

Научная статья

DOI: 10.15593/2224-9397/2022.1.01

УДК 621.341.572, 681.51, 620.92

А.Б. Аскарлов, А.А. Суворов, М.В. Андреев, А.С. Гусев

Национальный исследовательский Томский политехнический университет,
Томск, Россия

К ВОПРОСУ О СОВРЕМЕННЫХ ПРИНЦИПАХ УПРАВЛЕНИЯ ВОЗОБНОВЛЯЕМЫМИ ИСТОЧНИКАМИ ЭНЕРГИИ НА ОСНОВЕ ВИРТУАЛЬНОГО СИНХРОННОГО ГЕНЕРАТОРА

Применение возобновляемых источников энергии, подключаемых к сети через силовой преобразователь, становится причиной возникновения определенных вызовов, которые связаны с обеспечением надежного и устойчивого функционирования как самих генерирующих объектов, так и энергосистемы в целом. Основным фактором, обуславливающим возникновение подобного рода вызовов, является динамический отклик данных источников, который напрямую зависит от структуры и параметров настройки системы автоматического управления силовым преобразователем. При этом применение классической структуры системы управления с замкнутым контуром регулирования фазы на текущий момент не позволяет достигнуть наилучшего функционирования возобновляемых источников энергии в широком многообразии схемно-режимных условий работы энергосистем. В связи с этим одним из наиболее перспективных направлений в области развития систем управления силовым преобразователем является разработка концепции управления на основе виртуального синхронного генератора. **Цель** данной статьи заключалась в обзоре существующих реализаций концепции виртуального синхронного генератора и их классификации. Для этого был проведен комплексный **анализ** литературных источников, в которых приводятся различные схемно-алгоритмические решения. **Результатом** работы являются приведенная информация о возможных вариантах реализации концепции виртуального синхронного генератора, а также их экспериментальное сравнение. **Практическая значимость** заключается в оценке функционирования систем управления на основе концепции виртуального синхронного генератора при возмущениях, позволяющей выработать определенные направления развития в данной области.

Ключевые слова: возобновляемые источники энергии, силовой преобразователь, автоматическое управление, система управления, виртуальный синхронный генератор.

A.B. Askarov, A.A. Suvorov, M.V. Andreev, A.S. Gusev

National Research Tomsk Polytechnic University, Tomsk, Russian Federation

TO THE QUESTION OF MODERN PRINCIPLES OF RENEWABLE ENERGY SOURCES CONTROL BASED ON A VIRTUAL SYNCHRONOUS GENERATOR

The use of renewable energy sources connected to the network through a power converter causes certain challenges that are associated with ensuring reliable and stable operation of both the generating units themselves and the power grid in general. The main factor causing the emergence of such challenges is the dynamic response of these sources, which directly depends on the structure and settings of the automatic control system of the power converter. At the same time, the use of the conventional structure of the control system with a phase-locked loop currently does not allow to achieve the most effective operation of renewable energy sources in a wide range of operating conditions of power grids. In this regard, one of the most promising directions in the enhancement of power converter control systems is the development of a control concept based on a virtual synchronous generator. The **purpose** of this article was to review the existing implementations of the virtual synchronous generator concept and their classification. For this, a comprehensive **analysis** of literary sources was carried out, in which various control algorithms are given. The **result** of the work is the information provided on possible options for implementing the concept of a virtual synchronous generator, as well as their experimental comparison. The **practical significance** lies in the assessment of the operation of control systems based on the concept of a virtual synchronous generator under disturbances, which allows to develop certain directions of enhancement in this area.

Keywords: renewable energy sources, power converter, automatic control, control system, virtual synchronous generator.

Введение

Основной тренд развития мировой электроэнергетики в настоящий момент заключается в концепции трех «Д» (децентрализация, декарбонизация, демократизация), которая охватывает различные сферы функционирования энергосистем. Существование подобных направлений предопределяется необходимостью покрытия ежегодно растущего энергопотребления, снижения выбросов CO₂ и других парниковых газов, замещения традиционных источников энергии, повышения надежности и устойчивости энергосистем, обеспечения бесперебойного электроснабжения потребителей. Наиболее оптимальным и эффективным решением в каждом из этих пунктов является применение возобновляемых источников энергии (ВИЭ). Таким образом, во многих странах наблюдается активное внедрение подобных генерирующих установок в существующие энергосистемы [1].

При этом широко используемыми типами генерирующих установок на базе ВИЭ являются ветроэнергетические установки третьего и четвертого типов, а также фотоэлектрические установки, которые подключаются к электрической сети с помощью силового преобразователя [2]. Однако внедрение генерирующих установок с силовым преобразователем (ГУ с СП) приводит к значительным изменениям динамики функционирования и характеристик энергосистем. Это, в свою очередь, отражается на режимах и процессах в энергосистемах, а также на их устойчивости в целом, что подтверждается выводами системных операторов разных стран [3, 4].

Одним из основных факторов, сдерживающих полномасштабный переход на ГУ на базе ВИЭ с СП, является динамика их функционирования, которая определяется силовым преобразователем. Последнее приводит к отсутствию инерционного отклика, ограниченному вкладу в формирование тока короткого замыкания и невозможности выполнения полного спектра функций, которые возлагаются на традиционную синхронную генерацию [5–7]. При этом работа СП зависит непосредственно от его системы автоматического управления (САУ). Путем изменения САУ с помощью добавления дополнительных контуров управления можно добиться улучшения динамических характеристик ГУ с СП (например, обеспечить инерционный отклик [8]). Однако подобные мероприятия зачастую не являются комплексным решением проблемы обеспечения устойчивости функционирования ГУ с СП и современных энергосистем с ВИЭ в целом. Данный факт связан с широким применением классического подхода к управлению ГУ с СП, при котором преобразователь является ведомым сетью [9]. Обозначенный подход подразумевает использование в составе САУ СП замкнутого контура регулирования фазы (ЗКРФ), который осуществляет синхронизацию с сетью. В связи с этим применение САУ с ЗКРФ приводит к ограниченным возможностям функционирования ГУ с СП в составе энергосистем, что наиболее ярко выражено при их работе в условиях слабой или сверхслабой сети. Кроме этого в слабых сетях для ГУ с СП актуальной является проблема обеспечения нового вида устойчивости, связанного с функционированием СП (*converter-driven stability*) [10]. В случае нарушения устойчивости могут возникнуть колебания параметров электрического режима в широком диапазоне частот (от единиц до сотен герц), что зависит как от настройки ЗКРФ, так и конкретных условий работы сети [11, 12].

На основании вышеизложенного в настоящий момент одним из направлений развития теории управления СП является разработка принципиально нового подхода к управлению, при котором преобразователь становится ведущим. Наиболее перспективным в данном направлении является применение концепции виртуального синхронного генератора (ВСГ) в структуре САУ СП [13], которая сейчас активно исследуется и модернизируется многими ведущими научными коллективами.

В данной статье приводится обзор существующих реализаций концепции ВСГ с акцентом на наиболее распространенные и обладающие значительным потенциалом. Также проведено экспериментальное сравнение части рассмотренных реализаций концепции ВСГ, позволяющее заключить как об их характерных особенностях, так и о существующих вызовах при их интеграции в структуру САУ СП, которая работает в составе энергосистемы.

Обзор существующих реализаций концепции управления на основе виртуального синхронного генератора

В классической структуре САУ СП подразумевается работа преобразователя в режиме ведомого сетью, что определяется применением в САУ блока ЗКРФ, обеспечивающего формирование фазового угла напряжения сети в точке подключения генерирующей установки и, соответственно, осуществляющего управление в синхронно вращающейся системе координат. Изначально общий принцип управления ГУ с СП основывался на выдаче максимально доступной активной мощности без участия в регулировании напряжения и частоты сети. Подобное становилось причиной уменьшения резервов как активной, так и реактивной мощности [14], а также, как следствие, запасов устойчивости. Кроме того, значительно снижалась общая инерция энергосистемы, в которую внедрялось большое количество несинхронной генерации, поскольку подобного рода установки по своей сути не имеют инерционного отклика в сравнении с традиционной синхронной генерацией. В случае возникновения больших возмущений в электрической сети последнее становилось причиной значительного увеличения максимального отклонения параметров электрического режима в первый момент после возмущения и скорости их изменения, а также увеличения амплитуды колебаний напряжения и частоты в целом.

