



## Оценка влияния ветроэлектростанций на изменение суммарной инерции электроэнергетической системы

© И.А. Разживин, Н.Ю. Рубан, В.Е. Рудник, А.С. Гусев

Национальный исследовательский Томский политехнический университет, г. Томск, Россия

**Резюме:** Цель – определить степень воздействия разной доли ветроэнергетических установок 4-го типа в общем объеме генерации на параметры асинхронного режима электроэнергетической системы. Воспроизведение процессов в электроэнергетической системе производится с помощью Всережимного моделирующего комплекса реального времени электроэнергетических систем, представляющего собой многопроцессорную программно-техническую систему. Разработана модель электроэнергетической системы, включающая помимо традиционных источников генерации ветроэлектростанцию, объединяющую в себе варьируемое количество ветроэнергетических установок 4-го типа. В системе автоматического управления ветроэнергетической установки реализован контур управления (по активной мощности и напряжению) с дополнительным регулятором виртуальной инерции. По результатам анализа изменения параметров асинхронного режима при использовании алгоритма виртуальной инерции установлено, что время развития асинхронного режима по защищаемой линии сократилось максимально на 0,1 с. Однако время первого цикла асинхронного хода между двумя генераторами в послеаварийном режиме увеличилось в 2 раза: при мощности ветроэлектростанции 100 МВт время асинхронного хода составило 0,36 с (без алгоритма виртуальной инерции), и 0,74 с – с алгоритмом виртуальной инерции. Экспериментально подтверждено, что с ростом мощности ветроэлектростанции уменьшается время развития асинхронного режима и время, за которое традиционные генераторы выпадают из синхронизма. Последнее подтверждено фактом влияния работы ветроэнергетических установок 4-го типа в энергосистеме на суммарную инерцию: ее значение изменилось в интервале от 8,745 до 5,478 с. Исследование функционирования алгоритма виртуальной инерции подтвердило его воздействие на электромеханические переходные процессы в энергосистеме: наиболее благоприятный эффект замечен при значении виртуальной инерции равном 2 с и мощности ветроэлектростанции 100 МВт.

**Ключевые слова:** ветроэнергетическая установка, инерция, силовой преобразователь, система автоматического управления, асинхронный ход

**Благодарности:** Работа выполнена при поддержке Министерства науки и высшего образования РФ, грант № МК-1675.2019.8.

**Для цитирования:** Разживин И.А., Рубан Н.Ю., Рудник В.Е., Гусев А.С. Оценка влияния ветроэлектростанций на изменение суммарной инерции электроэнергетической системы. *Вестник Иркутского государственного технического университета*. 2021. Т. 25. № 2. С. 220–234. <https://doi.org/10.21285/1814-3520-2021-2-220-234>

## Evaluation of the effect of wind-operated power plants on the total inertia of an electric power system

Igor A. Razzhivin, Nikolay Yu. Ruban, Vladimir E. Rudnik, Alexander S. Gusev

National Research Tomsk Polytechnic University, Tomsk, Russia

**Abstract:** This paper is aimed at determining the effect of a variable number of Type 4 wind turbines in the total generation of the corresponding electric power system on the parameters of an asynchronous regime of such a system. Processes occurring in an electric power system were simulated using an all-mode real-time simulation complex of electric power systems constituting a multi-processor software and hardware system. A model of an electric power system was developed, which, in addition to conventional power sources, included a wind-operated power plant combining a variable number of Type 4 wind turbines. The automatic control system of the simulated wind-operated power plant comprised a control loop (in terms of active power and voltage) equipped with an additional regulator of virtual inertia. An analysis of changes in the parameters of the asynchronous regime using a virtual inertia algorithm showed that the time of its advancement along the protected line was reduced maximally by 0.1 s. However, the time of the first cycle of asynchronous motion between two generators in the post-emergency regime increased by 2 times. Thus, for a wind-operated plant with

a capacity of 100 MW, the time of asynchronous motion was 0.36 sec and 0.74 sec without using and when using a virtual inertia algorithm, respectively. It was experimentally confirmed that an increase in the power of a wind-operated power plant leads to a decrease in both the time of advancement of the asynchronous regime and the time, during which conventional generators transit from the synchronous regime. The latter was evidenced by the effect of Type 4 wind turbines on the value of total inertia, which ranged from 8.746 to 5.478 s. A study of the virtual inertia algorithm confirmed its impact on the electromechanical transient processes in power systems. The most favourable effect was noted at a virtual inertia value of 2 s and a wind-operated power plant capacity of 100 MW.

**Keywords:** wind turbine, inertia, power converter, automatic control system, out-of-step mode

**Acknowledgments:** the research was supported by the Ministry of Science and Higher Education of the Russian Federation, project no. MK-1675.2019.8.

**For citation:** Razzhivin IA, Ruban NYu, Rudnik VE, Gusev AS. Evaluation of the effect of wind-operated power plants on the total inertia of an electric power system. *Vestnik Irkutskogo gosudarstvennogo tekhnicheskogo universiteta = Proceedings of Irkutsk State Technical University*. 2021;25(2):220–234. (In Russ.) <https://doi.org/10.21285/1814-3520-2021-2-220-234>

## ВВЕДЕНИЕ

В мире наблюдается динамика внедрения новых мощностей за счет использования возобновляемых источников энергии (ВИЭ), преимущественно ветроэлектростанций (ВЭС). Согласно отчету<sup>1</sup> [1], суммарная генерируемая мощность ВЭС в мире за последние 10 лет увеличилась более чем в 3 раза и составляет 651 ГВт (5,9% от мирового производства электроэнергии). В ЕЭС России ВИЭ-генерация в наибольшем количестве присутствует в «Объединенном диспетчерском управлении энергосистемы Юга»<sup>2</sup>, суммарная установленная мощность ВЭС и солнечных электростанций (СЭС) составляет порядка 640 МВт<sup>3</sup> [2], и интеграция ВИЭ продолжается достаточно активно.

С увеличением доли ВИЭ увеличивается их влияние на электроэнергетические системы (ЭЭС), что создает определенные вызовы в управлении режимами, сохранении баланса мощности, устойчивости и надежности ЭЭС. Помимо прочего актуальной становится проблема снижения суммарной инерции в ЭЭС. Снижение суммарной инерции обусловлено наличием силового преобразователя напряжения в конструкциях современных ВИЭ (ветроэнергетических установок (ВЭУ) 3-го и 4-го типов, СЭС), в СЭС отсутствуют вращающиеся механизмы, а генера-

торы указанных ВЭУ, по сути, становятся «развязанными» с энергосистемой. Кроме того, инерция системы становится изменяющейся во времени из-за постоянной трансформации мощности, выдаваемой ВИЭ. В аварийных режимах в системах с меньшей инерцией скорость изменения частоты и других режимных параметров происходит быстрее [3, 4]. Анализ, проведенный в [5], показывает, что за период с 1996 по 2016 г. общее значение инерции в Европе снизилось на 20%. Системы с меньшей инерцией могут быстрее потерять свою устойчивость в случае серьезных аварий, асинхронный режим в таких системах может быть ошибочно принят за короткое замыкание. Таким образом, масштабная интеграция ВИЭ снижает инерционные свойства ЭЭС и создает проблемы с обеспечением ее устойчивости. При этом действующие системы противоаварийной автоматики (ПА), например автоматика ликвидации асинхронного режима (АЛАР), могут быть нечувствительны к быстро происходящим изменениям в ЭЭС.

Поскольку среди различных типов ВИЭ наибольшая динамика внедрения принадлежит ВЭУ, для постановки задачи проведем их краткий обзор. ВЭУ реализуют множество разнообразных концепций относительно их устройства, типа генератора, подсоединения

<sup>1</sup>Renewables 2020 Global Status Report [Электронный ресурс]. URL: [https://www.ren21.net/wp-content/uploads/2019/05/gsr\\_2020\\_full\\_report\\_en.pdf](https://www.ren21.net/wp-content/uploads/2019/05/gsr_2020_full_report_en.pdf) (24.10.2020).

<sup>2</sup>ОДУ Юга [Электронный ресурс]. URL: <https://so-ups.ru/odu-south/> (25.10.2020).

<sup>3</sup>Обзоры «ЕЭС России: промежуточные итоги» и «Анализ показателей балансов электрической энергии и мощности ЕЭС России» за 2019 год [Электронный ресурс]. URL: [https://so-ups.ru/index.php?id=ups\\_review19](https://so-ups.ru/index.php?id=ups_review19) (27.10.2020).



