

## ГИБРИДНОЕ МОДЕЛИРОВАНИЕ РАСПРЕДЕЛЕННОЙ ГЕНЕРАЦИИ В ЭЛЕКТРОЭНЕРГЕТИЧЕСКИХ СИСТЕМАХ

*И.А. Разживин, М.В. Андреев, А.А. Суворов, Р.А. Уфа*

*Национальный исследовательский Томский политехнический университет,  
г. Томск, Россия*

Тенденция многих стран в переходе к распределенной энергетике и уход от централизованного энергоснабжения актуализирует вопросы функционирования электроэнергетических систем с объектами распределенной генерации. Внедрение распределенной генерации коренным образом меняет свойства распределительных сетей как пассивных транспортно-распределительных структур, превращая их в активные распределительные системы с новыми свойствами и динамическими характеристиками, что неизбежно приводит к существенному взаимовлиянию процессов в узлах крупной генерации и удаленных узлах нагрузки с распределенной генерацией в условиях реверсивных и быстроменяющихся потоков мощности. Анализ в статье показывает, что взаимовлияние устройств распределенной генерации на процессы в электроэнергетических системах неоднозначно, и каждый частный случай требует изучения, так как наряду со значимыми преимуществами для ЭЭС существуют негативные последствия, связанные с режимами работы различных типов и устройств распределенной генерации. Определить взаимное влияние распределенной генерации и электроэнергетической системы возможно только путем математического моделирования, при этом для достижения максимально близких к реальным данным результатов моделирования необходимо воспроизводить наиболее полные и подробные топологии электроэнергетических систем с распределенной генерацией, однако известны ограничения, присущие существующим программно-вычислительным и программно-аппаратным комплексам, не позволяющие осуществить такое моделирование в должной мере и получить достоверные результаты. Авторами предложен альтернативный существующему гибридный подход в моделировании электроэнергетических систем (моделирование цифровое, аналоговое и на физическом уровне) и средство его реализации – всережимный моделирующий комплекс реального времени электроэнергетических систем. Разработан специализированный гибридный процессор ветроэнергетической установки, проведены его тестовые исследования как устройства распределенной генерации в Томской электроэнергетической системе.

*Ключевые слова:* распределенная генерация, электроэнергетическая система, гибридное моделирование, ветроэнергетическая установка.

### Введение

Активное внедрение технологий интеллектуальных электроэнергетических систем (smart grid), когенерации, микротурбинных электростанций и производства энергии на основе использования ВИЭ наращивает тенденцию широкомасштабного перехода к распределенной генерации электроэнергии (РГ). В ряде европейских стран, стран Азии, США наблюдается уход от централизованного энергоснабжения к развитию распределенной энергетике. Существуют разные подходы к определению РГ, однако в большей степени под термином «распределенная генерация» (distributed generation) понимают совокупность генерирующих объектов малой мощности (до 20–30 МВт), производящих электроэнергию в непосредственной близости к месту потребления [1].

В России объектами РГ можно считать маломощные теплоэлектростанции, малые гидроэлектростанции, а также объекты, обеспечивающие электроснабжение потребителей удаленных районов и поселений Крайнего Севера, в том числе промышленных узлов, отрезанных от централизованного электроснабжения. Однако с развитием

промышленности и городов необходимость в РГ как источнике электроэнергии актуализируется: многие энергорайоны нашей страны не имеют технических условий на подключение новой нагрузки, отсутствуют резервы в распределительных сетях или возникают перегрузки питающих линий.

Таким образом, РГ способствует решению ряда задач в электроэнергетических системах (ЭЭС): при необходимости обеспечивая пиковое и резервное энергоснабжение потребителей или обеспечивая децентрализованную генерацию энергии, удаленным от центров питания потребителям [2]. Тем самым РГ повышает энергетическую независимость потребителей, сглаживает пиковые нагрузки, в ЭЭС с РГ может быть снижен уровень необходимого резервирования мощности, минимизируются потери на транспорт электроэнергии, а использование местных энергоресурсов повышает энергетическую безопасность [3, 4].

Но наряду со значимыми преимуществами для ЭЭС существуют и негативные последствия, связанные с режимами работы различных типов и устройств РГ, влияние на ЭЭС которых требует отдельного изучения и внимания.

### Постановка задачи

Внедрение РГ коренным образом меняет свойства распределительных сетей как пассивных транспортно-распределительных структур, превращая их в активные распределительные системы с новыми свойствами и динамическими характеристиками, что неизбежно приводит к существенному взаимовлиянию процессов в узлах крупной генерации и удаленных узлов нагрузки с РГ в условиях реверсивных и быстроменяющихся потоков мощности. Распределительная сеть с РГ приобретает черты основной сети со свойственными для нее проблемами устойчивости.

Протекание процессов в ЭЭС с РГ в различных режимах работы зависит от свойств ЭЭС в целом, наличия сильных или слабых связей, а также типов генерирующих устройств РГ и расстояний между ними. В ЭЭС с сильными связями при интеграции РГ в большинстве своем не возникает сложностей по поддержанию частоты, регулированию напряжения, обеспечению параллельной работы генераторов, и как следствие, в таких ЭЭС реже нарушается устойчивость. В ЭЭС со слабыми связями влияние РГ неоднозначно и требует отдельного изучения, предел наращивания РГ в таких сетях может быть ограничен пропускной способностью линий электропередачи, пределами мощности трансформаторов, запасами по статической и динамической устойчивости, уровнем токов короткого замыкания и т. д. [5]. Кроме этого, независимо от свойств ЭЭС важно понимать, какие виды или типы устройств используются в качестве РГ, например, солнечные электростанции (СЭС), ветроэнергетические установки (ВЭУ) или газотурбинные установки (ГТУ), используются ли преобразователи напряжения, устройства компенсации реактивной мощности, FACTS, какие системы и стратегии управления устройствами РГ установлены, так как для понимания взаимовлияния РГ и ЭЭС важно учитывать особенности функционирования всего сопутствующего оборудования РГ в различных режимах работы [6].

Интеграция РГ в ЭЭС помимо положительного имеет и отрицательное влияние на режимы работы ЭЭС. Основные технические особенности ЭЭС в связи с интеграцией РГ сводятся к следующим.

– Интеграция РГ позволяет поддерживать уровни напряжений в распределительной сети за счет возможности по генерированию реактивной мощности, тем самым в аварийных режимах в большей мере обеспечивается надежное электроснабжение потребителей. Однако необходимо исследовать предел наращивания мощности РГ в таком случае, так как при относительно большом уровне интеграции РГ система может стать неустойчивой [7, 8].

– При интеграции ВЭУ и СЭС в качестве РГ, имеющих переменный режим работы, могут возникнуть проблемы при управлении режимами ЭЭС,

трудности в обеспечении баланса и регулировании частоты [9].

– Малые ГТУ, ВЭУ 3-го и 4-го типов, а также СЭС, подключаемые через преобразователь, имеют меньшую постоянную инерции в сравнении с традиционными агрегатами тепловых и гидроэлектростанций, что в аварийных режимах работы может привести к более быстрому нарушению устойчивости, а также возникновению качаний [10–12].

– Применение преобразователей при подключении РГ к ЭЭС может вызвать резонанс в токе или напряжении сети, возникающий в точке присоединения установок РГ к сети из-за несоответствия полного сопротивления между ними (между РГ и сетью). Вследствие этого оборудование может быть подвержено перегрузкам по току или напряжению [13, 14].

– С другой стороны, подключение устройств РГ через преобразователь оказывает положительное влияние на процессы ЭЭС, например, полностью управляемые преобразователи могут демпфировать колебания и уменьшать их длительность. Также обязательным требованием к ВЭУ за рубежом является их реакция на аварийные возмущения в ЭЭС, сопровождающиеся кратковременными снижениями напряжения. В сетевых кодексах сформулированы требования о недопустимости отключения ВЭУ при расчетных типах возмущений: система управления должна обеспечивать способность поддержания непрерывного энергоснабжения при возмущениях или способность поддержания непрерывности электроснабжения при низком напряжении (Fault Ride-Through (FRT) или Low Voltage Ride-Through (LVRT) capabilities соответственно). Тем самым ЭЭС с РГ, подключенные через преобразователь, становятся более устойчивыми (меньше влияют на отклонения частоты генераторов) [15–17].