Одним из вариантов решения обозначенных и ряда других проблем является применение концепции ВСГ в составе САУ СП [13]. Принципы управления на основе ВСГ позволяют выполнять следующие функции: 1) обеспечить алгоритм введения виртуальной инерции отдельными генерирующими установками и, соответственно, их вклад в формирование общей инерции энергосистемы; 2) осуществлять управление как при параллельной работе с внешней энергосистемой, так и в островном режиме без каких-либо значительных изменений в структуре или параметрах самой САУ. Последнее становится возможным в связи с тем, что концепция ВСГ подразумевает изменение роли преобразователя с ведомого на ведущий. В таком случае синхронизация установки осуществляется по аналогичному принципу, как и у синхронных машин, что определяет отсутствие необходимости применения традиционных структур ЗКРФ. Подобное свойство ВСГ является одним из его значительных преимуществ, поскольку позволяет избежать проблем, связанных как с устойчивостью функционирования при работе ЗКРФ, так и с возможным взаимодействием между ЗКРФ и другими контурами управления СП, которое может привести к самораскачиванию [10]. Для ведомых сетью генерирующих установок устойчивость их функционирования во многом определяется настройкой ЗКРФ, в связи с чем изменения в режиме энергосистемы, вызванные различного рода малыми или большими возмущениями, зачастую могут приводить к потере синхронизма ЗКРФ и нарушению устойчивости работы всей установки в целом, что особенно характерно для слабых электрических сетей.

Концепция ВСГ заключается в имитировании свойств и характеристик синхронного генератора с помощью использования соответствующих уравнений и схемно-алгоритмических решений в структуре САУ. Таким образом, в САУ воспроизводится поведение синхронной машины (СМ) на основе ее математической модели разного уровня детализации [15] с учетом согласования формируемых выходных сигналов с другими контурами управления. При этом расчет модели СМ выполняется в темпе реального времени для осуществления непрерывного управления. Принципы реализации САУ на основе ВСГ предоставляют возможность участия генерирующей установки в регулировании как напряжения, так и частоты сети путем независимого управления активной и реактивной мощностью установки.

В настоящий момент можно выделить два основных типа САУ на основе ВСГ: 1) управляемые по напряжению [16–18]; 2) управляемые по току [19–21]. В первом случае система уравнений, образующих внутренний контур управления на основе ВСГ, формирует в качестве уставок (опорных значений) величины напряжений, во втором – величины токов. Также одним из типов являются САУ с ВСГ, управляемые по мощности [22]. В данных САУ, соответственно, формируются значения активной и реактивной мощности, которые затем преобразуются в величины необходимых токов. Таким образом, подобные САУ могут быть в целом классифицированы как подкласс управляемых по току САУ СП на основе ВСГ. При этом стоит отметить, что САУ, управляемые по току, больше склонны к неустойчивости численного решения, особенно при использовании в составе САУ модели СМ высокого порядка, что приводит к необходимости выбора соответствующих метода и шага расчета модели ВСГ [23]. Также структура САУ с ВСГ, управляемых по току, схожа с классической, для которой необходимо применение ЗКРФ для получения фазового угла напряжения сети, соответственно, объекты генерации на базе ВИЭ с подобной САУ могут участвовать в регулировании напряжения и частоты только при параллельной работе с энергосистемой путем выдачи необходимой активной и реактивной мощности, поскольку при изолированной работе данные функции не могут быть выполнены самостоятельно. В последнем случае необходимо, чтобы, например, при выделении энергорайона на изолированную работу в нем присутствовала часть традиционной синхронной генерации. В то же время исследования в работах [24] показывают, что принцип управления по напряжению в САУ на основе ВСГ позволяет обеспечить эффективное функционирование ВИЭ в широком многообразии схемно-режимных условий работы энергосистемы, в том числе как в слабых, так и в сверхслабых сетях, у которых коэффициент короткого замыкания близок к единице [25]. Вышеизложенное определяет вектор направления развития концепции ВСГ для ГУ с СП в сторону управления по напряжению.

Помимо подхода к формированию управляющих сигналов САУ на основе ВСГ также различаются уровнем детализации используемых уравнений, воспроизводящих динамику функционирования СМ. Одним из первых и наиболее простых видов являются САУ, основанные на формировании управляющего воздействия на основе отклонения

величины активной и реактивной мощности, а также заданного статизма регулятора [22]. Далее идут САУ, в которых используются уравнение движения ротора генератора и регулятор реактивной мощности с дополнительным каналом по напряжению, следовательно, электрическая часть СМ полностью игнорируется [16, 19]. С помощью уравнения движения воспроизводятся инерция и демпфирующие свойства СМ, а также формируется ее виртуальный внутренний угол. Регулятор реактивной мощности отвечает за формирование необходимой амплитуды напряжения.

Следующим видом являются САУ, в которых помимо механической части ВСГ используется его электрическая часть в виде упрощенной модели, учитывающей только виртуальное сопротивление статорной цепи ВСГ (L_v, R_v) [18, 20]. При этом представление электрической части СМ может быть выполнено в виде динамической модели на основе дифференциальных уравнений [17, 20] или квазиустановившейся модели на основе векторной диаграммы СМ [21]. Подобный подход позволяет существенно упростить алгоритм управления, однако неизбежно возникает задача определения необходимых значений параметров виртуального сопротивления, которые обобщенно воспроизводили бы динамику электрической части СМ. Выбор значений параметров виртуального сопротивления в данном виде САУ определяет во многом устойчивость функционирования всей системы в целом. В связи с этим в работе [21] отмечается, что задание относительно малых значений виртуального сопротивления (сотые-тысячные относительных единиц) может приводить к неустойчивости численного решения, следовательно, необходимо задавать значительно большие значения, которые не имеют аналогии с реальными электрическими машинами.

Последний вид САУ использует совместно с уравнением движения наиболее детальное представление СМ в виде полной системы дифференциальных уравнений Парка–Горева с учетом различного числа контуров [26, 27]. При этом параметры схемы замещения ВСГ не ограничиваются значениями какого-либо конкретного исполнения реального синхронного генератора, что позволяет их гибко изменять в широких пределах для достижения необходимого отклика ГУ с СП. Подобный подход позволяет наиболее полно и достоверно воспроизводить динамику функционирования СМ и ее внешние характеристики. Вместе с тем это может приводить к излишней детализации

модели, усложнению расчета и неустойчивости численного решения, которая может быть вызвана либо выбором несоответствующего метода численного интегрирования, либо непосредственно структурой и параметрами модели, являющимися причиной плохой обусловленности на ограничительных условиях применимости методов численного интегрирования.

В структуре САУ последних трех типов также возможно применение систем автоматического регулирования, которые используются на традиционных синхронных генераторах, – автоматических регуляторов напряжения с системными стабилизаторами и автоматических регуляторов частоты и мощности, что открывает широкие возможности в плане демпфирования колебаний, повышения запасов устойчивости и регулирования напряжения или частоты сети [28].

В рамках представленных видов САУ на основе ВСГ также существует несколько подходов к формированию импульсов управления силовыми полупроводниковыми ключами в составе СП. Одним из них является использование получаемых в ходе решения модели ВСГ значений внутреннего угла и амплитуды напряжения для формирования непосредственно опорных сигналов напряжения при широтно-импульсной модуляции для управляемых по напряжению САУ [29] или опорных сигналов тока при гистерезисном методе управления у САУ, управляемых по току [30]. Преимуществом данного способа является простота его реализации, недостатком – трудности по вводу ограничений величин напряжения или тока, которые строго регламентированы техническими характеристиками самого СП [31].