к сети, системы управления, а также особенностей функционирования. Согласно положениям IEEE (Institute of Electrical and Electronics Engineers) и международному стандарту<sup>4</sup> [6, 7], принято классифицировать ВЭУ следующим образом: на базе асинхронной машины с короткозамкнутым ротором (1 тип); на базе асинхронной машины с фазным ротором (2 тип); на базе асинхронной машины двойного питания (doublyfed induction generator) (3 тип); на базе синхронной машины с возбуждением от постоянных магнитов (в основном многополюсные генераторы, без редуктора в механической части) (4 тип). Схемы ВЭУ 1 и 2 типа, так называемые установки с постоянной скоростью вращения, являются устаревшими конструкциями, применяемыми с начала 80-х годов. Из недостатков таких конструкций следует отметить, что такие ВЭУ потребляют реактивную мощность, соответственно, требуют установки дополнительных конденсаторных батарей. ВЭУ 1 и 2-го типа имеют сниженный КПД для скоростей ветра, отличных от номинальной скорости, высокое механическое напряжение и передают колебания скорости ветра в электрическую сеть. В силу низкого КПД (по сравнению с 3 и 4 типами) ВЭУ 1 и 2 типа все меньше встречаются на рынке (не применяются в современных проектах ВЭС) и активно заменяются на действующих ВЭС. За последнее десятилетие ВЭУ с регулируемой скоростью (3 и 4-й тип) стали самыми распространенными среди применяемых и продаваемых ВЭУ [8]. Эти турбины позволяют достигать оптимальной выходной мощности в широком диапазоне скоростей ветра путем настройки частоты вращения при изменении входной скорости ветра, генераторы таких ВЭУ подсоединены к сети с помощью преобразователей напряжения. Это позволяет снизить связанность частоты сети и частоты генератора, и, следовательно, осуществить регулирование скорости [9].

Согласно анализу, минимальный вклад в суммарную инерцию ЭЭС вносят ВЭУ 4 типа, в связи с чем дальнейшие эксперименталь-

ные исследования проведем на примере их моделирования в ЭЭС. В работах [10–12] представлены теоретические аспекты и направления решения проблемы снижения инерции ЭЭС посредством модернизации системы автоматического управления (САУ) силовых преобразователей ВЭУ, в частности для решения задач участия ВЭС в регулировании частоты и мощности ЭЭС. Для этого, например, производителями ВЭУ были разработаны устройства контроля виртуальной инерции GE WindINERTIA [13], ENERCON Inertia Emulation [14].

Однако не исследованным остается вопрос вклада работы устройств контроля виртуальной инерции на сохранение устойчивости ЭЭС, функционирование ПА, например АЛАР. В соответствии с этим, целью данной статьи является оценка работы САУ виртуальной инерцией ВЭУ 4 типа (с синхронным генератором и возбуждением от постоянных магнитов, подключаемой к ЭЭС через силовой преобразователь напряжения) на изменение параметров асинхронного режима.

## РЕГУЛЯТОР ВИРТУАЛЬНОЙ ИНЕРЦИИ

В электроэнергетике принято оценивать инерцию по величине  $T_j$  – постоянной инерции агрегата:

$$T_j = \frac{E}{S} = \frac{J_\Sigma \omega^2}{S}, \quad (1)$$

где  $J_\Sigma$  – суммарная инерция агрегата;  $E$  – кинетическая энергия;  $S$  – номинальная полная мощность агрегата.

А общую инерцию ЭЭС  $T_{j\text{ЭЭС}}$  рассчитывают согласно формуле:

$$T_{j\text{ЭЭС}} = \frac{\sum_{i=1}^n T_{ji} S_i}{S_{\text{ЭЭС}}}, \quad (2)$$

где  $T_{ji}$  и  $S_i$  – постоянная инерции и номинальная полная мощность  $i$ -го генератора;  $n$  – общее количество синхронных генераторов,

<sup>4</sup>ГОСТ Р 54418.27.1-2019 (МЭК 61400-27-1:2015). Установки ветроэнергетические. Часть 27-1. Общие имитационные модели ветроэнергетических установок, присоединенных к энергосистеме. М.: Стандартинформ, 2020.

подключенных к сети;  $S_{\text{ЭЭС}}$  – полная мощность энергосистемы, которая равна сумме номинальных мощностей работающих агрегатов.

Наряду с традиционными крупными синхронными генераторами ВЭУ обладают значительным количеством кинетической энергии вращающихся масс:

$$E = \frac{1}{2} J \omega^2, \quad (3)$$

где  $J$  – инерция ветроколеса;  $\omega$  – угловая частота вращения ветроколеса.

Однако в случае ВЭУ 4 типа эта энергия не оказывает влияние на общую инерцию ЭЭС, поскольку механическая часть отделена от энергосистемы силовым преобразователем.

Согласно (2), интеграция современных ВЭУ в ЭЭС фактически увеличивает общую установленную мощность  $S_{\text{ЭЭС}}$ , однако постоянная инерции остается прежней, что негативно сказывается на частотной характеристике системы, поскольку динамика изменения частоты в ЭЭС зависит от общего значения инерции  $T_{j\text{ЭЭС}}$  [15]:

$$\frac{T_{j\text{ЭЭС}}}{f_0} \frac{df}{dt} = P_{\text{МЭХ}\Sigma} - P_{\text{ЭЛ}\Sigma} = \Delta P_{\text{ЭЭС}}, \quad (4)$$

где  $f_0$  – установленная частота ЭЭС;  $f$  – текущая частота ЭЭС;  $P_{\text{МЭХ}\Sigma}$ ,  $P_{\text{ЭЛ}\Sigma}$  – полные механическая и электромагнитная мощности агрегатов ЭЭС,  $\Delta P_{\text{ЭЭС}}$  – приращение небаланса мощности ЭЭС при собственной частоте  $f$ .

Частота ЭЭС  $f$  неразрывно связана со скоростью вращения ротора всех синхронных машин ЭЭС и является электромеханической переменной, которую необходимо постоянно и точно контролировать с помощью соответствующих устройств автоматики. Изменение активной мощности  $\Delta P$  в любом районе ЭЭС способствует изменению частоты  $\Delta f$ .

Традиционная САУ силового преобразователя ВЭУ обеспечивает работу в точке максимальной мощности ВЭУ (от англ. maximum power point tracking – MPPT), формируя соответствующую уставку механического момента или мощности, контролирует уровень зарядки конденсаторной батареи и напряжение в цепи постоянного тока, управление реактивной мощностью, осуществляет контроль выдаваемой активной мощности и трехфазного напряжения в узле подключения, обеспечивая синхронизацию с ЭЭС [16].

Стратегия регулятора виртуальной инерции основана на логике использования кинетической энергии вращающейся массы ВЭУ (рис. 1).

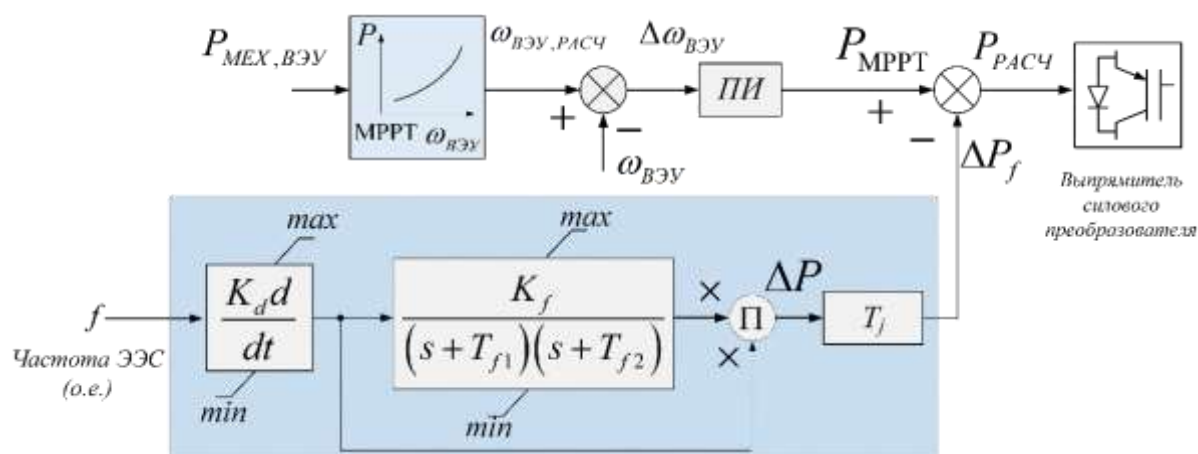


Рис. 1. Структурная схема системы автоматического управления maximum power point tracking с регулятором виртуальной инерции:  $T_{f1}$ ,  $T_{f2}$ ,  $K_d$ ,  $K_f$  – постоянные времени и коэффициенты регулятора,  $T_{jB}$  – виртуальная инерция

Fig. 1. Block diagram of the maximum power point tracking automatic control system with a virtual inertia controller:  $T_{f1}$ ,  $T_{f2}$ ,  $K_d$ ,  $K_f$  – time constants and controller coefficients of the controller,  $T_{jB}$  – virtual inertia



САУ контролирует выходную электрическую мощность ВЭУ в зависимости от изменения частоты. Расчетная активная мощность, формируемая регулятором виртуальной инерции  $\Delta P_f$ , рассчитывается из выражения [17]:

$$\Delta P_f = T_{jB} f \frac{df}{dt}. \quad (5)$$

## РАЗРАБОТКА МОДЕЛИ ЭЛЕКТРОЭНЕРГЕТИЧЕСКОЙ СИСТЕМЫ С ВЕТРОЭЛЕКТРОСТАНЦИЕЙ

В качестве платформы для моделирования режимов работы и анализа влияния ВЭС на устойчивость ЭЭС, а также анализа функ-

ционирования регулятора виртуальной инерции на изменение ее режимных параметров была разработана модель ЭЭС, однолинейная схема которой представлена на рис. 2.