– Неоднозначное влияние РГ на качество электроэнергии по уровням напряжений. Например, в случае применения ВЭУ 1, 2 и 3-го типов, которые в аварийных режимах потребляют реактивную мощность (РМ) и порождают такое явление, как «фликкер» (быстрые колебания напряжения), которые развиваются при резком снижении напряжения в узле присоединения ВЭУ [18, 19]. Кроме этого, возможны изменения уровней напряжения в сети при внедрении ВЭУ 1-го и 2-го типа в ЭЭС, что связано с перераспределением потоков РМ [20].

– Неоднозначно также влияние РГ на генерацию высших гармоник в ЭЭС. С одной стороны, наличие РГ снижает их уровень, с другой стороны, многие установки РГ, например, ВЭУ, высокочастотные ГТУ, СЭС, подключаются к распределительной сети через преобразователи напряжения, принцип действия которых построен на коммутациях силовых быстродействующих полупроводниковых ключей, генерирующих высшие гармоники [21–23].

– Интеграция РГ усложняет также систему релейной защиты и автоматики (РЗА), противоаварийного управления ЭЭС и способствует увеличению токов короткого замыкания, что может потребовать замены коммутационных аппаратов, изменения настроек защит и др. [24–26].

– Интеграция РГ усложняет диспетчерское управление ЭЭС, смещая его функции на распределительную сеть. Проблема при этом заключается в высокой неопределенности режимов работы РГ вследствие неравномерности загрузки агрегатов, отсутствия текущей информации об их работе и др.

Обозначенные особенности РГ требуют тщательного исследования свойств и характеристик работы различных установок РГ в ЭЭС, анализ показывает, что не существует общих методик и универсальных решений, способствующих определению указанных проблем интеграции РГ в ЭЭС. Из обозначенного также следует, что большинство современных устройств РГ, работающих через преобразователь с ЭЭС, вносят неоднозначные изменения в протекающие процессы, определить которые можно, лишь исследовав те или иные свойства конкретной ЭЭС с РГ в различных режимах работы. Тем самым проблематика интеграции РГ в ЭЭС становится безусловно важным аспектом при исследовании режимов их совместной работы и функционирования.

### Теоретическая часть

Определить взаимное влияние РГ и ЭЭС возможно только через глубокое исследование всевозможных нормальных и аномальных режимов работы и всего спектра установившихся и переходных процессов как в силовом оборудовании РГ, так и в ЭЭС с РГ в целом. Единственным способом осуществления таких исследований становится математическое моделирование, а обеспечить эту возможность позволяют полные всережимные математические модели устройств РГ, оборудования ЭЭС и вспомогательного (автоматические регуляторы возбуждения, системы управления и др.) оборудования ЭЭС, а также соответствующие средства их реализации. При этом для достижения максимально близких к реальным данным результатов моделирования необходимо моделировать наиболее полные и подробные топологии ЭЭС с РГ, при отсутствующей необходимости исключая эквивалентирование. Известно, что при значительном эквивалентировании может быть потеряно влияние отдельных устройств или небольших их групп на ЭЭС [27, 28].

Учитывая технические особенности функционирования РГ в ЭЭС, необходимо детальное

их моделирование, при этом моделируемая ЭЭС с РГ должна быть максимально детализирована, следовательно, она становится большой размерности. Поскольку получающаяся совокупная математическая модель такой ЭЭС содержит жесткую и нелинейную систему дифференциальных уравнений чрезвычайно высокого порядка, плохо обусловленную на условиях применимости методов численного интегрирования обыкновенных дифференциальных уравнений [29], то для существующих программно-аппаратных и программно-вычислительных комплексов (ПВК и ПАК), как известно, такое моделирование не осуществимо: многие ПВК и ПАК ограничены по количеству моделируемых узлов или ограничены на использование полных детализированных моделей [30]. Кроме этого, после применения методов численного интегрирования для расчета математических моделей неизвестной остаются действительные локальные ошибки аппроксимации и закон их трансформации от шага к шагу, соответственно, методическая ошибка решения в целом, определение которой в теории методов дискретизации для обыкновенных дифференциальных уравнений отнесено к категории фундаментальных проблем.

Поэтому крайне важным для изучения проблем, связанных с интеграцией и совместной работой РГ с ЭЭС, является наличие средств осуществления детального моделирования больших ЭЭС с РГ, позволяющих воспроизводить весь спектр значимых процессов. В качестве решения предлагается альтернативный гибридный подход к моделированию ЭЭС и средство его реализации – всережимный моделирующий комплекс реального времени ЭЭС (ВМК РВ ЭЭС) (рис. 1), разработанный в Томском политехническом университете [31–33].

ВМК РВ ЭЭС лишен проблем, присущих ПВК и ПАК, и позволяет использовать детальные модели всего значимого оборудования ЭЭС, а также моделировать ЭЭС больших размерностей [30].

В ВМК РВ ЭЭС моделирование происходит на цифровом, аналоговом и физическом уровнях, разработаны и реализованы гибридные модели всего значимого и вспомогательного оборудования ЭЭС: трансформаторы, линии электропередачи, конденсаторные батареи, управляемые шунтирующие реакторы, модели нагрузок с СХН, вставка постоянного тока, универсальный модуль ветроэнергетической установки, солнечных панелей, синхронных и асинхронных машин. Достоверность результатов моделирования больших ЭЭС в ВМК РВ ЭЭС экспериментально проверена и подтверждена опытом эксплуатации.

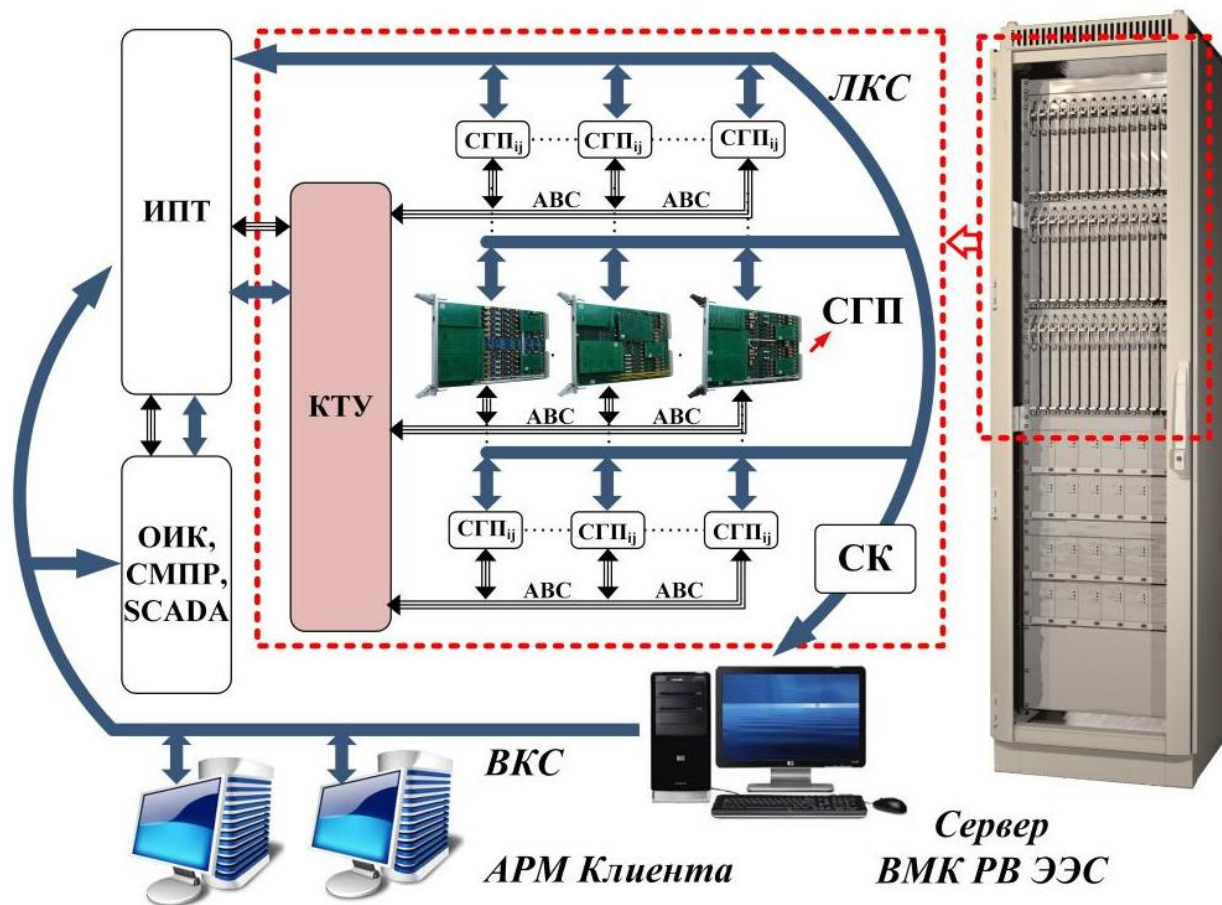


Рис. 1. Структурная схема функционирования ВМК РВ ЭЭС:

СГП<sub>ij</sub> – специализированные гибридные процессоры оборудования ЭЭС, в том числе СГП моделирующие устройства РГ; АРМ Клиента – автоматизированное рабочее место клиента, размещаемое на компьютерах во внешней компьютерной сети (ВКС) и предназначенное в том числе для удаленной работы пользователей ВМК РВ ЭЭС; ИПТ – интерфейсные программные и программно-технические средства, подключение внешних различных устройств, в том числе реальных РЗА; КТУ – коммутатор трехфазных узлов, СК – сетевой коммутатор; ЛКС – локальная компьютерная сеть; ОИК, СМПП, SCADA – системы мониторинга, сбора и архивирования данных ЭЭС

### Практическая часть

Современная концепция РГ неразрывно связана с использованием возобновляемых источников энергии (ВИЭ), преимущественно устройствами РГ выступают солнечные и ветряные электростанции или отдельные сетевые ВЭУ. Поскольку энергия ветра занимает большую часть установленной в настоящее время РГ в современных энергосистемах, одной из актуальных задач моделирования является моделирование ВЭУ.

В рамках гибридного подхода разработан специализированный гибридный процессор (СГП) ВЭУ 4-го типа (с синхронным генератором, возбуждаемым постоянными магнитами (СГПМ), присоединенным через преобразователь напряжения и трансформатор к узлу ЭЭС) [34]. Разработанный СГП адаптирован для использования в ВМК РВ ЭЭС (рис. 2).

На аналоговом уровне происходит решение синтезированных полных математических моде-

лей оборудования ВЭУ 4-го типа посредством способа непрерывного неявного интегрирования, в результате которого осуществляется методически точное решение жестких нелинейных систем дифференциальных уравнений воспроизводимого оборудования. Для реализации указанного способа разработаны специализированные параллельные цифроаналоговые структуры – гибридные сопроцессоры (ГСП), являющиеся базовыми составляющими СГП ВЭУ 4-го типа. Функциональная схема ГСП СГПМ представлена на рис. 3. Аналогичным образом с использованием электронных и интегральных микросэлектронных компонентов разработаны и реализованы гибридные сопроцессоры: цепи постоянного тока, фильтра высших гармоник, реактора и трансформатора.

Система уравнений (1) СГПМ в осях  $d, q$ , согласно которой разработан и построен ГСП СГПМ:

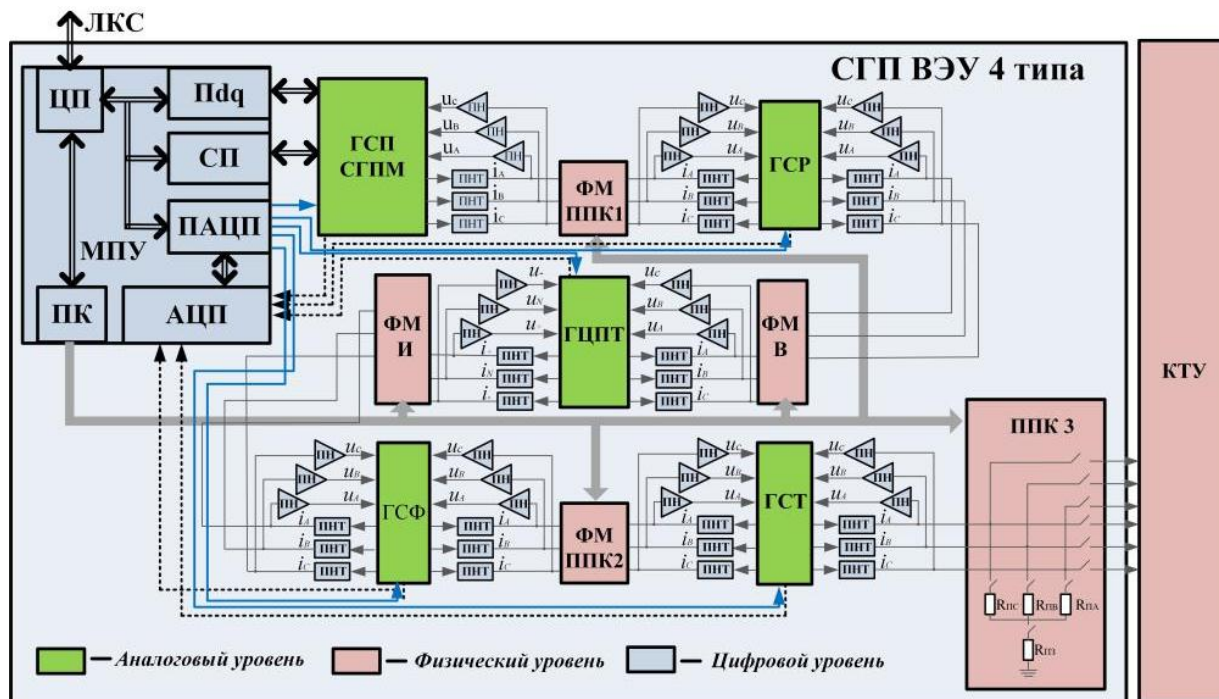
$$\begin{cases} \Psi_{\delta q} = x_{aq}i_q, \Psi_{\delta d} = x_{ad}i_d, \\ E_{iq} = x_{aq}i_q, E_{id} = x_{ad}i_d + E_{ПМ}, \\ \Psi_q = \Psi_{\delta q} + x_{\sigma}i_q, \Psi_d = \Psi_{\delta d} + x_{\sigma}i_d, \\ u_q = \omega\Psi_d - \frac{d\Psi_q}{dt} - r_a i_q, \\ u_d = -\omega\Psi_q - \frac{d\Psi_d}{dt} - r_a i_d, \\ i_d = \frac{1}{x_{\sigma}}(\Psi_d - E_{id}), i_q = \frac{1}{x_{\sigma}}(\Psi_q - E_{iq}), \end{cases} \quad (1)$$

где  $\frac{d\Psi_q}{dt}$ ,  $\frac{d\Psi_d}{dt}$  и  $\omega\Psi_q$ ,  $\omega\Psi_d$  – трансформаторные ЭДС и ЭДС вращения;  $\Psi_{\delta q}$ ,  $\Psi_{\delta d}$  – потокосцепления в воздушном зазоре;  $E_{id}$ ,  $E_{iq}$  – внутренние ЭДС в воздушном зазоре;  $\Psi_q$ ,  $\Psi_d$  – результирующие потокосцепления;  $u_d$ ,  $u_q$  – напряжения статора;  $i_q$ ,  $i_d$  – токи статора;  $x_{ad}$ ,  $x_{aq}$  – сопротивления взаимной индукции между контурами ротора и статора;

$x_{\sigma}$  – сопротивление рассеяния;  $r_a$  – активное сопротивление статорной обмотки;  $E_{ПМ}$  – ЭДС постоянных магнитов (задается в соответствии с паспортными данными моделируемой ВЭУ).

Физический уровень представляет собой разработанные физические модели коммутационного оборудования на базе интегральных униполярных цифруправляемых аналоговых ключей (ЦУАК). На физическом уровне осуществляются воспроизведения коммутаций силовых выключателей (ФМ ППК1-3) и силовых полупроводниковых ключей преобразователя напряжения (ФМ В и ФМ И). Физическая модель преобразователя напряжения реализована по трехуровневой схеме, а реализация быстродействующих полностью управляемых полупроводниковых ключей осуществляется согласно схеме, представленной на рис. 4.