Другим вариантом для САУ, управляемых по напряжению, является использование последовательно соединенных пропорционально-интегральных (ПИ) регуляторов напряжения и тока [18]. Входными параметрами ПИ-регулятора напряжения являются напряжения ВСГ в осях dq , выходными – опорные значения токов, которые затем подаются на вход ПИ-регулятора тока для последующего формирования опорных напряжений преобразователя в осях dq . Для САУ, управляемых по току, с учетом формирования используемой моделью ВСГ непосредственно опорных значений токов также характерно использование только ПИ-регулятора тока – внутреннего контура управления током [20], что является схожим с классической структурой САУ, использующей ЗКРФ. В обоих вариантах применение ПИ-регуляторов

позволяет гибко вводить ограничения по напряжению и току в соответствующих каналах, однако необходимым становится настройка ПИ-регуляторов, заключающаяся в выборе коэффициентов усиления по пропорциональному и интегральному каналам, которая также непосредственно определяет устойчивость функционирования генерирующей установки в различных схемно-режимных условиях их работы.

Стоит отметить, что в некоторых САУ, разрабатываемых с применением концепции ВСГ, может присутствовать блок ЗКРФ, который также используется для взаимного преобразования переменных систем dq и abc помимо формирования сигнала частоты напряжения сети в точке подключения генерирующей установки, необходимого для регулятора частоты [19, 21]. В таком случае управление аналогичным образом осуществляется уже в синхронно вращающейся системе координат, а синхронизация генерирующей установки выполняется с помощью ЗКРФ. Подобный подход неизбежно наследует проблемы в контексте обеспечения устойчивого функционирования установки в целом, которые обозначены ранее. Кроме того, открытым остается вопрос возможности выполнения одной из основных функций, предопределяющей использование концепции ВСГ в составе САУ СП – функционирование установки в автономном режиме. В связи с этим наиболее перспективным подходом являются разработка и применение реализаций концепции ВСГ без ЗКРФ [32], когда внедряемые объекты генерации на базе ВИЭ становятся ведущими по аналогии с традиционными синхронными генераторами.

Экспериментальное сравнение функционирования моделей виртуального синхронного генератора

Экспериментальные исследования проводились на имитационной модели с использованием программно-аппаратного средства моделирования электромагнитных переходных процессов [33] в стандартной двухмашинной тестовой схеме энергосистемы [34], в которой ГУ с СП подключена к трехфазной электрической сети переменного тока через LCL -фильтр (рис. 1). При этом внешняя сеть воспроизводилась в виде эквивалентного синхронного генератора и линии электропередачи.

Рассматриваемыми моделями ВСГ являлись:

– САУ, управляемые по напряжению (ВСГ110) [16] и току (ВСГ120) [19], без виртуальных сопротивлений;

– САУ, управляемые по напряжению, с виртуальным сопротивлением в виде полных уравнений, учитывающих дифференциальную составляющую (ВСГ210) [17], и в виде упрощенных уравнений (ВСГ211) [18];

– САУ, управляемые по току, с виртуальным сопротивлением в виде полных уравнений, учитывающих дифференциальную составляющую (ВСГ220) [20], и на основе векторной диаграммы (ВСГ221) [21].

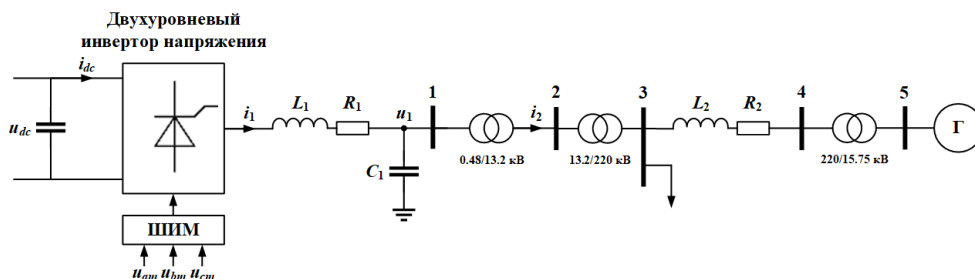


Рис. 1. Схема тестовой энергосистемы

Данные модели представляют из себя основные типы ВСГ, которые широко распространены при проведении различных исследований. Также в структуру данных моделей ВСГ может быть интегрирован алгоритм ограничения выходного тока СП любого доступного типа. В данной статье рассматривался алгоритм, основанный на ограничении амплитуды вектора полного опорного тока [35]. Величина максимального тока задана 1,1 о.е. Для адекватного сравнения настройки обозначенных моделей ВСГ выполнены идентичными в рамках свойств и возможностей каждой структуры.

Изменение напряжения в электрической сети

В рамках первого эксперимента производилась оценка взаимозависимости активной и реактивной мощностей [36]. Для этого воспроизводилось резкое снижение напряжения в точке подключения ГУ с СП на 10 %. Как видно из рис. 2, снижение напряжения приводит к закономерному увеличению выдаваемой реактивной мощности ГУ в связи с наличием канала по отклонению напряжения в структуре моделей ВСГ. При этом все модели ВСГ стремятся к одному значению реактивной мощности (8,7 Мвар) и уровню напряжения (0,944 о.е.).

Выдача необходимой реактивной мощности у моделей ВСГ110 и ВСГ120 происходит значительно быстрее в связи с отсутствием в струк-

туре системы управления виртуальных сопротивлений, однако с наличием перерегулирования. Для моделей ВСГ с виртуальными сопротивлениями из-за формируемой ими задержки характерна большая просадка напряжения после возмущения. При этом введение виртуальных сопротивлений в моделях ВСГ способствует плавному восстановлению напряжения (около 18 с) без перерегулирования по реактивной мощности.

