

## ЭНЕРГЕТИКА

Обзорная статья

УДК 621.311

EDN: TQEHZH

DOI: 10.21285/1814-3520-2024-1-95-110



## Обзор методов реализации виртуальной инерции в условиях работы энергосистем с ветровыми и солнечными электростанциями

А.Р. Идрисов<sup>1</sup>, А.А. Ачитаев<sup>2</sup>✉

<sup>1</sup>Уральский федеральный университет им. первого Президента России Б.Н. Ельцина,  
г. Екатеринбург, Россия

<sup>2</sup>Саяно-Шушенский филиал Сибирского федерального университета, г. Саяногорск,  
рп. Черёмушки, Россия

**Резюме.** Цель – провести обзор литературных источников, посвященных методам реализации виртуальной инерции ветровых и солнечных электростанций, с помощью которых возможно увеличение качества их управления. Изучено около 50 научных статей и обзоров, подобранных в различных научных источниках (в том числе IEEE, Web of Science и Scopus) по следующим ключевым словам: «ветроустановка», «ветроэлектрическая станция», «виртуальная инерция», «микросеть», «системы накопления энергии», «суперконденсатор», «регулирование частоты». Применен метод систематизированного обзора специализированных источников, который дает возможность обеспечить четко определенную структуру для данной области исследований путем категоризации статей. Проведен анализ работ, посвященных снижению негативного влияния возобновляемых источников энергии на энергосистему. Показано, что развитие технологий, позволяющих повысить регулировочные способности электростанции на основе возобновляющих источников энергии, является актуальной задачей, так как их низкая инерция приводит к снижению устойчивости энергосистем. Из анализа литературных источников следует, что одним из решений повышения устойчивости таких энергосистем является создание виртуальной инерции ветроэнергетических установок и солнечных панелей. Однако ввиду ограниченной мощности отдельных генерирующих установок эффективность внедрения виртуальной инерции может быть недостаточной при ее независимой реализации на отдельных агрегатах. В связи с этим показано, что многообещающим решением может стать создание виртуальной инерции на основе гибридной системы, состоящей из суперконденсатора и генерирующей установки, управляемой на основе метода виртуального синхронного генератора. В данном обзоре выполнен анализ специализированных источников по вопросу методов реализации виртуальной инерции в условиях работы энергосистем с ветровыми и солнечными электростанциями. Сделан вывод о том, что на сегодняшний день исследования предлагаемого подхода не проводились либо не представлены, а описанные в обзоре тезисы можно подтвердить, разработав необходимые алгоритмы и проведя анализ результатов.

**Ключевые слова:** изолированная энергосистема, ветрогенераторы, искусственная инерция, система накопления энергии, динамическая устойчивость

**Для цитирования:** Идрисов А.Р., Ачитаев А.А. Обзор методов реализации виртуальной инерции в условиях работы энергосистем с ветровыми и солнечными электростанциями // iPolytech Journal. 2024. Т. 28. № 1. С. 95–110. <https://doi.org/10.21285/1814-3520-2024-1-95-110>. EDN: TQEHZH.

## POWER ENGINEERING

Review article

## Overview of methods for implementing virtual inertia in energy systems with wind and solar power plants

Azat R. Idrisov<sup>1</sup>, Andrey A. Achitaev<sup>2</sup>✉

<sup>1</sup>Ural Federal University named after the first President of Russia B.N. Yeltsin, Ekaterinburg, Russia

<sup>2</sup>Siberian Federal University, Sayano-Shushensky branch, Cheremushki settlement, Russia

**Abstract.** The article aims to review the literature on methods for implementing virtual inertia of wind and solar power plants, which can be used to improve control over them. About 50 scientific articles and reviews selected from

various scientific sources (including IEEE, Web of Science, and Scopus) using the following keywords were examined: wind turbine, wind farm, virtual inertia, microgrid, energy storage systems, supercapacitor, and frequency control. The method of systematic review of specialized sources was applied to provide a well-defined structure for a given field of study through article categorization. Works devoted to reducing the negative impact of renewable energy sources on the energy system were analyzed. The article shows the relevance of developing technologies that enable an improvement in the control capabilities of a power plant using renewable energy sources since their low inertia leads to a decrease in the stability of energy systems. The literature analysis indicates that one of the solutions to increase the stability of such energy systems involves creating virtual inertia in wind turbines and solar panels. However, due to the limited capacity of individual generating units, the effectiveness of implementing virtual inertia may not be sufficient when it is implemented independently in individual units. In this connection, it can be promising to create virtual inertia using a hybrid system comprising a supercapacitor and a generating unit controlled via the virtual synchronous generator method. This review analyzes specialized sources on the methods for implementing virtual inertia in energy systems with wind and solar power plants. It is concluded that no studies of the proposed approach have been conducted or presented to date, and the ideas described in the overview can be confirmed by developing the required algorithms and analyzing the results.

**Keywords:** isolated power system, wind turbines, artificial inertia, energy storage system, dynamic stability

**For citation:** Idrisov A.R., Achitayev A.A. Overview of methods for implementing virtual inertia in energy systems with wind and solar power plants. *iPolytech Journal*. 2024;28(1):95-110. (In Russ.). <https://doi.org/10.21285/1814-3520-2024-1-95-110>. EDN: TQENZH.

## ВВЕДЕНИЕ

Возобновляемые источники энергии (ВИЭ) становятся более актуальными в силу ряда факторов, таких как необходимость сокращения выбросов парниковых газов, смягчение последствий изменения климата, сохранение природных ресурсов и обеспечение энергетической безопасности. В этом контексте ВИЭ приобретают ключевое значение, предоставляя уникальные возможности для генерации электроэнергии с минимальным воздействием на окружающую среду. Стремительное развитие технологий ветровой, солнечной и других форм ВИЭ открывает новые перспективы для создания более устойчивой и чистой энергетической инфраструктуры.

Эксплуатация и управление в современных энергосистемах сталкиваются с новыми проблемами, возникающими из-за растущей интеграции ВИЭ с управлением с помощью силовых преобразователей. Основные проблемы динамических характеристик и устойчивости в современной энергосистеме вызваны снижением инерции в энергосистеме, поскольку ВИЭ, подключенные к системе через силовые преобразователи, постепенно заменяют синхронные генераторы (СГ). Уменьшение инерции вращения в энергосистеме отрицательно влияет на характеристики энергосистемы и ухудшает возможности ее управления. Это может привести к значительным колебаниям частоты сети, напряжения и даже потере стабильности системы. Снижение инерции энергосистемы из-за высокого проникновения ВИЭ делает регулирование мощности и частоты чрезвычайно сложной

задачей. Прерывистость производства возобновляемой энергии значительно усугубляет данную проблему. Это условие более критично в изолированных энергосистемах с небольшим количеством генераторов и низкой кинетической энергией.

Эмуляция желательной динамики, такой как инерция и правильное формирование подаваемой мощности от управляемых источников энергии через силовые преобразователи, является многообещающим решением. Регулирование мощности, обеспечиваемое ВИЭ через силовые преобразователи, может поддерживать устойчивость сети к различным возмущениям и уменьшать колебания мощности и возмущения параметров. Благодаря быстрому реагированию эта дополнительная регулирующая сила оказывает эффективное воздействие за короткий период времени.

Таким образом, актуальность использования ВИЭ сложно переоценить. ВИЭ обеспечивают многочисленные экономические, социальные и экологические преимущества, что делает их устойчивым решением для удовлетворения наших энергетических потребностей. Разработка и использование возобновляемых источников энергии могут стимулировать инновации и создавать новые растущие отрасли. Переход к возобновляемым источникам энергии открывает новые возможности в области «зеленых» технологий. Эти инновации могут способствовать устойчивому и экологически безопасному экономическому росту.

Однако применение ВИЭ также вносит негативный вклад в работу энергосистем. А именно – повышается сложность регулиро-

вания частоты энергосистемы. Поддержка частоты энергосистемы является одним из ключевых аспектов обеспечения устойчивой работы энергосистемы. Ветровые и солнечные электростанции могут вносить нестабильность в работу сети, так как их первичный источник энергии является непостоянным и изменчивым по своей природе. Однако с использованием технологии поддержки частоты ВИЭ могут вместе с тем стать полезным инструментом в системах энергоснабжения.

## ЦЕЛЬ ИССЛЕДОВАНИЯ

В силу активного развития использования возобновляемой энергии в энергосистемах возникает вопрос о необходимости создания алгоритмов управления силовых преобразователей с целью регулирования частоты энергосистемы. Цель работы – провести обзор литературных источников, посвященных методам реализации виртуальной инерции ветровых и солнечных электростанций, с помощью которых возможно увеличение качества их управления. Данная статья направлена на изучение тенденций применения технологии виртуальной инерции, позволяющей генерации на основе ВИЭ принимать участие в регулировании частоты.

## МАТЕРИАЛ И МЕТОДЫ ИССЛЕДОВАНИЯ

В качестве материалов исследования были проанализированы публикации, подобранные в различных научных источниках (в том числе IEEE, Web of Science и Scopus) по следующим ключевым словам: «ветроустановка», «ветроэлектрическая станция», «виртуальная инерция», «микросеть», «системы накопления энергии», «суперконденсатор», «регулирование частоты». Часть этих публикаций приведена в списке литературы. Влияние малой инерции на работу энергосистем с распределенной генерацией (РГ) и связанные с этим проблемы описываются в [1, 2]. Чтобы расширить возможности системы для интеграции с возобновляемыми источниками энергии, которые имеют низкую инерцию, возрастают требования к надежности работы энергосистем с целью увеличения их устойчивости к скорости изменения частоты ROCOF (от англ. Rate of Change of Frequency) [3]. Другим способом повышения устойчивости системы является определение ограничений минимального уровня инерции в задаче оптимиза-

ции мощности [4]. Однако последнее решение уменьшает часть выработки возобновляемых ресурсов для поддержания работы традиционных электростанций.