Униполярные ЦУАК 1 и ЦУАК 2 моделируют работу  $i$ -го полупроводникового ключа: IGBT-транзистора и обратного диода с соответствующими параметрами их схем замещения. Поскольку уни-



**Рис. 2. Структурная схема СГП ВЭУ 4-го типа:**

ГСП СГПМ – гибридный сопроцессор математической модели СГПМ, МПУ – микропроцессорный узел, обеспечивающий все информационно-управляющие функции СГП ВЭУ 4-го типа и состоящий из периферийных микропроцессоров: СП – сопроцессор математической модели ветра, его аэродинамического преобразования и управления углом поворота лопастей ветротурбины, расчета ЭДС, формируемой постоянными магнитами, реализации алгоритмов релейной защиты и автоматики; ПК – процессор коммутации, обеспечивающий управление цифруправляемыми аналоговыми ключами (ЦУАК) физических моделей (ФМ): ФМ продольно-поперечного коммутатора (ППК) 1 (осуществление всевозможных продольно-поперечных коммутаций) и идентичных ФМ ППК 2, ФМ ППК 3, а также ФМ В – выпрямителя и ФМ И – инвертора; Пdq – процессор  $d$ ,  $q$ , обеспечивает взаимное координатное преобразование  $d$ ,  $q \rightleftharpoons A, B, C$ ; ПАЦП – процессор аналого-цифрового преобразования (АЦП), обеспечивает посредством АЦП оцифровку результатов моделирования, а также всевозможные функциональные преобразования информации; ЦП – центральный процессор, осуществляет информационно-управляющее взаимодействие по ЛЭС между сервером ВМК РВ ЭЭС и периферийными процессорами, а также обеспечивает ввод данных в цифро-аналоговые преобразователи (ЦАП) ГСП и предварительную функциональную обработку результатов моделирования при необходимости; ГСР – гибридный сопроцессор реактора; ГЦПТ – гибридный сопроцессор цепи постоянного тока; ГСФ – гибридный сопроцессор фильтра высших гармоник; ГСТ – гибридный сопроцессор трансформатора присоединения; ПНТ – интегральные микроэлектронные преобразователи «напряжение – ток», ПН – повторители напряжений на базе микроэлектронных интегральных операционных усилителей



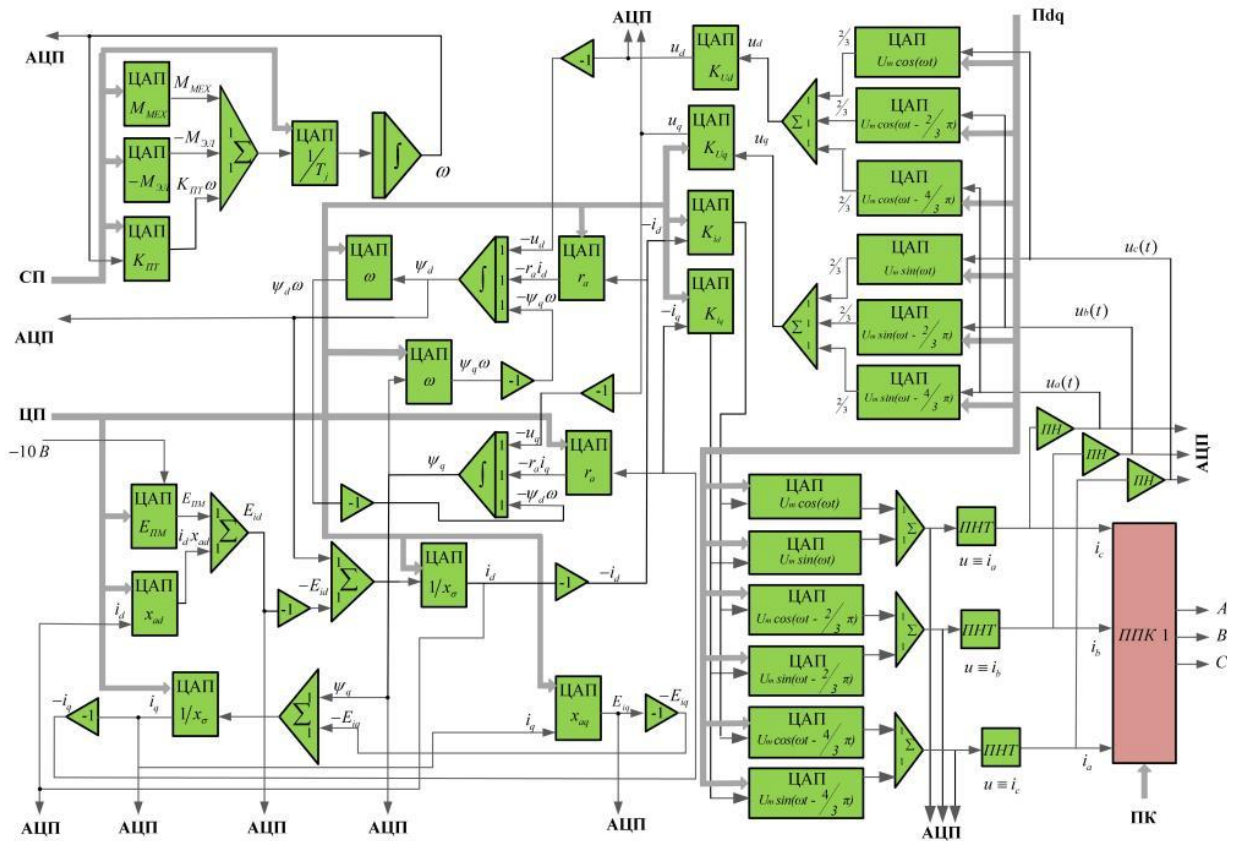


Рис. 3. Функциональная схема ГСП СГПМ

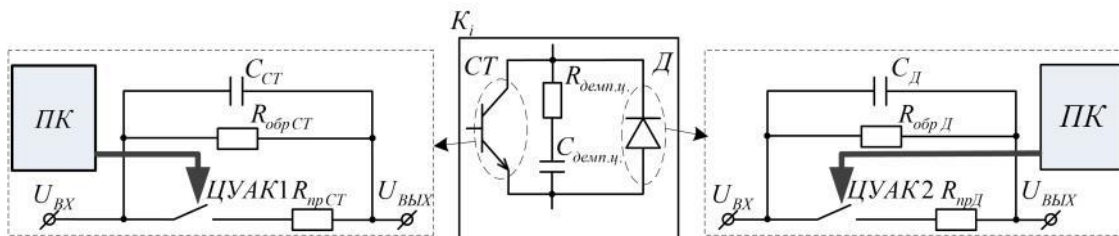


Рис. 4. Цифруемая физическая модель быстродействующего полностью управляемого полупроводникового ключа

полярные ЦУАК являются по отношению к реальным транзистору и диоду практически идеальными элементами, их схемы замещения дополняются прямым и обратным управляемыми сопротивлениями  $R_{прД}$ ,  $R_{прСТ}$  и  $R_{обрД}$ ,  $R_{обрСТ}$  (для приближения работы элементов к реальным условиям) и дополняются емкостями, воспроизводящими реальные емкость  $p-n$ -перехода диода и емкость  $n-p-n$ -перехода транзистора  $C_{СТ}$  и  $C_{Д}$  в соответствии с их паспортными данными. Таким образом, дополняющие сопротивления и емкости приближают коммутационные процессы работы силовых ключей преобразователя к реальным.

Цифровой уровень необходим для информационного обмена между центральным процессором и входящими в СГП периферийными процессорами, образующими микропроцессорный узел, а также для согласования связи с другими СГП мо-

делируемой ЭСС и Сервером ВМК РВ ЭЭС. На цифровом уровне решаются несложные математические модели, воспроизводятся алгоритмы работы систем управления моделируемого оборудования, уравнения первичного двигателя, моделирование ветра, алгоритмы релейной защиты и автоматики, алгоритмы работы преобразователя напряжения (шиотно-импульсная модуляция), и благодаря работе специального программного обеспечения производится преобразование и передача всей необходимой информации моделирования на сервер ВМК РВ ЭЭС.