Модель ЭЭС реализована во Всережимном моделирующем комплексе реального времени электроэнергетических систем (ВМК РВ ЭЭС). ВМК РВ ЭЭС представляет собой многопроцессорную программно-техническую систему реального времени гибридного типа, объединяющую в себе совокупность специализированных гибридных процессоров (СГП) всего значимого оборудования моделируемой ЭЭС [18, 19]. Модель ЭЭС содержит один источник бесконечной мощности, линии

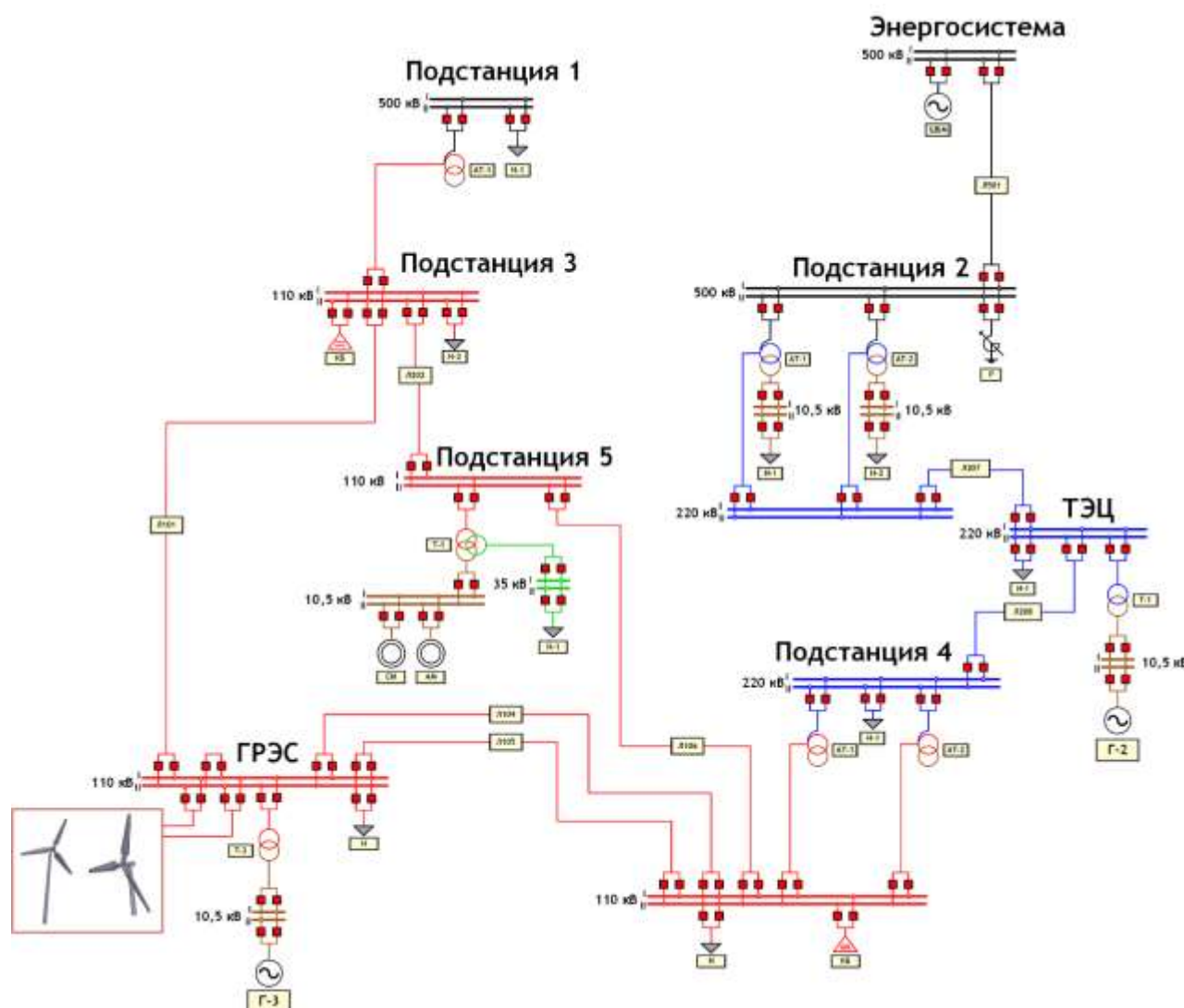


Рис. 2. Фрагмент экспериментальной электроэнергетической системы  
Fig. 2. Fragment of an experimental electric power system

электропередачи напряжением 500, 220 и 110 кВ, трансформаторы, компенсирующие устройства, статические и динамические нагрузки (синхронный и асинхронный двигатели), турбогенератор Г2 номинальной мощностью 225 МВт). В качестве ВЭС принят эквивалент ВЭУ 4 типа, СГП которой был ранее разработан и всережимно верифицирован авторами [20]. В качестве упрощения скорость ветра принята постоянной, механическая часть ВЭУ представлена двухмассной моделью. В САУ силового преобразователя со стороны выпрямления реализован контур управления по активной мощности и напряжению, с дополнительным регулятором виртуальной инерции, со стороны инвертора – контуры управления напряжением цепи постоянного тока, реактивной мощностью и напряжением в узле присоединения.

## ЭКСПЕРИМЕНТАЛЬНЫЕ ИССЛЕДОВАНИЯ

**Опыт № 1:** Оценка влияния ВЭС на асинхронный режим.

Для оценки влияния работы ВЭС на устойчивость исследуемой ЭЭС произведено моделирование аварийной ситуации: трехфазное короткое замыкание (КЗ) в момент времени  $t = 0,2$  с на линии № 207 с последующим ее отключением, приводящим к разрыву связи ЭЭС с балансирующим узлом, нарушению устойчивости и возникновению асинхронного режима. Опыты проводились при замещении мощности традиционного источника Г3 мощностью, вырабатываемой ВЭС в различных соотношениях, при этом суммарная мощность ЭЭС не изменялась:  $P_{ВЭС} = 20$  МВт (11% от мощности Г3),  $P_{ВЭС} = 60$  МВт (33% от мощности Г3),  $P_{ВЭС} = 100$  МВт (55% от мощности Г3),  $P_{ВЭС} = 162$  МВт (90% от мощности Г3). Согласно (2), изменение  $T_{jэс}$  суммарной инерции ЭЭС при замещении традиционной генерации имеет представленные в табл. 1 значения.

В исследуемом аварийном режиме после отключения линии № 207 турбогенераторы

Г2 и Г3 оказываются электрически связаны через линию № 208, группу АТ на Подстанции 4 и линии Л104 и Л105. Предположим, что на отходящей от ТЭЦ линии № 208 установлено устройство АЛАР, измеряющее угол между напряжениями по концам линии, т.е. со стороны ТЭЦ и в конце контролируемой зоны (в нашем случае на противоположном конце линии) на шинах 220 кВ Подстанции 4. На рис. 3 представлены осциллограммы взаимного угла между напряжениями по концам линии № 208.

**Таблица 1.** Значение суммарной инерции электроэнергетической системы при интеграции ветроэлектростанций

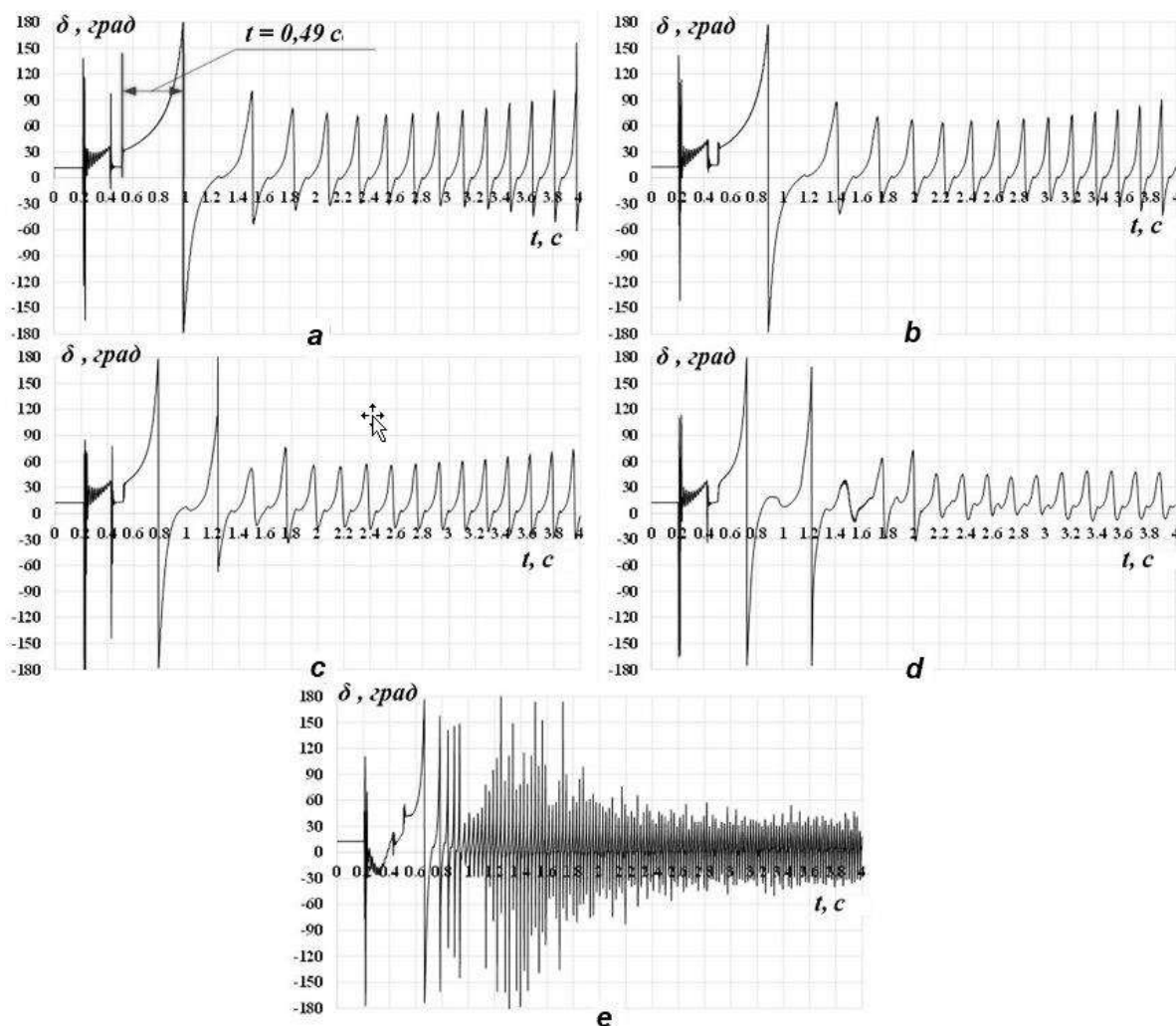
**Table 1.** Value of electric power system total inertia under integration of wind farms

