

УДК 621.311.001

DOI: 10.15593/2224-9397/2020.4.01

**Н.Ю. Рубан, А.Б. Аскарлов, М.В. Андреев,
А.В. Киевец, В.Е. Рудник**

Национальный исследовательский Томский политехнический университет,
Томск, Россия

АНАЛИЗ ВЛИЯНИЯ ВОЗОБНОВЛЯЕМЫХ ИСТОЧНИКОВ ЭНЕРГИИ С СИЛОВЫМИ ПРЕОБРАЗОВАТЕЛЯМИ НА ПРОЦЕССЫ В СОВРЕМЕННЫХ ЭНЕРГОСИСТЕМАХ

Одним из перспективных направлений развития современных электроэнергетических систем является использование в их структуре возобновляемых источников энергии. Среди возобновляемых источников энергии наибольшее распространение получают установки, в составе которых присутствуют силовые преобразователи, основанные на статических преобразователях напряжения и обеспечивающие подключение данных источников энергии к сети. При этом подобные установки обладают динамическими свойствами, разительно отличающимися от аналогичных свойств традиционных источников генерации и, соответственно, оказывают совершенно иное влияние на энергосистемы в целом. **Цель исследования:** проведение предварительного анализа влияния внедрения возобновляемых источников энергии с силовыми преобразователями в их составе на протекание переходных процессов в современных энергосистемах. Для проведения исследований использовался **метод** математического моделирования энергосистем, основой для осуществления детального и достоверного моделирования являлся гибридный программно-аппаратный моделирующий комплекс – всережимный моделирующий комплекс реального времени электроэнергетических систем. **Результаты:** было рассмотрено несколько вариантов внедрения возобновляемых источников энергии на примере тестовой модели энергосистемы большой размерности и определено влияние их установки на скорость изменения частоты, уровень послеаварийных колебаний в энергосистеме, а также на частоту скольжения асинхронного хода. **Практическая значимость** выполненных исследований состоит в возможности их применения для выработки определённых рекомендаций по настройке устройств автоматики энергосистем, оптимальная и эффективная работа которых напрямую зависит от полноты и достоверности информации об едином непрерывном спектре нормальных и аномальных квазиустановившихся и переходных процессов в современных электроэнергетических системах с возобновляемыми источниками энергии.

Ключевые слова: электроэнергетическая система, возобновляемые источники энергии, ветроэнергетическая установка, математическое моделирование, переходные процессы, асинхронный режим.

**N.Yu. Ruban, A.B. Askarov, M.V. Andreev,
A.V. Kievets, V.E. Rudnik**

National Research Tomsk Polytechnic University, Tomsk, Russian Federation

ANALYSIS OF IMPACT OF RENEWABLE ENERGY SOURCES WITH POWER CONVERTERS ON THE PROCESSES IN MODERN ELECTRIC POWER SYSTEMS

One of the promising areas of modern electric power systems development is the use of renewable energy sources in their structure. Among renewable energy sources, the most widespread are installations that include power converters based on static voltage converters and providing connection of these energy sources to the network. At the same time, such installations have dynamic properties that are strikingly different from those of conventional generation sources and, accordingly, have a completely different impact on the power system in general. The **purpose** of the research is to carry out a preliminary analysis of the impact of penetration of renewable energy sources with power converters in their topology on the behavior of transients in modern power systems. The **method** of power systems mathematical modeling was used for research, the basis for the implementation of detailed and reliable modeling was a hybrid hardware and software modeling – Hybrid Real-Time Power System Simulator. **Results:** several options for the penetration of renewable energy sources were considered on the example of a test model of a large-scale power system and the impact of their integration on the rate of change of frequency, the level of post-emergency oscillations in the power system, and the frequency of power swings was determined. The **practical significance** of the performed studies is that it can be used to develop specific recommendations for power system automation' tuning, the optimal and efficient operation of which directly depends on the comprehensiveness and reliability of information about a single continuous spectrum of normal and abnormal steady-state and transient processes in modern electric power systems with renewable energy sources.

Keywords: electric power system, renewable energy sources, wind power generator, mathematical modeling, transients, asynchronous operation.

Введение. В настоящее время современные тенденции по развитию электроэнергетической отрасли, заключающиеся в интеграции всё большего числа объектов распределённой генерации (РГ), в частности, с применением возобновляемых источников энергии (ВИЭ), и установке в электрической сети технологий управляемых гибких электропередач переменного тока (устройств FACTS – Flexible Alternative Current Transmission Systems), закономерно приводят к значительному преобразованию и усложнению электроэнергетических систем (ЭЭС) [1]. Внедрение большого объёма генерирующих объектов на базе ВИЭ в существующие ЭЭС уже сейчас является одним из наиболее перспективных направлений в странах Европы, Китае, США и др., а в долгосрочной перспективе подобная ситуация будет актуальна и для «Единой энергетической системы России». Данный факт в первую очередь связан с не-

прерывно растущим энергопотреблением, а также ограниченностью и дороговизной ископаемых ресурсов. На данный момент ветроэнергетические установки (ВЭУ) являются одним из наиболее распространённых и развитых видов ВИЭ. Темпы интеграции ВЭУ различного типа и мощности являются достаточно значительными во многих странах мира. Согласно данным Всемирной ветроэнергетической ассоциации (World Wind Energy Association, WWEA), на конец 2019 года суммарная установленная мощность ВЭУ в мире составила порядка 651 ГВт [2]. В течение года более чем в 40 странах мира было ведено около 60 ГВт новых мощностей. Таким образом, ВЭУ, объединяемые в крупные ветроэлектростанции (ВЭС), в ряде стран стали неотъемлемой частью национальных ЭЭС, поэтому далее в статье делается акцент на рассмотрении данного наиболее перспективного вида ВИЭ, в топологии которого, в частности, присутствуют силовые преобразователи.

1. Влияние ВИЭ с силовыми преобразователями на ЭЭС.

С целью классификации различных ВЭУ Международной электротехнической комиссией был разработан стандарт [3], касающийся определения общих (стандартных) динамических моделей для ВЭУ. Согласно стандарту и положениям международной организации IEEE [4] принято классифицировать ВЭУ по типу электрической машины, используемой в её топологии, в соответствии с рис. 1.

