

Верификация численных расчётов электромеханических переходных процессов при оценке устойчивости электроэнергетических систем с генерирующими объектами, использующими ВИЭ^{1,2}

- Суворов А. А.³, канд. техн. наук, Томский политехнический университет, Томск
- Аскарлов А. Б., Томский политехнический университет, Томск
- Рудник В. Е., Томский политехнический университет, Томск
- Разживин И. А., канд. техн. наук, Томский политехнический университет, Томск
- Андреев М. В., канд. техн. наук, Томский политехнический университет, Томск
- Бай Ю. Д., Томский политехнический университет, Томск

Широкомасштабное внедрение генерирующих объектов на возобновляемых источниках энергии (ВИЭ) в современные электроэнергетические системы (ЭЭС) существенно изменяет их динамические свойства. Возникают новые проблемы с устойчивостью ЭЭС из-за свойств несинхронных генерирующих установок (ГУ) на базе ВИЭ с силовым преобразователем (СП), которые принципиально отличаются от традиционных синхронных генерирующих объектов. Изучение и решение обозначенных проблем возможно только с помощью математического моделирования реальных ЭЭС, которое в настоящее время выполняется с помощью сугубо численного расчёта электромеханических переходных процессов, при котором применяются различные упрощения и ограничения. Также под свойства и возможности таких расчётов для изучения вопросов устойчивости ЭЭС разработаны и модифицированы “обобщённые” математические модели ГУ на базе ВИЭ с СП. В этой статье выполнена верификация расчётов устойчивости ЭЭС с ГУ на базе ВИЭ с СП, позволяющая выявить влияние применяемых упрощений и ограничений при сугубо численном расчёте электромеханических переходных процессов на качество решения задач оценки устойчивости ЭЭС с генерирующими объектами на ВИЭ. Проведённые исследования позволили выявить области применения модифицированной модели ГУ на базе ВИЭ с СП в составе модели ЭЭС реальной размерности, при которых возникают наибольшие и наименьшие погрешности, а также их причины. Такая “все-режимная” верификация становится осуществимой за счёт предлагаемого в статье альтернативного подхода, основанного на использовании модельного эталона вместо натуральных данных.

Ключевые слова: верификация, динамическая устойчивость, возобновляемые источники энергии, электроэнергетические системы.

В настоящее время из-за преобладающего в мире декарбонизированного вектора развития многих стран происходит стремительный рост количества электроэнергии, вырабатываемой за счёт возобновляемых источников энергии (ВИЭ). Доминирующими среди них являются установки, использующие энергию ветра и солнца [1], большинство из которых – ветроэнергетические установки (ВЭУ) 4-го типа, фотоэлектрические установки (ФЭУ) – не имеют прямого сопряжения с сетью и используют для подключения силовую полупроводниковую технику, в основном статические преобразователи напряжения и их модификации

[2, 3]. Широкомасштабное внедрение генерирующих установок с силовыми преобразователями (ГУ с СП) существенно изменяет динамические свойства энергосистем из-за отличающейся динамики функционирования СП и их систем управления по сравнению с традиционными генерирующими объектами: 1) ток короткого замыкания от ГУ с СП ограничен, его значение находится в диапазоне от 0 до 1,5 отн. ед. [4]; 2) замкнутый контур регулирования фазы (ЗКРФ) и внутренний контур управления током (КУТ), являющиеся основными контурами системы управления, определяют характер переходных процессов и из-за использования больших коэффициентов усиления могут стать причиной нарастающих колебаний; 3) внедрение ГУ с СП снижает общую инерцию энергосистемы. Обозначенные особенности приводят к

¹ Исследование выполнено за счёт гранта Российского научного фонда № 21-79-00129.

² В порядке обсуждения. Р е д .

³ Суворов Алексей Александрович: suvorovaa@tpu.ru

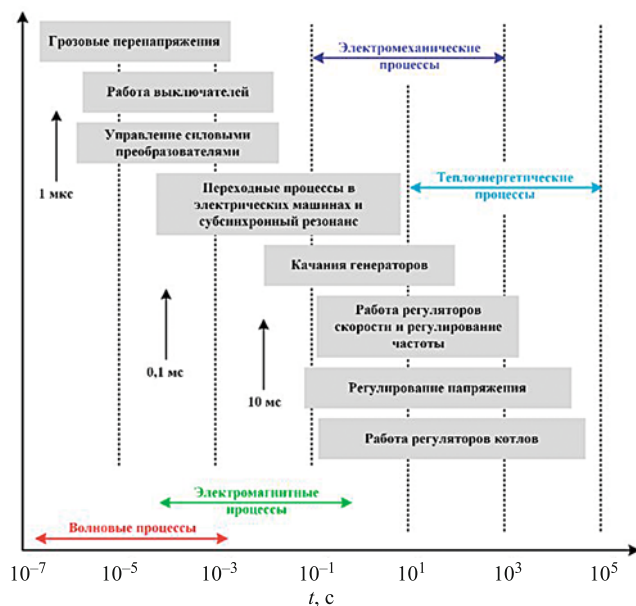


Рис. 1. Переходные процессы в ЭЭС и их группы [6]

существенному влиянию ГУ с СП на все существующие виды устойчивости энергосистем и даже к возникновению новых [5].

Для решения проблем, связанных с анализом устойчивости современных и будущих ЭЭС с генерирующими объектами на ВИЭ, с разработкой мероприятий и средств её сохранения и повышения, необходима полная и достоверная информация о процессах в ГУ с СП и ЭЭС в целом при нормальных и аномальных режимах их работы. Известная специфика и сложность энергосистем исключают возможность получения всей необходимой информации, особенно аварийного характера, натурным путём и посредством физического моделирования, поэтому основным способом её получения остаётся сугубо численное моделирование.

При исследовании устойчивости традиционных энергосистем ориентировались на временную шкалу электромеханических переходных процессов – от нескольких миллисекунд до минут (рис. 1). Это позволяло упростить модель ЭЭС и собственно процесс моделирования с помощью доминирующих программно-вычислительных комплексов (ПВК), используемых для анализа устойчивости реальных ЭЭС. Ключевым упрощением является предположение, что в осциллограммах тока и напряжения преобладает составляющая основной частоты (50 или 60 Гц). Из этого следует, что электрическая сеть может быть упрощена: её описывают системой алгебраических уравнений с установившимися значениями векторов тока и напряжения. При таком подходе высокочастотные коммутационные и электромагнитные процессы не воспроизводятся. Несмотря на это, получаемые результаты для традиционных ЭЭС явля-

лись, как правило, приемлемыми, поскольку высокочастотные и электромеханические переходные процессы были не взаимосвязаны.

Однако временная шкала работы СП и их систем управления, определяющих в целом переходный процесс ГУ с СП, находится уже в диапазоне от нескольких микросекунд (рис. 1) и охватывает высокочастотные коммутационные и электромагнитные переходные процессы, которые при традиционном численном подходе к моделированию всегда игнорируются. В связи с этим по мере распространения ГУ с СП, их быстрая реакция будет оказывать всё большее влияние на динамику всей энергосистемы, а использование традиционного подхода к моделированию реальных ЭЭС и игнорирование высокочастотных процессов будут приводить к росту погрешности расчётов или вовсе радикальным различиям. В связи с этим задача верификации расчётов устойчивости реальных ЭЭС с генерирующими объектами на ВИЭ с помощью ПВК становится всё более актуальной и востребованной.

Существующие подходы к верификации расчётов ЭЭС с генерирующими объектами на ВИЭ

В настоящее время основным подходом к верификации результатов моделирования – их сравнение с натурными данными, записанными с помощью phasor measurement unit (PMU) [7 – 9]. Однако верификация всей совокупной математической модели ЭЭС с помощью натуральных данных не всегда осуществима и связана с серьёзными сложностями [10]. Также основным недостатком всех подходов к верификации, основанных на использовании натуральных данных, является неучёт свойств и возможностей используемых средств моделирования. В ПВК, применяемых для расчёта устойчивости реальных ЭЭС, используются упрощения и ограничения, в частности, исключены переходные процессы в сетевых элементах, которые имеют один временной масштаб с высокочастотными процессами в СП и соответственно в каждом конкретном случае оказывают определённое влияние. Поэтому нельзя распространять результаты верификации расчёта отдельного процесса на моделирование других процессов, а тем более на весь единый непрерывный спектр всевозможных нормальных и аномальных процессов и даже на весьма ограниченную часть этого спектра. При таком подходе необходима верификация каждого результата моделирования. Однако это неосуществимо из-за отсутствия в обозримой перспективе необходимых натуральных данных, независимо от развитости средств измерения и регистрации режимов и процессов в ЭЭС.