| Уровень мощности ветроэлектростанций, МВт | $T_{jэс}$ , с | $\Delta T_j$ , с |
|-------------------------------------------|---------------|------------------|
| 0                                         | 8,745         | –                |
| 20                                        | 8,341         | 0,404            |
| 60                                        | 7,535         | 1,210            |
| 100                                       | 6,728         | 2,017            |
| 162                                       | 5,478         | 3,267            |

В послеаварийном режиме, в момент отключения линии № 207  $t = 0,5$  с, наблюдается процесс асинхронного хода, векторы напряжений по концам линии Л208 разворачиваются друг относительно друга и контролируемый угол  $\delta$  пересекает  $\pm 180^\circ$ . Проворот угла  $\delta$  в положительном направлении соответствует повышению частоты и избытку мощности в части ЭЭС, присоединенной к дальнему концу контролируемой линии. Асинхронный ход свидетельствует также о том, что электрический центр качаний расположен на контролируемой линии<sup>5</sup>.

В процессе развития асинхронного режима скорость увеличения разности углов стремительно нарастает с увеличением доли мощности ВЭС в ЭЭС, в частности с момента отключения линии № 207. Сводные данные приведены в табл. 2.

<sup>5</sup>АО «СО ЕЭС» СТО 59012820.29.020.008-2015. Релейная защита и автоматика. Автоматическое противоаварийное управление режимами энергосистем. Автоматика ликвидации асинхронного режима. Нормы и требования. Введ. 24.12.2015. М., 2015.



**Рис. 3. Осциллограммы взаимного угла напряжений по концам линии № 208:**  
**a – без ветроэлектростанции; b – мощность ветроэлектростанции 20 МВт; c – мощность ветроэлектростанции 60 МВт; d – мощность ветроэлектростанции 100 МВт; e – мощность ветроэлектростанции 162 МВт**  
**Fig. 3. Waveforms of the mutual voltage angle at the ends of the line no. 208: a – without a wind farm; b – 20 MW wind farm; c – 60 MW wind farm; d – 100 MW wind farm; e – 162 MW wind farm**

При развитии асинхронного режима в ЭЭС с классической генерацией изменение угла  $\delta$  происходит медленнее в силу инерционности электромеханических процессов, однако замещение традиционных генераторов ВЭС, снижающих инерционность ЭЭС, значительно ускоряет процесс.

На рис. 4 представлены осциллограммы угла  $\delta$  (между ЭДС) турбогенераторов Г2, Г3 и ШБМ и относительного угла  $\delta_{23}$ , характеризующего работу Г2 и Г3 в послеаварийном режиме, когда они остаются изолированы от ШБМ.

При мощности ВЭС 0 и 20 МВт, соответственно, наблюдается проворот угла  $\delta$  Г3 один раз, т.е. в дальнейшем Г3 возвращается к устойчивой работе. В целом наблюдается схожая ситуация, когда, например, изменение угла  $\delta$  Г3 в послеаварийном режиме в ЭЭС с преобладающей классической генерацией происходит медленнее в силу инерционности, однако при замещении мощности Г3 мощностью ВЭС процессы ускоряются. В частности нарушение синхронной работы Г3 при интеграции ВЭС происходит быстрее, также быстрее изменяется и относительный



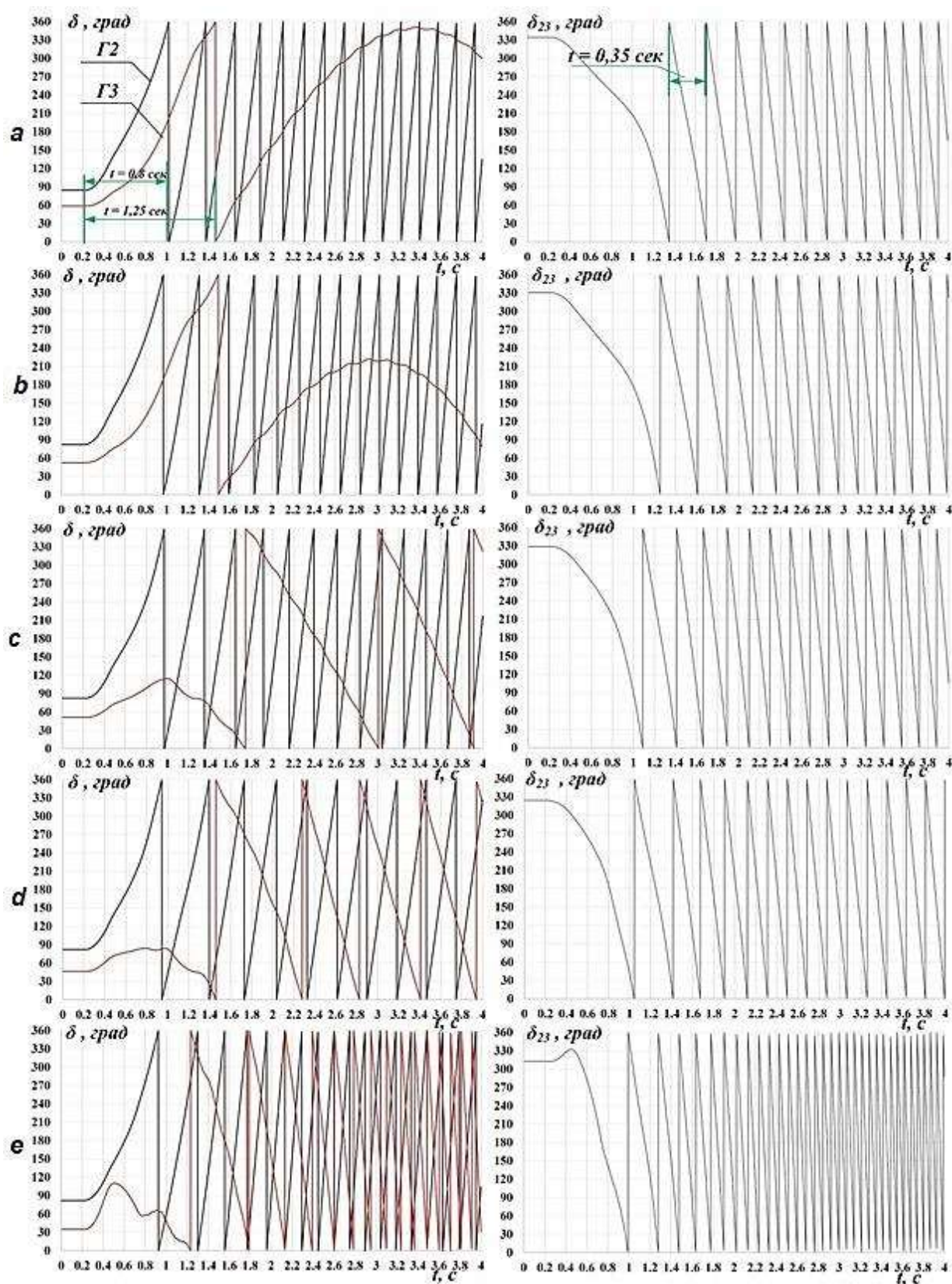


Рис. 4. Осциллограммы угла  $\delta$  турбогенераторов Г2 и Г3 относительно шин бесконечной мощности и угла  $\delta_{23}$  относительно друг друга: а – без ветроэлектростанции; б – мощность ветроэлектростанции 20 МВт; с – мощность ветроэлектростанции 60 МВт; д – мощность ветроэлектростанции 100 МВт; е – мощность ветроэлектростанции 162 МВт

Fig. 4. Waveforms of  $\delta$  angle of G2 and G3 turbine generators relative to infinite buses and  $\delta_{23}$  angle relative to each other: а – without a wind farm; б – 20 MW wind farm; с – 60 MW wind farm; д – 100 MW wind farm; е – 162 MW wind farm





**Таблица 2.** Время развития асинхронного режима электроэнергетической системы при интеграции ветроэлектростанции

**Table 2.** Development time of electric power system out-of-step mode under integration of wind farms

| Уровень мощности ветроэлектростанции, МВт | Время развития асинхронного режима, с |
|-------------------------------------------|---------------------------------------|
| 0                                         | 0,49                                  |
| 20                                        | 0,39                                  |
| 60                                        | 0,29                                  |
| 100                                       | 0,23                                  |
| 162                                       | 0,19                                  |

угол  $\delta_{23}$ , что заметно по циклам асинхронных качаний в ЭЭС.