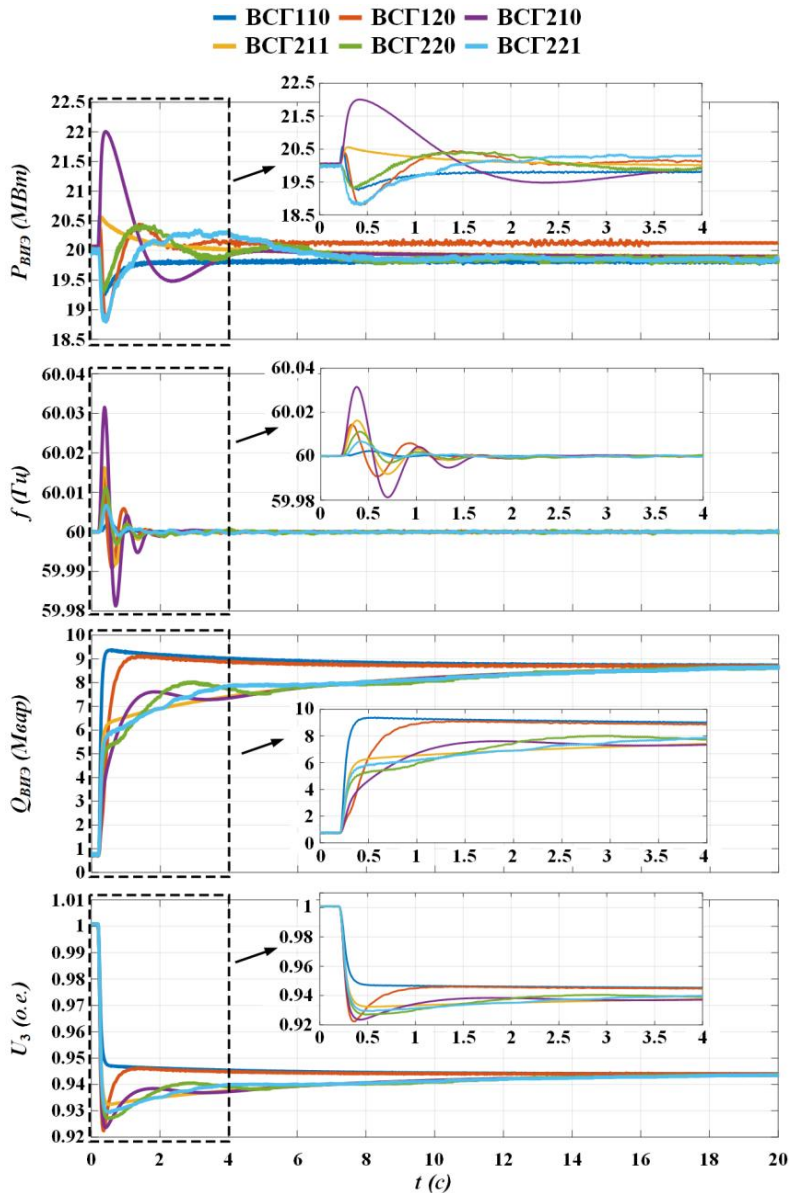


Рис. 2. Осциллограммы процессов при изменении напряжения в сети

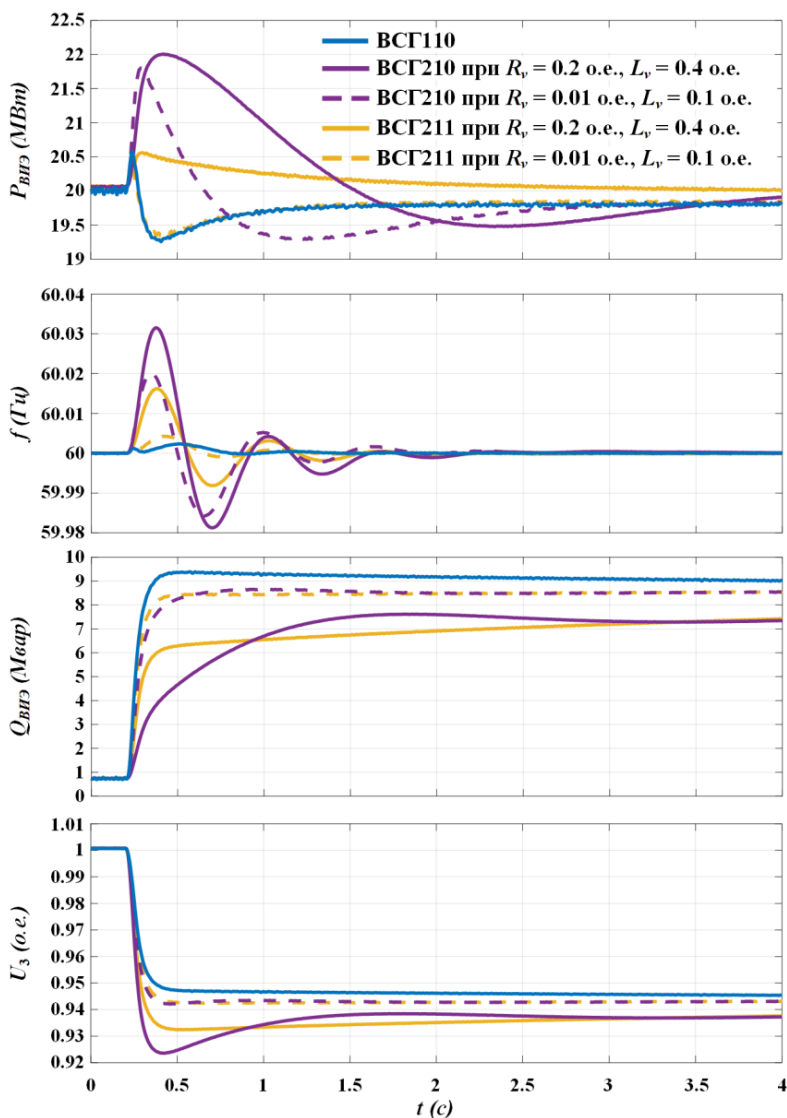


Рис. 3. Осциллограммы процессов для управляемых по напряжению моделей ВСГ при изменении виртуальных сопротивлений

Отличительной особенностью управляемых по напряжению моделей ВСГ210 и ВСГ211 является наличие взаимозависимости активной и реактивной мощностей, которое проявляется в неестественном росте активной мощности при изменении реактивной. Наибольшее увеличение активной мощности характерно для модели ВСГ210 (до 22 МВт). Данный факт приводит к большим колебаниям частоты сети среди моделей ВСГ с виртуальным сопротивлением. Вышеизложенное обуслов-

лено заданными параметрами виртуальных сопротивлений и их соотношением. Для того чтобы уменьшить возникающие отклонения в активной мощности, равно как и взаимосвязь активной и реактивной мощностей в моделях ВСГ210 и ВСГ211, значения виртуальных сопротивлений могут быть уменьшены до уровня, необходимого для достижения желаемого результата (рис. 3). При этом изменение параметров виртуальных сопротивлений всегда ограничено, так как при некоторых величинах виртуальных сопротивлений и, соответственно, их соотношениях возможно возникновение неустойчивости САУ.

Трехфазное короткое замыкание в электрической сети

В данном случае производилась оценка динамического отклика рассматриваемых моделей ВСГ при большом возмущении в сети, а также их возможности по демпфированию возникающих послеаварийных колебаний. Для этого воспроизводилось металлическое трехфазное короткое замыкание (КЗ) длительностью 90 мс вблизи эквивалентного генератора. Полученные результаты представлены на рис. 4. Наилучшее демпфирование колебаний показывает модель ВСГ110, что наглядно видно по изменениям активной мощности, наихудшее – модель ВСГ120.

Учет виртуальных сопротивлений в модели ВСГ210 позволяет уменьшить отклонения частоты на первом и втором колебании в сравнении с ВСГ110 за счет более медленного изменения активной мощности ГУ. Однако затем наблюдается большее перерегулирование по активной мощности (до 28,98 МВт), которое характерно для всех моделей ВСГ с виртуальными сопротивлениями. Последнее ухудшает качество демпфирования послеаварийных колебаний при рассмотрении подобных моделей.

Отдельно стоит отметить принципиально отличающийся характер протекания процессов, полученный для управляемых по току моделей ВСГ с виртуальным сопротивлением. Из представленных результатов видно, что модели ВСГ220 и ВСГ221 позволяют значительно уменьшить величину отклонения частоты, возникающую за время КЗ, что, в частности, обеспечивается за счет большей выдачи реактивной мощности данными моделями в сравнении со всеми другими. Однако подобная реакция моделей ВСГ возникает из-за превышения максимально допустимого тока, который системы управления не успевают отрегулировать в соответствии с заданным алгоритмом ограничения токов.