Другой распространённый вариант верификации в настоящее время – это использование результатов моделирования электромагнитных переходных процессов с помощью детальной модели

ГУ с СП вместо натуральных данных [11 – 13]. Данное направление расширяет спектр возмущений, для которых можно выполнить верификацию, но применимо только для небольших тестовых схем. Моделирование энергосистем реальной размерности с помощью программ расчёта электромагнитных переходных процессов сопряжено с серьёзными вычислительными сложностями и труднореализуемо в целом [14, 15]. В связи с этим такой подход применим только для анализа адекватности моделей ГУ с СП, используемых в ПВК. При этом ввиду широких перспектив электромагнитного моделирования в некоторых работах для верификации расчётов устойчивости реальных энергосистем с ГУ с СП применяются гибридные средства моделирования, совмещающие воспроизведение электромагнитных и электромеханических переходных процессов [16]. Несмотря на высокий уровень данных разработок, например [17], детально удаётся воспроизвести только небольшую часть энергосистемы, как правило, одну электростанцию на ВИЭ, остальная часть воспроизводится традиционным численным интегрированием со всеми присущими упрощениями и ограничениями.

Учитывая сложность осуществления верификации расчётов устойчивости ЭЭС с генерирующими объектами на ВИЭ в рамках существующих подходов, авторами разработано альтернативное направление, основанное на применении всережимной информации, получаемой с помощью модельного эталона. Причём модельный эталон должен достоверно воспроизводить на неограниченном интервале значимый при функционировании ГУ с СП в составе ЭЭС единый спектр волновых, электромагнитных, электромеханических и теплоэнергетических процессов. Учитывая изложенную проблематику, численные средства моделирования не позволяют этого. Поэтому для создания таких средств авторы разработали концепцию гибридного моделирования ЭЭС, реализацией которой является созданный мультипроцессорный программно-аппаратный комплекс – всережимный моделирующий комплекс реального времени электроэнергетических систем (ВМК РВ ЭЭС) [18], который обладает всеми указанными ранее свойствами и возможностями, поэтому может успешно использоваться в качестве модельного эталона для верификации [19, 20].

Описание математических моделей ГУ на базе ВИЭ с СП, используемых при численном и гибридном моделировании

Обобщённые модели ГУ с СП. В настоящее время основными моделями ГУ с СП, используемыми для исследования устойчивости реальных ЭЭС являются “обобщённые модели” (от англ. generic models) [21 – 24]. Их основа – управляемый источник тока, который имитирует функционирование СП и обеспечивает необходимую инъекцию тока в сеть [25]. Основные особенности об-

щих моделей, которые оказывают существенное влияние на полноту и достоверность расчётов устойчивости, следующие:

динамика работы ЗКРФ не воспроизводится. Поскольку традиционное численное моделирование базируется на операции с векторами, то угол напряжения формируется в результате решения уравнений сети и в ЗКРФ нет необходимости. В связи с этим данный контур полностью исключается. Причём в ряде работ отмечается о целесообразности такого упрощения [26];

внутренний контур управления током аппроксимируется аperiodическим звеном первого порядка с постоянной времени от 10 до 20 мс;

контур управления активной мощностью воспроизводится упрощённо без учёта системы управления силовым преобразователем со стороны источника и системы слежения за точкой максимальной мощности;

цепь постоянного тока и её система управления не воспроизводятся;

динамика самого первичного источника генерирования также не воспроизводится.

Несмотря на обозначенные упрощения в настоящее время выполнено много исследований по верификации самих моделей, которые продемонстрировали положительные результаты [27, 28]. Однако общим для всех исследований является демонстрация адекватного воспроизведения с помощью обобщённых моделей довольно медленных процессов, связанных с изменениями частоты. Причём, как правило, рассматриваются только небольшие возмущения. Для более широкого спектра возмущений, необходимого для анализа устойчивости, применение обобщённых моделей уже не всегда позволяет воспроизвести первичный отклик ГУ с СП, что может приводить не только к различиям в воспроизведении режимных параметров в первый момент возмущения, но и к разному характеру переходного процесса в целом [11]. Кроме этого, использование источника тока может приводить к несходимости решения уравнений сети, ввиду формирования недопустимой величины инъекции тока в сеть [29, 30].

Отдельно стоит выделить проблему достоверности результатов моделирования переходных процессов в “слабых” сетях при внедрении ГУ с СП [31]. Из-за более колебательного характера переходных процессов в таких сетях довольно часто складывается такая ситуация, что после возмущения начинаются колебания с нарастающей амплитудой, связанные с быстрой динамикой работы ЗКРФ. В некоторых случаях это приводит к тому, что ЗКРФ уже не может синхронизироваться с сетью, что свидетельствует о нарушении устойчивости из-за функционирования СП [5]. Поскольку в обобщённых моделях динамика ЗКРФ игнорируется, то воспроизведение данного спектра процессов и, соответственно, анализ нового, связанного с

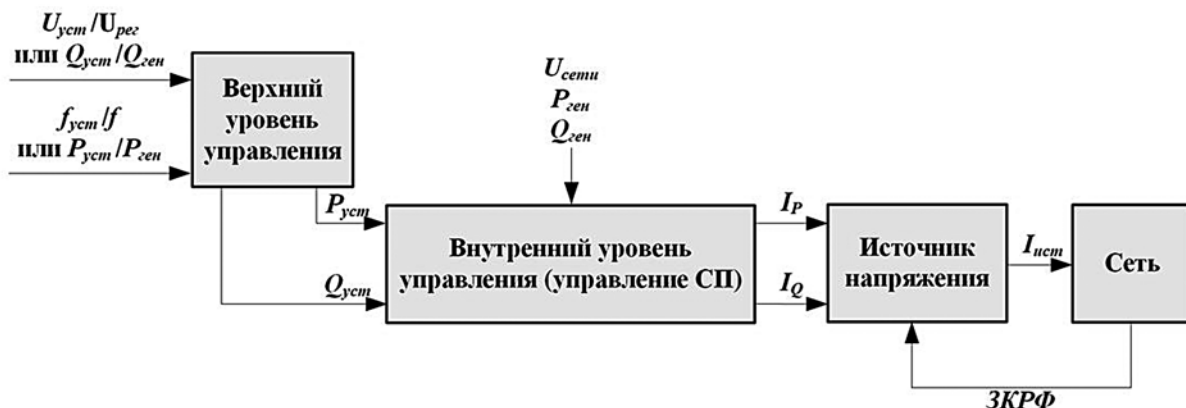


Рис. 2. Модернизированная обобщённая модель ГУ с СП

этим вида неустойчивости не представляются возможными [32].

Ввиду возникающих проблем с достоверностью результатов моделирования при использовании обобщённых моделей были предложены мероприятия по их модернизации, позволяющие учесть обозначенные недостатки и использовать их для исследования устойчивости, в том числе в слабой сети [33]. Для повышения численной устойчивости решения вместо источника тока предлагается использовать источник напряжения за сопротивлением [34], представление которого реализуется с помощью эквивалентной схемы Нортона. Однако при использовании схемы Нортона может возникнуть ситуация, когда формируемая источником величина инъекции тока в сеть превышает допустимое значение, заданное в системе управления, что приводит к ошибке процедуры интегрирования.

Устранение данной проблемы осуществляется путём использования небольшой временной задержки в виде апериодического звена первого порядка на выходе. Для возможности воспроизведения колебательных процессов в слабой сети в модель добавляется логика функционирования ЗКРФ, заключающаяся в определении угла вектора напряжения источника через частоту. Реализация динамики КУТ осуществляется без изменений с помощью апериодического звена первого порядка. Проведённые исследования показывают, что независимо от коэффициентов усиления пропорционально-интегральных каналов КУТ примерно через 10 мс после возмущения отклик детальной модели КУТ и её аппроксимации в виде апериодического звена совпадают [11]. Общая структурная схема рассматриваемой в статье модифицированной модели приведена на рис. 2.

Описанная реализация является наиболее совершенной в настоящее время и позволяет рассматривать весь спектр возмущений в любой реальной ЭЭС. Также она была выбрана, поскольку большинство современных ПВК, используемых

для расчётов устойчивости ЭЭС, позволяют реализовать обозначенную модернизацию или уже содержат обновлённые модели.