Разработанный СГП ВЭУ 4-го типа был протестирован в модели Томской ЭЭС, реализованной в ВМК РВ ЭЭС (рис. 5). Параметры всех сетевых элементов моделируемой ЭЭС заданы на основе диспетчерской схемы Томской ЭЭС и справочных данных, а параметры электрических машин, их

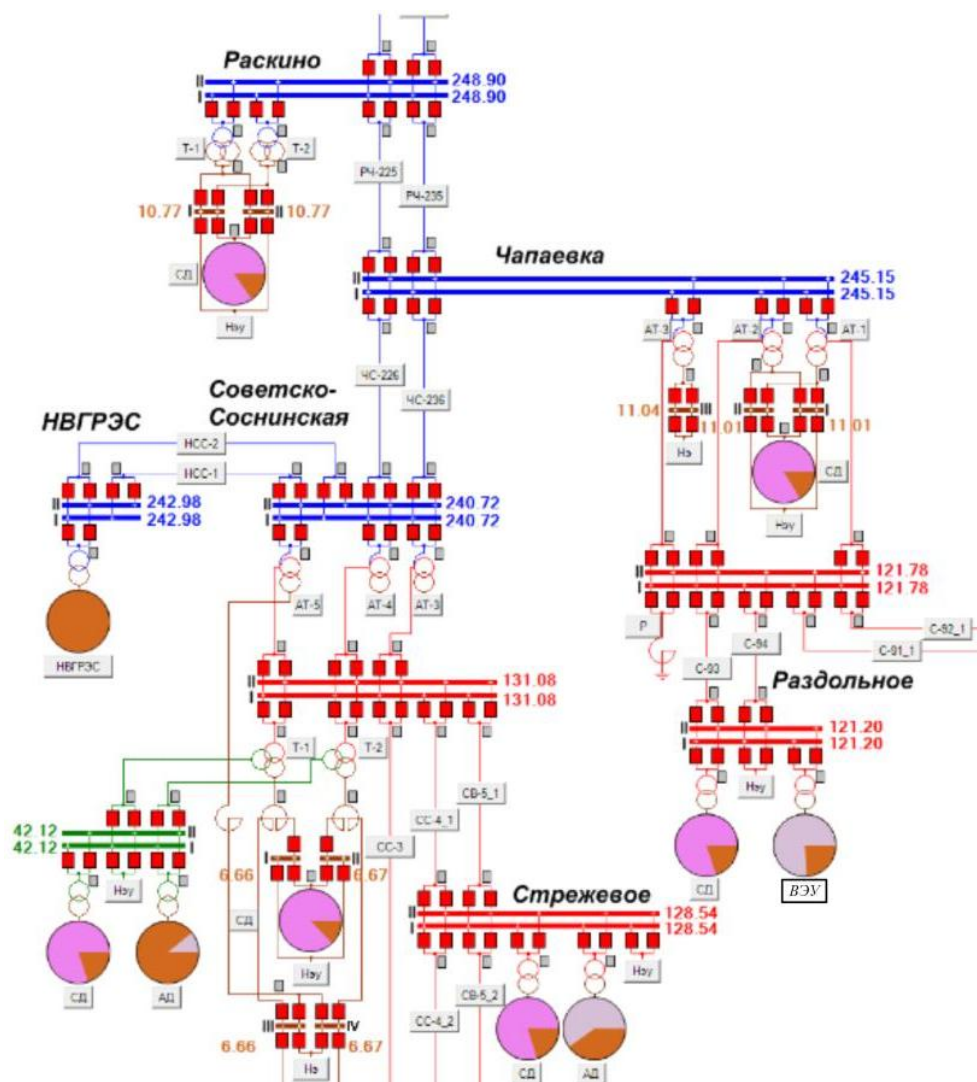


Рис. 5. Фрагмент модели Томской ЭЭС

систем возбуждения с учетом автоматических регуляторов возбуждения (АРВ) и первичных двигателей с учетом их систем регулирования, а также характеристики приводимых электродвигателями механизмов заданы усреднено по соответствующим справочным данным. Аналогично заданы параметры взаимной индукции ЛЭП (распологаемых в одном коридоре и двухцепных), законы регулирования управляемых шунтирующих реакторов (УШР) и характеристики намагничивания трансформаторов (автотрансформаторов) и электрических машин. Моделируемая ЭЭС включает 200 трехфазных узлов, 42 электрические машины, 42 трансформатора, 97 ЛЭП, 63 обобщенные эквивалентные нагрузки.

ВЭУ 4-го типа, установленной мощностью 5 МВт, рассматривается для данной ЭЭС как устройство РГ, расположенной в нагрузочном узле ПС Раздольное 110 кВ.

На рис. 6, 7 приведены осциллограммы изме-

нения активной, реактивной мощности, фазных токов и напряжений преобразователя напряжения ВЭУ при изменении генерируемой мощности ВЭУ.

На рис. 8, 9 приведены осциллограммы аварийных режимов работы ВЭУ 4-го типа в месте подключения к ЭЭС (ПС Раздольное 110 кВ).

Полученные осциллограммы моделирования аварийных режимов работы в ВМК РВ ЭЭС соответствуют протекаемым процессам и свидетельствуют о возможности моделирования ВЭУ как устройства РГ в большой ЭЭС в реальном времени. При необходимости расположение ВЭУ в ЭЭС, ее мощность можно менять в соответствии с решаемыми задачами, также гибкой является система управления ВЭУ, позволяющая задавать FRT и LVRT характеристики, тем самым анализировать поведение ВЭУ данного типа в ЭЭС, оценивать статическую и динамическую устойчивость в аварийных режимах работы и т. д.

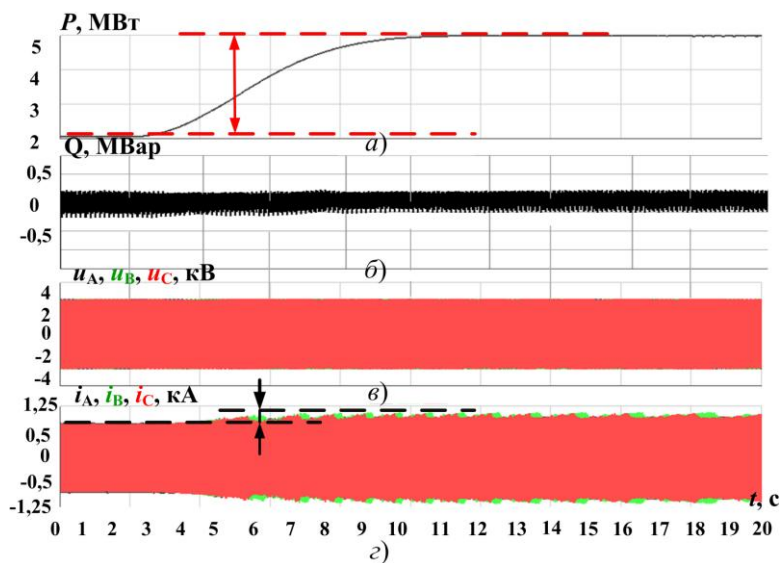


Рис. 6. Осциллограммы активной (а) и реактивной (б) мощности, фазных токов (г) и напряжений (в) на выходе преобразователя напряжения ВЭУ

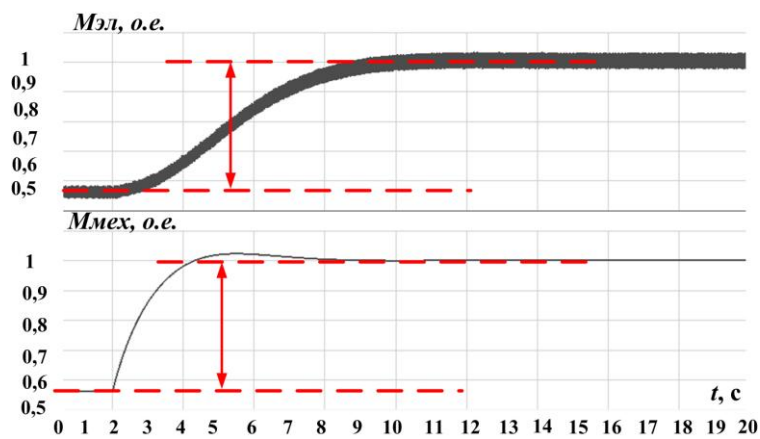


Рис. 7. Осциллограммы электромагнитного и механического моментов ВЭУ

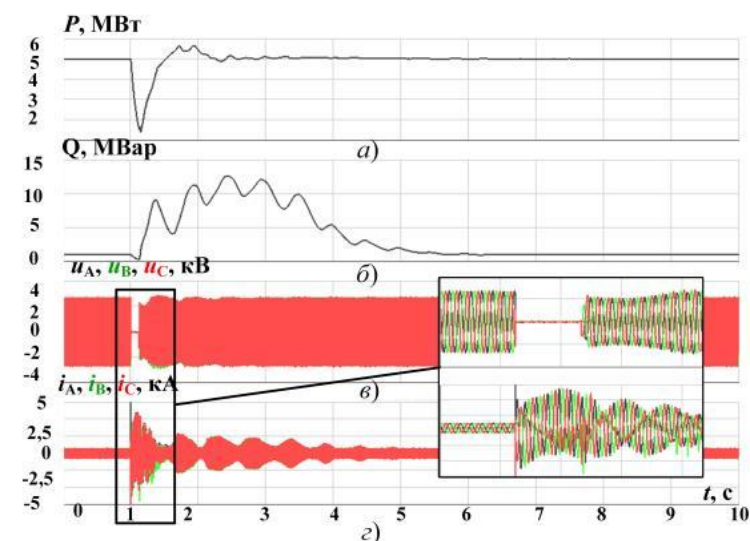


Рис. 8. Осциллограммы активной (а) и реактивной (б) мощности, фазных токов (г) и напряжений (в) на выходе преобразователя напряжения ВЭУ при трехфазном КЗ в узле 110 кВ ПС Раздольное