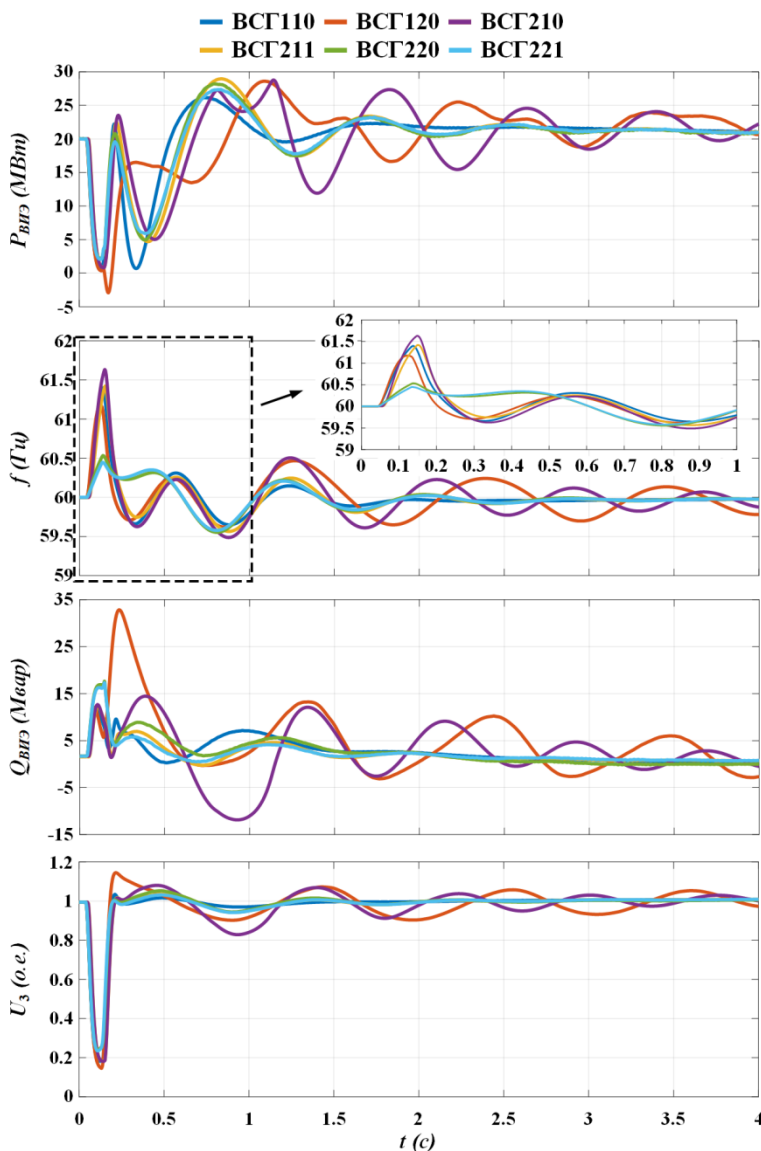


Рис. 4. Осциллограммы процессов при трехфазном КЗ

Последнее возникает в модели BSG220 из-за наличия дифференциальной составляющей с большой постоянной времени в контуре воспроизведения модели СМ и из-за малых коэффициентов в структуре ПИ-регулятора внутреннего контура управления током, а в модели BSG221 – только из-за коэффициентов ПИ-регулятора.

На рис. 5 приведены изменения полного выходного тока генерирующих установок при разных моделях ВСГ, из которого видно, что

все модели ВСГ, кроме ВСГ220 и ВСГ221, за счет больших коэффициентов в структуре их САУ регулируют выходной ток для соблюдения условий по допустимому максимальному току. При этом для моделей ВСГ023 и ВСГ0231 характерно превышение выходного тока относительно допустимого более чем в 1,5 раза. Величина выходного тока в таком случае определяется только мгновенной реакцией САУ на изменение внешних условий работы ГУ.

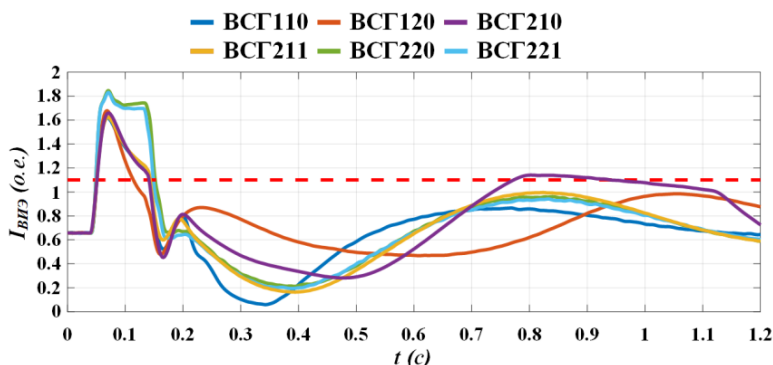


Рис. 5. Выходной ток ГУ с СП при трехфазном КЗ

При этом увеличение коэффициентов в структуре ПИ-регулятора внутреннего контура управления током моделей ВСГ220 и ВСГ221 до аналогичного уровня, что и других моделей, не является возможным, поскольку в таком случае наблюдается неустойчивость работы САУ. Изменение значений виртуальных сопротивлений также не позволяет достигнуть необходимого быстродействия. Причем их уменьшение может приводить к неустойчивости модели ВСГ в исходном доаварийном режиме. Неустойчивость в обоих случаях выражается в раскачивании и дальнейшей потере синхронизма ГУ.

Таким образом, управляемые по току модели ВСГ с виртуальным сопротивлением не позволяют обеспечить адекватное функционирование ГУ с СП в режимах КЗ из-за отсутствия быстродействующей реакции системы управления, необходимой для ограничения выходного тока.

Заключение

Внедрение ГУ на базе ВИЭ с СП в современные энергосистемы приводит к заметным изменениям в их динамических свойствах и характеристиках. При этом влияние ГУ с СП на различные аспекты функционирования энергосистем преимущественно определяется

структурой ее САУ. Применение классической структуры САУ, предполагающей применение ЗКРФ, ставит определенные вызовы, которые непосредственно связаны с обеспечением устойчивости как самой ГУ, так и энергосистемы в целом, что особенно актуально для слабых сетей. В связи с этим одним из вариантов ухода от классической структуры является реализация концепции ВСГ для СП. Основным преимуществом ВСГ является изменение самого подхода к управлению ГУ с СП, при котором преобразователь становится ведущим, а не ведомым сетью. В статье приведен краткий обзор основных на данный момент направлений в области разработки концепции ВСГ. Также по результатам экспериментального сравнения различных структур ВСГ выявлено, что для моделей ВСГ, управляемых по напряжению, с виртуальными сопротивлениями характерно наличие взаимозависимости в управлении активной и реактивной мощности, которую можно уменьшить за счет изменения значений виртуальных сопротивлений.

В случае большого возмущения для моделей ВСГ, управляемых по току, с виртуальными сопротивлениями получено, что структура данных моделей и, как следствие, параметры ее настройки не позволяют осуществлять быстродействующее регулирование выходного тока при его превышении.

Таким образом, для обозначенных моделей ВСГ необходимо изменять их структуру или разрабатывать дополнительные алгоритмы управления, чтобы обеспечивать адекватное функционирование ГУ с СП в случае больших возмущений.

Библиографический список

1. Анализ влияния возобновляемых источников энергии с силовыми преобразователями на процессы в современных энергосистемах / Н.Ю. Рубан, А.Б. Аскарлов, М.В. Андреев, А.В. Киевец, В.Е. Рудник // Вестник Пермского национального исследовательского политехнического университета. Электротехника, информационные технологии, системы управления. – 2020. – № 36. – Р. 7–30. DOI: 10.15593/2224-9397/2020.4.01

2. Фролов М.Ю., Фишов А.Г., Энхсайхан Э. Совместимость динамических характеристик традиционной и электронной генерации в электроэнергетических системах // Вестник Иркутск. гос. техн. ун-та. – 2019. – Т. 23, № 6 (149). – С. 1175–1186. DOI: 10.21285/1814-3520-2019-6-1175-1186