Гибридная модель ГУ с СП и её реализация в ВМК РВ ЭЭС. Предлагаемый в этой работе подход для верификации расчётов устойчивости ЭЭС с ГУ с СП основан на использовании информации, получаемой с помощью модельного эталона – ВМК РВ ЭЭС, который представляет собой свободно конфигурируемую модульную систему для моделирования в реальном времени ЭЭС любой размерности и топологии. Количество и состав модулей симулятора выбирается в соответствии с исследуемой моделью ЭЭС. При этом каждый модуль отвечает за моделирование конкретного элемента ЭЭС с необходимыми для него системами автоматического регулирования и управления. Используются наиболее полные и детальные трёхфазные математические модели элементов ЭЭС, которые аналогичны моделям для электромагнитного моделирования.

Отличие реализации этой модели – гибридный подход. Гибридное моделирование объединяет в себе основные существующие подходы: аналоговый, физический и цифровой, что в целом даёт возможность моделировать любые элементы ЭЭС с высоким уровнем детализации без каких-либо ограничений на размер совокупной математической модели ЭЭС. Основные положения реализации модели ГУ с СП в рамках гибридного подхода (рис. 3), описание и верификация представлены в [35].

Методика верификации с помощью ВМК РВ ЭЭС

Последовательность процедуры верификации следующая:

1. Идентичная математическая модель реальной ЭЭС реализуется в ВМК РВ ЭЭС и верифицируемом ПВК. Исходный установившийся режим в ВМК РВ ЭЭС верифицируется с помощью доступных достоверизированных данных оперативно-информационного комплекса или SCADA. Гаранти-

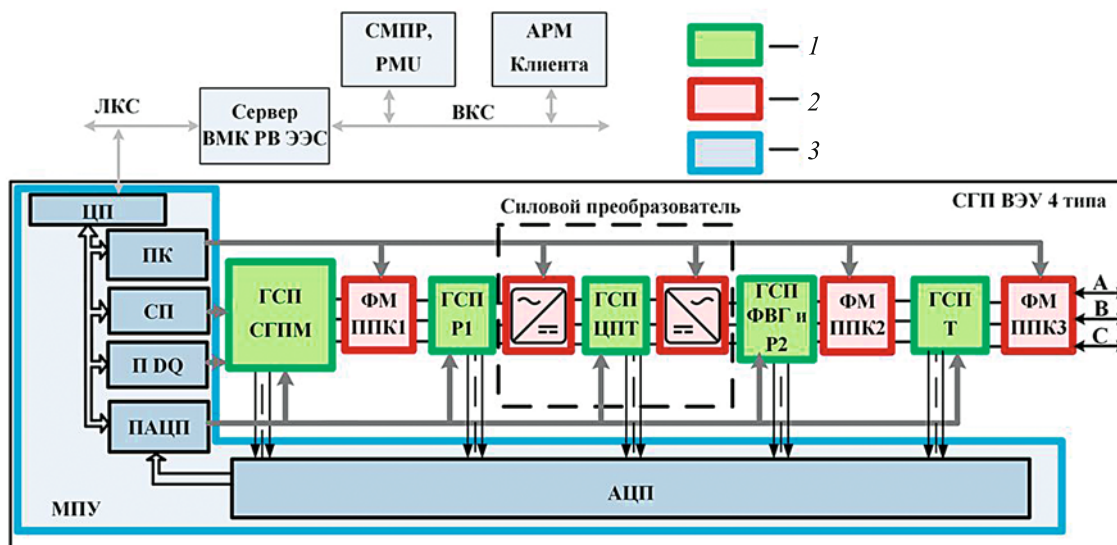


Рис. 3. Структурная схема СГП ВЭУ 4-го типа:

1 – аналоговый уровень; 2 – физический уровень; 3 – цифровой уровень; ГСП СГПМ – гибридный сопроцессор математической модели синхронного генератора с постоянными магнитами; МПУ – микропроцессорный узел; СП – сопроцессор; ПК – процессор коммутации; ФМ ППК – физическая модель продольно-поперечного коммутатора; П DQ – процессор d -, q -координат; ПАЦП – процессор аналого-цифрового преобразования (АЦП); ЦП – центральный процессор; ГСП ЦПТ – гибридный сопроцессор цепи постоянного тока; ГСП ФВГ – гибридный сопроцессор фильтра высших гармоник; ГСП Р – гибридный сопроцессор реактора; ГСП Т – гибридный сопроцессор трансформатора

рованная верификация ВМК РВ ЭЭС возможна по данным любого режима или процесса моделируемой ЭЭС, например, по квазиустановившемуся режиму, поскольку для всего единого спектра процессов используются одна и та же детализированная математическая модель ЭЭС и методически точный метод её решения. После этого исходный установившийся режим в ПВК сравнивается с аналогичным режимом, полученным с помощью ВМК РВ ЭЭС.

2. Разрабатывается верификационный спектр, необходимый для надёжного и эффективного решения задач анализа устойчивости ЭЭС с ВИЭ, в рамках которого рассматриваются режимы и процессы при различных по интенсивности, длительности и месту возникновения возмущений, которые обычно используются для исследования ЭЭС с генерирующими объектами на ВИЭ и могут приводить к разным видам нарушения устойчивости, в том числе новым, связанным с функционированием СП:

изменение мощности, выдаваемой ГУ с СП, путём варьирования уставки, в качестве внутреннего малого возмущения, и наброс нагрузки в точке подключения ГУ с СП, в качестве внешнего малого возмущения. Данные эксперименты позволят оценить первичный отклик модифицированной модели и осуществить настройку её системы автоматического управления (САУ);

плавное увеличение мощности ГУ с СП и трёхфазное короткое замыкание (КЗ) малой длительности (150 мс) для оценки реакции СП и его

САУ при малом и большом возмущении соответственно;

трёхфазное КЗ для оценки определения с помощью модифицированной модели предельного времени отключения КЗ.

3. Верификационные сценарии реализуются в ПВК и ВМК РВ ЭЭС, результаты воспроизведения которых качественно и количественно сравниваются. Для количественной верификации используются нормализованное среднеквадратичное отклонение (СКО) и нормализованное максимальное отклонение (МО), рассчитываемые по формулам (1) и (2),

$$\text{СКО} = \frac{1}{n} \sum_{i=1}^n (\hat{x}_i - \hat{y}_i)^2; \quad (1)$$

$$\text{МО} = \max |\hat{x}_i - \hat{y}_i|, \quad (2)$$

где $\hat{x} = (\hat{x}_1, \dots, \hat{x}_n)$ – выборка нормализованных значений рассматриваемого режимного параметра, полученного с помощью ВМК РВ ЭЭС; $\hat{y} = (\hat{y}_1, \dots, \hat{y}_n)$ – выборка нормализованных значений рассматриваемого режимного параметра, полученного с помощью ПВК. Все величины нормализованы относительно их максимального значения.

Описание математической модели исследуемой ЭЭС

Исследуемая схема (рис. 4) разработана на основе реальной ЭЭС, состоит из 202 трёхфазных узлов и включает распределительные и магистральные сети. После собственной верификации исходного установившегося режима в ВМК РВ

