Ise T., Miura Y. Virtual synchronous generators: a survey and new perspectives. *International Journal of Electrical Power and Energy Systems*. 2014;54:244-254. <https://doi.org/10.1016/j.ijepes.2013.07.009>.

24. Zarina P. P., Mishra S., Sekhar P. C. Exploring frequency control capability of a PV system in a hybrid PV-rotating machine-without storage system. *International Journal of Electrical Power and Energy Systems*. 2014;60:258-267. <https://doi.org/10.1016/j.ijepes.2014.02.033>.

25. Karami N., Moubayed N., Outbib R. General review and classification of different MPPT techniques. *Renewable and Sustainable Energy Reviews*. 2017;68-1:1-18. <https://doi.org/10.1016/j.rser.2016.09.132>.

26. Tielens P. Operation and control of power systems with low synchronous inertia. 2017. Available from: <https://core.ac.uk/download/pdf/95687043.pdf> [Accessed 18th September 2021].

27. Fan Lingling. Modeling Type-4 wind in weak grids. *IEEE Transactions on sustainable energy*. 2019;10(2):853-864. <https://doi.org/10.1109/TSTE.2018.2849849>.

28. Zhang Shuang, Jiao Long, Zhang Hui, Shi LinJun, Yang HuiBiao. A new control strategy of active participation in frequency regulation of photovoltaic system. In: *IEEE 4th Conference on Energy Internet and Energy System Integration*. 30 October – 1 November 2020, Wuhan. Wuhan: IEEE; 2020, p. 2314-2318. <https://doi.org/10.1109/EI250167.2020.9347015>.

29. Shi Qiaoming, Wang Gang, Ma Weiming, Fu Lijun, Wu You, Xing Pengxiang. Coordinated virtual inertia control strategy for D-PMSG considering frequency regulation ability. *Journal of Electrical Engineering and Technology*. 2016;11(6):1556-1570. <https://doi.org/10.5370/JEET.2016.11.6.1556>.

30. Sun Yin, De Jong E. C. W., Wang Xiongfei, Yang Dongsheng, Blaabjerg Frede, Cuk V., et al. The Impact of PLL dynamics on the low inertia power grid: a case study of Bonaire island power system. *Energies*. 2019;12(7):1259. <https://doi.org/10.3390/en12071259>.

ИНФОРМАЦИЯ ОБ АВТОРАХ

Рудник Владимир Евгеньевич,
инженер-исследователь научно-исследовательской
Лаборатории моделирования
электроэнергетических систем,
Национальный исследовательский Томский
политехнический университет,
634050, г. Томск, пр. Ленина, 30, Россия

Суворов Алексей Александрович,
кандидат технических наук,
доцент Отделения электроэнергетики
и электротехники,
Национальный исследовательский Томский
политехнический университет,
634050, г. Томск, пр. Ленина, 30, Россия

Рубан Николай Юрьевич,
кандидат технических наук, доцент,
доцент Отделения электроэнергетики
и электротехники,
Национальный исследовательский
Томский политехнический университет,
634050, г. Томск, пр. Ленина, 30, Россия

Андреев Михаил Владимирович,
кандидат технических наук, доцент,
заведующий научно-исследовательской
Лабораторией моделирования
электроэнергетических систем,
Национальный исследовательский Томский
политехнический университет,
634050, г. Томск, пр. Ленина, 30, Россия

Бай Юлий Дмитриевич,
ассистент Отделения электроэнергетики
и электротехники,
Национальный исследовательский Томский
политехнический университет,
634050, г. Томск, пр. Ленина, 30, Россия

Вклад авторов

Все авторы сделали эквивалентный вклад в подготовку публикации.

Конфликт интересов

Авторы заявляют об отсутствии конфликта интересов.

Все авторы прочитали и одобрили окончательный вариант рукописи.

Информация о статье

Статья поступила в редакцию 11.03.2022; одобрена после рецензирования 29.07.2022; принята к публикации 18.08.2022.

INFORMATION ABOUT THE AUTHORS

Vladimir E. Rudnik,
Research Engineer of the Research Laboratory
of Electric Power System Modeling,
National Research Tomsk Polytechnic University,
30, Lenin pr., Tomsk 634050, Russia

Aleksey A. Suvorov,
Cand. Sci. (Eng.), Associate Professor of the School
of Energy and Power Engineering,
National Research Tomsk Polytechnic University,
30, Lenin pr., Tomsk 634050, Russia

Nikolai Yu. Ruban,
Cand. Sci. (Eng.), Associate Professor,
Associate Professor of the School
of Energy and Power Engineering,
National Research Tomsk Polytechnic University,
30 Lenin Ave., Tomsk 634050, Russia

Mikhail V. Andreev,
Cand. Sci. (Eng.), Associate Professor,
Head of the Research Laboratory
of Electric Power System Modeling,
National Research Tomsk Polytechnic University,
30, Lenin pr., Tomsk 634050, Russia

Yuly D. Bay,
Assistant Professor of the School
of Energy and Power Engineering,
National Research Tomsk Polytechnic University,
30, Lenin pr., Tomsk 634050, Russia

Contribution of the authors

The authors contributed equally to the preparation of the article.

Conflict of interests

The authors declare no conflict of interests.

The final manuscript has been read and approved by all the co-authors.

Information about the article

The article was submitted 11.03.2022; approved after reviewing 29.07.2022; accepted for publication 18.08.2022.