Другим подходом к улучшению инерционности РГ является введение виртуальной инерции, в которой используются возможности силовой электроники, характеристики генерации и накопителей энергии. Этот подход был ранее предложен в работе [5]. Преобразователь, имитирующий поведение синхронного генератора, называется синхронным преобразователем. Метод управления, имитирующий поведение синхронного генератора, называется управлением виртуальным синхронным генератором VSG (virtual synchronous generator). Реализация виртуальной инерции на основе уравнения качания синхронного генератора вместо полной детализированной модели рассматривается в исследовании [5].

**Обзор методов повышения устойчивости работы возобновляемых источников энергии на основе виртуального синхронного генератора.** Преобразователь ВИЭ, подключенный к РГ, может управляться для поддержки частотной динамики [6]. Эта цель может быть достигнута путем имитации управления регулятором обычных генерирующих станций, которое называется управлением статизмом, а также путем имитации инерционной реакции вращающейся машины, называемой управлением виртуальной инерцией VIC (от англ. Virtual Inertia Controller), или с помощью эмуляции уравнения движения синхронного генератора, которое называется виртуальным синхронным генератором (ВСГ). Эта концепция позволяет реализовать все функции, присущие традиционным источникам генерации в ЭЭС (электроэнергетических системах). Таким образом, достигается сопоставимый уровень надежности функционирования современных ЭЭС с энергообъектами на ВИЭ по сравнению с традиционными ЭЭС, где преобладают синхронные генерирующие объекты.

В работах [7, 8] представлены результаты обобщения и синтеза существующих концепций ВСГ в типовые структуры, отражающие их основные свойства и возможности. Проведен комплексный анализ функционирования этих структур при различных схемно-режимных ситуациях и возмущениях в ЭЭС, а также выполнено их экспериментальное сравнение.

На основе полученных результатов проанализированы преимущества и недостатки синтезированных структур ВСГ и сделан вывод о том, что замена традиционных систем управления преобразователями на одну из структур ВСГ, описанных в [7], повышает надежность функционирования ЭЭС.

Результаты моделирования, представленные в [9, 10], показывают, что изменение конфигурации структуры ВСГ и управляемых переменных может существенно повысить эффективность его функционирования при различных воздействиях, что приводит к улучшению регулирования частоты и напряжения. Структурная схема системы автоматического управления силовым преобразователем на основе виртуального синхронного генератора со свободно конфигурируемой структурой (ВСГ-СК) включает три основные части. Значительной особенностью ВСГ-СК является появление дополнительных двух уровней, которые условно могут быть разделены на верхний и нижний, функционирующие параллельно. Верхний уровень осуществляет формирование уставок по активной и реактивной мощностям для генерирующей установки. При этом предложенная в работе модель ВСГ-СК естественным образом решает фундаментальные проблемы, присущие традиционной последовательной структуре ВСГ с жестким направлением сигналов, такие как нелинейная зависимость между управлением активной и реактивной мощностями (без использования дополнительных контуров управления), что усложняет результирующую систему управления.

Важно отметить, что эффективность работы ВСГ зависит не только от структуры системы управления, но и от ее правильной настройки. Это становится предметом отдельных исследований, учитывающих трудности моделирования крупномасштабных энергосистем и ВИЭ.

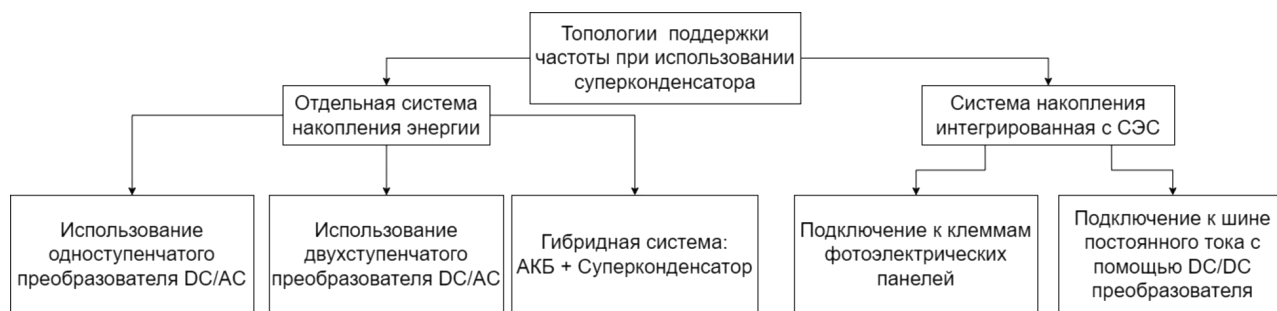
В ходе исследований различных вариантов конфигурации ВСГ-СК было выявлено, что структура с параллельной работой внутреннего и внешнего уровней управления является наиболее эффективной. На внутреннем уровне отражаются электромагнитные и механические свойства синхронного генератора, проявляющиеся только в переходных процессах. Внешний уровень используется для определения уставок активной и реактивной

мощностей, а также для регулирования реактивной мощности и напряжения. Более того, структура модели ВСГ-СК, предложенная в [9], допускает одновременное использование контуров регулирования активной и реактивной мощностей для подавления колебаний, обеспечивая тем самым более эффективное функционирование по сравнению со случаем использования только одного из них.

**Обзор методов повышения устойчивости работы возобновляемых источников энергии при использовании систем накопления энергии.** Поддержка частоты в РГ может быть осуществлена с помощью метода разгрузки фотоэлектрических панелей или ветрогенераторов, при котором система работает вдали от доступной точки максимальной мощности MPP (от англ. Maximum Power Point). Кроме того, разгрузка требует точной и динамической оценки доступной мощности системы для введения необходимого резерва [13]. Введение этого резерва мощности в РГ может быть реализовано с помощью ступенчатой характеристики мощности, управления инерцией или комбинации этих методов управления [14–17]. Однако метод разгрузки снижает производительность системы.

Использование систем накопления энергии ESS (от англ. Energy Storage System) для поддержки частоты РГ исследовано в [18–20]. Система накопления энергии поглощает либо вводит мощность во время возмущений в соответствии с производной частоты сети, чтобы имитировать реакцию инерции. Однако наличие производной составляющей частоты в системе управления ухудшает устойчивость системы [21]. Применение суперконденсатора для улучшения частотных характеристик и подавления колебаний мощности между сетями с использованием виртуального инерционного контроллера без производной частоты представлено в работе [22]. Ток суперконденсатора регулируется в соответствии с отклонением частоты сети, реализуя свой запас энергии. Поэтому обязательна быстрая вторичная система управления для восстановления номинального значения частоты во избежание продолжительной разрядки суперконденсатора. Кроме того, каждая фотоэлектрическая батарея и суперконденсатор имеют отдельный преобразователь постоянного тока в переменный. Высокая мощность суперконденсатора и высокая плотность энергии батареи





**Рис. 1. Стратегии применения суперконденсатора в целях поддержки частоты**  
**Fig. 1. Supercapacitor application strategies to maintain frequency**

используются для увеличения частоты сети в работах [23, 24]. Однако для снижения стоимости и сложности управления гибридная система накопления энергии HESS (от англ. Hybrid Energy Storage System) соединяется с сетью с помощью одного преобразователя постоянного тока в переменный. HESS поддерживает частоту сети, имитируя инерцию синхронных генераторов при управлении DC/AC с использованием управления ВСГ, в то время как преобразователи постоянного тока регулируют напряжение в звене постоянного тока инвертора. Для дальнейшего снижения стоимости системы преобразователь постоянного тока для фотоэлектрических модулей и HESS может использовать один и тот же инвертор [25]. В [25] для управления инвертором применяется комбинация методов виртуального синхронного генератора, производной частоты и контроля отклонения частоты. Краткое изложение топологий поддержки частоты, описанных в специализированной литературе, с использованием суперконденсатора приведено на рис. 1.

Емкость звена постоянного тока инвертора фотоэлектрических систем PV (от англ. Photovoltaic) может использоваться для поддержки частоты, в то время как обычный конденсатор характеризуется малой энергоемкостью и малой мощностью. Таким образом, поддержка инерции с помощью обычных конденсаторов очень ограничена и дает большее отклонение при вторичном регулировании частоты для небольшого улучшения амплитудно-частотной характеристики [26]. Чтобы преодолеть эти проблемы, исследователи предложили координировать метод управления обычного конденсатора с методом разгрузки [26, 27]. Однако управление напряжением суперконденсатора смещает рабочую точку PV от MPP. Использование отдельного суперконденсатора с одноступенчатым или двух-

ступенчатым преобразователем постоянного тока в переменный для поддержки частоты увеличивает стоимость силовой электроники и усложняет управление. Однако большую часть времени фотоэлектрическая система работает в точке максимальной мощности. С другой стороны, использование метода разгрузки без ESS снижает эффективность системы и имеет экономические недостатки. В [27] суперконденсатор интегрируется в шину постоянного тока инвертора фотоэлектрической сети и применяется для управления напряжением на основе отклонения частоты. Изменение напряжения суперконденсатора в зависимости от частоты поглощает либо вводит мощность в сеть, что улучшает частотную характеристику. В [28] суперконденсатор интегрирован в звено постоянного тока инвертора ветровой турбины с допустимым изменением напряжения 20%, что ограничивает использование запасенной энергии суперконденсатора до 36% от его номинальной мощности. С другой стороны, для лучшего использования запасенной энергии суперконденсатора напряжение суперконденсатора должно широко варьироваться.