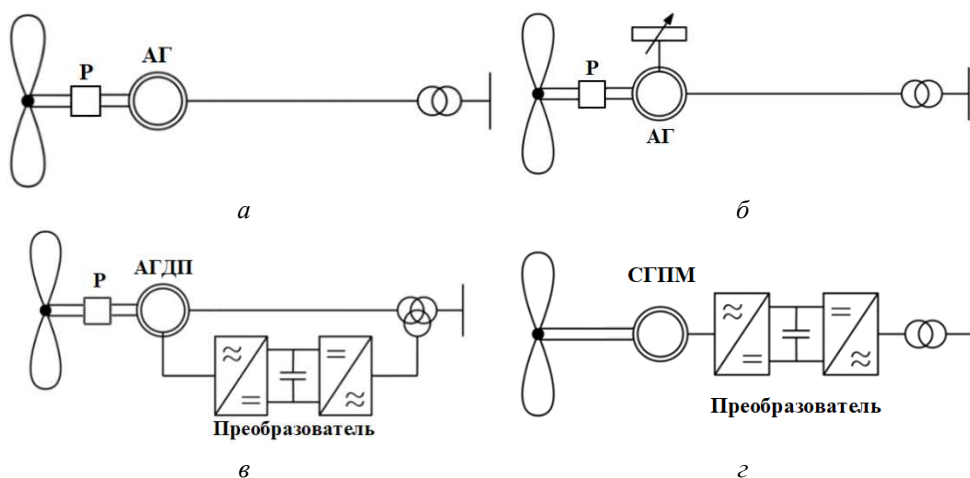


Рис. 1. Общая концепция моделей ВЭУ: *a* – 1-й тип: на базе асинхронного генератора (АГ) с короткозамкнутым ротором и редуктором (Р), *б* – 2-й тип: на базе асинхронного генератора с фазным ротором, *в* – 3-й тип: на базе асинхронного генератора двойного питания (АГДП), *z* – 4-й тип: на базе синхронного генератора на постоянных магнитах (СППМ)

Ряд технических ограничений ВЭУ 1-го и 2-го типов обусловил предел наращивания их единичной мощности, что привело к необходимости разработки новых, более сложных технических решений – ВЭУ 3-го и 4-го типов. При этом статистика показывает, что наиболее распространённой топологией ВЭУ, используемой в различных ЭЭС, является ВЭУ 4-го типа – их общая доля в мире составляет более 35 % [5]. Это связано с неоспоримыми преимуществами данного типа ВЭУ, которые обеспечиваются за счёт подключения ветрогенератора к сети через силовой преобразователь [6, 7], основанный на статических преобразователях напряжения.

В то же время полная развязка генератора в ВЭУ 4-го типа от остальной части ЭЭС с помощью преобразователя исключает влияние электрической и механической (ветротурбина) частей генератора на динамику протекания процессов в ЭЭС [8]. Таким образом, данные ВЭУ изолированы от основной электрической сети и, следовательно, оказывают совершенно иное влияние на общую инерцию энергосистемы по сравнению с традиционными источниками энергии (тепловые, гидравлические и атомные электростанции), которые подключаются к сети напрямую. Подобное относится и к фотоэлектрическим установкам [9], использующим энергию солнца, а также в некоторых случаях и к объектам РГ на основе газотурбинных установок [10], в составе которых используются аналогичные силовые преобразователи.

В случае замещения традиционных электростанций с помощью ВЭС с ВЭУ 4-го типа общая эквивалентная постоянная инерция энергосистемы может значительно уменьшиться [11], что подтверждается классической формулой для её расчёта (1):

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

где $T_{J,i}$ и S_i – постоянная инерции и номинальная полная мощность i -го генерирующего объекта, n – общее количество генерирующих объектов, подключенных к сети, $S_{\text{ЭЭС}}$ – полная мощность энергосистемы, которая равна сумме номинальных мощностей работающих агрегатов.

Таким образом, при увеличении мощности ЭЭС ($S_{\text{ЭЭС}}$) за счёт внедрения, например, безинерционных ВЭУ 4-го типа, числитель (1) остаётся прежним, а общая инерционность энергосистемы ($T_{J, \text{ЭЭС}}$) уменьшается. Данный факт может приводить к более значительному

уровню колебаний частоты и напряжения в нормальных режимах и более низкому падению абсолютной частоты и напряжения при аварийных ситуациях в энергосистеме. В то же время инерция системы постоянно изменяется из-за колебаний вырабатываемой ветрогенераторами энергии по причине изменения скорости ветра (рис. 2).

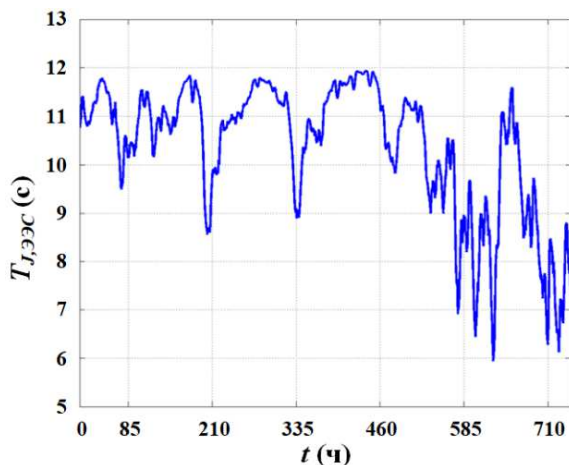


Рис. 2. Изменение во времени постоянной инерции ЭЭС Германии в декабре 2012 г. [11]

На начальных стадиях развития ВИЭ (когда их доля относительно мала) данная проблема значительно не проявляется. Если же доля традиционных электростанций в системе снижается, дополнительно снижается и инерция энергосистемы, поэтому возникает вполне закономерный вопрос о применимости традиционных методов предотвращения нарушения устойчивости, преимущественно заключающихся в использовании быстродействующих систем регулирования возбуждения генераторов, импульсной разгрузки турбин, в отключении части генераторов/нагрузки и др., а также автоматики ликвидации асинхронного режима в подобных ЭЭС с ВИЭ, поскольку достоверно неизвестно, насколько они будут эффективны в условиях изменившихся динамических характеристик больших объединённых ЭЭС.

Исходя из вышеизложенного, целью представленного исследования является проведение предварительного анализа влияния внедрения ВИЭ с силовыми преобразователями в их составе, в частности ВЭУ 4-го типа, на протекание переходных процессов в современных ЭЭС. Для достижения поставленной цели необходимо решить ряд задач: 1) выполнение анализа исследований, проводимых в данном направлении, в отечественных

и зарубежных источниках, а также существующих решений, направленных на снижение влияния внедрения ВИЭ в существующие ЭЭС; 2) выработка подхода к проведению исследований, направленного в первую очередь на получение наиболее полной и достоверной информации о процессах в ЭЭС с ВИЭ в целом; 3) подготовка экспериментальной базы и методики для проведения экспериментальных исследований по анализу влияния внедрения ВИЭ на изменение параметров протекания переходных процессов в ЭЭС при различных возмущениях; 4) рассмотрение перспектив проведения дополнительных, более глубоких и комплексных исследований и работ в данном направлении с целью дальнейшего формирования рекомендаций по учёту влияния внедрения ВИЭ с силовыми преобразователями при проектировании и эксплуатации современных ЭЭС.

Для анализа мирового опыта в области оценки и анализа влияния ВИЭ на ЭЭС в целом были рассмотрены разнообразные литературные источники, включая сетевые кодексы различных государств. В то же время исследований, связанных с изучением влияния ВИЭ с силовыми преобразователями в их составе, к которым, в частности, относятся ВЭУ 4-го типа, на параметры протекания переходных процессов в ЭЭС, в отечественной литературе практически не представлено. Это дополнительно обуславливает необходимость проведения исследований в данном направлении, поскольку сама структура отечественных ЭЭС, а также идеология работы устройств защиты и автоматики сильно отличаются от зарубежных, что во многих случаях делает невозможным непосредственное заимствование решений или результатов, получаемых в зарубежных исследованиях.