3. Воропай Н.И. Направления и проблемы трансформации электроэнергетических систем // *Электричество*. – 2020. – № 7. – С. 12–21. DOI: 10.24160/0013-5380-2020-7-12-21
4. ERCOT subsynchronous resonance topology and frequency scan tool development / Y. Cheng, S. Huang, J. Rose, V.A. Pappu, J. Conto // *IEEE Power and Energy Society General Meeting*. – 2016. – P. 1–5. DOI: 10.1109/PESGM.2016.7741951
5. Яндульский А.С., Марченко А.А., Нестерко А.Б. Оценка динамических характеристик многомашинных электроэнергетических систем на основе данных системы мониторинга переходных режимов // *Научные труды Винниц. нац. техн. ун-та*. – 2014. – № 4. – С. 1–9.
6. Илюшин П.В., Симонов А.В. О функционировании распределенных источников энергии с силовыми преобразователями в составе энергосистем и изолированных энергорайонов // *Релейная защита и автоматизация*. – 2020. – № 2 (39). – С. 30–38.
7. Оценка влияния ветроэлектростанций на изменение суммарной инерции электроэнергетической системы / И.А. Разживин, Н.Ю. Рубан, В.Е. Рудник, А.С. Гусев // *Вестник Иркутск. гос. техн. ун-та*. – 2021. – Т. 25, № 2 (157). – С. 220–234. DOI: 10.21285/1814-3520-2021-2-220-234
8. Power system inertia estimation: Review of methods and the impacts of converter-interfaced generations / B. Tan, J. Zhao, M. Netto, V. Krishnan, V. Terzija, Y. Zhang // *International Journal of Electrical Power and Energy Systems*. – 2022. – № 134. – 107362. DOI: 10.1016/j.ijepes.2021.107362
9. Климаш В.С., Тху Йе М. Обобщенное математическое описание и моделирование тиристорных преобразователей, ведомых сетью // *Электротехнические системы и комплексы*. – 2016. – № 4 (33). – С. 78–86. DOI: 10.18503/2311-8318-2016-4(33)-78-86
10. Definition and classification of power system stability – revisited & extended / N. Hatziaargyriou [et al.] // *IEEE Transactions on Power Systems*. – 2021. – № 36 (4). – P. 3271–3281. DOI: 10.1109/TPWRS.2020.3041774
11. Li Y., Fan L., Miao Z. Wind in weak grids: low-frequency oscillations, subsynchronous oscillations, and torsional interactions // *IEEE Transactions on Power Systems*. – 2020. – № 35 (1). – P. 109–118. DOI: 10.1109/TPWRS.2019.2924412

12. Subsynchronous interaction between direct-drive PMSG based wind farms and weak AC networks / H. Liu [et al.] // *IEEE Transactions on Power Systems*. – 2017. – № 32 (6). – P. 4708–4720. DOI: 10.1109/TPWRS.2017.2682197

13. Grid forming inverter modeling, control and applications / D.B. Rathnayake [et al.] // *IEEE Access*. – 2021. – № 9. – P. 114781–114807. DOI: 10.1109/ACCESS.2021.3104617

14. Шескин Е.Б. Проблемы использования потенциала возобновляемых источников энергии для регулирования частоты в электрических системах // *Известия НТЦ Единой энергетической системы*. – 2019. – № 1 (80). – С. 97–104.

15. Chen M., Zhou D., Blaabjerg F. Modelling, implementation, and assessment of virtual synchronous generator in power systems // *Journal of Modern Power Systems and Clean Energy*. – 2020. – № 8 (3). – P. 399–411. DOI: 10.35833/MPCE.2019.000592

16. D'Arco S., Suul J.A., Fosso O.B. Control system tuning and stability analysis of virtual synchronous machines // *IEEE Energy Conversion Congress and Exposition*. – 2013. – P. 2664–2671. DOI: 10.1109/ECCE.2013.6647045

17. Wang D., Wu H. Application of virtual synchronous generator technology in microgrid // *IEEE 8th International Power Electronics and Motion Control Conference*. – 2016. – P. 3142–3148. DOI: 10.1109/IPEMC.2016.7512798

18. D'Arco S., Suul J.A., Fosso O.B. A Virtual synchronous machine implementation for distributed control of power converters in SmartGrids // *Electric Power Systems Research*. – 2015. – № 122. – P. 180–197. DOI: 10.1016/j.epsr.2015.01.001

19. Sequence impedance modeling and stability comparative analysis of voltage-controlled VSGs and current-controlled VSGs / W. Wu [et al.] // *IEEE Transactions on Industrial Electronics*. – 2019. – № 66 (8). – P. 6460–6472. DOI: 10.1109/TIE.2018.2873523

20. Impedance analysis and stabilization of virtual synchronous generators with different DC-Link voltage controllers under weak grid / J. Guo [et al.] // *IEEE Transactions on Power Electronics*. – 2021. – № 36(10). – P. 11397–11408. DOI: 10.1109/TPEL.2021.3070038

21. A grid-connected inverter with virtual synchronous generator model of algebraic type / Y. Hirase, K. Abe, K. Sugimoto, Y. Shindo //

Electrical Engineering in Japan. – 2013. – № 184 (4). – P. 10–21. DOI: 10.1002/ej.22428

22. Rajamand S. Synchronous generator control concept and modified droop for frequency and voltage stability of microgrid including inverter-based DGs // Journal of Electrical Engineering and Technology. – 2020. – № 15 (3). – P. 1035–1044. DOI: 10.1007/s42835-020-00383-z

23. D'Arco S., Suul J.A. Virtual synchronous machines – classification of implementations and analysis of equivalence to droop controllers for microgrids // IEEE Grenoble Conference. – 2013. – P. 1–7. DOI: 10.1109/PTC.2013.6652456

24. Mandrile F., Carpaneto E., Bojoi R. Grid-Feeding inverter with simplified virtual synchronous compensator providing grid services and grid support // IEEE Transactions on Industry Applications. – 2021. – № 57 (1). – P. 559–569. DOI: 10.1109/TIA.2020.3028334

25. Adaptive reactive power control of PV power plants for improved power transfer capability under ultra-weak grid conditions / D. Yang, X. Wang, F. Liu, K. Xin, Y. Liu, F. Blaabjerg // IEEE Transactions on Smart Grid. – 2019. – № 10 (2). – P. 1269–1279. DOI: 10.1109/TSG.2017.2762332

26. Wang X., Yue M., Muljadi E. PV generation enhancement with a virtual inertia emulator to provide inertial response to the grid // IEEE Energy Conversion Congress and Exposition. – 2014. – P. 17–23. DOI: 10.1109/ECCE.2014.6953370

27. Hesse R., Turschner D., Beck H.-P. Micro grid stabilization using the virtual synchronous machine (VISMA) // Renewable Energy and Power Quality Journal. – 2009. – № 1 (7). – P. 676–681. DOI: 10.24084/repqj07.472

28. Baruwa M., Fazeli M. Impact of virtual synchronous machines on low-frequency oscillations in power systems // IEEE Transactions on Power Systems. – 2021. – № 36 (3). – P. 1934–1946. DOI: 10.1109/TPWRS.2020.3029111

29. Low-voltage ride-through control strategy for a virtual synchronous generator based on smooth switching / K. Shi, W. Song, P. Xu, R. Liu, Z. Fang, Y. Ji // IEEE Access. – 2017. – № 6. – P. 2703–2711. DOI: 10.1109/ACCESS.2017.2784846

30. Comparison of methods for implementing virtual synchronous machine on inverters / Y. Chen, R. Hesse, D. Turschner, H.-P. Beck // Re-

newable Energy and Power Quality Journal. – 2012. – № 1 (10). – P. 734–739. DOI: 10.24084/REPQJ10.453

31. Пронин М.В., Воронцов А.Г., Крутяков Е.А. Силовые полностью управляемые полупроводниковые преобразователи (моделирование и расчет). – СПб.: Электросила, 2003. – 171 с.