В работе [29] основное внимание уделено суперконденсаторам, но те же принципы можно применить и к батареям. В контексте РГ ESS на основе суперконденсаторов состоит из преобразователя на стороне сети GSC (от англ. Grid Side Converter) и двунаправленного преобразователя постоянного тока. В случае РГ, подключенных к сети, GSC представляет собой преобразователь источника напряжения, который обеспечивает передачу мощности между энергосистемой и ESS путем регулирования напряжения в звене постоянного тока. Среди других методов управления нелинейные методы, основанные на системах с переменной структурой и скользящем режиме

SM (от англ. sliding mode), являются особенно подходящими теориями для коммутируемых систем, таких как силовые преобразователи. Методы SM позволяют комбинировать элементы с различными назначениями, а также обеспечивают довольно простую реализацию. Таким образом, для силовых преобразователей, работающих в условиях высокой изменчивости, алгоритмы SM становятся естественным выбором, учитывая их способность принимать большие сигналы. В [29] предлагается идея, которая заключается в том, чтобы рассмотреть стратегию управления SM для двунаправленного преобразователя постоянного тока для ESS на основе суперконденсаторов в контексте использования в РГ. Стратегия охватывает все условия эксплуатации: запуск, постоянную мощность и ограничение напряжения. Вся стратегия реализована в рамках теории SM, в отличие от других методов, которые объединяют разные стратегии и не предусматривают всех этих режимов работы. Данная характеристика обеспечивает надежность управления SM и гибкость для простого выбора различных режимов работы. Таким образом, система может работать в состоянии с нулевым накоплением энергии, обмениваться энергией с РГ при нормальной работе и отключаться без необходимости вмешательства человека. Контроллер автоматически переключается между этими режимами. Также в [29] представлены анализ стабильности и экспериментальные результаты при максимальных рабочих условиях. Насколько известно, управление суперконденсатором ранее упомянутым способом, в контексте РГ и с исчерпывающими экспериментальными тестами, не рассматривалось глубоко в списке источников.

В исследовании [31] авторы вводят конденсатор вместе с виртуальным резистором для распределения различных компонентов нагрузок по системам накопления энергии. Тем не менее остаются проблемы регулирования напряжения основной шины. Чтобы преодолеть этот недостаток, авторы в [32] предлагают кооперативную и виртуальную емкостную стратегию управления для координации распределения мощности между ESS, распределенными в сети. В [33] и [34] стратегия управления виртуальным конденсатором используется для улучшения управления напряжением на шине постоянного тока в случае изменения опорного напряжения. Однако более высокая

виртуальная емкость и большая постоянная времени приводят к более медленному отклику. Поэтому при выборе виртуальной емкости необходимо найти компромисс между скоростью изменения напряжения на шине постоянного тока и стабильностью. Кроме того, эта стратегия не обеспечивает хорошей производительности, когда возникают возмущения нагрузки.

В [30] предлагается стратегия управления напряжением на шине постоянного тока, основанная на виртуальной инерции, для двунаправленного преобразователя постоянного тока с интегрированной системой суперконденсатора-ESS в изолированной сети постоянного тока. Суперконденсаторы с большим сроком службы и малым временем отклика могут компенсировать пиковую мощность [25]. Быстродействующие ESS могут имитировать инерционные отклики с помощью определенного алгоритма управления [33]. Следовательно, суперконденсаторы являются правильным выбором для инерционной установки в сети постоянного тока:

1) поскольку аккумуляторная батарея не может реагировать достаточно быстро при изменении нагрузки, СК компенсирует несбалансированную энергию;

2) СК может обеспечивать пиковую мощность, поэтому номинальная мощность батареи может быть снижена.

Применение различных контроллеров поддержки частоты требует некоторого запаса энергии или запаса мощности. Кинетическая энергия, запасенная в лопасти ротора, редукторе и роторе генератора ветрогенерирующей системы, используется в качестве источника энергии для поддержания частоты РГ в [35]. Однако фотоэлектрическая система не имеет вращающихся частей, а единственными элементами, которые могут хранить энергию, являются емкость звена постоянного тока и индуктивность преобразователей. Энергия, накопленная в конденсаторе звена постоянного тока преобразователя фотоэлектрического модуля, используется для поддержки частоты РГ через VIC в [36]. Однако инерционная уставка, использующая запасенную энергию конденсатора звена постоянного тока, ограничена допустимой динамикой напряжения постоянного тока и размерами конденсатора. Альтернативным способом обеспечения поддержки частоты является стратегия разгрузки,

при которой PV работает вдали от своей MPP. Разница между доступной максимальной мощностью и потребляемой мощностью используется в качестве резерва для поддержки частоты во время колебаний нагрузки. Основным преимуществом разгрузки является отсутствие дополнительных вложений в дополнительные элементы и менее сложное управление. С другой стороны, стратегия разгрузки снижает коэффициент использования мощности станции ВИЭ. В [37] VIC координируется с управлением частотным демпфированием для фотоэлектрической системы, чтобы максимизировать использование допустимого резерва мощности для поддержки частоты. Величина запаса мощности может быть фиксированной или определяться в процентах от текущей генерации [38]. Фиксированный резерв может привести к полной потере генерации, если доступная мощность меньше резервной. В [39] контроллер с нечеткой логикой использовался для оптимизации процента резерва мощности в соответствии с текущей инерцией сети. Из-за этого техника разгрузки снижает производительность и прибыль.

В [23] система хранения энергии, состоящая из суперконденсатора и батареи, используется для реализации управления ВСГ. Коэффициенты демпфирования и инерции ВСГ оптимизируются с помощью метода оптимизации роя частиц PSO (от англ. Particle Swarm Optimization). Рассматриваются две различные целевые функции: первая представляет собой интегральную абсолютную погрешность частоты, тогда как вторая целевая функция учитывает интегральную абсолютную погрешность, отклонение частоты и скорость изменения частоты ROCOF. Основные результаты этой работы сводятся к следующему: проектирование гибридной системы накопления энергии суперконденсатор/батарея на основе ВСГ с одновременным отклонением частоты и ROCOF для улучшения частотной характеристики при различных возмущениях; метод PSO используется для оптимизации параметров контроллера ВСГ и они автоматически определяются для снижения трудоемкости проектирования, стоимости и учета нелинейности системы, преобразователей и взаимодействия между элементами РГ. Предлагаемая в [17] ГЭС на основе управления ВСГ является системообразующим элементом, который может работать с ВИЭ без необходимо-

сти использования традиционных источников энергии. Таким образом, повышается надежность электроснабжения при выходе из строя узлов, формирующих сеть.

В [36, 37] применяются дополнительные контуры управления ветрогенератором, чувствительные к частоте, такие как управление статизмом и управление инерцией для регулирования частоты. Но этот метод может привести к высоким механическим нагрузкам на генераторах. Кроме того, эта стратегия снижает выработку энергии и может быть нежелательной с экономической точки зрения. В [39] контуры управления реализуются идеальным источником постоянного напряжения, подключенным к инвертору. Учитывая мощность инвертора, в ВЭС включаются системы накопления энергии для достижения частотного регулирования. Между тем с момента предложения концепции кластеров РГ было проведено несколько исследований по их управлению и эксплуатации. Структура энергосистемы с кластерами РГ представлена на рис. 2.

В связи с перебоями выходной мощности РГ для повышения безопасности и надежности электроснабжения необходимы межсетевые РГ. Две соседние РГ соединяются между собой, образуя кластеры РГ, и каждая сеть может обмениваться энергией в случае возникновения чрезвычайной ситуации. В традиционной объединенной энергосистеме слабое демпфирование может вызывать колебания мощности между частями энергосистемы. Точно так же автономные РГ имеют низкую инерцию и слабое демпфирование, поэтому они могут привести к нестабильности системы, когда взаимосвязаны для формирования кластеров РГ. Ввиду вышеупомянутого пробела в исследованиях в [40] изучается анализ динамической устойчивости автономных взаимосвязанных кластеров РГ и новая стратегия управления виртуальной инерцией для улучшения динамической устойчивости. В работе [40] свойство суперконденсатора используется для имитации реакции динамической инерции. В этой работе с учетом состояния заряда SOC (от англ. State of Charge) суперконденсатора определяется инерция стационарного накопителя энергии. Это новое определение суперконденсатора устанавливает связь между SOC, автономными кластерами РГ переменного тока и мощностью суперконденсаторов. Взаимодействие фотоэлектриче-