Системные операторы различных стран мира (США, Китая, стран Евросоюза и др.) уже сейчас закрепили на законодательном уровне в своих сетевых кодексах [12, 13] особые нормативные требования к энергообъектам на базе ВИЭ с силовыми преобразователями, которые подключаются к внешней ЭЭС, т.е. не работают изолированно, и являются уже апробированными на практике и применяются в реальных энергосистемах. Однако большая часть требований, отражённых в данных нормативно-технических документах, непосредственно связана с качеством электроэнергии генерирующих объектов (уровень гармоник и др.), в том числе на основе ВЭУ 4-го типа, с допустимыми уровнями отклонения напряжения в узлах и частоты в сети, относящи-

мися преимущественно к установившемуся режиму ЭЭС. Вместе с тем указанные документы практически не содержат количественной информации о воздействии новых устройств на устойчивость ЭЭС в целом и параметры протекания переходных процессов, что, в свою очередь, оказывает непосредственное влияние на работу различного рода устройств автоматики, устанавливаемых в ЭЭС. Единственным моментом, где в данных документах учитывается влияние ВИЭ на динамические свойства ЭЭС (преимущественно на её устойчивость), является требование о недопустимости мгновенного отключения новых генерирующих установок в случае существенных просядок напряжения вблизи места подключения ВИЭ [13].

Более детальный анализ влияния внедрения ВИЭ на современные энергосистемы во многих исследованиях направлен на оценку уровня напряжений в узлах сети, перетоков мощности по ветвям, потерь в сети, уровня и направления токов коротких замыканий, что в общем случае относится к рассмотрению квазиустановившихся режимов в ЭЭС с ВИЭ, с целью определения наиболее оптимальных мощности, состава и места их установки [14, 15]. Другая группа исследований, связанная уже непосредственно с рассмотрением переходных процессов, ориентирована преимущественно на увеличение запасов устойчивости ЭЭС с ВИЭ с учётом изменившейся общей инерции ЭЭС [16]. Решение указанной ранее проблемы снижения общей инерции ЭЭС в подобных работах осуществляется разными способами: 1) с помощью введения виртуальной инерции в системы автоматического управления ВИЭ (преимущественно для ВЭУ 4-го типа и фотоэлектрических установок); 2) использование совместно с ВИЭ дополнительных устройств FACTS второго поколения или мощных накопителей энергии и др., что теоретически позволяет обеспечить выдачу дополнительной активной мощности в случае необходимости, тем самым компенсируя снижение общей инерции ЭЭС. В настоящий момент все эти решения находятся на стадии экспериментальной разработки и испытаний в тестовых схемах с применением математического моделирования и преимущественно направлены на «возвращение» ЭЭС к её традиционному виду путём уменьшения влияния интеграции ВИЭ на свойства и характеристики энергосистем, что в дальнейшем не должно приводить к кардинальному изменению структуры, алгоритмов, а также настроек устройств защиты и автоматики, установленных в таких ЭЭС. Однако

подобное направление решения имеет свои принципиальные недостатки, поскольку сами ВИЭ не всегда обладают достаточными возможностями для выработки мощности, необходимой для введения соответствующего уровня виртуальной инерции (ВИЭ сильно зависят от метеоусловий), в отличие от традиционных источников генерации, которые являются в этом плане достаточно манёвренными, а появление достаточно мощных (по меркам объединённых ЭЭС) накопителей энергии возможно только в долгосрочной перспективе.

2. Концептуальный подход к проведению исследований.

В связи с вышеизложенным альтернативным решением может являться адаптация самой ЭЭС в целом под изменяющиеся условия функционирования при интеграции ВИЭ, заключающаяся, например, в разработке новых методик по настройке устройств релейной защиты, режимной и противоаварийной автоматики, в формировании рекомендаций по разработке схем защиты или противоаварийного управления и др. При подобном подходе становится необходимым в первую очередь получение наиболее полной и достоверной информации о едином непрерывном спектре нормальных и аномальных квазиустановившихся и переходных процессах в ЭЭС с ВИЭ в целом. Практически единственным путём получения подобной информации является математическое моделирование, что обусловлено, во-первых, недопустимостью натуральных экспериментов (особенно аварийного характера) в реальных ЭЭС, во-вторых, невозможностью проведения экспериментов на ещё только внедряемых и перспективных объектах ЭЭС, в-третьих, значительной ограниченностью наиболее адекватного физического моделирования, что особенно проявляется при необходимости воспроизведения установок с силовыми преобразователями.

Однако совокупная математическая модель любой реальной ЭЭС, в том числе с ВИЭ, необходимая и достаточная (даже с учётом приемлемого частичного эквивалентирования) для проведения комплексных и всесторонних исследований, неизбежно содержит жёсткую, нелинейную систему дифференциальных уравнений чрезвычайно большой, по математическим меркам, размерности, плохо обусловленную на ограничительных условиях применимости теории методов численного интегрирования и, соответственно, не подлежащую удовлетворительному решению [17]. В таком случае единственным направлением по улучшению обусловленности для применения методов численного ин-

тегрирования с целью дальнейшего решения математической модели ЭЭС является снижение жёсткости и размерности совокупной системы дифференциальных уравнений. Это осуществляется за счёт радикального её упрощения и применения декомпозиции режимов и процессов в ЭЭС. В результате существенно утрачиваются полнота и достоверность получаемой таким образом информации. Кроме этого, независимо от этих упрощений и ограничений всегда неизвестной остаётся методическая ошибка, принципиально присущая численному интегрированию дифференциальных уравнений.

Вышеобозначенная проблематика присуща всем программно-вычислительным комплексам (ПВК) для расчёта режимов и процессов в ЭЭС с ВИЭ, использующих различные методы численного интегрирования. В зависимости от цели моделирования ВИЭ в составе ЭЭС применяется большое количество различных ПВК, каждый из которых специально предназначен для конкретных типов исследований. Их можно разделить на две основные группы:

- 1) ПВК для моделирования электромагнитных процессов;
- 2) ПВК для моделирования электромеханических процессов.

Некоторые ПВК, такие как PowerFactory, Netomac и Simrow, содержат оба варианта расчёта переходных процессов – как электромагнитных, так и электромеханических. Они могут также автоматически переключаться между динамической и мгновенной областями значений, каждая из которых имеет свои собственные модели в зависимости от моделируемого сценария и/или предпочтений пользователя. Наиболее распространёнными ПВК для моделирования ЭЭС и ЭЭС с ВИЭ являются: EMTDC/PSCAD, разработка Manitoba Hydro International Ltd.; EMTP, разработка EDF, Hydro-Québec and RTE; PSS/E, разработка Siemens и др. При моделировании больших моделей ЭЭС их вычислительные мощности и возможности ограничены, к примеру, в EMTP моделирование 10-секундного режима работы ВЭУ в количестве пяти штук с эквивалентной ЭЭС (в виде шин бесконечной мощности) с шагом 50 мкс занимает около 10 минут [18].

В программах расчёта электромеханических процессов основные алгоритмы программы традиционно основаны на предположении, что все электромагнитные переходные процессы уже закончены и что в сети присутствуют только электромеханические переходные процессы и переходные процессы системы управления. Поэтому, чтобы

включить, например, модель ВЭУ в программу расчёта электромеханических процессов, принимают следующие допущения:

- 1) неучёт магнитного насыщения;
- 2) синусоидальное распределение потока;
- 3) любые потери, кроме потерь меди, игнорируются;
- 4) напряжения и токи статора основной частоты синусоидальны.