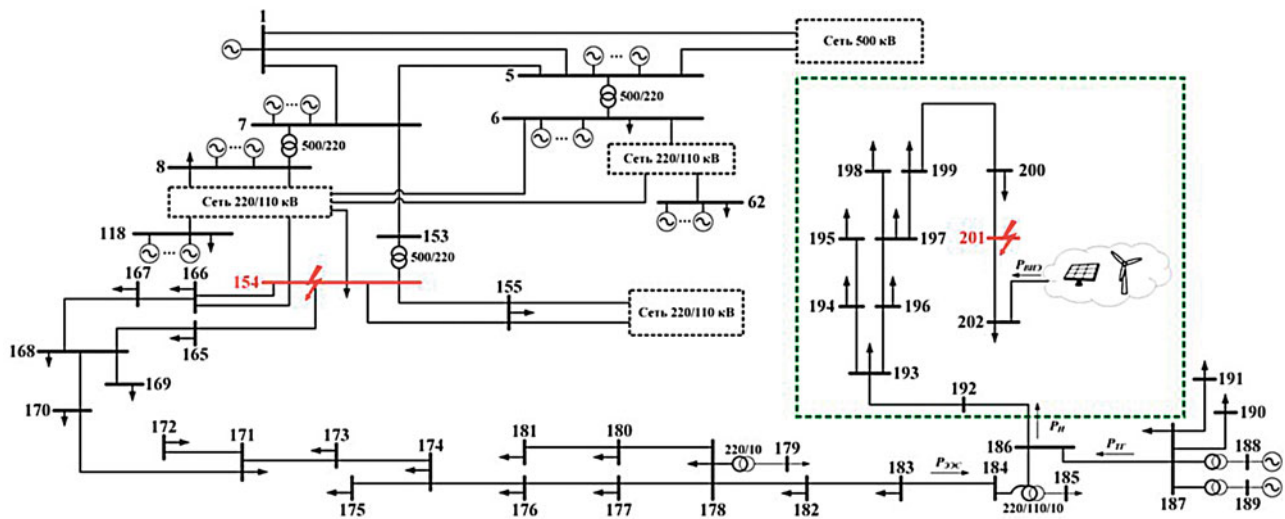


Рис. 4. Схема исследуемой модели ЭЭС

ЭЭС было выполнено сравнение установившихся режимов, полученных с помощью ПВК, которое показало высокую степень достоверности воспроизведения режимных параметров для всех узлов и ветвей – относительная ошибка не превышала 3%.

Выделенная зелёным пунктиром область на рис. 4 показывает удалённый дефицитный энергорайон с местными традиционными генерирующими мощностями, в который внедряются ГУ с СП. При этом их номинальная мощность варьируется для изменения коэффициента короткого замыкания (ККЗ), рассчитываемого по формуле (3):

$$ККЗ = \frac{S_{\min}}{P_{\text{ВИЭ}}}, \quad (3)$$

где S_{\min} – минимальное значение мощности короткого замыкания в точке подключения генерирующего объекта на ВИЭ к сети без учёта влияния такого объекта, МВ·А; $P_{\text{ВИЭ}}$ – номинальная мощность генерирующего объекта на ВИЭ, МВт.

Рассматриваются два основных случая: когда ГУ с СП подключаются к концентрированной сети (“сильная” сеть), в которой $ККЗ = 4,23$, и когда они подключаются к слабой сети с $ККЗ = 1,99$. Причём для сохранения исходного установившегося режима при любой мощности ГУ с СП пропорционально её увеличению, увеличивается мощность нагрузки в узле подключения. Как показали результаты выполненных исследований, основные погрешности возникают в случае слабой сети, а предложенная траектория позволит оценить, каким образом изменение ККЗ при внедрении ГУ с СП сказывается на достоверности результатов моделирования, получаемых с помощью ПВК.

Трёхфазные КЗ воспроизводятся в узлах 201 и 154 (рис. 4) без отключения повреждённых элементов. Первый узел выбран, поскольку при близком КЗ (в точке подключения ГУ с СП) можно бу-

дет оценить первичный отклик модели и поведение быстродействующих САУ во время и после КЗ, а также проанализировать их влияние на переходные процессы в близлежащей распределительной сети. Случай удалённого КЗ – самое тяжёлое возмущение для рассматриваемого энергорайона. В каждом эксперименте проведены исследования моделей ФЭУ и ВЭУ 4-го типа. В случае принципиальных отличий для какого-то источника при описании результатов будут даны дополнительные пояснения, в противном случае можно считать, что сделанные выводы применимы к ним обоим.

Результаты экспериментальных исследований

Верификация отклика модели ГУ с СП при малом возмущении. В первом верификационном сценарии проведены два типа малых возмущений для обоих рассматриваемых вариантов ККЗ: уменьшение уставки по мощности на 5 МВт, увеличение нагрузки на 5 МВт в точке подключения (ТП). По данным возмущениям осуществляется исходная настройка систем управления ГУ с СП в ПВК и модельном эталоне, которая заключается в выборе постоянного времени (T_g) аperiodического звена, аппроксимирующего внутренний КУТ СП, и постоянной времени для выходного аperiodического звена (ТРС), а также выборе коэффициентов усиления для остальных внутренних (ЗКРФ) и внешних контуров управления. В верхнем уровне управления задан только канал по управлению напряжением (КУН). Выбранные параметры представлены в табл. 1.

Сравнение результатов моделирования для сильной сети ($ККЗ = 4,23$), полученных с помощью ПВК и модельного эталона, представлено на рис. 5. Результаты показывают высокий уровень достоверности, погрешности активной мощности ГУ с СП следующие: $СКО = 0,04\%$ и $МО = 6,21\%$ для первого возмущения, $СКО = 0,02\%$ и

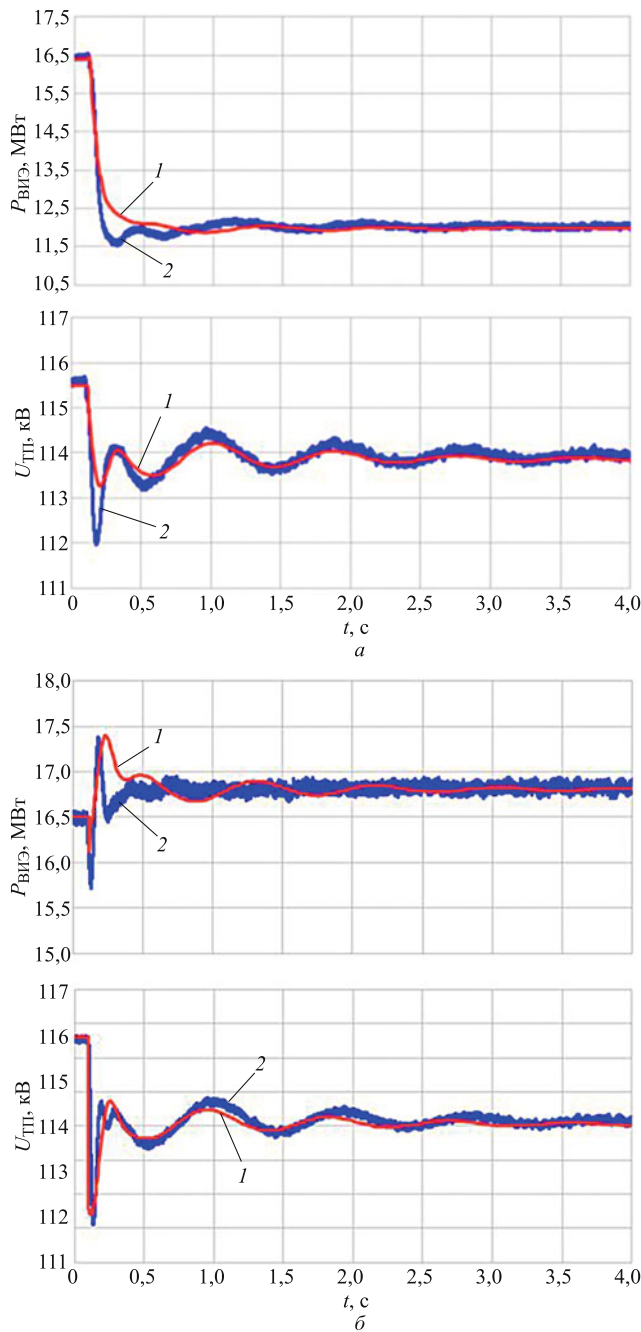


Рис. 5. Осциллограммы переходных процессов при $K_{КЗ} = 4,23$:

a – уменьшение уставки по выдаваемой мощности ГУ с СП; *б* – увеличение нагрузки в ТП ГУ с СП; 1 – ПВК; 2 – МЭ

МО = 4,62% для второго (здесь и далее погрешности определяются для активной мощности). Для слабой сети значения погрешностей аналогичные. Таким образом, модифицированная модель ГУ с СП достаточно адекватно отражает первичный отклик в любой сети при малых возмущениях. Также стоит отметить, что изменение коэффициентов усиления, в частности КУТ, в детальной модели (имитирование более быстрого отклика) для сильной и слабой сети не приводит к значительным изменениям в погрешности результатов моделирова-