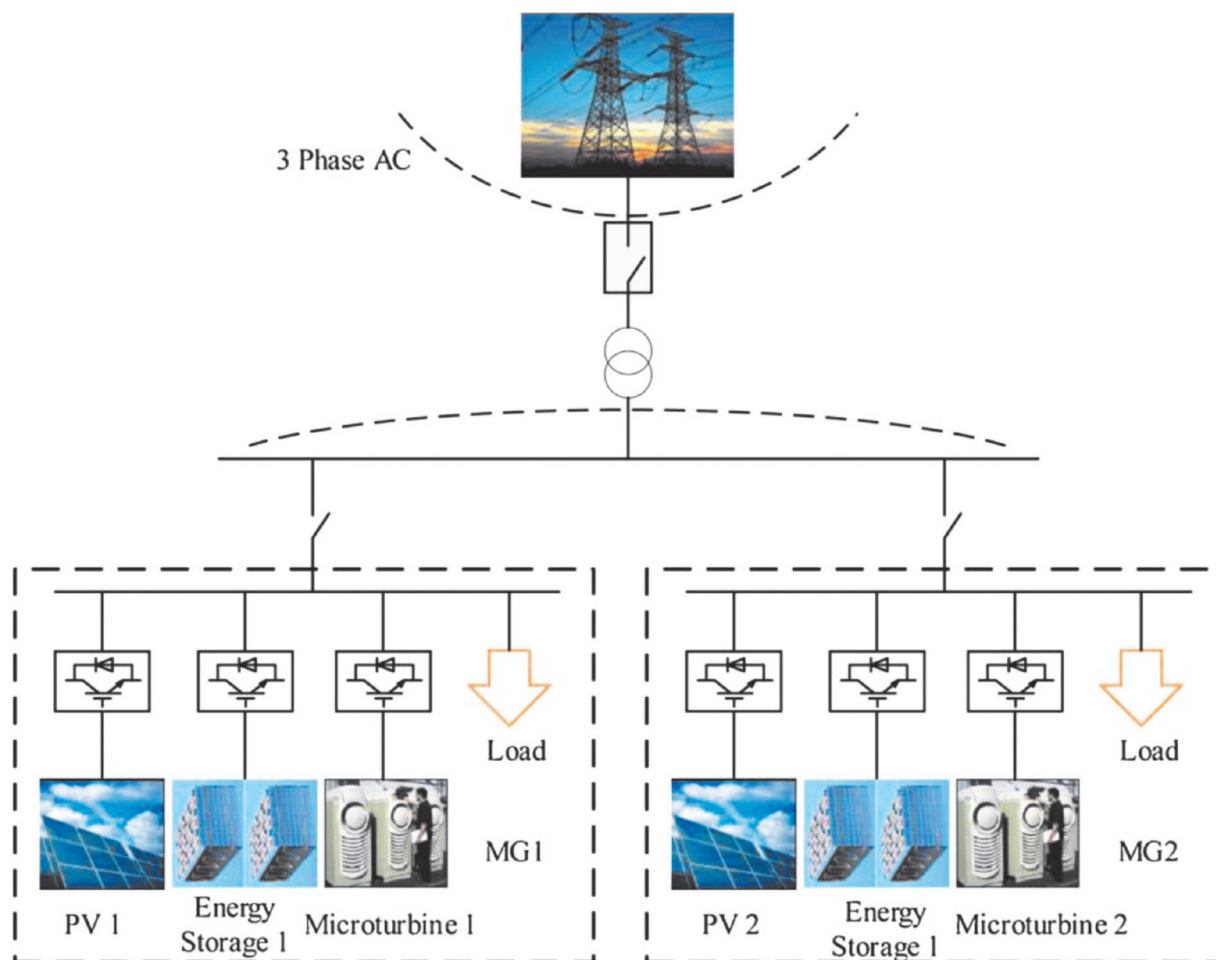


Рис. 2. Структура кластеров распределенной генерации  
Fig. 2. Structure of distributed generation clusters

ских станций может привести к колебаниям мощности. В соответствии с анализом динамической устойчивости взаимосвязанных кластеров РГ переменного тока и анализом констант динамической инерции суперконденсаторов предлагается регулируемая стратегия управления виртуальной инерцией. На основе изменения частоты кластеров РГ переменного тока суперконденсаторы могут демонстрировать быструю реакцию активной мощности для повышения динамической стабильности. Рассматриваемая в [40] схема управления направлена на решение проблемы низкой инерции и слабого демпфирования автономных взаимосвязанных кластеров фотоэлектрической РГ.

В [41] также рассматривается гибридная система накопления энергии из аккумуляторной батареи и суперконденсатора для управления инерцией ВСГ. В частности, суперконденсатор используется для эмуляции инерции ВСГ. Другая часть ВСГ, а именно управление

статизмом, эмулируется батареей, поскольку она может компенсировать относительно длительные колебания мощности с медленной динамикой. В этом случае можно полностью использовать преимущества суперконденсатора и батареи для реализации системы ВСГ. Кроме того, поскольку HESS используется для имитации коэффициента инерции, управления статической характеристикой, регулятора скорости и турбины ВСГ, параметры управления для HESS могут быть легко определены на основе модели ВСГ. Номинальные значения мощности суперконденсатора и батареи, соответственно, получены из эмуляции виртуальной инерции и остальных частей управления ВСГ, а не из обычных фильтров нижних/высоких частот. Однако в этой работе не уделяется вопрос изменения напряжения и перенапряжения.

Гибридная система хранения энергии с аккумуляторной батареей и суперконденсатором имеет естественные преимущества, которые



могут увеличить срок службы аккумуляторной батареи и эффективность системы. Системы аккумуляторных батарей могут обеспечивать энергию в течение длительного времени с более высокой плотностью энергии и меньшей плотностью мощности. Суперконденсатор обеспечивает буферизацию мощности для других систем хранения энергии с более высокой плотностью мощности и более низкой плотностью энергии. Комбинация двух форм накопления энергии может дополнять преимущества друг друга и повышать практичность системы. В [42] предлагают стратегию управления гибридной системой накопления энергии на основе батареи и суперконденсатора в обычных инверторах. Управление разделено на четыре режима, соответствующих различным рабочим состояниям. Однако общая схема управления сложнее, и в реальной ситуации определение рабочей модели затруднено. В [43] предлагают стратегию управления системой ВСГ, основанную на накоплении энергии батареи, и дают конкретный метод управления, но в литературных источниках не упоминаются сценарии с непрерывными быстрыми изменениями нагрузки. В [44] авторы сосредоточены на выборе аккумуляторной батареи в различных сценариях со стратегией управления ВСГ и предлагают алгоритм конфигурации батареи, применяемый к ВСГ в соответствии с различными целями оптимизации. Однако не рассматриваются различные типы вариантов накопления энергии, конфигурации и управление в системе ВСГ.

В [45] используется гибридная система накопления энергии, состоящая из батареи и суперконденсатора. Предлагается соответствующая стратегия управления для разложения выходной мощности виртуального синхронного генератора на две части, соответственно, используя преимущества батареи и суперконденсатора для удовлетворения соответствующей потребности в мощности.

Виртуальный синхронный генератор с гибридной системой накопления энергии, состоящей из аккумулятора и суперконденсатора, может сочетать в себе преимущества разных блоков. HESS также позволяет инвертору лучше имитировать инерцию синхронного генератора. Однако когда в системе ВСГ возникают колебания мощности, необходимо учитывать распределение мощности между различными накопителями энергии. В [46] предложен ме-

тод управления энергопотреблением HESS, применяемый к обычным инверторам. Фильтр нижних частот используется для разделения высокочастотных и низкочастотных колебаний мощности для обеспечения распределения мощности между суперконденсатором и аккумуляторной батареей. Однако расчет частоты среза фильтра нижних частот не приводится в [47]. В [48] показана стратегия управления, используемая в системе ВСГ с аккумуляторным накопителем энергии, которая управляет системой путем изменения коэффициента статизма. В [48] рассматривается метод распределения энергии посредством усовершенствования метода управления, чтобы суперконденсатор компенсировал высокочастотные колебания мощности, а батарея компенсировала низкочастотные колебания мощности. Однако срок службы батареи не учитывается, что не совсем разумно в случае сильных колебаний мощности. В [49] представлен метод управления с обратной связью SOC батареи, используемый в системе виртуального синхронного генератора с HESS. Поскольку он учитывает SOC батареи, по сравнению с обычной стратегией управления, то может избежать сокращения срока службы, вызванного перезарядкой. Это более экономично. Однако в данной работе не рассматривается вопрос регулирования напряжения при использовании такой системы.

В [50] рассматривается проблема совместного регулирования частоты энергосистемы ветрогенератора на основе синхронной машины на постоянных магнитах и суперконденсаторов. Исследуется проблема вторичного падения частоты после реализации поддержки частоты ветрогенераторов путем высвобождения их кинетической мощности. Доступная кинетическая энергия ветрогенераторов в нормальных условиях эксплуатации может покрыть поддержку частоты только в масштабе времени 10 с. Однако в случае непредвиденных обстоятельств контроль частоты системы обычно длится несколько минут. Таким образом, кинетической энергии недостаточно для поддержания частоты, и проблема вторичного падения частоты остается нерешенной. В [50] авторы предлагают систему совместного использования методов поддержки частоты на основе высвобождения кинетической инерции роторов и применении систем накопления энергии, состоящей из суперконденсаторов.

Рассматриваются два контура с разными коэффициентами управления для высвобождения искусственной инерции и DC/DC-преобразователя суперконденсатора соответственно.

Устойчивость работы ветрогенераторов наиболее остро стоит в изолированных энергосистемах. Данные системы наиболее сильно подвержены влиянию наиболее распространенным однофазным замыканиям, которые приводят к отключению генераторов. При этом нарушается баланс выработки и потребления энергии, при котором остальные генераторы не позволяют обеспечить необходимую мощность, и частота в энергосистеме падает. Также при отключении части нагрузки наблюдается переизбыток активной мощности, что способствует ускорению генераторов. В условиях автономной энергосистемы данный вид нарушений может привести к асинхронному режиму оставшихся в работе генераторов. В целях повышения устойчивости работы ветрогенераторов, сохранения их синхронности в работах [51–53] рассматривается возможность регулирования скорости вращения ветрогенераторов с помощью магнитной трансмиссии. Магнитная трансмиссия обладает существенными преимуществами по сравнению с механическими: снижение массогабаритных показателей, увеличение КПД за счет минимального трения, снижение нагрева и улучшение эксплуатационных показателей. Один из вариантов предполагает формирование вращающего момента, который компенсирует возмущающий момент, при этом реализуется стабилизация скорости. Второй вариант обеспечивает формирование дополнительной скорости вращения генератора при неизменном вращающем моменте, и в результате суммирования скоростей изменяется передаточное отношение. Трансмиссия с таким построением играет роль магнитного вариатора. Авторы работы утверждают, что применение данного способа повышения устойчивости ветрогенераторов при резком изменении нагрузки на 40% показали восстановление параллельной работы синхронных генераторов с постоянными магнитами через 10 с.