Сводные данные по времени, за которое происходит нарушение устойчивой работы ГЗ и времени первого цикла асинхронного хода между Г2 и ГЗ, в послеаварийном режиме приведены в табл. 3.

Ускорение процессов может привести к неправильной работе как самого устройства АЛАР, так и защиты АЛАР от избыточных срабатываний при изменении угла  $\delta$  защищаемого объекта, не связанного с развитием асинхронного режима, поскольку основным признаком отличия процесса развития асинхронного режима от аварийных и коммутационных процессов является увеличение режимного параметра на текущем интервале измерения не более чем в два раза по отношению к его изменению на предыдущих интервалах измерения [18].

Устройство АЛАР должно выявлять и ликвидировать асинхронные режимы с длительностью цикла асинхронного режима от  $t = 0,2$  до  $10 \text{ с}^5$ . Опыты показывают, что ускорение процессов, в частности развитие асинхронного режима и изменение взаимного угла между напряжениями по концам линии № 208 происходит достаточно быстро, что может

явиться причиной неправильной работы устройства.

**Опыт № 2:** Влияние алгоритма виртуальной инерции на асинхронный режим.

Для оценки влияния функционирования алгоритма виртуальной инерции на скорость развития асинхронного режима проведены аналогичные эксперименты, опыт трехфазного КЗ с функционированием алгоритма введения виртуальной инерции. Алгоритм был реализован экспериментально со значениями  $T_{jB} = 2 \text{ с}$ ,  $T_{jB} = 3,2 \text{ с}$  для режимов с долей генерации ВЭС 60, 100 и 162 МВт, имеющих наибольшее влияние на асинхронный ход.

Осциллограммы взаимного угла напряжений по линии № Л208, угла  $\delta$  турбогенераторов Г2 и ГЗ относительно шин бесконечной мощности и угла  $\delta_{23}$  относительно друг друга приведены на рис. 5–7.

Сводные данные по времени проворота векторов напряжений по концам линии № Л208 и времени, за которое происходит нарушение устойчивой работы Г2 и ГЗ, времени первого цикла асинхронного хода между Г2 и ГЗ в послеаварийном режиме приведены в табл. 4

Время развития асинхронного режима по линии № Л208 при использовании алгоритма виртуальной инерции оказывает обратный эффект, т.е. время, за которое происходит нарушение устойчивости по линии, сокращается. Однако стоит заметить что функционирование алгоритма способствует увеличению времени нарушения устойчивой работы ГЗ в случаях, когда мощность ВЭС составляет 60 и 100 МВт, Наиболее благоприятный эффект наблюдается при использовании алгоритма виртуальной инерции у ВЭС мощностью 100 МВт, время первого цикла асинхронного хода увеличивается в 2 раза.

**Таблица 3.** Нарушение устойчивой работы ГЗ и времени первого цикла асинхронного хода

**Table 3.** Failure of G3 stable operation and time of the out-of-step mode first cycle

| Уровень мощности ветроэлектростанции, МВт | Время нарушения устойчивой работы Г2, с | Время нарушения устойчивой работы ГЗ, с | Время первого цикла асинхронного хода, с |
|-------------------------------------------|-----------------------------------------|-----------------------------------------|------------------------------------------|
| 0                                         | 0,80                                    | 1,25                                    | 0,37                                     |
| 20                                        | 0,78                                    | 1,32                                    | 0,37                                     |
| 60                                        | 0,78                                    | 1,52                                    | 0,31                                     |
| 100                                       | 0,78                                    | 1,29                                    | 0,36                                     |
| 162                                       | 0,72                                    | 1,03                                    | 0,29                                     |

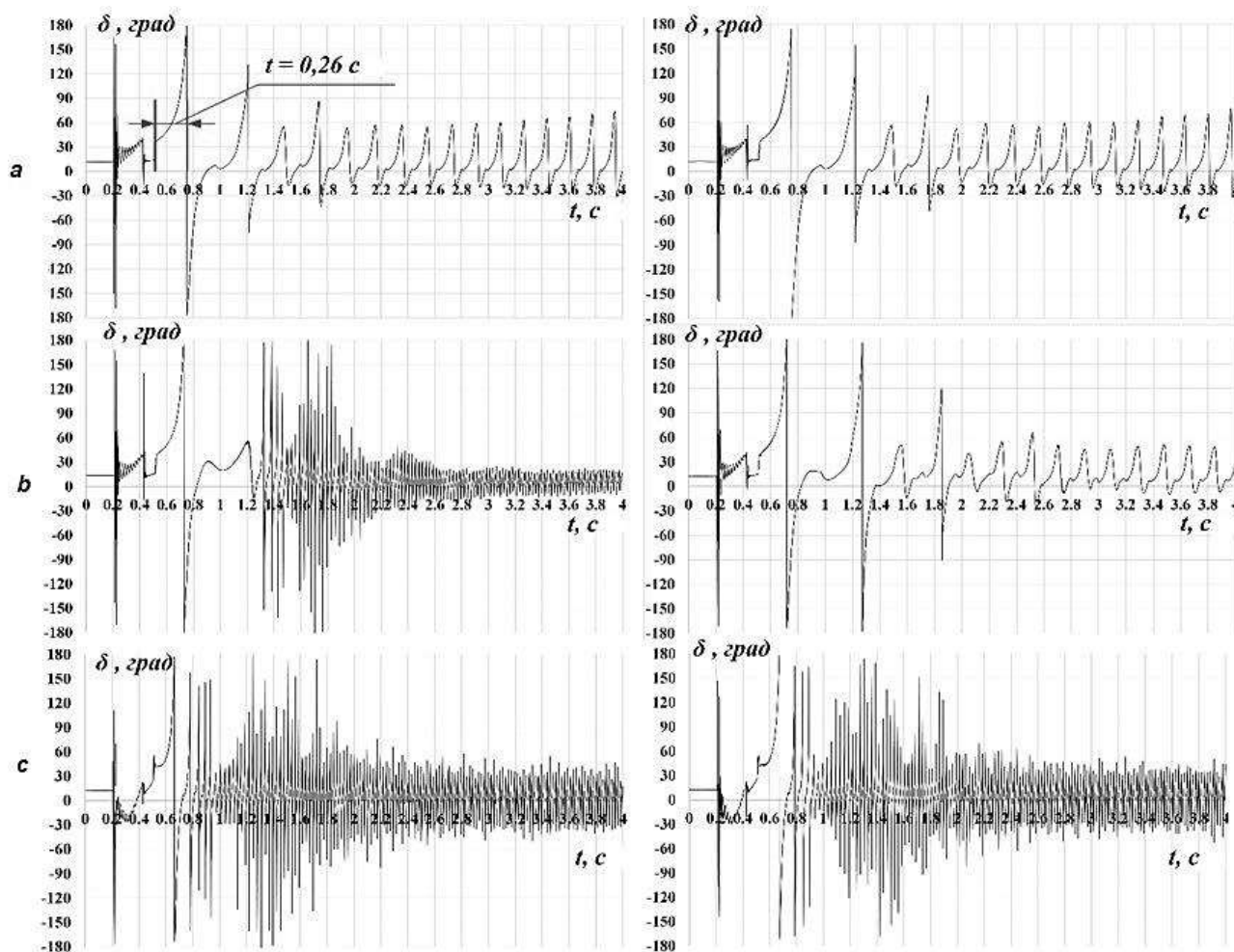


Рис. 5. Осциллограммы взаимного угла напряжений по линии № 208:

а – мощность ветроэлектростанции 60 МВт,  $T_{jB} = 2$  с,  $T_{jB} = 3,2$  с; б – мощность ветроэлектростанции 100 МВт,  $T_{jB} = 2$  с,  $T_{jB} = 3,2$  с; в – мощность ветроэлектростанции 162 МВт  $T_{jB} = 2$  с,  $T_{jB} = 3,2$  с

Fig. 5. Waveforms of the mutual voltage angle along the line no. 208:

а – 60 MW wind farm,  $T_{jB} = 2$  s,  $T_{jB} = 3.2$  s; б – 100 MW wind farm,  $T_{jB} = 2$  s,  $T_{jB} = 3.2$  s;