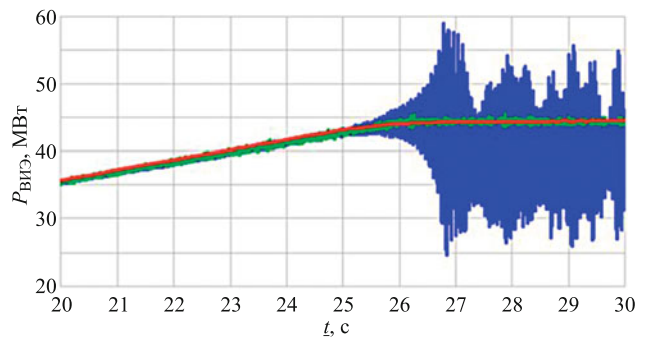


Рис. 6. Активная мощность ГУ с СП при плавном росте уставки по мощности:

синяя кривая – детальная модель; зелёная кривая – детальная модель без КУТ; красная кривая – обобщённая модель

ния при обозначенных малых возмущениях, что свидетельствует о приемлемости использования временной задержки в виде апериодического звена для описания внутреннего КУТ. Значения СКО и МО для всех рассматриваемых типов ГУ с СП находятся в диапазонах 0,01 – 0,06% и 1 – 8% соответственно, что в целом говорит о сохранении высокой степени достоверности результатов моделирования. Однако, как видно из данных табл. 1, совпадающие результаты моделирования с помощью ПВК и модельного эталона получены при разных настройках ЗКРФ. Это связано с тем, что в модельном эталоне воспроизводится весь спектр переходных процессов, в том числе высокочастотных, и соответственно ЗКРФ реагирует и настраивается на этот спектр. В ПВК не воспроизводятся быстрые переходные процессы из-за применяемых упрощений. В связи с этим в обобщённой модели спектр процессов, на которые реагирует ЗКРФ, уже другой.

Верификация отклика модели ГУ с СП при плавном увеличении выходной мощности. Этот эксперимент отличается от предыдущего тем, что

Таблица 1

Настройка ГУ с СП

Модель	Параметр	
Обобщённая	$K_{р \text{ зкрф}}$, отн. ед.	0,1
	$K_{i \text{ зкрф}}$, отн. ед.	1,0
	$T_{рс}$, с	0,04
	$T_{г}$, с	0,02
	$K_{р \text{ кун}}$, отн. ед.	20,0
	$K_{i \text{ кун}}$, отн. ед/с	5,0
Детальная	$K_{р \text{ зкрф}}$, отн. ед.	10,0
	$K_{i \text{ зкрф}}$, отн. ед/с	350,0
	$K_{р \text{ кут}}$, отн. ед.	2,0
	$K_{i \text{ кут}}$, отн. ед/с	20,0
	$K_{р \text{ кун}}$, отн. ед.	20,0
	$K_{i \text{ кун}}$, отн. ед/с	5,0

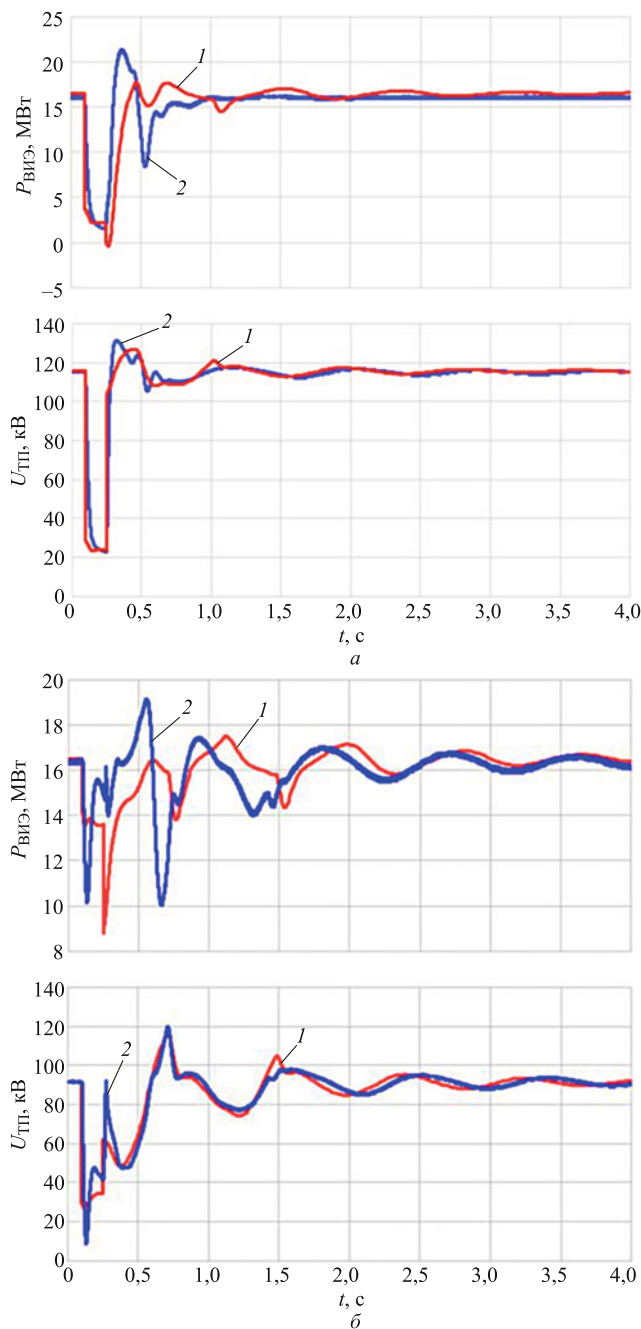


Рис. 7. Осциллограммы переходных процессов при ККЗ = 4,23:

a – близкое КЗ длительностью 150 мс; *б* – удалённое КЗ длительностью 150 мс; 1 – ПВК; 2 – МЭ

рассматривается не фиксированный ККЗ сети, а его уменьшение. Это осуществляется путём увеличения уставки по мощности ГУ с СП, что приводит к изменению ККЗ в ТП и трансформации концентрированной сети с ККЗ = 4,23 в слабую сеть с ККЗ = 1,75. Результаты моделирования представлены на рис. 6. Увеличение мощности в ПВК оказывается практически безграничным и не приводит к возникновению неустойчивости. В модельном эталоне наблюдается обратная ситуация – увеличение мощности до 43 МВт приводит к возникновению низкочастотных колебаний (около

13 Гц), распространяющихся на локальную сеть, в результате которых СП теряет синхронизм с сетью. Данный вид нарушения устойчивости вынесен в настоящее время в отдельный вид неустойчивости, нарушение которого определяется функционированием САУ СП. Стоит подчеркнуть, что сложившаяся ситуация не является нарушением статической колебательной устойчивости в сети. Наблюдаемые колебания имеют электрический характер и связаны с динамикой функционирования быстрых контуров управления СП, причём обоих ЗКРФ и КУТ. Если в детальной модели исключить КУТ, то колебания исчезают, и система остаётся устойчивой (зелёная кривая на рис. 6). Таким образом, добавление в обобщённую модель только ЗКРФ не всегда позволяет воспроизвести колебательный характер процесса в случае слабой сети. Быстродействующий КУТ также играет важную роль, его отсутствие в обобщённой модели и соответственно игнорирование динамики его взаимодействия с ЗКРФ приводит к радикальной разнице в результатах моделирования. Разумеется, что не сам КУТ приводит к колебаниям, а его неподходящая настройка к сформировавшемуся ККЗ сети. Оценка СКО и МО не проводилась ввиду радикальных отличий в результатах моделирования.

Верификация отклика модели ГУ с СП при большом возмущении. Результаты моделирования трёхфазного КЗ для сильной сети, приведённые на рис. 7, демонстрируют высокое совпадение.

Основные различия возникают в осциллограммах активной мощности для обоих случаев КЗ. В результатах, полученных с помощью ВМК РВ ЭЭС, после ликвидации КЗ наблюдается всплеск активной мощности, который обусловлен процессом разряда конденсатора цепи постоянного тока (ЦПТ). При моделировании с помощью ПВК динамика ЦПТ не воспроизводится. Исключение ЦПТ в детальной модели, реализуемой в ВМК РВ ЭЭС, всех её звеньев и каналов управления, в том числе по активной мощности, приводит к значительно лучшему совпадению результатов моделирования (рис. 8), особенно в возникающих всплесках активной мощности, что наглядно отражает изменение показателей: СКО = 1,02% (было 5,97%) и МО = 24,86% (было 52,56%) для близкого КЗ; СКО = 0,83% (было 1,64%) и МО = 29,44% (было 38,71%) для удалённого КЗ.