32. Performance assessment of grid-forming and grid-following converter-interfaced battery energy storage systems on frequency regulation in low-inertia power grids / Y. Zuo, Z. Yuan, F. Sossan, A. Zecchino, R. Cherkaoui, M. Paolone // Sustainable Energy, Grids and Networks. – 2021. – № 27. – 100496. DOI: 10.1016/j.segan.2021.100496

33. Аскарлов А.Б., Суворов А.А., Андреев М.В. Применение все-режимного моделирующего комплекса для энергосистем с распределенной генерацией // Вестник Иркутск. гос. техн. ун-та. – 2019. – Т. 23. – № 1 (144). – С. 75–89. DOI: 10.21285/1814-3520-2019-1-75-89

34. Танфильев О.В., Филиппова Т.А., Танфильева Д.В. Особенности параметрирования автоматики ликвидации асинхронного хода в неполнофазных режимах // Научный вестник Новосибир. гос. техн. ун-та. – 2018. – № 2 (71). – С. 175–187. DOI: 10.17212/1814-1196-2018-2-175-187

35. Gkountaras A., Dieckerhoff S., Sezi T. Evaluation of current limiting methods for grid forming inverters in medium voltage microgrids // IEEE Energy Conversion Congress and Exposition. – 2015. – P. 1223–1230. DOI: 10.1109/ECCE.2015.7309831

36. Mo O., D'Arco S., Suul J.A. Evaluation of virtual synchronous machines with dynamic or quasi-stationary machine models // IEEE Transactions on Industrial Electronics. – 2017. – № 64 (7). – P. 5952–5962. DOI: 10.1109/TIE.2016.2638810

References

1. Ruban N.Iu., Askarov A.B., Andreev M.V., Kievets A.V., Rudnik V.E. Analiz vliianiia vozobnovliaemykh istochnikov energii s silovymi preobrazovateliami na protsessy v sovremennykh energo-sistemakh [Analysis of impact of renewable energy sources with power converters on the processes in modern electric power systems]. *Vestnik Permskogo natsional'nogo issledovatel'skogo politekhnicheskogo universiteta. Elektrotehnika, informatsionnye tekhnologii, sistemy upravleniia*, 2020, no. 36, pp. 7-30. DOI: 10.15593/2224-9397/2020.4.01

2. Frolov M.Iu., Fishov A.G., Enkhsaikhan E. Sovmestimost' dinamicheskikh kharakteristik traditsionnoi i elektronnoi generatsii v elektroenergeticheskikh sistemakh [Compatibility of traditional and electronic generation dynamic characteristics in electric power systems]. *Vestnik Irkutskogo gosudarstvennogo tekhnicheskogo universiteta*, 2019, vol. 23, no. 6 (149), pp. 1175-1186. DOI: 10.21285/1814-3520-2019-6-1175-1186

3. Voropai N.I. Napravleniia i problemy transformatsii elektroenergeticheskikh sistem [Prospects and problems of electric power system transformations]. *Elektrichestvo*, 2020, no. 7, pp. 12-21. DOI: 10.24160/0013-5380-2020-7-12-21

4. Cheng Y., Huang S., Rose J., Pappu V.A., Conto J. ERCOT subsynchronous resonance topology and frequency scan tool development. *IEEE Power and Energy Society General Meeting*, 2016, pp. 1-5. DOI: 10.1109/PESGM.2016.7741951

5. Iandul'skii A.S., Marchenko A.A., Nesterko A.B. Otsenka dinamicheskikh kharakteristik mnogomashinnykh elektroenergeticheskikh sistem na osnove dannykh sistemy monitoringa perekhodnykh rezhimov [Evaluation of the dynamic characteristics of multi-machine electric power systems based on the data of the transient monitoring system]. *Nauchnye trudy Vinnitskogo natsional'nogo tekhnicheskogo universiteta*, 2014, no. 4, pp. 1-9.

6. Iliushin P.V., Simonov A.V. O funktsionirovanii raspredelennykh istochnikov energii s silovymi preobrazovateliami v sostave energosistem i izolirovannykh energoraionov [Functioning of power converter-equipped distributed energy sources in power systems and islanded area]. *Releinaia zashchita i avtomatizatsiia*, 2020, no. 2 (39), pp. 30-38.

7. Razzhivin I.A., Ruban N.Iu., Rudnik V.E., Gusev A.S. Otsenka vliianiia vetroelektrostantsii na izmenenie summarnoi inertsiu elektroenergeticheskoi sistemy [Evaluation of the effect of wind-operated power plants on the total inertia of an electric power system]. *Vestnik Irkutskogo gosudarstvennogo tekhnicheskogo universiteta*, 2021, vol. 25, no. 2 (157), pp. 220-234. DOI: 10.21285/1814-3520-2021-2-220-234

8. Tan B., Zhao J., Netto M., Krishnan V., Terzija V., Zhang Y. Power system inertia estimation: Review of methods and the impacts of converter-interfaced generations. *International Journal of Electrical Power and Energy Systems*, 2022, no. 134, 107362. DOI: 10.1016/j.ijepes.2021.107362

9. Klimash V.S., Tkhu Ie M. Obobshchennoe matematicheskoe opisanie i modelirovanie tiristornykh preobrazovatelei, vedomykh set'iu

[Generic mathematical description and modeling of thyristor converters controlled by power line]. *Elektrotekhnicheskie sistemy i komplekсы*, 2016, no. 4 (33), pp. 78-86. DOI: 10.18503/2311-8318-2016-4(33)-78-86

10. Hatzargyriou N. et al. Definition and classification of power system stability - revisited & extended. *IEEE Transactions on Power Systems*, 2021, no. 36 (4), pp. 3271-3281. DOI: 10.1109/TPWRS.2020.3041774

11. Li Y., Fan L., Miao Z. Wind in weak grids: low-frequency oscillations, subsynchronous oscillations, and torsional interactions. *IEEE Transactions on Power Systems*, 2020, no. 35 (1), pp. 109-118. DOI: 10.1109/TPWRS.2019.2924412

12. Liu H. et al. Subsynchronous interaction between direct-drive PMSG based wind farms and weak AC networks. *IEEE Transactions on Power Systems*, 2017, no. 32 (6), pp. 4708-4720. DOI: 10.1109/TPWRS.2017.2682197

13. Rathnayake D.B. et al. Grid forming inverter modeling, control and applications. *IEEE Access*, 2021, no. 9, pp. 114781-114807. DOI: 10.1109/ACCESS.2021.3104617

14. Sheskin E.B. Problemy ispol'zovaniia potentsiala vozobnovliaemykh istochnikov energii dlia regulirovaniia chastoty v elektricheskikh sistemakh [Problems of using the potential of renewable energy sources for frequency control in electrical systems]. *Izvestiia NTTs Edinoi energeticheskoi sistemy*, 2019, no. 1 (80), pp. 97-104.

15. Chen M., Zhou D., Blaabjerg F. Modelling, implementation, and assessment of virtual synchronous generator in power systems. *Journal of Modern Power Systems and Clean Energy*, 2020, no. 8 (3), pp. 399-411. DOI: 10.35833/MPCE.2019.000592

16. D'Arco S., Suul J.A., Fosso O.B. Control system tuning and stability analysis of virtual synchronous machines. *IEEE Energy Conversion Congress and Exposition*, 2013, pp. 2664-2671. DOI: 10.1109/ECCE.2013.6647045

17. Wang D., Wu H. Application of virtual synchronous generator technology in microgrid. *IEEE 8th International Power Electronics and Motion Control Conference*, 2016, pp. 3142-3148. DOI: 10.1109/IPEMC.2016.7512798

18. D'Arco S., Suul J.A., Fosso O.B. A Virtual synchronous machine implementation for distributed control of power converters in SmartGrids. *Electric Power Systems Research*, 2015, no. 122, pp. 180-197. DOI: 10.1016/j.epsr.2015.01.001

19. Wu W. et al. Sequence impedance modeling and stability comparative analysis of voltage-controlled VSGs and current-controlled VSGs. *IEEE Transactions on Industrial Electronics*, 2019, no. 66 (8), pp. 6460-6472. DOI: 10.1109/TIE.2018.2873523

20. Guo J. et al. Impedance analysis and stabilization of virtual synchronous generators with different DC-Link voltage controllers under weak grid. *IEEE Transactions on Power Electronics*, 2021, no. 36(10), pp. 11397-11408. DOI: 10.1109/TPEL.2021.3070038