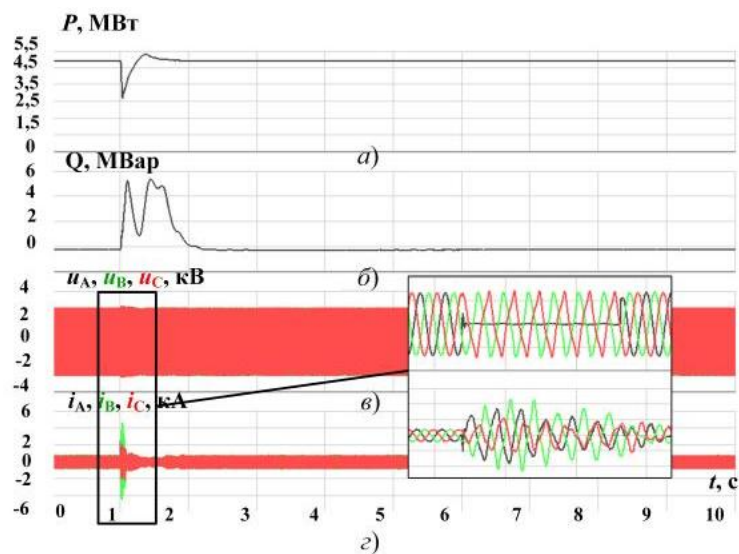


Рис. 9. Осциллограммы активной (а) и реактивной (б) мощности, фазных токов (г) и напряжений (в) на выходе преобразователя напряжения ВЭУ при однофазном КЗ в узле 110 кВ ПС Раздольное

## Заключение

В работе обозначены основные технические особенности функционирования устройств РГ в ЭЭС, проанализированы как положительные, так и отрицательные стороны интеграции РГ в ЭЭС. Обозначена проблематика, связанная с исследованиями в данной области, ввиду ограничительных особенностей моделирующих комплексов. Предложен гибридный подход и средство его реализации – ВМК РВ ЭЭС, который позволяет воспроизводить широкий спектр процессов во всем значимом оборудовании и в ЭЭС в целом независимо от ее размера и количества моделируемого оборудования. Продемонстрированы результаты моделирования, разработанного на основе гибридного

подхода СГП ВЭУ 4-го типа, применяемого как устройство РГ в моделируемой ЭЭС. Результаты моделирования показали возможности применяемого подхода в моделировании РГ в ЭЭС. Таким образом, ВМК РВ ЭЭС может выступать универсальным полигоном для тестирования работы различных типов РГ в ЭЭС во всевозможных режимах работы. В зависимости от решаемой задачи в конкретной ЭЭС ВМК РВ ЭЭС позволяет исследовать поведение всего значимого оборудования в ЭЭС, в том числе с устройствами РГ в различных режимах работы.

Работа выполнена при поддержке гранта Российского научного фонда, проект № 18-79-10006.

## Литература

1. Bauen, A. *Decentralised generation – technologies and market perspectives* / A. Bauen, A. Hawkes // IEA. – 2004. – 18 p.
2. Стенников, В.А. *Централизованная и распределенная генерация – не альтернатива, а интеграция* / В.А. Стенников, Н.И. Воронин // Известия РАН. Энергетика. – 2014. – № 1. – С. 64–73.
3. Воронин, Н.И. *Требования к противоаварийному управлению ЭЭС с учетом изменения условия их развития и функционирования* / Н.И. Воронин, Д.Н. Ефимов // Надежность либерализованных систем энергетики. – Новосибирск: Наука, 2004. – С. 74–84.
4. Batrinu, F. *Current Issues on Operation and Management of Distributed Resources* / F. Batrinu, G. Chicco, R. Pomrube et al. // 5th Int. World Energy System Conf. – 2004. – No. 31.–36 p.
5. Rajalakshmi, J. *Review on optimal distributed generation placement using particle swarm optimization algorithms* / J. Rajalakshmi, S. Durairaj // 2016 International Conference on Emerging Trends in Engineering, Technology and Science (ICETETS). – 2016. – P. 1–6. DOI: 10.1109/ICETETS.2016.7603088
6. Boemer, J.C. *Dynamic models for transient stability analysis of transmission and distribution systems with distributed generation: an overview* / J.C. Boemer, M. Gibescu, W.L. Kling // Proceedings of the IEEE Bucharest PowerTech. – 2009. – P. 1–8. DOI: 10.1109/PTC.2009.5282177
7. Климов, П.П. *Влияние распределенной генерации с ветроэнергетическими установками на распределительные сети* // Вестник Иркутского государственного технического университета. – 2016. – Т. 21, № 2. – С. 97–105. DOI: 10.21285/1814-3520-2017-2-97-105

8. Reza, M. *Impacts of distributed generation penetration levels on power systems transient stability* / M. Reza, P.H. Schavemaker, J.G. Sloopweg et al. // *IEEE Power Engineering Society General Meeting*. – 2004. – Vol. 2. – P. 2150–2155. DOI: 10.1109/PES.2004.1373261
9. Heier, S. *Grid Integration of Wind Energy: Onshore and Offshore Conversion Systems*. – UK: John Wiley & Sons Inc., 2014. – 520 p. DOI: 10.1002/9781118703274
10. Гуревич, Ю.Е. Проблемы обеспечения надежного электроснабжения потребителей от газотурбинных электростанций небольшой мощности / Ю.Е. Гуревич, Л.Г. Мамиконянц, Ю.Г. Шакарян // *Электричество*. – 2002. – № 2. – С. 2–9.
11. Edwards F. *Dynamics of distribution networks with distributed generation* / F. Edwards, G. Dudgeon, J. McDonald, W. Leithead // *IEEE Power Engineering Society Summer Meeting*. – 2000. – Vol. 2. – P. 1032–1037. DOI: 10.1109/PSS.2000.867515
12. Azmy, A. *Impact of distributed generation on the stability of electrical power system* / A. Azmy, I. Erlich // *IEEE Power Engineering Society General Meeting*. – 2005. – Vol. 2. – P. 1056–1063. DOI: 10.1109/PES.2005.1489354
13. Xin Chen. *A Study of Renewable Energy System Harmonic Resonance based on a DG Test-Bed* / Xin Chen, Jian Sun // *Applied Power Electronics Conference and Exposition (APEC) Fort Worth: IEEE*. – 2011. – P. 995–1002. DOI: 10.1109/APEC.2011.5744716
14. *Harmonic Interaction between large Numbers of Photovoltaic Inverters and the Distribution Network* / J.H.R. Enslin, W.T.J. Hulshorst, A.M.S. Atmadji et al. // *Bologna Power Tech Conference Proceedings*) Bologna: IEEE. – 2003. – P. 1–6. DOI: 10.1109/PTC.2003.1304365
15. Meliopoulos, A.P.S. *Distributed Energy Sources: Needs for Analysis and Design Tools* / A.P.S. Meliopoulos // *2001 IEEE PES Summer Meeting*. – 2001. – P. 143–147. DOI: 10.1109/PSS.2001.970091
16. *Modeling New Forms of Generation and Storage* / N.D. Hatziaargyriou, M. Donnelly, S.A. Papathanassiou, J.A. Pecos Lopes // *Electra*. – 2001. – No. 195. – P. 55–63.
17. Xyngi, I. *Transient Stability Analysis of a Distribution Network With Distributed Generators* / I. Xyngi, A. Ishchenko // *IEEE TRANSACTIONS ON POWER SYSTEMS*. – 2009. – Vol. 24, no. 2. – P. 1102–1104. DOI: 10.1109/TPWRS.2008.2012280
18. Khosravi, A. *Transient stability evaluation of power systems with large amounts of distributed generation* / A. Khosravi, M. Jazaeri, S.A. Mousavi // *45th International Universities Power Engineering Conference UPEC2010*. – 2010. – P. 1–5.
19. Cigre, W.G. *Modeling and dynamic behavior of wind generation as it relates to power system control and dynamic performance* / W.G. Cigre // *International Council on Large Electric Systems (CIGRE), Tech. Rep.* – August 2007. – C4.601.
20. *The uncertainty and its influence of wind generated power on power system transient stability under different penetration* / D. Han, J. Ma, A. Xue et al. // *2014 International Conference on Power System Technology, Chengdu*. – 2014. – P. 675–680. DOI: 10.1109/POWERCON.2014.6993813
21. Papathanassiou, S.A., *Technical Requirements for the Connection of Dispersed Generation to the Grid* / S.A. Papathanassiou, N.D. Hatziaargyriou // *2001 IEEE PES Summer Meeting*. – 2001. – P. 134–138. DOI: 10.1109/PSS.2001.970141
22. Badrzadeh, B. *Practical Experiences and Mitigation Methods of Harmonics in Wind Power Plants. Industry Applications* / B. Badrzadeh, M. Gupta // *Transactions on IEEE*. – 2013. – Vol. 49, no. 5. – P. 2279–2289. DOI: 10.1109/TIA.2013.2260314
23. Jennett, K. *Comprehensive and quantitative analysis of protection problems associated with increasing penetration of inverter-interfaced DG* / K. Jennett, F. Coffele, C. Booth // *11th IET International Conference on Developments in Power Systems Protection Conf.* – 2012. – P. 1–6. DOI: 10.1049/cp.2012.0091
24. *Optimal Protection Coordination for Meshed Distribution Systems With DG Using Dual Setting Directional Over-Current Relays* / H.H. Zeineldin, H.M. Sharaf, D.K. Ibrahim, A. El-Zahab // *IEEE Trans. on Smart Grid*. – 2015. – Vol. 6, no. 1. – P. 115–123. DOI: 10.1109/TSG.2014.2357813
25. *Relay Protection Coordination Integrated Optimal Placement and Sizing of Distributed Generation Sources in Distribution Networks* / C. Zhan, Y. Wang, X. Yang et al. // *IEEE Trans. on Smart Grid*. – 2016. – Vol. 7, no. 1. – P. 55–65. DOI: 10.1109/TSG.2015.2420667
26. *Protection challenges under bulk penetration of renewable energy resources in power systems: A review* / V. Telukunta, J. Pradhan, A. Agrawal et al. // *CSEE Journal of Power and Energy Systems*. – 2017. – Vol. 3, no. 4. – P. 365–379. DOI: 10.17775/CSEEPES.2017.00030
27. *Understanding Dynamic Model Validation of a Wind Turbine Generator and a Wind Power Plant* / E. Muljadi, Y.C. Zhang, V. Gevorgian, D. Kosterev // *IEEE Energy Conversion Congress and Exposition*. – 2016. – P. 1–5. DOI: 10.1109/ECCE.2016.7855542
28. Carreras, B.A. *Does size matter?* / B.A. Carreras, D.E. Newman, I. Dobson // *Chaos*. – 2014. – Vol. 24, no. 2. DOI: 10.1063/1.4868393