Кроме того, следующие предположения применимы к некоторым анализируемым системам:

а) в ВЭУ 3-го и 4-го типов вся вращающаяся масса представлена одним элементом, что означает использование понятия «сосредоточенной массы»;

б) в ВЭУ 3-го и 4-го типов силовые преобразователи с контурами управления током моделируются упрощённо как источники тока;

в) в установке, основанной на асинхронном генераторе с двойным питанием (ВЭУ 3-го типа), напряжения и токи ротора являются синусоидальными при частоте с учётом скольжения;

г) в ветротурбине с прямым приводом (ВЭУ 4-го типа) синхронный генератор не имеет демпферных обмоток;

д) при использовании диодного выпрямителя в ВЭУ 4-го типа процесс коммутации игнорируется.

Допущение (а) сделано потому, что механические и электрические свойства ветротурбин с регулируемой скоростью развязаны силовыми электронными преобразователями. Таким образом, свойства вала практически не отражаются на взаимодействии с сетью, что является основным предметом в исследованиях энергосистемы.

Допущения (б) и (в) сделаны для того, чтобы иметь возможность моделировать устройства на базе силовой электроники в программах для моделирования электромеханических переходных процессов и обычно применяются при моделировании динамических процессов в энергосистеме. Полная модель преобразователя потребовала бы существенного уменьшения временного шага моделирования и включения высших гармоник в уравнения, описывающие процессы в сети.

Допущение (г) сделано в связи с допущением неучёта демпферных обмоток синхронного генератора в составе ВЭУ 4-го типа, где частота вращения генератора контролируется силовым электронным преобразователем, который предотвращает возникающие колебания.

При использовании диодного выпрямителя демпферные обмотки необходимы для коммутации. Однако коммутацией пренебрегают в соответствии с допущением (д), и поэтому обмотки демпферных контуров также игнорируются.

Если в реализации модели игнорируются электромагнитные переходные процессы, то постоянная составляющая тока статора генератора будет также игнорироваться. Это означает, что производными потоков в обмотках статора пренебрегают, а потоки статора рассчитываются не как переменные состояния, а как алгебраические переменные.

Воспроизводить полную детальную модель ВЭУ, как пример объекта ВИЭ, без использования указанных ограничений позволяет применение гибридного подхода к моделированию ВЭУ, заключающегося в использовании трёх видов моделирования:

1. Аналоговое моделирование. Используется для решения систем дифференциальных уравнений математически моделируемого оборудования способом методически точного непрерывного неявного интегрирования (с применением схем на основе операционных усилителей). Осуществляется посредством разработки специализированных параллельных цифро-аналоговых структур – гибридных сопроцессоров.

2. Физическое моделирование. Используется для воспроизведения спектра всевозможных коммутационных процессов в оборудовании и ЭЭС в целом, связанных с различными короткими замыканиями, работой выключателей и силовых полупроводниковых элементов преобразователей. Обеспечивается непосредственно цифруправляемыми аналоговыми ключами.

3. Цифровое моделирование. Используется для воспроизведения моделей регуляторов и систем автоматического управления, для управления коэффициентами и параметрами математически моделируемого оборудования, состоянием аналоговых ключей, а также для обеспечения всех информационно-управляющих функций, отображения и преобразования информации.

В Томском политехническом университете на основе гибридного подхода к моделированию ЭЭС разработан «Всерезимный моделирующий комплекс реального времени электроэнергетических систем» (ВМК РВ ЭЭС). Данная разработка является достаточно проработанным и апробированным решением, позволяющим решать обозначенные проблемы моделирования ВИЭ в целом, что подтверждается

множеством экспериментальных исследований [19, 20]. ВМК РВ ЭЭС представляет собой многопроцессорную программно-техническую систему реального времени гибридного типа, объединяющую в себе адаптируемую совокупность специализированных гибридных процессоров (СГП) всего значимого оборудования моделируемой ЭЭС [21]. В соответствии с гибридным подходом для решения задач моделирования ВЭУ в ЭЭС и дальнейшего проведения анализа влияния данных установок на параметры протекания переходных процессов в ЭЭС разработана структура взаимодействия элементов в ВМК РВ ЭЭС с учётом интеграции в неё СГП ВЭУ (рис. 3).

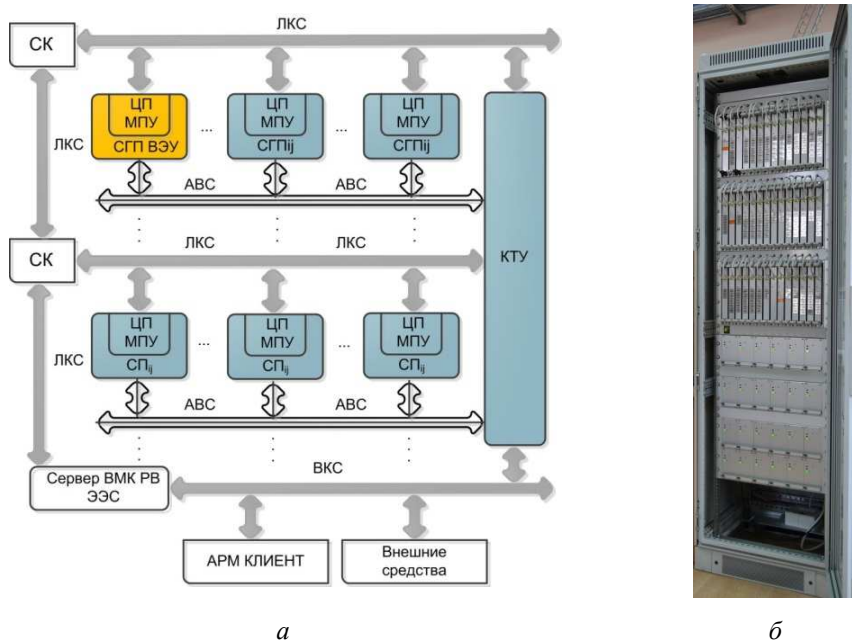


Рис. 3. Структурная схема (а) и внешний вид (б) ВМК РВ ЭЭС: ЦП – центральный процессор, МПУ – микропроцессорный узел, КТУ – коммутатор трёхфазных узлов, СК – сетевой коммутатор, ЛКС – локальная компьютерная сеть, ВКС – внешняя компьютерная сеть, АРМ клиент – автоматизированное рабочее место клиента

3. Описание экспериментальных исследований. Для проведения анализа влияния ВИЭ, на примере ВЭУ 4-го типа, на параметры протекания переходных процессов была принята модель Томской ЭЭС большой размерности, реализованная в ВМК РВ ЭЭС (на рис. 4 приведена её обобщённая схема, более детальный вид моделируемой ЭЭС можно найти в [22]).