в – 162 MW wind farm  $T_{jB} = 2$  s,  $T_{jB} = 3.2$  s

Таблица 4. Сводная таблица результатов опытов № 1 и 2

Table 4. Summary table of the results of experiments no. 1 and 2

| Уровень мощности ветроэлектростанции, МВт | Время развития асинхронного режима по линии № Л208, с |                |                  | Время нарушения устойчивой работы Г2, с |                |                  | Время нарушения устойчивой работы Г3, с |                |                  | Время первого цикла асинхронного хода, с |                |                  |
|-------------------------------------------|-------------------------------------------------------|----------------|------------------|-----------------------------------------|----------------|------------------|-----------------------------------------|----------------|------------------|------------------------------------------|----------------|------------------|
|                                           | $T_{jB} = 0$ с                                        | $T_{jB} = 2$ с | $T_{jB} = 3,2$ с | $T_{jB} = 0$ с                          | $T_{jB} = 2$ с | $T_{jB} = 3,2$ с | $T_{jB} = 0$ с                          | $T_{jB} = 2$ с | $T_{jB} = 3,2$ с | $T_{jB} = 0$ с                           | $T_{jB} = 2$ с | $T_{jB} = 3,2$ с |
| 60                                        | 0,29                                                  | 0,26           | 0,26             | 0,78                                    | 0,73           | 0,73             | 1,52                                    | 1,65           | 1,7              | 0,31                                     | 0,33           | 0,34             |
| 100                                       | 0,23                                                  | 0,26           | 0,26             | 0,78                                    | 0,73           | 0,73             | 1,29                                    | 1,31           | 1,58             | 0,36                                     | 0,74           | 0,34             |
| 162                                       | 0,19                                                  | 0,19           | 0,19             | 0,72                                    | 0,73           | 0,92             | 1,03                                    | 1,03           | 0,75             | 0,29                                     | 0,29           | 0,30             |

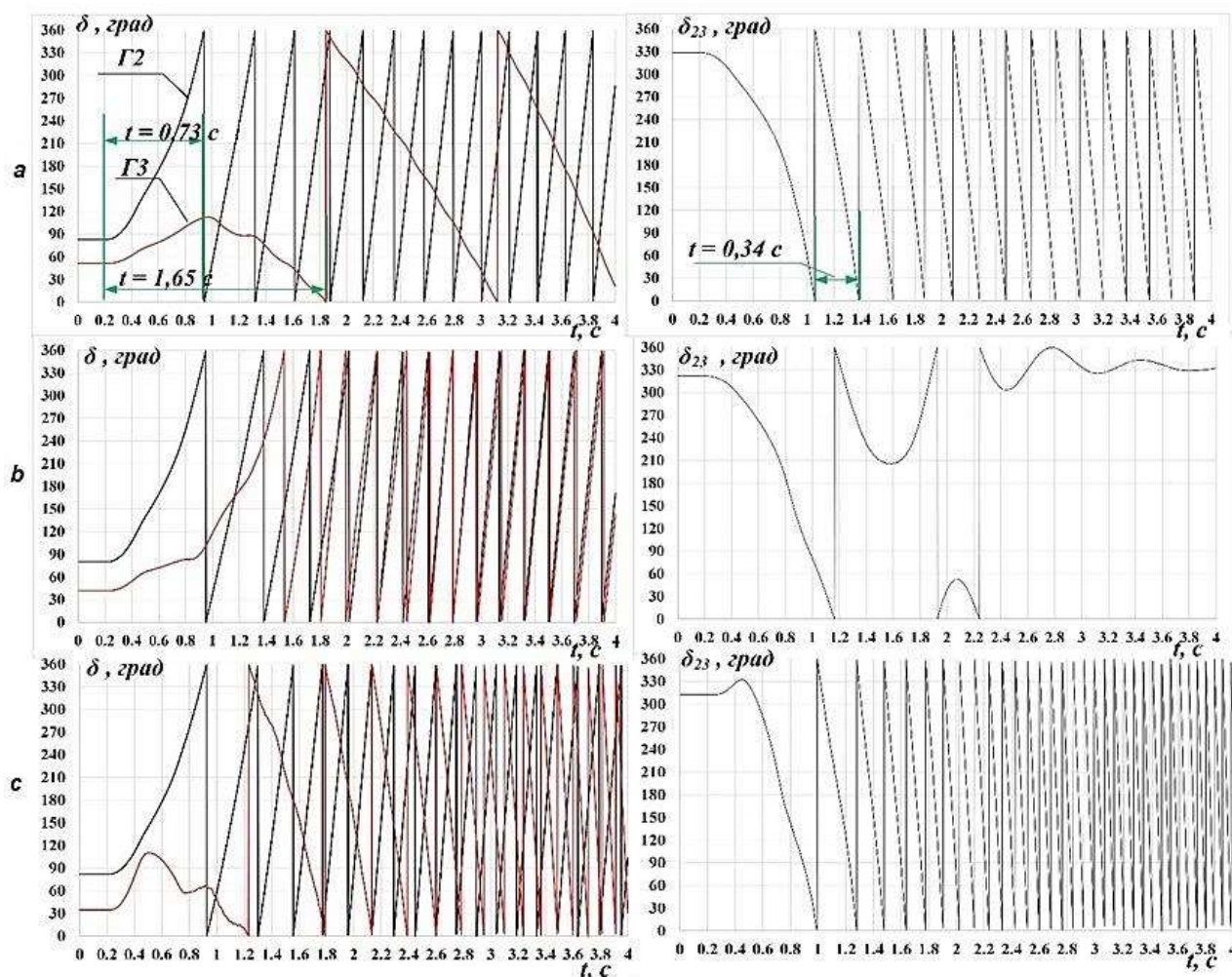


Рис. 6. Осциллограммы угла  $\delta$  турбогенераторов Г2 и Г3 относительно шин бесконечной мощности и угла  $\delta_{23}$  относительно друг друга при  $T_{JB} = 2$  с: а – мощность ветроэлектростанции 60 МВт; б – мощность ветроэлектростанции 100 МВт; в – мощность ветроэлектростанций 162 МВт  
Fig. 6. Waveforms of  $\delta$  angle of G2 and G3 turbine generators relative to infinity buses and  $\delta_{23}$  angle relative to each other at  $T_{JB} = 2$  s: a – 60 MW wind farm; b – 100 MW wind farm; c – 162 MW wind farm

## ЗАКЛЮЧЕНИЕ

Проведенные в данной работе эксперименты показали, что при интеграции большого числа ВЭУ 4 типа в ЭЭС параметры асинхронного режима изменяются:

1. С ростом мощности ВЭС, образованной указанными ВЭУ, уменьшается время развития асинхронного режима и время, за которое традиционные генераторы выпадают из синхронизма, что подтверждает факт влияния ВЭС на суммарную инерцию в ЭЭС и скорость протекания процессов.

2. При достаточно высокой доле мощности ВЭС в ЭЭС равной 90% (162 МВт) наблюдаются сильные колебания, система становится неустойчивой. Это обусловлено работой систем автоматического управления

преобразователями ВЭУ и работой автоматик традиционных генераторов.

Также в работе произведена попытка анализа применения виртуальной инерции на изменение параметров асинхронного режима. Относительно этого можно заключить следующее:

1. Функционирование алгоритма виртуальной инерции преобразователей ВЭУ оказывает влияние на электромеханические переходные процессы в ЭЭС.

2. Исследование положительного влияния алгоритма виртуальной инерции требует более глубокого анализа, поскольку результаты моделирования показали неоднозначное влияние на параметры асинхронного режима, в частности наиболее благоприятный эф-