29. Холл, Д. *Современные численные методы решения обыкновенных дифференциальных уравнений: пер. с англ.* / Д. Уатт, Д. Холл; под ред. А.Д. Горбунова. – М.: Мир, 1979. – 312 с.

30. Аскарлов, А.Б. *Применение всережимного моделирующего комплекса для энергосистем с распределенной генерацией* / А.Б. Аскарлов, А.А. Суворов, М.В. Андреев // *Вестник Иркутского государственного технического университета*. – 2019. – Т. 23, № 1. – С. 75–89. DOI: 10.21285/1814-3520-2019-1-75-89

31. Суворов, А.А. *Проблема верификации средств моделирования электроэнергетических систем и концепция ее решения* / А.А. Суворов, А.С. Гусев, А.О. Сулайманов, М.В. Андреев // *Вестник Ивановского государственного энергетического университета*. – 2017. – № 1. – С. 11–23.

32. Гусев, А.С. *Концепция и средства всережимного моделирования в реальном времени электроэнергетических систем* / А.С. Гусев // *Известия вузов. Проблемы энергетики*. – 2008. – № 9.10/1. – С. 164–170.

33. *Hybrid Real-Time Simulator of Large-Scale Power Systems* / M. Andreev, A. Gusev, N. Ruban et al. // *IEEE Trans. Power Systems*. – 2019. – Vol. 34, no. 2. – P. 1404–1415. DOI: 10.1109/TPWRS.2018.2876668

34. IEC 61400-27-1. *Electrical Simulation Models for Wind Power Generation – Wind Turbines*. – International Electrotechnical Commission, Geneva, Switzerland, 2015. – 204 p.

**Разживин Игорь Андреевич**, канд. техн. наук, ассистент Отделения электроэнергетики и электротехники Инженерной школы энергетики, Национальный исследовательский Томский политехнический университет, г. Томск; lionrash@tpu.ru.

**Андреев Михаил Владимирович**, канд. техн. наук, доцент, заведующий научно-исследовательской лабораторией «Моделирование электроэнергетических систем» Инженерной школы энергетики, Национальный исследовательский Томский политехнический университет, г. Томск; andreevmv@tpu.ru.

**Суворов Алексей Александрович**, канд. техн. наук, ассистент Отделения электроэнергетики и электротехники Инженерной школы энергетики, Национальный исследовательский Томский политехнический университет, г. Томск; suvovovaa@tpu.ru.

**Уфа Руслан Александрович**, канд. техн. наук, доцент Отделения электроэнергетики и электротехники Инженерной школы энергетики, Национальный исследовательский Томский политехнический университет, г. Томск; hech@tpu.ru.

*Поступила в редакцию 21 мая 2020 г.*

---

DOI: 10.14529/power200204

## HYBRID SIMULATION OF DISTRIBUTED GENERATION IN GRIDS

**I.A. Razzhivin**, lionrash@tpu.ru,

**M.V. Andreev**, andreevmv@tpu.ru,

**A.A. Suvorov**, suvovovaa@tpu.ru,

**R.A. Ufa**, hech@tpu.ru

*Tomsk Polytechnic University, Tomsk, Russian Federation*

As many countries seek to use distributed energy more and move away from conventional centralized electricity delivery, the functioning of grids carrying distributed generation facilities becomes a relevant matter. Adoption of distributed generation fundamentally alters the properties of distribution grids, transforming them from passive transports and distributors into active distribution systems that have novel properties and dynamic characteristics, which inevitably causes the processes at major generation nodes and remote load nodes to affect each other in the context of reverse, rapidly changing power flows. Analysis presented herein shows that the mutual influence of distributed generation facilities and in-grid processes are ambiguous, and each case calls for analysis of its own, since, while being an advantage for the grid, distributed generation has negative impact, too, which pertains to the operating parameters of various DG types and units. How DG facilities and the grid affect each other can only be found by mathematical modeling; to maximize the accuracy, such modeling has to reproduce the most complete and detailed topology of grids carrying DG facilities; however, there are known limitations of software and hardware that prevent such modeling from returning accurate results. The authors hereof propose an alternative, hybrid approach to modeling electric systems (grid) that combines digital, analog,

and physical-level modeling; the approach has been implemented as the All-Mode Real-Time Grid Simulation Complex. A specialized hybrid wind-farm processor has been designed and tested as a distributed generation unit of Tomsk Electric Grids.

*Keywords:* distributed generation, electric power system, grid, hybrid simulation, wind farm.