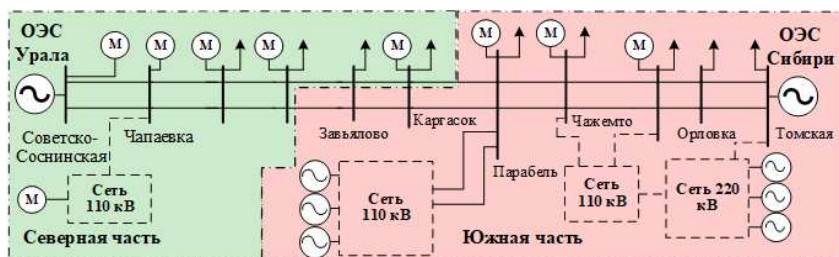


Рис. 4. Обобщённая схема Томской ЭЭС

Данная модель ЭЭС представляет из себя 67-узловую тестовую схему с детальным воспроизведением как генераторных узлов, так и нагрузочных узлов в виде двигательной и статической нагрузок. Установка ВЭУ 4-го типа осуществлялась в районе подстанции Каргасок вблизи основных нагрузочных узлов, представляющих из себя предприятия нефтегазового комплекса. Для моделирования ВЭУ 4-го типа использовалась разработанная в соответствии с технологией гибридного подхода программно-аппаратная модель, позволяющая получить достаточно полную и достоверную информацию о процессах в ВЭУ указанного типа, а также оценить влияние их внедрения в ЭЭС в целом [23]. Исследования проводились для разных случаев установленной мощности ВЭУ: 1) случай I: без ВЭУ; 2) случай II: 20 % – 56 МВт; 3) случай III: 50 % – 140 МВт. Проценты показывают долю дефицита мощности рассматриваемой ЭЭС (280 МВт), которая покрывается за счёт интеграции ВЭУ.

В рамках экспериментальных исследований анализировалось влияние снижения суммарной инерции ЭЭС на параметры протекания переходных процессов в целом в соответствии со следующими сценариями:

1) самоустраивающееся металлическое трёхфазное короткое замыкание (КЗ) длительностью 0,2 с на шинах соседней подстанции «Парабель» без отключения элементов сети для оценки изменения скорости протекания переходных процессов в ЭЭС с ВИЭ и характера послеаварийных колебаний, возникающих в таких ЭЭС;

2) трёхфазное КЗ длительностью 0,2 с вблизи шин подстанции «Чажемто» и отключение одной из цепей линии электропередачи (ЛЭП) между подстанциями «Парабель» и «Чажемто», приводящее к нарушению устойчивости и возникновению асинхронного режима, что позволит оценить, как изменяется асинхронный ход в ЭЭС с ВИЭ.

Изначально в исходной схеме устанавливалась определённая величина вырабатываемой мощности от ВЭС (на подстанции Каргасок), затем воспроизводились ранее обозначенные аварийные ситуации в ЭЭС. Далее величина вырабатываемой мощности от ВЭС изменялась и эксперимент повторялся. На рис. 5, а представлены полученные осциллограммы частоты вращения генератора, представляющего собой традиционный источник генерации и наиболее близко располагающегося к месту установки ВЭС.

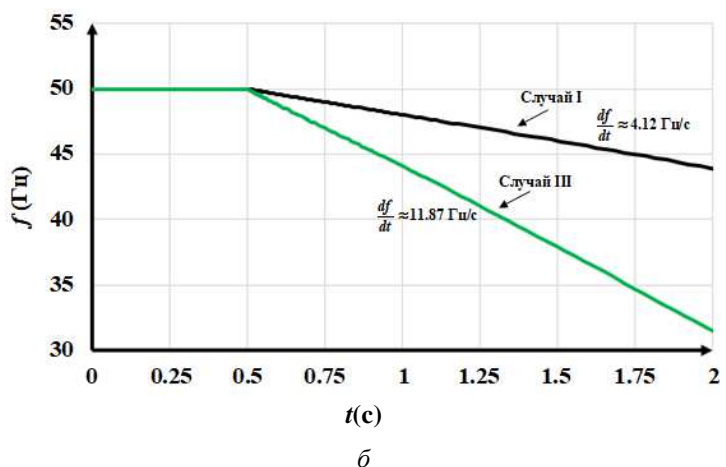
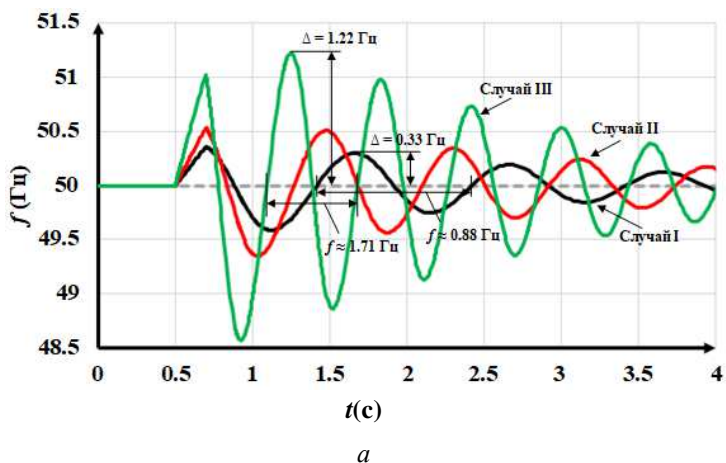


Рис. 5. Осциллограммы частоты при разных уровнях интеграции ВИЭ в случае трёхфазного КЗ (а) и отключения системообразующей связи (б)

Из полученных результатов видно, что с увеличением уровня интеграции ВИЭ и сопутствующим уменьшением общей инерции системы происходит увеличение амплитуды и частоты возникающих коле-

баний. При этом наиболее существенные изменения возникают в случае III, когда амплитуда колебаний увеличивается более чем в 3,5 раза, а частота колебаний – почти в 2 раза. Дальнейшее увеличение уровня интеграции ВИЭ или времени существования КЗ в конечном счёте может приводить к нарушению устойчивости ЭЭС при подобном тестовом возмущении. При этом снизить разительно увеличившийся уровень колебаний представляется возможным, например, с помощью более оптимальной настройки автоматических регуляторов возбуждения (АРВ), установленных на традиционных источниках генерации, которые находятся наиболее близко к месту возмущения, поскольку АРВ являются одними из основных устройств в ЭЭС, отвечающими за демпфирование послеаварийных колебаний.

Подобное мероприятие в определенной мере позволит «уменьшить» влияние интеграции ВЭУ 4-го типа на ЭЭС. Также, исходя из анализа скорости изменения частоты, представленной на рис. 5, а для случая III, авторами было принято решение о проведении дополнительного возмущения в рассматриваемой ЭЭС – отключение системообразующей связи в районе подстанции Томская для создания дефицита мощности в ЭЭС, результаты которого показаны на рис. 5, б. Как видно, в случае внедрения значительной доли ВИЭ (случай III), в структуре которых имеются силовые преобразователи, скорость изменения частоты составляет более 10 Гц/с, что может приводить к блокировке некоторых устройств автоматики в ЭЭС (например, устройств автоматической частотной разгрузки (АЧР)), поскольку данный процесс будет восприниматься как выбег электродвигателей, установленных в нагрузочных узлах сети. В таком случае неправильное действие автоматики может привести в дальнейшем к каскадному развитию аварии и повлечь за собой веерные отключения потребителей по всей ЭЭС.