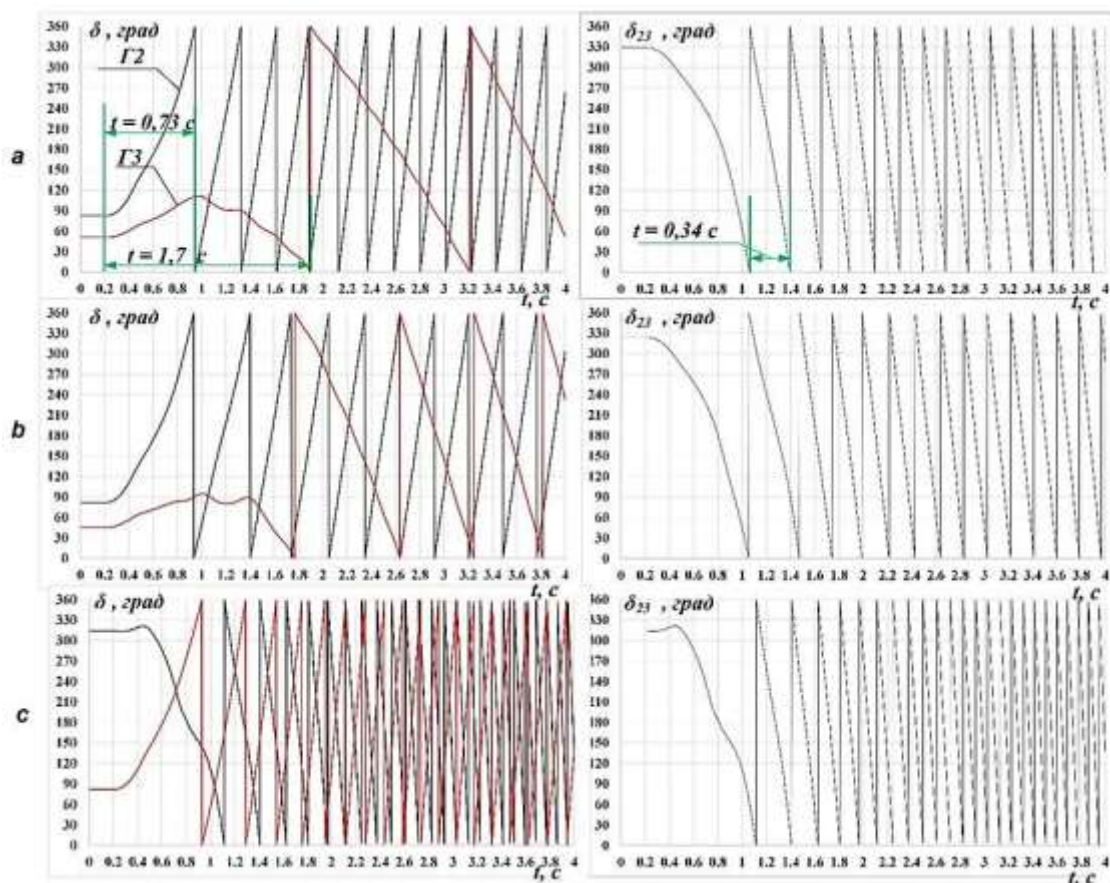


Рис. 7. Осциллограммы угла  $\delta$  турбогенераторов Г2 и Г3 относительно шин бесконечной мощности и угла  $\delta_{23}$  относительно друг друга при  $T_{JB} = 3,2$  с: а – мощность ветроэлектростанции 60 МВт; б – мощность ветроэлектростанции 100 МВт; в – мощность ветроэлектростанции 162 МВт  
 Fig. 7. Waveforms of  $\delta$  angle of G2 and G3 turbine generators relative to infinity buses and  $\delta_{23}$  angle relative to each other at  $T_{JB} = 3.2$  s: a – 60 MW wind farm; b – 100 MW wind farm; c – 162 MW wind farm

фekt замечен при мощности ВЭС 100 МВт и значении  $T_{JB} = 2$  с, что говорит о возможном положительном влиянии на работу таких устройств как АЛАР.

Следовательно, заключить, что применение алгоритма виртуальной инерции способствует улучшению динамических свойств ЭЭС с ВЭС, приближая их к сетям с традиционной генерацией, нельзя, поскольку заметна изменяемость осциллограмм взаим-

ных углов генераторов и углов напряжений по концам линии № 208 в зависимости от мощности ВЭС, что свидетельствует о необходимости глубокого анализа с целью установления закономерности влияния алгоритма виртуальной инерции на параметры асинхронного режима при различных мощностях ВЭС в ЭЭС, а также различных мест установки ВЭС в ЭЭС, видов нарушения устойчивости и т.д.

#### Список литературы

1. Герасимов А.С., Есипович А.Х., Смирнов А.Н. Об опыте верификации цифровых и физических моделей энергосистем // Электрические станции. 2010. № 11. С. 14–19.
2. Akhmatov V., Nielsen A.H., Pedersen J.K., Nymann O. Variable-speed wind turbines with multi-pole synchronous permanent magnet generators. Part I: Modelling in Dynamic Simulation Tools // Wind Engineering. 2003. Vol. 27. Iss. 6. P. 531–548.
3. Erlich I., Wilch M. Primary frequency control by wind turbines // 3rd IEEE PES ISGT Europe (Berlin, 14–17 October 2012). Berlin: IEEE, 2012. P. 2–17.
4. Gautam D., Goel L., Ayyanar R., Vittal V., Harbour T. Control strategy to mitigate the impact of reduced inertia due to doubly fed induction generators on large power systems // IEEE Transactions on Power Systems. 2011. Vol. 26. Iss. 1. P. 214–224.



<https://doi.org/10.1109/TPWRS.2010.2051690>

5. Fernández-Guillamón A., Gómez-Lázaro E., Muljadi E., Molina-García Á. Power systems with high renewable energy sources: A review of inertia and frequency control strategies over time // *Renewable and Sustainable Energy Reviews*. 2019. Vol. 115. <https://doi.org/10.1016/j.rser.2019.109369>
6. Ellis A., Kazachkov Y., Muljadi E., Pourbeik P., Sanchez-Gasca J.J. Description and technical specifications for generic WTG models – A status report // *IEEE/PES Power Systems Conference and Exposition*. 2011. <https://doi.org/10.1109/PSCE.2011.5772473>
7. Agrawal R., Bharradwaj S.K., Kothari D.P. An Educational and professional simulation tools in power systems and FACTS controllers – «An Overview» // *International Journal of Electrical, Electronics and Computer Engineering*. 2013. Vol. 2. Iss. 2. P. 91–96.
8. Ackermann T. Wind power in power systems. 2nd ed. Chichester, West Sussex: John Wiley & Sons, 2012. 1049 p. <https://doi.org/10.1002/0470012684>
9. Стычинский З.А., Воропай Н.И. Возобновляемые источники энергии: теоретические основы, технологии, технические характеристики, экономика. Магдебург: MAFO, 2010. 223 с.
10. Morren J., De Haan S.W.H., Kling W.L., Ferreira J.A. Wind turbines emulating inertia and supporting primary frequency control // *IEEE Transactions on Power Systems*. 2006. Vol. 21. Iss. 1. P. 433–434. <https://doi.org/10.1109/TPWRS.2005.861956>
11. Muljadi E., Yin Cheng Zhang, Gevorgian V., Kosterev D. Understanding dynamic model validation of a wind turbine generator and a wind power plant // *Energy Conversion Congress and Exposition (ECCE) (Milwaukee, 18–22 September 2016)*. Milwaukee: IEEE, 2016. P. 1–5. <https://doi.org/10.1109/ECCE.2016.7855542>
12. Clark K., Miller N.W., Sanchez-Gasca J.J. Modeling of GE wind turbine-generators for grid studies. New York, 2010. [Электронный ресурс]. URL: [https://www.researchgate.net/publication/267218696\\_Modeling\\_of\\_GE\\_Wind\\_Turbine-Generators\\_for\\_Grid\\_Studies\\_Prepared\\_by](https://www.researchgate.net/publication/267218696_Modeling_of_GE_Wind_Turbine-Generators_for_Grid_Studies_Prepared_by). (25.09.2020).
13. Wachtel S., Beekmann A. Contribution of wind energy converters with inertia emulation to frequency control and

frequency stability in power systems // 8 International Conference Workshop on large-scale integration of wind Power into Power systems as well as on transmission networks for offshore wind farms (Bremen, 14–15 October 2009). Bremen, 2009. P. 460–465.

14. Gonzalez-Longatt F. Impact of emulated inertia from wind power on under-frequency protection schemes of future power systems // *Journal of Modern Power Systems and Clean Energy*. 2016. Vol. 4. P. 211–218.
15. Michalke G., Hansen A.D., Hartkopf T. Control strategy of a variable speed wind turbine with multipole permanent magnet synchronous generator [Электронный ресурс]. URL: <http://citeseerx.ist.psu.edu/viewdoc/download?doi=10.1.1.470.6144&rep=rep1&type=pdf> (25.09.2020).
16. Negnevitsky M., Voropai N., Kurbatsky V., Tomin N., Panasetsky D. Development of an intelligent system for preventing large-scale emergencies in systems // *Power and Energy Society General Meeting (Vancouver, 21–25 July 2013)*. Vancouver: IEEE, 2013. P. 1–5. <https://doi.org/10.1109/PESMG.2013.6672099>
17. Гусев А.С., Хрущев Ю.В., Гурий С.В., Свечкарев С.В., Плодистый И.Л. Всережимный моделирующий комплекс реального времени электроэнергетических систем // *Электричество*. 2009. № 12. С. 5–8.
18. Andreev M.V., Gusev A.S., Ruban N., Suvorov A., Ufa R., Askarov A., et al. Hybrid real-time simulator of large-scale power systems // *IEEE Transactions on Power Systems*. 2019. Vol. 34. Iss. 2. P. 1404–1415. <https://doi.org/10.1109/TPWRS.2018.2876668>
19. Разживин И.А., Рубан Н.Ю., Аскаров А.Б., Уфа Р.А. Разработка программно-технических средств моделирования ветроэнергетической установки 4 типа. *Вестник Иркутского государственного технического университета*. 2020. Т. 24. № 1. С. 183–194. <https://doi.org/10.21285/1814-3520-2020-1-183-194>
20. Разживин И.А., Рубан Н.Ю., Суворов А.А., Уфа Р.А., Аскаров А.Б., Рудник В.Е. [и др.]. Разработка физической модели статического преобразователя напряжения ВЭУ 4 типа в рамках гибридного подхода // *Интеллектуальная электротехника*. 2020. № 1. С. 85–97. [https://doi.org/10.46960/2658-6754\\_2020\\_1\\_85](https://doi.org/10.46960/2658-6754_2020_1_85)

## References

1. Gerasimov AS, Esipovich AH, Smirnov AN. Experience of verification of digital and physical models of electric power systems. *Elektricheskie stancii = Electrical stations*. 2010;11:14–19. (In Russ.)
2. Akhmatov V, Nielsen AH, Pedersen JK, Nymann O. Variable-speed wind turbines with multi-pole synchronous permanent magnet generators. Part I: Modelling in dynamic simulation tools. *Wind Engineering*. 2003;27(6):531–548. <https://doi.org/10.1260/030952403773617490>
3. Erlich I, Wilch M. Primary frequency control by wind turbines. In: *3rd IEEE PES ISGT Europe*. 14–17 October 2012, Berlin. Berlin: IEEE; 2012, p. 2–17.
4. Gautam D, Goel L, Ayyanar R, Vittal V, Harbour T.