## РЕЗУЛЬТАТЫ

Проведен анализ работ, посвященных снижению негативного влияния возобновляемых источников энергии на энергосистему. Пока-

зано, что развитие технологий, позволяющих повысить регулировочные способности электростанции на основе возобновляющих источников энергии, является актуальной задачей, так как их низкая инерция приводит к снижению устойчивости энергосистем. Из анализа литературных источников следует, что одним из решений повышения устойчивости таких энергосистем является создание виртуальной инерции ветроэнергетических установок и солнечных панелей. Однако ввиду ограниченной мощности отдельных генерирующих установок, эффективность внедрения виртуальной инерции может быть недостаточной при ее независимой реализации на отдельных агрегатах. В связи с этим показано, что многообещающим решением может стать создание виртуальной инерции на основе гибридной системы, состоящей из суперконденсатора и генерирующей установки, управляемой на основе метода виртуального синхронного генератора.

## ЗАКЛЮЧЕНИЕ

В данном обзоре выполнен анализ специализированных источников по вопросу методов реализации виртуальной инерции в условиях работы энергосистем с ветровыми и солнечными электростанциями. Сделан вывод о том, что на сегодняшний день проблема устойчивости энергосистем при внедрении ветровых и солнечных станций стоит наиболее остро. Ввиду того, что генерирующие установки на основе возобновляющих источников энергии часто соединены с энергосистемами через силовые преобразователи, они имеют меньшую инерционность по сравнению с традиционными синхронными генераторами, что негативно отражается на устойчивости энергосистем к резким изменениям режима работы. Поэтому широко исследуются различные методы для повышения устойчивости их работы, такие как применение систем накопления энергии, магнитные редукторы, системы их управления. В качестве систем накопления энергии могут использоваться аккумуляторные батареи, суперконденсаторы или их комбинация. Гибридная система накопления энергии, состоящая из двух типов источников, позволяет использовать преимущества каждого источника, дополняя друг друга. Для их управления используется алгоритм искусственной инерции, который позволяет имитировать поведение син-

хронного генератора, повышая таким образом инерцию системы. Ввиду всего вышесказанного тема повышения устойчивости систем с

генерирующими установками на основе ВИЭ является актуальной и требует дальнейших исследований.

#### **Список источников**

1. Mosa M.A., Yousef M.Y., Masry S.M.E., Ghany A.M.A., Ali A.A. Frequency support of AC microgrid with high penetration of photovoltaic using super-capacitor // *Sustainable Energy Technologies and Assessments*. 2022. Vol. 53. Part A. P. 102364. <https://doi.org/10.1016/j.seta.2022.102364>.
2. Rezkalla M., Pertl M., Marinelli M. Electric power system inertia: requirements, challenges, and solutions // *Electrical Engineering*. 2018. Vol. 100. P. 2677–2693. <https://doi.org/10.1007/s00202-018-0739-z>.
3. Xiong Liansong, Liu Xiaokang, Zhang Donghui, Liu Yonghui. Rapid power compensation-based frequency response strategy for low-inertia power systems // *IEEE Journal of Emerging and Selected Topics in Power Electronics*. 2021. Vol. 9. Iss. 4. P. 4500–4513. <https://doi.org/10.1109/JESTPE.2020.3032063>.
4. 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>.
5. Cheema K.M. A comprehensive review of virtual synchronous generator // *International Journal of Electrical Power & Energy Systems*. 2020. Vol. 120. P. 106006. <https://doi.org/10.1016/j.ijepes.2020.106006>.
6. Unamuno E., Barrena J.A. Design and small-signal stability analysis of a virtual-capacitor control for dc microgrids // 19th European Conference on Power Electronics and Applications. 2017. <https://doi.org/10.23919/EPE17ECCEEurope.2017.8098923>.
7. Суворов А.А., Аскаров А.Б., Рудник В.Е., Андреев М.В., Бай Ю.Д. Синтез и тестирование типовых структур систем автоматического управления на основе виртуального синхронного генератора для генерирующих установок с силовым преобразователем // *Электрические станции*. 2022. № 3. P. 43–57. <http://doi.org/10.34831/EP.2022.1088.3.006>. EDN: DTZCNI.
8. Askarov A.B., Suvorov A.A., Andreev M.V., Gusev A.S. A review and comparison of current trends in virtual synchronous generator's models // *IFAC-PapersOnLine*. 2022. Vol 55. Iss. 9. P. 350–355. <https://doi.org/10.1016/j.ifacol.2022.07.061>.
9. Суворов А.А., Аскаров А.Б., Андреев М.В., Бай Ю.Д., Рудник В.Е. Система автоматического управления силовым преобразователем на основе свободно конфигурируемой структуры виртуального синхронного генератора // *Электричество*. 2022. № 4. С. 15–26. <https://doi.org/10.24160/0013-5380-2022-4-15-26>. EDN: QLMNUD.
10. Suvorov A., Askarov A., Bay Yu., Ufa R. Freely Customized virtual generator model for grid-forming converter with hydrogen energy storage // *International Journal of Hydrogen Energy*. 2022. Vol. 47. Iss. 82. P. 34739–4761. <https://doi.org/10.1016/j.ijhydene.2022.08.119>.
11. Li Pengfei, Hu Weihao, Xu Xiao, Qi Huang, Liu Zhou, Chen Zhe. A frequency control strategy of electric vehicles in microgrid using virtual synchronous generator control // *Energy*. 2019. Vol. 189. P. 116389. <https://doi.org/10.1016/j.energy.2019.116389>.
12. Verma P, Kaur T, Kaur R. Power control strategy of an integrated PV system for active power reserve under dynamic operating conditions // *Sustainable Energy Technologies and Assessments*. 2021. Vol. 45. P. 101066. <https://doi.org/10.1016/j.seta.2021.101066>.
13. Jibji-Bukar F, Anaya-Lara O. Frequency support from photovoltaic power plants using offline maximum power point tracking and variable droop control // *IET Renewable Power Generation*. 2019. Vol. 13. P. 2278–2286. <https://doi.org/10.1049/iet-rpg.2019.0211>.
14. Rajan R., Fernandez F.M. Power control strategy of photovoltaic plants for frequency regulation in a hybrid power system // *International Journal of Electrical Power & Energy Systems*. 2019. Vol. 110. P. 171–183. <https://doi.org/10.1016/j.ijepes.2019.03.009>.
15. Feldmann D., De Oliveira R.V. Operational and control approach for PV power plants to provide inertial response and primary frequency control support to power system black-start // *International Journal of Electrical Power & Energy Systems*. 2021. Vol. 127. P. 106645. <https://doi.org/10.1016/j.ijepes.2020.106645>.
16. Kanwal S., Khan B., Ali S.M., Mehmood C.A. Gaussian process regression based inertia emulation and reserve estimation for grid interfaced photovoltaic system // *Renewable Energy*. 2018. Vol. 126. P. 865–875. <https://doi.org/10.1016/j.renene.2018.04.012>.
17. Kerdphol T., Rahman F.S., Watanabe M., Mitani Ya., Turschner D., Beck H.-P. Enhanced virtual inertia control based on derivative technique to emulate simultaneous inertia and damping properties for microgrid frequency regulation // *IEEE Access*. 2019. Vol. 7. P. 14422–14433. <https://doi.org/10.1109/ACCESS.2019.2892747>.
18. Saxena P., Singh N., Pandey A.K. Enhancing the dynamic performance of microgrid using derivative controlled solar and energy storage based virtual inertia system // *Journal of Energy Storage*. 2020. Vol. 31. P. 101613. <https://doi.org/10.1016/j.est.2020.101613>.
19. Zhong Cheng, Li Huayi, Zhou Yang, Lv Yueming, Chen Jikai, Li Yang. Virtual synchronous generator of PV generation without energy storage for frequency support in autonomous microgrid // *International Journal of Electrical Power & Energy Systems*. 2022. Vol. 134. P. 107343. <https://doi.org/10.1016/j.ijepes.2021.107343>.
20. Зырянов В.М., Мячина А.В., Нестеренко Г.Б. Применение систем накопления энергии для интеграции солнечных электростанций в традиционные энергосистемы // *Вести в электроэнергетике*. 2020. № 5. P. 47–58. EDN: RQRNZA.