Для оценки влияния изменения общей инерции энергорайона на параметры асинхронного режима проводилось измерение величины относительного угла (рис. 6, а) между генератором, наиболее близко располагающегося к месту установки ВЭС, и шинами бесконечной мощности (ОЭС Сибири), а также годографа сопротивления (рис. 6, б) со стороны подстанции Парабель для оценки изменения электрического центра качаний (ЭЦК).

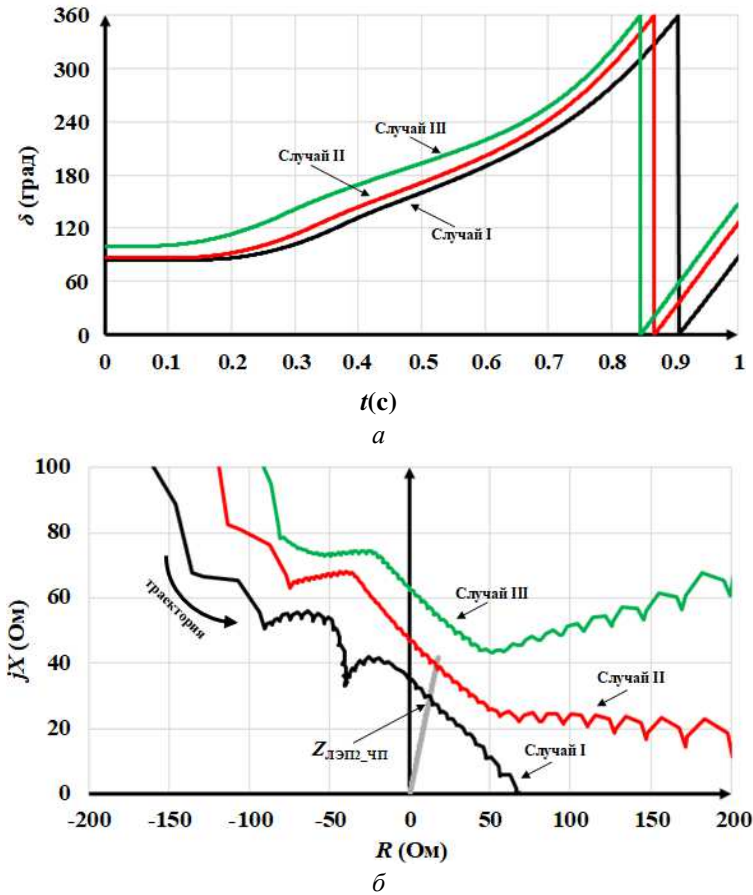


Рис. 6. Осциллограммы взаимного угла (а) и годографа сопротивления (б) в случае трёхфазного КЗ и отключения одной из параллельных ЛЭП при разных уровнях интеграции ВИЭ

На полученных осциллограммах чётко прослеживается изменение параметров асинхронного режима при снижении суммарной инерции энергорайона – при более высокой инерции асинхронный ход начинается позднее и, соответственно, происходит уменьшение частоты скольжения. Однако наибольший эффект снижения инерции оказывает на место ЭЦК в ЭЭС: 1) исходно в ЭЭС без ВИЭ ЭЦК находится на второй цепи ЛЭП между подстанциями Парабель и Чажемто, что приведёт к корректной работе устройств АЛАР, установленных по концам данной ЛЭП; 2) по мере увеличения установленной мощности ВЭС происходит смещение ЭЦК относительно его первоначального расположения в сторону подстанции Чажемто; 3) в случае III годограф со-

противления на первом цикле не попадает в область срабатывания АЛАР, следовательно, время срабатывания АЛАР замедляется на время одного приворота (на втором цикле годограф входит в зону срабатывания устройств АЛАР – в статье не показано). Долгое существование асинхронного режима чревато значительным смещением ЭЦК, положение которого, в свою очередь, сильно зависит от схемно-режимного состояния сети и характера нагрузки прилегающих подстанций. В определённых случаях это может приводить к смещению ЭЦК далеко за границы работы устройств АЛАР, установленных в сети, что в конечном итоге приведёт к неселективной работе устройств релейной защиты и противоаварийной автоматики и дальнейшему каскадному развитию аварии. Асинхронные качания в ЭЭС с ВЭУ 4-го типа (и подобным им объектам) могут быть приняты за режим КЗ, что, в свою очередь, приведёт к блокировке устройства АЛАР и возможному возникновению многочастотного асинхронного режима. Уменьшение постоянной инерции может привести к большей скорости скольжения (как это видно на рис. 6, а) и скорости изменения кажущегося полного сопротивления, измеренного пусковыми органами АЛАР. В дополнение к этому изменение инерции системы может стать причиной несогласованной работы генераторов [24] и изменить границы разделения энергосистемы при асинхронном режиме.

Вышеизложенное подтверждает важность и необходимость проведения комплексного анализа влияния внедрения ВИЭ с силовыми преобразователями в их составе на протекание переходных процессов в современных ЭЭС, а также последующего исследования поведения противоаварийной автоматики (в частности, как показано в статье, устройств АЧР и АЛАР) в подобных ЭЭС.

Выводы. В связи с растущими темпами интеграции объектов ВИЭ и, соответственно, изменением состава генерации в современных ЭЭС происходит уменьшение общей инерции системы, увеличивающее чувствительность параметров режима к различного рода возмущениям. В результате энергосистема приобретает абсолютно новые свойства, в том числе и некоторые негативные, проявляющиеся, в частности, в значительном изменении скорости изменения частоты, уровня колебаний, а также в увеличении частоты скольжения асинхронного хода. Проведённые исследования позволили выработать новый подход к анализу влияния внедрения ВИЭ с силовыми преобразователями на

процессы в ЭЭС, преимущественно заключающийся в адекватном воспроизведении исходных режимных величин в рассматриваемой ЭЭС путём детального и бездекомпозиционного моделирования. Подобный подход позволяет получить наиболее полную и достоверную информацию о едином непрерывном спектре нормальных и аномальных квазиустановившихся и переходных процессов в ЭЭС с ВИЭ, а также, в частности, с большой вероятностью успешно анализировать поведение устройств противоаварийной автоматики. В дальнейшем полученные результаты исследований планируется использовать для формулирования рекомендаций по настройке различных устройств релейной защиты, режимной и противоаварийной автоматики (одним из наиболее перспективных вариантов будет рассмотрение устройств АЛАР), а также для модернизации методик по настройке данных устройств с учётом мировых тенденций в области электроэнергетики.

Работа выполнена при поддержке Министерства науки и высшего образования Российской Федерации, грант № МК-1675.2019.8.