21. Hirase Y., Abe K., Sugimoto K., Shindo Y. A grid-connected inverter with virtual synchronous generator model of algebraic type. *Electrical Engineering in Japan*, 2013, no. 184 (4), pp. 10-21. DOI: 10.1002/eej.22428

22. Rajamand S. Synchronous generator control concept and modified droop for frequency and voltage stability of microgrid including inverter-based DGs. *Journal of Electrical Engineering and Technology*, 2020, no. 15 (3), pp. 1035-1044. DOI: 10.1007/s42835-020-00383-z

23. D'Arco S., Suul J.A. Virtual synchronous machines – classification of implementations and analysis of equivalence to droop controllers for microgrids. *IEEE Grenoble Conference*, 2013, pp. 1-7. DOI: 10.1109/PTC.2013.6652456

24. Mandrile F., Carpaneto E., Bojoi R. Grid-Feeding inverter with simplified virtual synchronous compensator providing grid services and grid support. *IEEE Transactions on Industry Applications*, 2021, no. 57 (1), pp. 559-569. DOI: 10.1109/TIA.2020.3028334

25. Yang D., Wang X., Liu F., Xin K., Liu Y., Blaabjerg F. Adaptive reactive power control of PV power plants for improved power transfer capability under ultra-weak grid conditions. *IEEE Transactions on Smart Grid*, 2019, no. 10 (2), pp. 1269-1279. DOI: 10.1109/TSG.2017.2762332

26. Wang X., Yue M., Muljadi E. PV generation enhancement with a virtual inertia emulator to provide inertial response to the grid. *IEEE Energy Conversion Congress and Exposition*, 2014, pp. 17-23. DOI: 10.1109/ECCE.2014.6953370

27. Hesse R., Turschner D., Beck H.-P. Micro grid stabilization using the virtual synchronous machine (VISMA). *Renewable Energy and Power Quality Journal*, 2009, no. 1 (7), pp. 676-681. DOI: 10.24084/repqj07.472

28. Baruwa M., Fazeli M. Impact of virtual synchronous machines on low-frequency oscillations in power systems. *IEEE Transactions on Power Systems*, 2021, no. 36 (3), pp. 1934-1946. DOI: 10.1109/TPWRS.2020.3029111

29. Shi K., Song W., Xu P., Liu R., Fang Z., Ji Y. Low-voltage ride-through control strategy for a virtual synchronous generator based on smooth switching. *IEEE Access*, 2017, no. 6, pp. 2703-2711. DOI: 10.1109/ACCESS.2017.2784846

30. Chen Y., Hesse R., Turschner D., Beck H.-P. Comparison of methods for implementing virtual synchronous machine on inverters. *Renewable Energy and Power Quality Journal*, 2012, no. 1 (10), pp. 734-739. DOI: 10.24084/REPQJ10.453

31. Pronin M.V., Vorontsov A.G., Krutiakov E.A. Silovye polnost'iu upravliaemye poluprovodnikovye preobrazovateli (modelirovanie i raschet) [Power fully controlled semiconductor converters (simulation and calculation)]. Saint Petersburg: Elektrosila, 2003, 171 p.

32. Zuo Y., Yuan Z., Sossan F., Zecchino A., Cherkaoui R., Paolone M. Performance assessment of grid-forming and grid-following converter-interfaced battery energy storage systems on frequency regulation in low-inertia power grids. *Sustainable Energy, Grids and Networks*, 2021, no. 27, 100496. DOI: 10.1016/j.segan.2021.100496

33. Askarov A.B., Suvorov A.A., Andreev M.V. Primenenie vserezhimnogo modeliruiushchego kompleksa dlia energosistem s raspredelennoi generatsiei [Use of all-mode modeling complex for power systems with distributed generation]. *Vestnik Irkutskogo gosudarstvennogo tekhnicheskogo universiteta*, 2019, vol. 23, no. 1 (144), pp. 75-89. DOI: 10.21285/1814-3520-2019-1-75-89

34. Tanfil'ev O.V., Filippova T.A., Tanfil'eva D.V. Osobennosti parametrirovaniia avtomatiki likvidatsii asinkhronnogo khoda v nepolnofaznykh rezhimakh [Out-of-step detection setting principles in open-phase operating conditions]. *Nauchnyi vestnik Novosibirskogo gosudarstvennogo tekhnicheskogo universiteta*, 2018, no. 2 (71), pp. 175-187. DOI: 10.17212/1814-1196-2018-2-175-187

35. Gkountaras A., Dieckerhoff S., Sezi T. Evaluation of current limiting methods for grid forming inverters in medium voltage microgrids. *IEEE Energy Conversion Congress and Exposition*, 2015, pp. 1223-1230. DOI: 10.1109/ECCE.2015.7309831

36. Mo O., D'Arco S., Suul J.A. Evaluation of virtual synchronous machines with dynamic or quasi-stationary machine models. *IEEE Transactions on Industrial Electronics*, 2017, no. 64 (7), pp. 5952-5962. DOI: 10.1109/TIE.2016.2638810

Сведения об авторах

Аскарлов Алишер Бахрамжонович (Томск, Россия) – аспирант отделения электроэнергетики и электротехники Инженерной школы энергетики Национального исследовательского Томского политехнического университета (634050, Томск, пр. Ленина, 30, e-mail: aba7@tpu.ru).

Суворов Алексей Александрович (Томск, Россия) – кандидат технических наук, доцент отделения электроэнергетики и электротехники Инженерной школы энергетики Национального исследовательского Томского политехнического университета (634050, Томск, пр. Ленина, 30, e-mail: suvorovaa@tpu.ru).

Андреев Михаил Владимирович (Томск, Россия) – кандидат технических наук, доцент, доцент отделения электроэнергетики и электротехники Инженерной школы энергетики Национального исследовательского Томского политехнического университета (634050, Томск, пр. Ленина, 30, e-mail: andreevmv@tpu.ru).

Гусев Александр Сергеевич (Томск, Россия) – доктор технических наук, профессор, профессор отделения электроэнергетики и электротехники Инженерной школы энергетики Национального исследовательского Томского политехнического университета (634050, Томск, пр. Ленина, 30, e-mail: gusev_as@tpu.ru).

About the authors

Alisher B. Askarov (Tomsk, Russian Federation) – Graduate Student of Division for Power and Electrical Engineering School of Energy & Power Engineering National Research Tomsk Polytechnic University (634050, Tomsk, 30, Lenina ave., e-mail: aba7@tpu.ru).

Aleksey A. Suvorov (Tomsk, Russian Federation) – Ph. D. in Technical Sciences, Associate Professor of Division for Power and Electrical Engineering School of Energy & Power Engineering National Research Tomsk Polytechnic University (634050, Tomsk, 30, Lenina ave., e-mail: suvorovaa@tpu.ru).

Mikhail V. Andreev (Tomsk, Russian Federation) – Ph. D. in Technical Sciences, Associate Professor of Division for Power and Electrical Engineering, School of Energy & Power Engineering, National Research Tomsk Polytechnic University (634050, Tomsk, 30, Lenina ave., e-mail: andreevmv@tpu.ru).

Aleksandr S. Gusev (Tomsk, Russian Federation) – Doctor of Technical Sciences, Professor of Division for Power and Electrical Engineering, School of Energy & Power Engineering, National Research Tomsk Polytechnic University (634050, Tomsk, 30, Lenina ave., e-mail: gusev_as@tpu.ru).

Поступила 02.11.2021

Одобрена 10.01.2022

Принята к публикации 20.06.2022

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

Конфликт интересов. Авторы заявляют об отсутствии конфликта интересов по отношению к статье.

Вклад авторов. Все авторы сделали эквивалентный вклад в подготовку публикации.