21. Yang Li, Hu Zhijian, Xie Shiwei, Kong Shunfei, Lin Weiwei. Adjustable virtual inertia control of supercapacitors in PV-based AC microgrid cluster // *Electric Power Systems Research*. 2019. Vol. 173. P. 71–85. <https://doi.org/10.1016/j.epsr.2019.04.011>.
22. Nguyen Van Tan, Le Thanh Bac, Vo Quang Son, Dao Huu Dan. Stability analysis of an isolated microgrid with the presence of the hybrid energy storage system-based virtual synchronous generator // *Journal of Science and Technology*. 2020. Vol. 18. No. 6. P. 46–51. <https://doi.org/10.31130/jst-ud2020-101E>.
23. Mohamed M.M., El Zoghby H.M., Sharaf S.M., Mosa M.A. Optimal virtual synchronous generator control of battery/supercapacitor hybrid energy storage system for frequency response enhancement of photovoltaic/diesel microgrid // *Journal of Energy Storage*. 2022. Vol. 51. P. 104317. <https://doi.org/10.1016/j.est.2022.104317>.
24. Sarojini R.K., Kaliannan P., Teekaraman Y., Nikolovski S., Baghaee H.R. An enhanced emulated inertia control for grid-connected pv systems with HESS in a weak grid // *Energies*. 2021. Vol. 14. Iss. 6. P. 1721. <https://doi.org/10.3390/en14061721>.
25. Huang Xin, Wang Keyou, Li Guojie, Zhang Hua. Virtual inertia-based control strategy of two-stage photovoltaic inverters for frequency support in islanded micro-grid // *Electronics*. 2018. Vol. 7. Iss. 11. P. 340. <https://doi.org/10.3390/electronics7110340>.
26. Lyu Xue, Xu Zhao, Zhao Jian. A coordinated frequency control strategy for photovoltaic system in microgrid // *Journal of International Council on Electrical Engineering*. 2018. Vol. 8. Iss. 1. P. 37–43. <https://doi.org/10.1080/22348972.2018.1470295>.
27. Zhang Xing, Gao Qian, Guo Zixuan, Zhang Haizheng, Li Ming, Li Fei. Coordinated control strategy for a PV-storage grid-connected system based on a virtual synchronous generator // *Global Energy Interconnection*. 2020. Vol. 3. Iss. 1. P. 51–59. <https://doi.org/10.1016/j.gloi.2020.03.003>.
28. Xiong Liansong, Li Yujun, Zhu Yixin, Yang Ping, Xu Zhirong. Coordinated control schemes of super-capacitor and kinetic energy of DFIG for system frequency support // *Energies*. 2018. Vol. 11. Iss. 1. P. 103. <https://doi.org/10.3390/en11010103>.
29. Inthamoussou F.A., Pegueroles-Queralt J., Bianchi F.D. Control of a supercapacitor energy storage system for microgrid applications // *IEEE Transactions on Energy Conversion*. 2013. Vol. 28. Iss. 3. P. 690–697. <https://doi.org/10.1109/TEC.2013.2260752>.
30. Jami M., Shafiee Q., Gholami M., Bevrani H. Control of a super-capacitor energy storage system to mimic inertia and transient response improvement of a direct current micro-grid // *Journal of Energy Storage*. 2020. Vol. 32. P. 101788. <https://doi.org/10.1016/j.est.2020.101788>.
31. Xu Qianwen, Hu Xiaolei, Wang Peng, Xiao Jianfang, Tu Pengfei, Wen Changyun, et al. A decentralized dynamic power sharing strategy for hybrid energy storage system in autonomous dc microgrid // *IEEE Transactions on Industrial Electronics*. 2017. Vol. 64. Iss. 7. P. 5930–5941. <https://doi.org/10.1109/TIE.2016.2608880>.
32. Zhang Runfan, Hredzak B., Morstyn T. Distributed control with virtual capacitance for the voltage restorations state of charge balancing and load allocations of heterogeneous energy storages in a DC datacenter microgrid // *IEEE Transactions on Energy Conversion*. 2019. Vol. 34. Iss. 3. P. 1296–1308. <https://doi.org/10.1109/TEC.2018.2889065>.
33. Unamuno E., Barrena J.A. Equivalence of primary control strategies for ac and dc microgrids // *Energies*. 2017. Vol. 10. Iss. 1. P. 91. <https://doi.org/10.3390/en10010091>.
34. Huang Linbin, Xin Huanhai, Wang Zhen, Wu Kuayu, Wang Haijiao, Jiabing Hu, et al. A virtual synchronous control for voltage-source converters utilizing dynamics of DC-link capacitor to realize self-synchronization // *IEEE Journal of Emerging and Selected Topics in Power Electronics*. 2017. Vol. 5. Iss. 4. P. 1565–1577. <https://doi.org/10.1109/JESTPE.2017.2740424>.
35. Peng Qiao, Yang Yongheng, Liu Tianqi, Blaabjerg F. Coordination of virtual inertia control and frequency damping in PV systems for optimal frequency support // *CPSS Transactions on Power Electronics and Applications*. 2020. Vol. 5. Iss. 4. P. 305–316. <https://doi.org/10.24295/CPSSTPEA.2020.00025>.
36. Arani M.F.M., Mohamed Ya.A.-R.I. Analysis and impacts of implementing droop control in DFIG-based wind turbines on microgrid/weak-grid stability // *IEEE Transactions on Power Systems*. 2015. Vol. 30. Iss. 1. P. 385–396. <https://doi.org/10.1109/TPWRS.2014.2321287>.
37. Hafiz F., Abdennour A. Optimal use of kinetic energy for the inertial support from variable speed wind turbines // *Renewable Energy*. 2015. Vol. 80. P. 629–643. <https://doi.org/10.1016/j.renene.2015.02.051>.
38. Li Dongdong, Zhu Qianwei, Lin Shunfu, Bian Xiaoyan. A self-adaptive inertia and damping combination control of VSG to support frequency stability // *IEEE Transactions on Energy Conversion*. 2017. Vol. 32. Iss. 1. P. 397–398. <https://doi.org/10.1109/TEC.2016.2623982>.
39. Liu Ju, Yang Dongjun, Yao Wei, Fang Rengcun, Zhao Hongsheng, Wang Bo. PV-based virtual synchronous generator with variable inertia to enhance power system transient stability utilizing the energy storage system // *Protection and Control of Modern Power Systems*. 2017. Vol. 2. Iss. 4. P. 429–437. <https://doi.org/10.1186/s41601-017-0070-0>.
40. Yang Li, Hu Zhijian, Xie Shiwei, Kong Shunfei, Lin Weiwei. Adjustable virtual inertia control of supercapacitors in PV-based AC microgrid cluster // *Electric Power Systems Research*. 2019. Vol. 173. P. 71–85. <https://doi.org/10.1016/j.epsr.2019.04.011>.
41. Fang Jingyang, Tang Yi, Li Hongchang, Li Xiaoqiang. A battery ultracapacitor hybrid energy storage system for implementing the power management of virtual synchronous generators // *IEEE Transactions on Power Electronics*. 2018. Vol. 33. Iss. 4. P. 2820–2824. <https://doi.org/10.1109/TPEL.2017.2759256>.



42. Hazra S., Bhattacharya S. Hybrid energy storage system comprising of battery and ultra-capacitor for smoothing of oscillating wave energy // IEEE Energy Conversion Congress and Exposition. 2016. <https://doi.org/10.1109/ECCE.2016.7855172>.
43. Fang Jingyang, Yi Tang, Li Hongchang, Li Xiaoqiang. A battery/ultracapacitor hybrid energy storage system for implementing the power management of virtual synchronous generators // IEEE Transactions on Power Electronics. 2018. Vol. 33. Iss. 4. P. 2820–2824. <https://doi.org/10.1109/TPEL.2017.2759256>.
44. Vassilakis A., Kotsampopoulos P., Hatziaargyriou N., Karapanos V. A battery energy storage based virtual synchronous generator // IREP Symposium Bulk Power System Dynamics and Control - IX Optimization, Security and Control of the Emerging Power Grid. 2013. <https://doi.org/10.1109/IREP.2013.6629425>.
45. Huiyu Miao, Chenyu Zhang, Fei Mei, Yun Yang, Jianyong Zheng. A novel control strategy for hybrid energy system in virtual synchronous generator // 13th IEEE Conference on Industrial Electronics and Applications (Wuhan, 31 May – 2 June 2018). Wuhan: IEEE, 2018. P. 2244–2249. <https://doi.org/10.1109/ICIEA.2018.8398083>.
46. Zhang Qiao, Wang Lijia, Li Gang, Liu Yan. A real-time energy management control strategy for battery and supercapacitor hybrid energy storage systems of pure electric vehicles // Journal of Energy Storage. 2020. Vol. 31. P. 101721. <https://doi.org/10.1016/j.est.2020.101721>.
47. Xincheng Zhao, Wang Xincheng, Ke Wang. Research for virtual synchronous generator with considering energy storage system // Materials Science and Engineering: IOP Conference Series. 2019. Vol. 486. P. 012048. <https://doi.org/10.1088/1757-899X/486/1/012048>.
48. Fang Jingyang, Tang Yi, Li Hongchang, Li Xiaoqiang. A battery/ultracapacitor hybrid energy storage system for implementing the power management of virtual synchronous generators // IEEE Transactions on Power Electronics. 2018. Vol. 33. Iss. 4. P. 2820–2824. <https://doi.org/10.1109/TPEL.2017.2759256>.
49. Shi Mingming, Chen Hongfei, Zhang Chenyu, Mei Fei, Fang Jicheng, Miao Huiyu. A virtual synchronous generator system control method with battery SOC feedback // 2nd IEEE Conference on Energy Internet and Energy System Integration. 2018. <https://doi.org/10.1109/EI2.2018.8582563>.
50. Wang Ruiming, Qin Shiyao, Bao Weiyu, Hou Anxiang, Ying You, Ding Lei. Configuration and control strategy for an integrated system of wind turbine generator and supercapacitor to provide frequency support // International Journal of Electrical Power & Energy Systems. 2023. Vol. 154. P. 109456. <https://doi.org/10.1016/j.ijepes.2023.109456>.
51. Udalov S.N., Achitaev A.A., Pristup A.G., Bochenkov B.M., Pankratz Yu., Tarbill R.D. Increasing the regulating ability of a wind turbine in a local power system using magnetic continuous variable transmission // Wind Engineering. 2018. Vol. 42. Iss. 5. P. 411–435. <https://doi.org/10.1177/0309524X18780404>. EDN: YBTNTB.
52. Удалов С.Н., Ачитаев А.А., Приступ А.Г., Боченков Б.М. Повышение запаса динамической устойчивости автономной энергетической системы на базе ветроэнергетических установок при резких изменениях режима нагрузки // Известия Томского политехнического университета. Инжиниринг георесурсов. 2016. Т. 327. № 8. С. 89–98. EDN: RSYLYW.
53. Удалов С.Н., Приступ А.Г., Ачитаев А.А. Исследование магнитной трансмиссии с переменным передаточным отношением в ветроэнергетической установке в целях повышения запаса динамической устойчивости // Известия Томского политехнического университета. Инжиниринг георесурсов. 2015. Т. 326. № 10. С. 123–134. EDN: VOQZHB.