**This work was supported by Russian Science Foundation under the governmental Grant No. 18-79-10006.**

### References

1. Bauen A., Hawkes A. *Decentralised generation – technologies and market perspectives*. IEA, 2004. 18 p.
2. Stennikov V.A., Voropay N.I. [Centralized and distributed generation - not an alternative, but integration]. *Izvestiya RAN. Energetika* [Proceedings of the RAS. Energetics], 2014, no. 1, pp. 64–73. (in Russ.)
3. Voropay N.I., Efimov D.N. [Requirements for emergency control of electric power plants taking into account changes in the conditions for their development and functioning]. *Nadezhnost' liberalizovannykh sistem energetiki* [Reliability of liberalized energy systems], 2004, pp. 74–84. (in Russ.)
4. Batrinu F., Chicco G., Pomrubi R., Postolache P., Toader C. Current Issues on Operation and Management of Distributed Resources. *5th Int. World Energy System Conf.*, 2004, 31. 36 p.
5. Rajalakshmi J., Durairaj S. Review on optimal distributed generation placement using particle swarm optimization algorithms. *2016 International Conference on Emerging Trends in Engineering, Technology and Science (ICETETS)*, 2016, pp. 1–6. DOI: 10.1109/ICETETS.2016.7603088
6. Boemer J.C., Gibescu M., Kling W.L. Dynamic models for transient stability analysis of transmission and distribution systems with distributed generation: an overview. *Proceedings of the IEEE Bucharest PowerTech.*, 2009, pp. 1–8. DOI: 10.1109/PTC.2009.5282177
7. Klimov P.L. [The effect of wind power plant distributed generation on distribution networks]. *Proceedings of Irkutsk State Technical University*, 2017, vol. 21, no. 2, pp. 97–105. (in Russ.) DOI: 10.21285/1814-3520-2017-2-97-105
8. Reza M., Schavemaker P.H., Sloopweg J.G., Kling W.L., L. van der Sluis. Impacts of distributed generation penetration levels on power systems transient stability. *IEEE Power Engineering Society General Meeting*, 2004, vol. 2, pp. 2150–2155. DOI: 10.1109/PES.2004.1373261
9. Heier S. *Grid Integration of Wind Energy: Onshore and Offshore Conversion Systems*. UK, John Wiley & Sons Inc., 2014. 520 p. DOI: 10.1002/9781118703274
10. Gurevich Ju.E., Mamikonyanc L.G., Shakaryan Ju.G. [The problems of ensuring reliable power supply to consumers from small-capacity gas turbine power plants]. *Electrical Technology Russia*, 2002, no. 2, pp. 2–9. (in Russ.)
11. Edwards F., Dudgeon G., McDonald J., Leithead W. Dynamics of distribution networks with distributed generation. *IEEE Power Engineering Society Summer Meeting*, 2000, vol. 2, pp. 1032–1037. DOI: 10.1109/PSS.2000.867515
12. Azmy A., Erlich I. Impact of distributed generation on the stability of electrical power system. *IEEE Power Engineering Society General Meeting*, 2005, vol. 2, pp. 1056–1063. DOI: 10.1109/PES.2005.1489354
13. Xin Chen, Jian Sun. A Study of Renewable Energy System Harmonic Resonance based on a DG Test-Bed. *Applied Power Electronics Conference and Exposition (APEC) Fort Worth: IEEE*, 2011, pp. 995–1002. DOI: 10.1109/APEC.2011.5744716
14. Enslin J.H.R., Hulshorst W.T.J., Atmadji A.M.S., Heskens P.J.M., Kotsopoulos A., Cobben J.F.G. Harmonic Interaction between large Numbers of Photovoltaic Inverters and the Distribution Network. *Bologna Power Tech Conference Proceedings) Bologna: IEEE*, 2003, pp. 1–6. DOI: 10.1109/PTC.2003.1304365
15. Meliopoulos A.P.S. Distributed Energy Sources: Needs for Analysis and Design Tools. *2001 IEEE PES Summer Meeting*, 2001, pp. 143–147. DOI: 10.1109/PSS.2001.970091
16. Hatziairyriou N.D., Donnelly M., Papathanassiou S.A., Pecos Lopes J.A. Modeling New Forms of Generation and Storage. *Electra*, 2001, no. 195, pp. 55–63.
17. Xyngi I., Ishchenko A. Transient Stability Analysis of a Distribution Network With Distributed Generators. *IEEE Transactions on Power Systems*, 2009, vol. 24, no. 2, pp. 1102–1104. DOI: 10.1109/TPWRS.2008.2012280
18. Khosravi A., Jazaeri M., Mousavi S.A. Transient stability evaluation of power systems with large amounts of distributed generation. *45th International Universities Power Engineering Conference UPEC2010*, 2010, pp. 1–5.
19. Cigre W.G. Modeling and dynamic behavior of wind generation as it relates to power system control and dynamic performance. *International Council on Large Electric Systems (CIGRE), Tech. Rep.*, August 2007, C4.601.
20. Han D., Ma J., Xue A., Lin T., Zhang G. The uncertainty and its influence of wind generated power on power system transient stability under different penetration. *2014 International Conference on Power System Technology*, 2014, pp. 675–680. DOI: 10.1109/POWERCON.2014.6993813



21. Papathanassiou S.A., Hatziaargyriou N.D. Technical Requirements for the Connection of Dispersed Generation to the Grid. *2001 IEEE PES Summer Meeting*, 2001, pp. 134–138. DOI: 10.1109/PSS.2001.970141
22. Badrzadeh B., Gupta M. Practical Experiences and Mitigation Methods of Harmonics in Wind Power Plants. Industry Applications. *Transactions on IEEE*, 2013, vol. 49, no. 5, pp. 2279–2289. DOI: 10.1109/TIA.2013.2260314
23. Jennett K., Coffele F., Booth C. Comprehensive and quantitative analysis of protection problems associated with increasing penetration of inverter-interfaced DG. *11th IET International Conference on Developments in Power Systems Protection Conf.*, 2012, pp. 1–6. DOI: 10.1049/cp.2012.0091
24. Zeineldin H.H., Sharaf H.M., Ibrahim D.K., El-Zahab A. Optimal Protection Coordination for Meshed Distribution Systems With DG Using Dual Setting Directional Over-Current Relays. *IEEE Trans. on Smart Grid.*, 2015, vol. 6, no. 1, pp. 115–123. DOI: 10.1109/TSG.2014.2357813
25. Zhan C., Wang Y., Yang X., Zhang X., Wu C., Chen Y. Relay Protection Coordination Integrated Optimal Placement and Sizing of Distributed Generation Sources in Distribution Networks. *IEEE Trans. on Smart Grid.*, 2016, vol. 7, no. 1, pp. 55–65. DOI: 10.1109/TSG.2015.2420667
26. Telukunta V., Pradhan J., Agrawal A., Singh M., Srivani S.G. Protection challenges under bulk penetration of renewable energy resources in power systems: A review. *CSEE Journal of Power and Energy Systems*, 2017, vol. 3, no. 4, pp. 365–379. DOI: 10.17775/CSEEJPES.2017.00030
27. Muljadi E., Zhang Y.C., Gevorgian V., Kosterev D. Understanding Dynamic Model Validation of a Wind Turbine Generator and a Wind Power Plant. *IEEE Energy Conversion Congress and Exposition*, 2016, pp. 1–5. DOI: 10.1109/ECCE.2016.7855542
28. Carreras B.A., Newman D.E., Dobson I. *Does size matter?* Chaos, 2014, vol. 24, no. 2. DOI: 10.1063/1.4868393
29. Holl D., Uatt D. (ed. A.D. Gorbunov) *Sovremennye chislennyye metody resheniya obyknovennykh differencial'nykh uravneniy* [Modern numerical methods for solving ordinary differential equations]. Moscow Mir Publ., 1979. 312 p.
30. Askarov A.B., Suvorov A.A., Andreev M.V. [Use of all-mode modeling complex for power systems with distributed generation]. *Proceedings of Irkutsk State Technical University*, 2019, vol. 23, no. 1, pp. 75–89. (in Russ.) DOI: 10.21285/1814-3520-2019-1-75-89
31. Suvorov A.A., Gusev A.S., Sulajmanov A.O., Andreev M.V. [The problem of verification of modeling tools for electric power systems and the concept of its solution]. *Vestnik Ivanovskogo gosudarstvennogo energeticheskogo universiteta* [Bulletin of Ivanovo State Energy University], 2017, no. 1, pp. 11–23.
32. Gusev A.S. [The concept and tools of real-time simulation of real-time power systems]. *Izvestiya Vuzov. Problemy energetiki* [University News. Energy Issues], 2008, no. 9.10/1, pp. 164–170.
33. Andreev M., Gusev A., Ruban N., Suvorov A., Ufa R., Askarov A., Bems J., Kralik T. Hybrid Real-Time Simulator of Large-Scale Power Systems. *IEEE Trans. Power Systems*, 2019, vol. 34, no. 2, pp. 1404–1415. DOI: 10.1109/TPWRS.2018.2876668
34. IEC 61400-27-1. *Electrical Simulation Models for Wind Power Generation – Wind Turbines*. International Electrotechnical Commission, Geneva, Switzerland, 2015. 204 p.

*Received 21 May 2020*

---

### ОБРАЗЕЦ ЦИТИРОВАНИЯ

Гибридное моделирование распределенной генерации в электроэнергетических системах / И.А. Разживин, М.В. Андреев, А.А. Суворов, Р.А. Уфа // Вестник ЮУрГУ. Серия «Энергетика». – 2020. – Т. 20, № 2. – С. 36–48. DOI: 10.14529/power200204

### FOR CITATION

Razzhivin I.A., Andreev M.V., Suvorov A.A., Ufa R.A. Hybrid Simulation of Distributed Generation in Grids. *Bulletin of the South Ural State University. Ser. Power Engineering*, 2020, vol. 20, no. 2, pp. 36–48. (in Russ.) DOI: 10.14529/power200204