Библиографический список

1. Воропай Н.И. Направления и проблемы трансформации электроэнергетических систем // *Электричество*. – 2020. – № 7. – С. 12–21. DOI: 10.24160/0013-5380-2020-7-12-21
2. Renewables 2020. Global Status Report [Электронный ресурс]. – URL: <https://www.ren21.net/reports/global-status-report/> (дата обращения: 14.09.2020).
3. IEC 61400-27-1:2020 Wind energy generation systems. – Part 27–1: Electrical simulation models – Generic models, 2020, Switzerland.
4. Generic Dynamic Models for Modeling Wind Power Plants and Other Renewable Technologies in Large-Scale Power System Studies / P. Pourbeik, J.J. Sanchez-Gasca, J. Senthil [et al.] // *IEEE Transactions on Energy Conversion*. – 2017. – Vol. 32, no. 3. – P. 1108–1116. DOI: 10.1109/TEC.2016.2639050
5. Serrano-González J., Lacal-Aránategui R. Technological evolution of onshore wind turbines—a market-based analysis // *Wind Energy*. – 2016. – Vol. 19, no. 12. – P. 2171–2187. DOI: 10.1002/we.1974
6. Бубенчиков А.А., Бубенчикова Т.В., Шепелева Е.Ю. Анализ зарубежного опыта исследования систем генерации ветроэнергетических установок // *Омский научный вестник*. – 2018. – № 6(162). – С. 142–149. DOI: 10.25206/1813-8225-2018-162-142-149

7. Безруких П.П. Ветроэнергетика: справоч. и метод. пособие. – М.: Энергия, 2010. – 300 с.
8. Схемно-режимные особенности работы ВЭС параллельно с мощной энергосистемой / С.А. Иванов, А.А. Кузнецов, Г.А. Першиков, Ю.Г. Селезнёв // Известия НТЦ «Единая энергетическая система». – 2020. – № 1(82). – С. 95–101.
9. Коротков Б.А., Попков Е.Н., Сейт Р.И. О возможности участия солнечных электростанций в общем первичном регулировании частоты // Известия НТЦ «Единая энергетическая система». – 2018. – № 2(79). – С. 109–117.
10. An Advanced Power Electronics Interface for Electric Vehicles Applications / O. Hegazy, R. Barrero, J. Van Mierlo [et al.] // IEEE Transactions on Power Electronics. – 2013. – Vol. 28, no. 12. – P. 5508–5521. DOI: 10.1109/TPEL.2013.2256469
11. Ulbig A., Borsche T.S., Andersson G. Impact of Low Rotational Inertia on Power System Stability and Operation // IFAC Proceedings Volumes. – 2014. – Vol. 47, no. 3. – P. 7290–7297. DOI: 10.3182/20140824-6-ZA-1003.02615
12. GB/T 19963-2011. Technical rule for connecting wind farm to power system. – China, 2011.
13. The Grid Code: National Grid Electricity Transmission. – Great Britain, 2017.
14. Cetinay H., Kuipers F.A., Guven A.N. Optimal siting and sizing of wind farms // Renewable Energy. – 2017. – Vol. 101. – P. 51–58. DOI: 10.1016/j.renene.2016.08.008
15. Кошелев А.А., Халгаева Н.А. Оценка целесообразности и выбор оптимальных решений для солнечного энергоснабжения в условиях азиатской части России // Известия Рос. акад. наук. Энергетика. – 2006. – № 3. – С. 102–109.
16. Stability Enhancement of Power Systems with High DFIG-Wind Turbine Penetration via Virtual Inertia Planning / L. Xiong, P. Li, F. Wu, J. Wang // IEEE Transactions on Power Systems. – 2019. – Vol. 34, no. 2. – P. 1352–1361. DOI: 10.1109/TPWRS.2018.2869925
17. Butcher J.C. Numerical methods for ordinary differential equations. – 2nd ed. – USA: John Wiley & Sons, 2008. – 425 p.
18. Multi-time-step and multi-core simulations in EMTP using the new FMI options [Электронный ресурс] // EMTP Software. – URL:

<https://www.emtp-software.com/news/fmi-options> (дата обращения: 31.08.2020).

19. Включение на параллельную работу объединения северной и южной частей энергосистемы Томской области / Р.А. Уфа, Е.Б. Гаврилов, О.В. Суслова, В.Е. Рудник, А.П. Мальцев // *Электричество*. – 2019. – № 6. – С. 33–41. DOI: 10.24160/0013-5380-2019-6-33-41

20. Исследование влияния управляемых шунтирующих реакторов на режимы работы системы электроснабжения Эльгинского горнодобывающего комбината / М.В. Андреев, Ю.С. Боровиков, А.С. Гусев, Н.Ю. Рубан, А.О. Сулайманов, А.А. Суворов, Р.А. Уфа // *Известия Томск. политехн. ун-та. Инжиниринг георесурсов*. – 2016. – Т. 327, № 7. – С. 46–57.

21. Концепция и базовая структура Всережимного моделирующего комплекса / М.В. Андреев, Ю.С. Боровиков, А.С. Гусев, А.О. Сулайманов, А.А. Суворов, Н.Ю. Рубан, Р.А. Уфа // *Газовая промышленность*. – 2017. – № 5(752). – С. 18–27.

22. Суворов А.А. Всережимная верификация средств моделирования электроэнергетических систем: дис. ... канд. техн. наук: 05.14.02. – Томск, 2018. – 134 с.

23. Разработка программно-технических средств моделирования ветроэнергетической установки 4-го типа / И.А. Разживин, Н.Ю. Рубан, А.Б. Аскарлов, Р.А. Уфа // *Вестник Иркутск. гос. техн. ун-та*. – 2020. – Т. 24, № 1(150). – С. 183–194. DOI: 10.21285/1814-3520-2020-1-183-194

24. Graph Spectra Based Controlled Islanding for Low Inertia Power Systems / L. Ding, Z. Ma, P. Wall [et al.] // *IEEE Transactions on Power Delivery*. – 2017. – Vol. 32, no. 1. – P. 302–309. DOI: 10.1109/TPWRD.2016.2582519

References

1. 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

2. Renewables 2020. Global Status Report, available at: <https://www.ren21.net/reports/global-status-report/> (accessed 14 September 2020).

3. IEC 61400-27-1:2020 Wind energy generation systems. Part 27-1: Electrical simulation models - Generic models, 2020, Switzerland.

4. Pourbeik P., Sanchez-Gasca J.J., Senthil J. et al. Generic Dynamic Models for Modeling Wind Power Plants and Other Renewable Technologies in Large-Scale Power System Studies. *IEEE Transactions on Energy Conversion*, 2017, vol. 32, no. 3, pp. 1108-1116. DOI: 10.1109/TEC.2016.2639050

5. Serrano-González J., Lacal-Arántegui R. Technological evolution of onshore wind turbines-a market-based analysis. *Wind Energy*, 2016, vol. 19, no. 12, pp. 2171-2187. DOI: 10.1002/we.1974

6. Bubenchikov A.A., Bubenchikova T.V., Shepeleva E.Iu. Analiz zarubezhnogo opyta issledovaniia sistem generatsii vetroenergeticheskikh ustanovok [The analysis of foreign experience in study of wind power generation systems]. *Omskii nauchnyi vestnik*, 2018, no. 6(162), pp. 142-149. DOI: 10.25206/1813-8225-2018-162-142-149

7. Bezrukikh P.P. Vetroenergetika: spravocnoe i metodicheskoe posobie [Wind energy: reference and methodological guide]. Moscow: Energiia, 2010, 300 p.