## References

1. Mosa M.A., Yousef M.Y., Masry S.M.E., Ghany A.M.A., Ali A.A. Frequency support of AC microgrid with igh penetration of photovoltaic using super-capacitor. *Sustainable Energy Technologies and Assessments*. 2022;53(A):102364. <https://doi.org/10.1016/j.seta.2022.102364>.
2. Rezkalla M., Pertl M., Marinelli M. Electric power system inertia: requirements, challenges, and solutions. *Electrical Engineering*. 2018;100:2677–2693. <https://doi.org/10.1007/s00202-018-0739-z>.
3. Xiong Liansong, Liu Xiaokang, Zhang Donghui, Liu Yonghui. Rapid power compensation-based frequency response strategy for low-inertia power systems. *IEEE Journal of Emerging and Selected Topics in Power Electronics*. 2021;9(4):4500–4513. <https://doi.org/10.1109/JESTPE.2020.3032063>.
4. 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;262:114492. <https://doi.org/10.1016/j.apenergy.2020.114492>.
5. Cheema K.M. A comprehensive review of virtual synchronous generator. *International Journal of Electrical Power & Energy Systems*. 2020;120:106006. <https://doi.org/10.1016/j.ijepes.2020.106006>.
6. Unamuno E., Barrena J.A. Design and small-signal stability analysis of a virtual-capacitor control for DC microgrids. In: *19th European Conference on Power Electronics and Applications*. 2017. <https://doi.org/10.23919/EPE17ECCEurope.2017.8098923>.
7. Suvorov A.A., Askarov A.B., Rudnik V.E., Andreev M.V., Baj Yu.D. Synthesis and testing of typical automatic control system structures based on a virtual synchronous generator for generating plants with a power converter. *Elektricheskie stantsii = Power Technology and Engineering*. 2022;3:43–57. (In Russ.). <http://doi.org/10.34831/EP.2022.1088.3.006>. EDN: DTZCNI.
8. Askarov A.B., Suvorov A.A., Andreev M.V., Gusev A.S. A review and comparison of current trends in virtual synchronous generator's models. *IFAC-PapersOnLine*. 2022;55(9):350–355. <https://doi.org/10.1016/j.ifacol.2022.07.061>.
9. Suvorov A.A., Askarov A.B., Andreev M.V., Baj Yu.D., Rudnik V.E. Power converter automatic control system based on a freely configurable structure of a virtual synchronous generator. *Elektrichestvo*. 2022;4:15–26. (In Russ.). <https://doi.org/10.24160/0013-5380-2022-4-15-26>. EDN: QLMNUD.

10. Suvorov A., Askarov A., Bay Yu., Ufa R. Freely customized virtual generator model for grid-forming converter with hydrogen energy storage. *International Journal of Hydrogen Energy*. 2022;47(82):34739-4761. <https://doi.org/10.1016/j.ijhydene.2022.08.119>.
11. Li Pengfei, Hu Weihao, Xu Xiao, Qi Huang, Liu Zhou, Chen Zhe. A frequency control strategy of electric vehicles in microgrid using virtual synchronous generator control. *Energy*. 2019;189:116389. <https://doi.org/10.1016/j.energy.2019.116389>.
12. Verma P, Kaur T, Kaur R. Power control strategy of an integrated PV system for active power reserve under dynamic operating conditions. *Sustainable Energy Technologies and Assessments*. 2021;45:101066. <https://doi.org/10.1016/j.seta.2021.101066>.
13. Jibji-Bukar F, Anaya-Lara O. Frequency support from photovoltaic power plants using offline maximum power point tracking and variable droop control. *IET Renewable Power Generation*. 2019;13:2278-2286. <https://doi.org/10.1049/iet-rpg.2019.0211>.
14. Rajan R., Fernandez F.M. Power control strategy of photovoltaic plants for frequency regulation in a hybrid power system. *International Journal of Electrical Power & Energy Systems*. 2019;110:171-183. <https://doi.org/10.1016/j.ijepes.2019.03.009>.
15. Feldmann D., De Oliveira R.V. Operational and control approach for PV power plants to provide inertial response and primary frequency control support to power system black-start. *International Journal of Electrical Power & Energy Systems*. 2021;127:106645. <https://doi.org/10.1016/j.ijepes.2020.106645>.
16. Kanwal S., Khan B., Ali S.M., Mehmood C.A. Gaussian process regression based inertia emulation and reserve estimation for grid interfaced photovoltaic system. *Renewable Energy*. 2018;126:865-875. <https://doi.org/10.1016/j.renene.2018.04.012>.
17. Kerdphol T., Rahman F.S., Watanabe M., Mitani Ya., Turschner D., Beck H.-P. Enhanced virtual inertia control based on derivative technique to emulate simultaneous inertia and damping properties for microgrid frequency regulation. *IEEE Access*. 2019;7:14422-14433. <https://doi.org/10.1109/ACCESS.2019.2892747>.
18. Saxena P., Singh N., Pandey A.K. Enhancing the dynamic performance of microgrid using derivative controlled solar and energy storage based virtual inertia system. *Journal of Energy Storage*. 2020;31:101613. <https://doi.org/10.1016/j.est.2020.101613>.
19. Zhong Cheng, Li Huayi, Zhou Yang, Lv Yueming, Chen Jikai, Li Yang. Virtual synchronous generator of PV generation without energy storage for frequency support in autonomous microgrid. *International Journal of Electrical Power & Energy Systems*. 2022;134:107343. <https://doi.org/10.1016/j.ijepes.2021.107343>.
20. Zyryanov V.M., Myachina A.V., Nesterenko G.B. Using energy storage systems for solar power plant integration into traditional power systems. *Vesti v elektroenergetike = Electric Power News*. 2020;5:47-58. (In Russ.). EDN: RQRNZA.
21. Yang Li, Hu Zhijian, Xie Shiwei, Kong Shunfei, Lin Weiwei. Adjustable virtual inertia control of supercapacitors in PV-based AC microgrid cluster. *Electric Power Systems Research*. 2019;173:71-85. <https://doi.org/10.1016/j.epsr.2019.04.011>.
22. Nguyen Van Tan, Le Thanh Bac, Vo Quang Son, Dao Huu Dan. Stability analysis of an isolated microgrid with the presence of the hybrid energy storage system-based virtual synchronous generator. *Journal of Science and Technology*. 2020;18(6):46-51. <https://doi.org/10.31130/jst-ud2020-101E>.
23. Mohamed M.M., El Zoghby H.M., Sharaf S.M., Mosa M.A. Optimal virtual synchronous generator control of battery/supercapacitor hybrid energy storage system for frequency response enhancement of photovoltaic/diesel microgrid. *Journal of Energy Storage*. 2022;51:104317. <https://doi.org/10.1016/j.est.2022.104317>.
24. Sarojini R.K., Kaliannan P., Teekaraman Y., Nikolovski S., Baghaee H.R. An enhanced emulated inertia control for grid-connected PV systems with HESS in a weak grid. *Energies*. 2021;14(6):1721. <https://doi.org/10.3390/en14061721>.
25. Huang Xin, Wang Keyou, Li Guojie, Zhang Hua. Virtual inertia-based control strategy of two-stage photovoltaic inverters for frequency support in islanded micro-grid. *Electronics*. 2018;7(11):340. <https://doi.org/10.3390/electronics7110340>.
26. Lyu Xue, Xu Zhao, Zhao Jian. A coordinated frequency control strategy for photovoltaic system in microgrid. *Journal of International Council on Electrical Engineering*. 2018;8(1):37-43. <https://doi.org/10.1080/22348972.2018.1470295>.
27. Zhang Xing, Gao Qian, Guo Zixuan, Zhang Haizheng, Li Ming, Li Fei. Coordinated control strategy for a PV-storage grid-connected system based on a virtual synchronous generator. *Global Energy Interconnection*. 2020;3(1):51-59. <https://doi.org/10.1016/j.gloi.2020.03.003>.
28. Xiong Liansong, Li Yujun, Zhu Yixin, Yang Ping, Xu Zhirong. Coordinated control schemes of super-capacitor and kinetic energy of DFIG for system frequency support. *Energies*. 2018;11(1):103. <https://doi.org/10.3390/en11010103>.
29. Inthamoussou F.A., Pegueroles-Queralt J., Bianchi F.D. Control of a supercapacitor energy storage system for microgrid applications. *IEEE Transactions on Energy Conversion*. 2013;28(3):690-697. <https://doi.org/10.1109/TEC.2013.2260752>.
30. Jami M., Shafiee Q., Gholami M., Bevrani H. Control of a super-capacitor energy storage system to mimic inertia and transient response improvement of a direct current micro-grid. *Journal of Energy Storage*. 2020;32:101788. <https://doi.org/10.1016/j.est.2020.101788>.
31. Xu Qianwen, Hu Xiaolei, Wang Peng, Xiao Jianfang, Tu Pengfei, Wen Changyun, et al. A decentralized dynamic power sharing strategy for hybrid energy storage system in autonomous DC microgrid. *IEEE Transactions on Industrial Electronics*. 2017;64(7):5930-5941. <https://doi.org/10.1109/TIE.2016.2608880>.
32. Zhang Runfan, Hredzak B., Morstyn T. Distributed control with virtual capacitance for the voltage restorations state of charge balancing and load allocations of heterogeneous energy storages in a DC datacenter microgrid. *IEEE Transactions on Energy Conversion*. 2019;34(3):1296-1308. <https://doi.org/10.1109/TEC.2018.2889065>.