Control strategy to mitigate the impact of reduced inertia due to doubly fed induction generators on large power systems. *IEEE Transactions on Power Systems*. 2011;26(1):214–224.

<https://doi.org/10.1109/TPWRS.2010.2051690>

5. Fernández-Guillamón A., Gómez-Lázaro E., Muljadi E., Molina-García Á. Power systems with high renewable energy sources: A review of inertia and frequency control strategies over time. *Renewable and Sustainable Energy Reviews*. 2019;115. <https://doi.org/10.1016/j.rser.2019.109369>
6. Ellis A, Kazachkov Y, Muljadi E, Pourbeik P, Sanchez-Gasca JJ. Description and technical specifications for generic WTG models – A status report. In: *IEEE/PES*

- Power Systems Conference and Exposition. 2011. <https://doi.org/10.1109/PSCE.2011.5772473>
7. Agrawal R, Bharradwaj SK, Kothari DP. An Educational and professional simulation tools in power systems and FACTS controllers – “An Overview”. *International Journal of Electrical, Electronics and Computer Engineering*. 2013;2(2):91–96.
8. Ackermann T. Wind power in power systems. Chichester, West Sussex: John Wiley & Sons; 2012, 1049 p. <https://doi.org/10.1002/0470012684>
9. Stychinsky ZA, Voropay NI. *Renewable energy sources: theoretical foundations, technologies, technical characteristics, economy*. Magdeburg: Otto-von-Guericke-Universität Magdeburg; 2010, 223 p.
10. Morren J, De Haan SWH, Kling WL, Ferreira JA. Wind turbines emulating inertia and supporting primary frequency control. *IEEE Transactions on Power Systems*. 2006;21(1):433–434. <https://doi.org/10.1109/TPWRS.2005.861956>
11. Muljadi E, Yin Cheng Zhang, Gevorgian V, Kosterev D. Understanding dynamic model validation of a wind turbine generator and a wind power plant. In: *Energy Conversion Congress and Exposition (ECCE)*. 18–22 September 2016, Milwaukee. Milwaukee: IEEE; 2016, p. 1–5. <https://doi.org/10.1109/ECCE.2016.7855542>
12. Clark K, Miller NW, Sanchez-Gasca JJ. Modeling of GE wind turbine-generators for grid studies. New York; 2010. Available from: [https://www.researchgate.net/publication/267218696\\_Modeling\\_of\\_GE\\_Wind\\_Turbine-Generators\\_for\\_Grid\\_Studies\\_Prepared\\_by](https://www.researchgate.net/publication/267218696_Modeling_of_GE_Wind_Turbine-Generators_for_Grid_Studies_Prepared_by). [Accessed 25th September 2020].
13. Wachtel S, Beekmann A. Contribution of wind energy converters with inertia emulation to frequency control and frequency stability in power systems. In: *8 International Conference Workshop on large-scale integration of wind Power into Power systems as well as on transmission networks for offshore wind farms*. 14–15 October 2009, Bremen. Bremen; 2009, p. 460–465.
14. Gonzalez-Longatt F. Impact of emulated inertia from wind power on under-frequency protection schemes of future power systems. *Journal of Modern Power Systems and Clean Energy*. 2016;4:211–218.
15. Michalke G, Hansen AD, Hartkopf T. Control strategy of a variable speed wind turbine with multipole permanent magnet synchronous generator. Available from: <http://citeseerx.ist.psu.edu/viewdoc/download?doi=10.1.1.470.6144&rep=rep1&type=pdf> [Accessed 25th September 2020].
16. Negnevitsky M, Voropai N, Kurbatsky V, Tomin N, Panasetsky D. Development of an intelligent system for preventing large-scale emergencies in systems. In: *Power and Energy Society General Meeting*. 21–25 July 2013, Vancouver. Vancouver: IEEE; 2013, p. 1–5. <https://doi.org/10.1109/PESMG.2013.6672099>
17. Gusev AS, Hrushchev YuV, Gurin SV, Svechkarev SV, Plodisty IL. Electric power system real time all-mode modeling complex. *Elektrichestvo = Electricity*. 2009;12:5–8. (In Russ.)
18. Andreev MV, Gusev AS, Ruban N, Suvorov A, Ufa R, Askarov A, et al. Hybrid real-time simulator of large-scale power systems. *IEEE Transactions on Power Systems*. 2019;34(2):1404–1415. <https://doi.org/10.1109/TPWRS.2018.2876668>
19. Razzhivin IA, Ruban NYu, Askarov AB, Ufa RA. Development of hardware and software simulation tools for 4 type wind turbine modeling. *Vestnik Irkutskogo gosudarstvennogo tekhnicheskogo universiteta = Proceedings of Irkutsk State Technical University*. 2020;24(1):183–194. (In Russ.) <https://doi.org/10.21285/1814-3520-2020-1-183-194>
20. Razzhivin IA, Ruban NYu, Suvorov AA, Ufa RA, Askarov AB, Rudnik VE, et al. Development of physical model of type 4 wind turbine static voltage converter within hybrid approach. *Intellektual'naya elektrotehnika*. 2020;1:85–97. (In Russ.) [https://doi.org/10.46960/2658-6754\\_2020\\_1\\_85](https://doi.org/10.46960/2658-6754_2020_1_85)

#### ИНФОРМАЦИЯ ОБ АВТОРАХ

**Разживин Игорь Андреевич**,  
кандидат технических наук, старший преподаватель  
Отделения электроэнергетики  
и электротехники,  
Национальный исследовательский  
Томский политехнический университет,  
634050, г. Томск, пр. Ленина, 30, Россия;  
✉ e-mail: lionrash@tpu.ru

**Рубан Николай Юрьевич**,  
кандидат технических наук, доцент,  
доцент Отделения электроэнергетики  
и электротехники,  
Национальный исследовательский  
Томский политехнический университет,  
634050, г. Томск, пр. Ленина, 30, Россия;  
e-mail: rubanny@tpu.ru

#### INFORMATION ABOUT THE AUTHORS

**Igor A. Razzhivin**,  
Cand. Sci. (Eng.), Senior Lecturer of the Department  
of Power Industry and Electrical Engineering,  
National Research Tomsk Polytechnic University,  
30 Lenin Ave., Tomsk 634050, Russia;  
✉ e-mail: lionrash@tpu.ru

**Nikolay Yu. Ruban**,  
Cand. Sci. (Eng.), Associate Professor,  
Associate Professor of the Department  
of Power Industry and Electrical Engineering,  
National Research Tomsk Polytechnic University,  
30 Lenin Ave., Tomsk 634050, Russia;  
e-mail: rubanny@tpu.ru





**Рудник Владимир Евгеньевич,**  
аспирант,  
Национальный исследовательский  
Томский политехнический университет,  
634050, г. Томск, пр. Ленина, 30, Россия;  
e-mail: fordlp006@mail.ru

**Vladimir E. Rudnik,**  
Postgraduate Student,  
National Research Tomsk Polytechnic University,  
30 Lenin Ave., Tomsk 634050, Russia;  
e-mail: fordlp006@mail.ru

**Гусев Александр Сергеевич,**  
доктор технических наук, профессор,  
профессор кафедры электроэнергетических систем,  
Национальный исследовательский  
Томский политехнический университет,  
634050, г. Томск, пр. Ленина, 30, Россия;  
e-mail: gusev\_as@tpu.ru

**Alexander S. Gusev,**  
Dr. Sci. (Eng.), Professor,  
Professor of the Department of Electric Power Systems,  
National Research Tomsk Polytechnic University,  
30 Lenin Ave., Tomsk 634050, Russia;  
e-mail: gusev\_as@tpu.ru

#### **Заявленный вклад авторов**

Все авторы сделали эквивалентный вклад в подготовку публикации.

#### **Contribution of the authors**

The authors contributed equally to this article.

#### **Конфликт интересов**

Авторы заявляют об отсутствии конфликта интересов.

#### **Conflict of interests**

The authors declare no conflict of interests.

*Все авторы прочитали и одобрили окончательный вариант рукописи.*

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

#### **Информация о статье**

Статья поступила в редакцию 23.12.2020; одобрена после рецензирования 24.02.2021; принята к публикации 29.04.2021.

#### **Information about the article**

The article was submitted 23.12.2020; approved after reviewing 24.02.2021; accepted for publication 29.04.2021.