8. Ivanov S.A., Kuznetsov A.A., Pershikov G.A., Seleznev Iu.G. Skhemno-rezhimnye osobennosti raboty VES parallel'no s moshchnoi energosistemoi [The technical-operating features of the parallel work of the wind power plant (WPP) and the powerful energy system]. *Izvestiia NTTs "Edinaia energeticheskaiia sistema"*, 2020, no. 1(82), pp. 95-101.

9. Korotkov B.A., Popkov E.N., Seit R.I. O vozmozhnosti uchastiia solnechnykh elektrostantsii v obshchem pervichnom regulirovanii chastoty [About the possibility of participation of solar power plants in general primary frequency control]. *Izvestiia NTTs "Edinaia energeticheskaiia sistema"*, 2018, no. 2(79), pp. 109-117.

10. Hegazy O., Barrero R., Van Mierlo J. et al. An Advanced Power Electronics Interface for Electric Vehicles Applications. *IEEE Transactions on Power Electronics*, 2013, vol. 28, no. 12, pp. 5508-5521. DOI: 10.1109/TPEL.2013.2256469

11. Ulbig A., Borsche T.S., Andersson G. Impact of Low Rotational Inertia on Power System Stability and Operation. *IFAC Proceedings Volumes*, 2014, vol. 47, no. 3, pp. 7290-7297. DOI: 10.3182/20140824-6-ZA-1003.02615

12. GB/T 19963-2011. Technical rule for connecting wind farm to power system. China, 2011.

13. The Grid Code: National Grid Electricity Transmission. Great Britain, 2017.

14. Cetinay H., Kuipers F.A., Guven A.N. Optimal siting and sizing of wind farms. *Renewable Energy*, 2017, vol. 101, pp. 51-58. DOI: 10.1016/j.renene.2016.08.008

15. Koshelev A.A., Khalgaeva N.A. Otsenka tselesoobraznosti i vybor optimal'nykh reshenii dlia solnechnogo energosnabzheniia v usloviakh aziatskoi chasti Rossii [Estimation of feasibility and choice of optimal solutions for solar power supply in Asian Russia]. *Izvestiia Rossiiskoi akademii nauk. Energetika*, 2006, no. 3, pp. 102-109.

16. Xiong L., Li P., Wu F., Wang J. Stability Enhancement of Power Systems With High DFIG-Wind Turbine Penetration via Virtual Inertia Planning. *IEEE Transactions on Power Systems*, 2019, vol. 34, no. 2, pp. 1352-1361. DOI: 10.1109/TPWRS.2018.2869925

17. Butcher J.C. Numerical methods for ordinary differential equations. 2nd ed. USA: John Wiley & Sons, 2008, 425 p.

18. Multi-time-step and multi-core simulations in EMTP using the new FMI options. *EMTP Software*, available at: <https://www.emtp-software.com/news/fmi-options> (accessed 31 August 2020).

19. Ufa R.A., Gavrilov E.B., Suslova O.V., Rudnik V.E., Mal'tsev A.P. Vkliuchenie na parallel'nuiu rabotu ob"edineniia severnoi i iuzhnoi chastei energosistemy Tomskoi oblasti [Investigation of the Tomsk region power system uniting options]. *Elektrichestvo*, 2019, no. 6, pp. 33-41. DOI: 10.24160/0013-5380-2019-6-33-41

20. Andreev M.V., Borovikov Iu.S., Gusev A.S., Ruban N.Iu., Sulaimanov A.O., Suvorov A.A., Ufa R.A. Issledovanie vliianiia upravliaemykh shuntiruiushchikh reaktorov na rezhimy raboty sistemy elektrosnabzheniia El'ginskogo gornodobyvaiushchego kombinata [Investigation of the influence of controlled shunt reactors on the operating modes of the power supply system of the Elgin mining plant]. *Izvestiia Tomskogo politekhnicheskogo universiteta. Inzhiniring georesursov*, 2016, vol. 327, no. 7, pp. 46-57.

21. Andreev M.V., Borovikov Iu.S., Gusev A.S., Sulaimanov A.O., Suvorov A.A., Ruban N.Iu., Ufa R.A. Kontseptsiiia i bazovaia struktura Vserezhimnogo modeliruiushchego kompleksa [Concept and basic structure

of the All-mode modeling complex]. *Gazovaia promyshlennost'*, 2017, no. 5(752), pp. 18-27.

22. Suvorov A.A. Vserezhimnaia verifikatsiia sredstv modelirovaniia elektroenergeticheskikh sistem [Comprehensive validation of electric power system modeling tools]. Ph. D. thesis: 05.14.02. Tomsk, 2018, 134 p.

23. Razzhivin I.A., Ruban N.Iu., Askarov A.B., Ufa R.A. Razrabotka programmno-tekhnicheskikh sredstv modelirovaniia vetroenergeticheskoi ustanovki 4-go tipa [Development of hardware and software simulation tools for 4 type wind turbine modeling]. *Vestnik Irkutskogo gosudarstvennogo tekhnicheskogo universiteta*, 2020, vol. 24, no 1(150), pp. 183-194. DOI: 10.21285/1814-3520-2020-1-183-194

24. Ding L., Ma Z., Wall P. et al. Graph Spectra Based Controlled Islanding for Low Inertia Power Systems. *IEEE Transactions on Power Delivery*, 2017, vol. 32, no. 1, pp. 302-309. DOI: 10.1109/TPWRD.2016.2582519

Сведения об авторах

Рубан Николай Юрьевич (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: rubanny@tpu.ru).

Аскарров 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).

Андреев Михаил Владимирович (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: andreevmv@tpu.ru).

Киевец Антон Владимирович (Томск, Россия) – аспирант отделения электроэнергетики и электротехники Инженерной школы энергетики Национального исследовательского Томского политехнического университета (634050, Томск, пр. Ленина, 30, e-mail: avk60@tpu.ru).

Рудник Владимир Евгеньевич (Томск, Россия) – аспирант отделения электроэнергетики и электротехники Инженерной школы энергетики Национального исследовательского Томского политехнического университета (634050, Томск, пр. Ленина, 30, e-mail: ver3@tpu.ru).

About the authors

Ruban Nikolay Yuryevich (Tomsk, Russian Federation) is a Ph. D. in Technical Sciences, Associate Professor Division for Power and Electrical Engineering, School of Energy & Power Engineering National Research Tomsk Polytechnic University (634050, Tomsk, 30, Lenina ave., e-mail: rubanny@tpu.ru).

Askarov Alisher Bakhramzhonovich (Tomsk, Russian Federation) is a Graduate Student 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).

Andreev Mikhail Vladimirovich (Tomsk, Russian Federation) is a Ph. D. in Technical Sciences, Ass. Professor, 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).

Kievets Anton Vladimirovich (Tomsk, Russian Federation) is a Graduate Student Division for Power and Electrical Engineering School of Energy & Power Engineering National Research Tomsk Polytechnic University (634050, Tomsk, 30, Lenina ave., e-mail: avk60@tpu.ru).

Rudnik Vladimir Evgenyevich (Tomsk, Russian Federation) is a Graduate Student Division for Power and Electrical Engineering School of Energy & Power Engineering National Research Tomsk Polytechnic University (634050, Tomsk, 30, Lenina ave., e-mail: ver3@tpu.ru).

Получено 07.10.2020