Однако исключение динамики ЦПТ в детальной модели при удалённом КЗ не привело к такому значительному снижению уровня погрешности, как при близком КЗ. Такой характер изменения погрешности обусловлен существенным влиянием переходных процессов внешней сети на энергорайон, где расположены ГУ с СП, при удалённом КЗ. Алгебраическое воспроизведение сетевых элементов вместо дифференциального приводит к различиям в амплитуде колебаний режимных переменных, уровне их затухания и др.

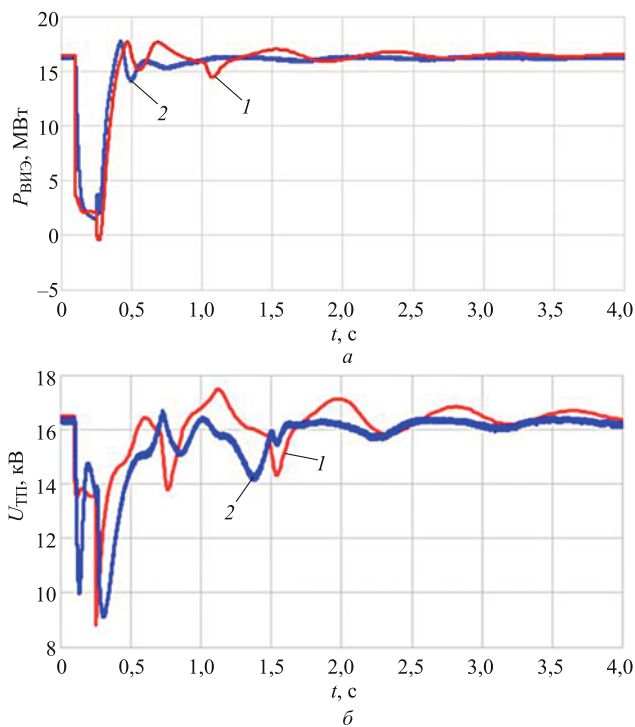


Рис. 8. Осциллограммы переходных процессов при $KKZ = 4,23$:

a – близкое КЗ длительностью 150 мс, в детальной модели исключена ЦПТ; *б* – удалённое КЗ длительностью 150 мс, в детальной модели исключена ЦПТ; 1 – ПВК; 2 – МЭ

Причём наибольшая погрешность возникает после снятия КЗ, когда происходит восстановление напряжения, которое зависит от переходных процессов в сети, и по мере увеличения длительности удалённого КЗ вплоть до предельного погрешность будет расти. Несмотря на это, в целом модифицированная модель показывает удовлетворительный отклик при любом КЗ в случае установки ГУ с СП в сильной сети. В сильной сети изменение коэффициентов быстрых контуров управления (ЗКРФ и КУТ) приводит только к изменениям на начальной стадии переходных процессов, что незначительно сказывается на общем уровне погрешности моделирования с помощью ПВК. Также стоит отметить, что изменение коэффициентов КУН не оказывает влияния на достоверность результатов моделирования.

При низком KKZ в результатах моделирования аналогичных КЗ с помощью ПВК формируется большая погрешность по сравнению с предыдущим случаем. Величина погрешности также зависит от динамики ЦПТ. При её исключении погрешность снижается, но всё равно остаётся большей по сравнению со случаем сильной сети. Например, при близком КЗ без ЦПТ в детальной модели погрешность составила (рис. 9): $СКО = 2,54\%$ (было $7,36\%$) и $МО = 46,68\%$ (было $55,66\%$). На полученных осциллограммах активной мощности имеется ярко выраженный “провал” при снятии КЗ, который является нереали-

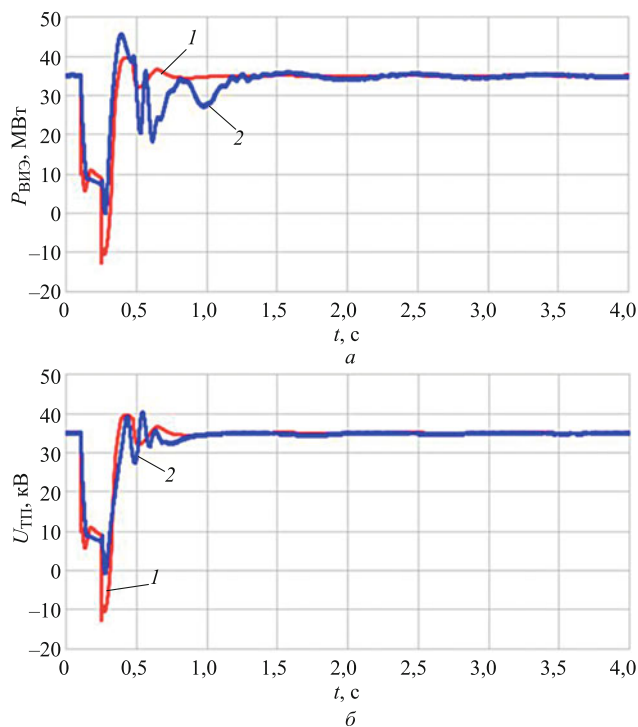


Рис. 9. Активная мощность ГУ с СП при близком КЗ длительностью 150 мс в случае $KKZ = 1,99$:

a – детальная модель; *б* – детальная модель без ЦПТ; 1 – ПВК; 2 – МЭ

стичным. Он обусловлен тем, что при численном воспроизведении только электромеханических переходных процессов не воспроизводится быстрая динамика САУ СП и при мгновенном изменении напряжения САУ СП в обобщённой модели не успевает изменить выдаваемый ток, чтобы получить желаемое значение мощности.

Увеличение значения погрешности в слабой сети связано с тем, что, в отличие от сильной сети, преобладающее влияние на полноту и достоверность результатов моделирования оказывает динамика САУ СП. Несмотря на добавление в обобщённую модель ЗКРФ, быстрые контуры управления остаются упрощёнными и не воспроизводят динамику функционирования САУ полностью, также спектр процессов, на которые реагирует ЗКРФ, ограничен при численном моделировании по сравнению с детальным моделированием с помощью модельного эталона. В результате, чем более настройка системы управления ориентирована на получение быстрой реакции СП, тем больше будет погрешность моделирования вплоть до радикальных различий. Из представленных результатов на рис. 10 видно, что после снятия КЗ при детальном воспроизведении ГУ с СП наблюдаются незатухающие низкочастотные колебания (около 3 Гц), вызванные функционированием ЗКРФ и КУТ, которые также распространяются на близлежащую сеть. Как видно из представленных осциллограмм, модифицированная модель в ПВК не позволяет воспроизвести колебательный харак-

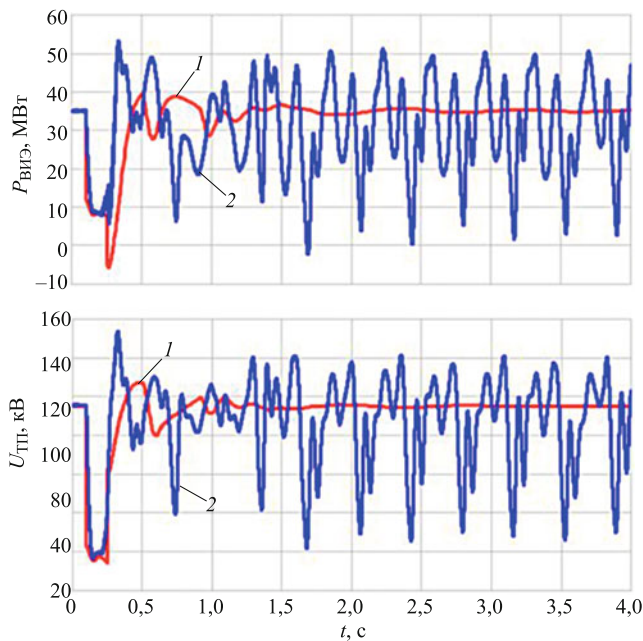


Рис. 10. Отклик ГУ с СП при близком КЗ длительностью 150 мс в случае увеличенных коэффициентов усиления для ЗКРФ в обоих средствах (ККЗ = 1,99):

1 – ПВК; 2 – МЭ

тер переходных процессов, который наблюдается в результатах, полученных с помощью ВМК РВ ЭЭС.

Верификация отклика модели ГУ с СП при предельном по длительности КЗ. Для верификации расчётов предельного времени КЗ выполнены аналогичные предыдущему эксперименту близкое и далёкое КЗ. Предельное время определяется по факту потери синхронизма ЗКРФ с сетью. Результаты представлены в табл. 2.