33. Unamuno E., Barrena J.A. Equivalence of primary control strategies for AC and DC microgrids. *Energies*. 2017;10(1):91. <https://doi.org/10.3390/en10010091>.
34. Huang Linbin, Xin Huanhai, Wang Zhen, Wu Kuayu, Wang Haijiao, Jiabing Hu, et al. A virtual synchronous control for voltage-source converters utilizing dynamics of DC-link capacitor to realize self-synchronization. *IEEE Journal of Emerging and Selected Topics in Power Electronics*. 2017;5(4):1565-1577. <https://doi.org/10.1109/JESTPE.2017.2740424>.
35. Peng Qiao, Yang Yongheng, Liu Tianqi, Blaabjerg F. Coordination of virtual inertia control and frequency damping in PV systems for optimal frequency support. *CPSS Transactions on Power Electronics and Applications*. 2020;5(4):305-316. <https://doi.org/10.24295/CPSSPEA.2020.00025>.
36. Arani M.F.M., Mohamed Ya.A.-R.I. Analysis and impacts of implementing droop control in DFIG-based wind turbines on microgrid/weak-grid stability. *IEEE Transactions on Power Systems*. 2015;30(1):385-396. <https://doi.org/10.1109/TPWRS.2014.2321287>.
37. Hafiz F., Abdenour A. Optimal use of kinetic energy for the inertial support from variable speed wind turbines. *Renewable Energy*. 2015;80:629-643. <https://doi.org/10.1016/j.renene.2015.02.051>.
38. Li Dongdong, Zhu Qianwei, Lin Shunfu, Bian Xiaoyan. A self-adaptive inertia and damping combination control of VSG to support frequency stability. *IEEE Transactions on Energy Conversion*. 2017;32(1):397-398. <https://doi.org/10.1109/TEC.2016.2623982>.
39. Liu Ju, Yang Dongjun, Yao Wei, Fang Rengcun, Zhao Hongsheng, Wang Bo. PV-based virtual synchronous generator with variable inertia to enhance power system transient stability utilizing the energy storage system. *Protection and Control of Modern Power Systems*. 2017;2(4):429-437. <https://doi.org/10.1186/s41601-017-0070-0>.
40. Yang Li, Hu Zhijian, Xie Shiwei, Kong Shunfei, Lin Weiwei. Adjustable virtual inertia control of supercapacitors in PV-based AC microgrid cluster. *Electric Power Systems Research*. 2019;173:71-85. <https://doi.org/10.1016/j.epsr.2019.04.011>.
41. Fang Jingyang, Tang Yi, Li Hongchang, Li Xiaoqiang. A battery ultracapacitor hybrid energy storage system for implementing the power management of virtual synchronous generators. *IEEE Transactions on Power Electronics*. 2018;33(4):2820-2824. <https://doi.org/10.1109/TPEL.2017.2759256>.
42. Hazra S., Bhattacharya S. Hybrid energy storage system comprising of battery and ultra-capacitor for smoothing of oscillating wave energy. In: *IEEE Energy Conversion Congress and Exposition*. 2016. <https://doi.org/10.1109/ECCE.2016.7855172>.
43. Fang Jingyang, Yi Tang, Li Hongchang, Li Xiaoqiang. A battery/ultracapacitor hybrid energy storage system for implementing the power management of virtual synchronous generators. *IEEE Transactions on Power Electronics*. 2018;33(4):2820-2824. <https://doi.org/10.1109/TPEL.2017.2759256>.
44. Vassilakis A., Kotsampopoulos P., Hatziaargyriou N., Karapanos V. A battery energy storage based virtual synchronous generator. In: *IREP Symposium Bulk Power System Dynamics and Control - IX Optimization, Security and Control of the Emerging Power Grid*. 2013. <https://doi.org/10.1109/IREP.2013.6629425>.
45. Huiyu Miao, Chenyu Zhang, Fei Mei, Yun Yang, Jianyong Zheng. A novel control strategy for hybrid energy system in virtual synchronous generator. In: *13th IEEE Conference on Industrial Electronics and Applications*. 31 May – 2 June 2018, Wuhan. Wuhan: IEEE; 2018, p. 2244-2249. <https://doi.org/10.1109/ICIEA.2018.8398083>.
46. Zhang Qiao, Wang Lijia, Li Gang, Liu Yan. A real-time energy management control strategy for battery and supercapacitor hybrid energy storage systems of pure electric vehicles. *Journal of Energy Storage*. 2020;31:101721. <https://doi.org/10.1016/j.est.2020.101721>.
47. Xincheng Zhao, Wang Xincheng, Ke Wang. Research for virtual synchronous generator with considering energy storage system. In: *Materials Science and Engineering: IOP Conference Series*. 2019;486:012048. <https://doi.org/10.1088/1757-899X/486/1/012048>.
48. Fang Jingyang, Tang Yi, Li Hongchang, Li Xiaoqiang. A battery/ultracapacitor hybrid energy storage system for implementing the power management of virtual synchronous generators. *IEEE Transactions on Power Electronics*. 2018;33(4):2820-2824. <https://doi.org/10.1109/TPEL.2017.2759256>.
49. Shi Mingming, Chen Hongfei, Zhang Chenyu, Mei Fei, Fang Jicheng, Miao Huiyu. A virtual synchronous generator system control method with battery SOC feedback. In: *2nd IEEE Conference on Energy Internet and Energy System Integration*. 2018. <https://doi.org/10.1109/EI2.2018.8582563>.
50. Wang Ruiming, Qin Shiyao, Bao Weiyu, Hou Anxiang, Ying You, Ding Lei. Configuration and control strategy for an integrated system of wind turbine generator and supercapacitor to provide frequency support. *International Journal of Electrical Power & Energy Systems*. 2023;154:109456. <https://doi.org/10.1016/j.ijepes.2023.109456>.
51. Udalov S.N., Achitaev A.A., Pristup A.G., Bochenkov B.M., Pankratz Yu., Tarbill R.D. Increasing the regulating ability of a wind turbine in a local power system using magnetic continuous variable transmission. *Wind Engineering*. 2018;42(5):411-435. <https://doi.org/10.1177/0309524X18780404>. EDN: YBTTNB.
52. Udalov S.N., Achitaev A.A., Pristup A.G., Bochenkov B.M. Increase of dynamic stability stoke of autonomous energy system based on wind energy installations under sudden load change. *Izvestiya Tomskogo politekhnicheskogo universiteta. Inzhiniring georesursov = Tomsk Polytechnic University. Geo Assets Engineering*. 2016;327(8):89-98. EDN: RSYLYW.
53. Udalov S.N., Pristup A.G., Achitaev A.A. Research of magnetic transmission with variable gear ratio in a wind-driven generator for improving dynamic stability stoke. *Izvestiya Tomskogo politekhnicheskogo universiteta. Inzhiniring georesursov = Tomsk Polytechnic University. Geo Assets Engineering*. 2015;326(10):123-134. EDN: VOQZHB.



**ИНФОРМАЦИЯ ОБ АВТОРАХ**

**Идрисов Азат Рафисович,**  
аспирант,  
Уральский федеральный университет  
им. первого Президента России Б.Н. Ельцина,  
620002, г. Екатеринбург, ул. Мира, 19, Россия  
a.idrisov23@yandex.ru  
<https://orcid.org/0000-0003-3707-9122>

**Ачитаев Андрей Александрович,**  
к.т.н., доцент,  
заместитель директора по научной работе,  
Саяно-Шушенский филиал Сибирского федерального  
университета,  
655619, г. Саяногорск, рп. Черёмушки, 46, Россия  
✉ [achitaevaa@gmail.com](mailto:achitaevaa@gmail.com)  
<https://orcid.org/0000-0002-3225-2558>

**Вклад авторов**

Идрисов А.Р. занимался анализом исследований, публикаций. Ачитаев А.А. проводил исследование и осуществлял подбор публикаций для обзора.

**Конфликт интересов**

Авторы заявляют об отсутствии конфликта интересов.

*Все авторы прочитали и одобрили окончательный вариант рукописи.*

**Информация о статье**

Статья поступила в редакцию 10.10.2023 г.; одобрена после рецензирования 24.02.2024 г.; принята к публикации 25.02.2024 г.

**INFORMATION ABOUT THE AUTHORS**

**Azat R. Idrisov,**  
Postgraduate Student,  
Ural Federal University named after the First President  
of Russia B.N. Yeltsin,  
19 Mira St., Ekaterinburg 620002, Russia  
a.idrisov23@yandex.ru  
<https://orcid.org/0000-0003-3707-9122>

**Andrey A. Achitaev,**  
Cand. Sci. (Eng.), Associate Professor,  
Deputy Director for Research,  
Sayano-Shushensky branch of the Siberian Federal  
University,  
46, Cheremushki settlement, Sayanogorsk 655619,  
Russia  
✉ [achitaevaa@gmail.com](mailto:achitaevaa@gmail.com)  
<https://orcid.org/0000-0002-3225-2558>

**Contribution of the authors**

Idrisov A.R. was engaged in the analysis of researches and literature review. Achitaev A.A. carried on the research and selected publications for the review.

**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 10.10.2023; approved after reviewing 24.02.2024; accepted for publication 25.02.2024.