В сильной сети для обоих случаев КЗ значения предельного времени практически совпадают в обоих средствах. Для удалённого КЗ характер переходных процессов при потере ЗКРФ синхронизма с сетью схож в обоих средствах моделирования, т.е. модернизированная обобщённая модель достаточно адекватно воспроизводит необходимую в данном случае динамику. В этом случае погрешность воспроизведения активной мощности получилась следующая: СКО = 9,99% и МО = 85,06%. Увеличение погрешности по сравнению с предыдущим экспериментом связано с

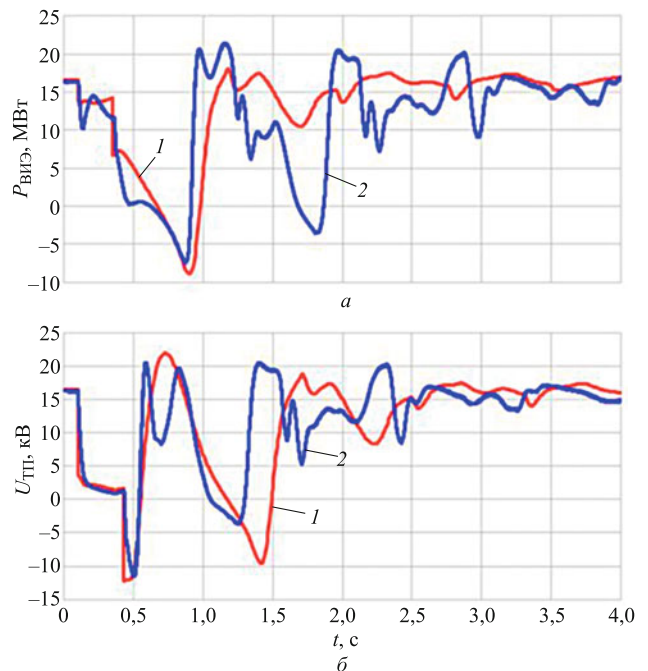


Рис. 11. Активная мощность ГУ с СП при ККЗ = 4,23 в случаях:

а – удалённого КЗ длительностью 250 мс; б – близкого КЗ длительностью 330 мс; 1 – ПВК; 2 – МЭ

более существенным влиянием упрощённого воспроизведения внешней сети при росте длительности КЗ. Для близкого КЗ значение погрешности увеличилось ещё больше (СКО = 12,73% и МО = 92,62%), что обусловлено более активной реакцией САУ СП при длительном КЗ и, соответственно, игнорирование динамики ЦПТ более существенно сказывается на результатах моделирования. Результаты представлены на рис. 11.

В слабой сети для обоих случаев КЗ погрешность расчёта увеличилась. Причём в модельном эталоне само значение предельного времени КЗ стало существенно меньше по сравнению с сильной сетью, а в ПВК уменьшение незначительно. Данные изменения и погрешности в значениях предельного времени связаны с существенной зависимостью отклика САУ СП в слабой сети от адекватности воспроизведения быстрых контуров САУ, которые в ПВК упрощены. Особенно это проявляется при близком КЗ, для которого погрешность определения предельного времени со-

Т а б л и ц а 2

Предельные времена КЗ, полученные с помощью ПВК и ВМК РВ ЭЭС

Место КЗ	Предельное время КЗ, мс					
	Концентрированная сеть			Слабая сеть		
	ПВК	ВМК	$\Delta t_{\text{пред}}$	ПВК	ВМК	$\Delta t_{\text{пред}}$
Близкое	330	350	20	300	230	-70
Удалённое	250	270	20	240	200	-40

ставила 70 мс, а результаты воспроизведения переходных процессов ГУ с СП крайне различаются, в связи с чем погрешность количественно не оценивалась.

Все предыдущие результаты получены для случая, когда мощность ГУ с СП потреблялась непосредственно нагрузкой в ТП. Однако распространён подход к внедрению энергоустановок на ВИЭ, заключающийся в уменьшении мощности или выводе из работы традиционных генерирующих объектов при их внедрении. В связи с этим рассмотрены случаи, когда при внедрении ГУ с СП на аналогичную величину разгружаются традиционные генераторы данного энергорайона. Рассматривались случаи с аналогичными ККЗ сети. Для обозначенного варианта внедрения погрешность определения предельного времени КЗ приведена в табл. 3.

При удалённом КЗ в случаях сильной и слабой сети снижается предельное время в обоих средствах, поскольку ГУ с СП уже выдаёт мощность в сеть, а не только работает на местную нагрузку. В обоих средствах изменения предельного времени

аналогичные, уровень погрешности остался прежним, т.е. способ внедрения энергоустановок на ВИЭ не оказывает влияния. Однако при близком КЗ для обоих ККЗ происходит увеличение погрешности в предельном времени по отношению к предыдущему способу внедрения. В результатах, полученных с помощью ПВК, наблюдается существенное увеличение предельного времени (200 мс и более), что в первую очередь обусловлено повышением устойчивости традиционных генераторов, которое оказывает существенное влияние на ГУ с СП. При этом настройка САУ СП остаётся прежней. В результатах моделирования, полученных с помощью ВМК РВ ЭЭС, значение предельного времени увеличивается незначительно по сравнению с ПВК, что связано с отличающейся динамикой функционирования быстродействующей САУ СП. Особенно различия проявляются в слабой сети, для которой динамика функционирования быстрых контуров является определяющей с точки зрения устойчивости. Погрешность предельного времени для слабой сети составила 300 мс. В ВМК РВ ЭЭС устойчивость

Таблица 3

Предельные времена КЗ, полученные с помощью ПВК и ВМК РВ ЭЭС, при альтернативном подходе по внедрению

Место КЗ	Предельное время КЗ, мс					
	Концентрированная сеть			Слабая сеть		
	ПВК	МЭ	$\Delta t_{\text{пред}}$	ПВК	МЭ	$\Delta t_{\text{пред}}$
Близкое	530 (330)	400 (350)	-130 (20)	550 (300)	250 (230)	-300 (-70)
Удалённое	220 (250)	210 (270)	-10 (20)	200 (240)	160 (200)	-40 (-40)

Примечание. Для удобства сравнения в скобках приведены значения из табл. 2.

Таблица 4

Результирующая таблица погрешности расчётов в активной мощности ГУ на базе энергообъектов на ВИЭ с СП

Параметр	Концентрированная сеть		Слабая сеть	
	СКО, %	МО, %	СКО, %	МО, %
<i>Малое возмущение:</i>				
изменение уставки	0,04	6,21	0,02	5,57
наброс нагрузки	0,02	4,62	0,04	8,88
Плавное увеличение мощности	—	—	*	*
<i>Трёхфазное КЗ:</i>				
близкое с ЦПТ	5,97	52,56	7,36	55,66
близкое без ЦПТ	1,02	24,86	2,54	46,68
удалённое с ЦПТ	1,64	38,71	2,03	44,91
удалённое без ЦПТ	0,83	29,44	1,51	36,85
Определение $t_{\text{пред}}$:				
близкое	12,73	92,62	*	*
удалённое	9,99	85,06	19,31	95,49

* Погрешность не оценивалась ввиду принципиальных различий.

продолжает зависеть от динамики быстрых контуров (ЗКРФ и КУТ) и при разных подходах к внедрению предельное время КЗ практически не меняется.

В итоговой табл. 4 приведены значения полученных погрешностей для всех представленных в статье экспериментов.

Выводы

В этой статье предложен альтернативный подход к верификации расчётов устойчивости ЭЭС с ВИЭ, заключающийся в использовании всережимной информации, получаемой с помощью модельного эталона. В качестве модельного эталона используется мультипроцессорный моделирующий комплекс ВМК РВ ЭЭС, который позволяет воспроизводить весь значимый спектр процессов в энергосистеме любой топологии и размера. Предлагаемый подход избавляет от необходимости иметь огромное количество натуральных данных для верификации и разработан с учётом дальнейшего использования ПВК для расчётов устойчивости реальных энергосистем с энергообъектами на ВИЭ, но при этом появляется возможность оценить достоверность получаемых с помощью них результатов при различных по интенсивности, месту возникновения и типу возмущений, а также определить области наиболее и наименее эффективного использования модифицированных моделей ГУ с СП.

Проведённые исследования показали, что модифицированная обобщённая модель и численное моделирование электромеханических переходных процессов в целом с высокой достоверностью воспроизводят различные малые возмущения для любой конфигурации сети. Однако модифицированная модель не позволяет воспроизвести низкочастотные колебания, которые возникают преимущественно в слабой сети из-за быстрой динамики работы системы управления, которая, как правило, настраивается на достижение быстрой реакции САУ СП. Добавление в обобщённую модель только ЗКРФ является недостаточным. Кроме этого, даже в случае добавления всех быстрых контуров в обобщённую модель, спектр процессов, на которые они реагируют, отличается от реальных, поскольку идеология численного моделирования электромеханических переходных процессов исключает возможность воспроизведения необходимого в данном случае высокочастотного спектра. Это приводит к сложностям использования ПВК для настройки реальных систем управления СП, так как коэффициенты усиления и другие параметры из обобщённых моделей не могут быть перенесены в явном виде в реальное оборудование.

При воспроизведении различных больших возмущений влияние на достоверность результатов моделирования оказывает место возмущения, ин-

тенсивность и ККЗ сети. При близком КЗ погрешность преимущественно связана с исключением динамики ЦПТ в обобщённой модели. При удалённом КЗ существенно сказывается на уровне погрешности представление сетевых элементов алгебраическими уравнениями вместо дифференциальных в ПВК. Несмотря на это, в целом модифицированная модель показывает удовлетворительный отклик при любом КЗ в случае сильной сети. В слабой сети формируется большая погрешность при воспроизведении КЗ с помощью ПВК. Также с помощью модифицированной модели не удаётся воспроизвести неустойчивость, обусловленную функционированием СП в слабой сети, из-за упрощённой динамики функционирования САУ СП. При определении предельного времени с помощью ПВК наибольшие погрешности возникают в слабой сети при близком КЗ. Также при определении предельного времени играет роль способ внедрения энергообъектов, работающих на ВИЭ, в сеть.

Список литературы

1. *Renewables 2020 Global Status Report*. 2020 [Electronic resource]: REN21 Report. – (https://www.ren21.net/wp-content/uploads/2019/05/grs_2020_full_report_en.pdf).
2. *Yazdani, A. Voltage-Sourced Converters in Power Systems* [Text] / A. Yazdani, R. Iravani. – Hoboken, NJ, USA: Wiley, 2010.
3. *Teodorescu, R. Grid Converters For Photovoltaic and Wind Power Systems* [Text] / R. Teodorescu, M. Liserre, P. Rodriguez. – Hoboken, NJ, USA: Wiley, 2011.
4. *Impact of inverter based generation on bulk power system dynamics and short-circuit performance* [Electronic resource] // IEEE Power and Energy Society. – Tech. Rep. PES-TR68, 2018. – (https://resourcecenter.ieee-pes.org/technical-publications/technicalreports/PES_TR_7-18_0068.html).
5. *Hatziargyriou, N. Definition and classification of power system stability revisited and extended* [Text] / N. Hatziargyriou, J. Milanovic, C. Rahmann, V. Ajjarapu, C. Canizares, I. Erlich, D. Hill, I. Hiskens, I. Kamwa, B. Pal, P. Pourbeik, J. Sanchez-Gasca, A. Stankovic, T. V. Cutsem, V. Vittal, C. Vournas // IEEE Transactions on Power Systems. – Vol. 36. – No. 4. – 2021. – P. 3271 – 3281.
6. *Stability definitions and characterization of dynamic behavior in systems with high penetration of power electronic interfaced technologies* [Electronic resource] // IEEE Power and Energy Society. – Tech. Rep. PESTR77, 2020. – (https://resourcecenter.ieee-pes.org/technical-publications/technicalreports/PES_TP_TR77_PSDP_stability_051320.html).
7. *Bialek, J. Benchmarking and Validation of Cascading Failure Analysis Tools* [Text] / J. Bialek, E. Ciapessoni, D. Cirio, E. Cotilla-Sanchez, C. Dent, I. Dobson, P. Henneaux, P. Hines, J. Jardim, S. Miller, M. Panteli, M. Papic, A. Pitto, J. Quiros-Tortos, D. Wu // IEEE Transactions on Power Systems. – 2016. – Vol. 31. – No. 6. – P. 4887 – 4900.
8. *Villena-Ruiz, R. Field validation of a standard type 3 wind turbine model implemented in DiGSILENT-PowerFactory following IEC 61400-27-1 guidelines* [Text] / R. Villena-Ruiz, A. Honrubia-Escribano, J. Fortmann, E. Gyme-L6zaro // International Journal of Electrical Power and Energy Systems. – 2020. – Vol. 116.
9. *Zhang, Y. Wind Power Plant Model Validation Using Synchrophasor Measurements at the Point of Interconnection* [Text] / Y. Zhang, E. Muljadi, D. Kosterev, M. Singh // IEEE

- Transactions Sustainable Energy. – 2015. – Vol. 6. – No. 3. – P. 984 – 992.
10. Huang, Z. Model Validation of Power System Components Using Hybrid Dynamic Simulation [Text] / Z. Huang, T. B. Nguyen, D. Kosterev, R. Guttromson // IEEE / PES Transmission and Distribution Conference and Exhibition. – Dallas, TX, 2006. – P. 153 – 160.
 11. Ramasubramanian, D. Converter Model for Representing Converter Interfaced Generation in Large Scale Grid Simulations [Text] / D. Ramasubramanian, Z. Yu, R. Ayyanar, V. Vittal, J. Undrill // IEEE Transactions on Power Systems. – 2017. – Vol. 32. – No. 1. – P. 765 – 773.
 12. Lammert, G. Control of Photovoltaic Systems for Enhanced Short-Term Voltage Stability and Recovery [Text] / G. Lammert, D. Premm, L. D. Pabyn Ospina, J. C. Boemer, M. Braun, T. V. Cutsem // IEEE Transactions on Energy Conversion. – 2019. – Vol. 34. – No. 1. – P. 243 – 254.
 13. Eguia, P. Modeling and validation of photovoltaic plants using generic dynamic models [Text] / P. Eguia, A. Etxegarai, E. Torres, J. I. San Martin, I. Albizu // 2015 International Conference on Clean Electrical Power (ICCEP), 2015. – P. 78 – 84.
 14. Jalili-Marandi, V. Interfacing techniques for transient stability and electromagnetic transient programs IEEE task force on interfacing techniques for simulation tools [Text] / V. Jalili-Marandi, V. Dinavahi, K. Strunz, J. A. Martinez, A. Ramirez // IEEE Transactions on Power Delivery. – 2009. – Vol. 24. – No. 4. – P. 2385 – 2395.
 15. Huang, Q. Application of electromagnetic transient-transient stability hybrid simulation to FIDVR study [Text] / Q. Huang, V. Vittal // IEEE Transactions on Power Systems. – 2016. – Vol. 31. – No. 4. – P. 2634 – 2646.
 16. Huang, Q. Effect of accurate modelling of converter interfaced generation on a practical bulk power system [Text] / D. Ramasubramanian, V. Vittal, B. Keel, J. Silva // IET Generation Transmission and Distribution. – 2020. – Vol. 14. – No. 15. – P. 3108 – 3116.
 17. Huang, Q. OpenHybridSim: An open source tool for EMT and phasor domain hybrid simulation [Text] / Q. Huang, V. Vittal // IEEE Power and Eng. Society General Meeting (PESGM). – Boston, MA, USA, 2016. – P. 1 – 5.
 18. Аскаров, А. Б. Применение всережимного моделирующего комплекса для энергосистем с распределенной генерацией [Текст] / А. Б. Аскаров, А. А. Суворов, М. В. Андреев // Вестник Иркутского государственного технического университета. – 2019. – Т. 23. – № 1 (144). – С. 75 – 89.
 19. Суворов, А. А. Всережимная верификация расчётов при анализе динамической устойчивости электроэнергетических систем [Текст] / А. А. Суворов, А. С. Гусев, М. В. Андреев, А. Б. Аскаров // Электричество. – 2020. – № 11. – С. 28 – 37.
 20. Suvorov, A. A validation approach for short-circuit currents calculation in large-scale power systems [Text] / A. Suvorov, A. Gusev, M. Andreev, A. Askarov // International Transactions on Electrical Energy Systems. – 2020. – Vol. 30. – No. 4. – P. 1 – 20.
 21. Clark, K. Modeling of GE Solar Photovoltaic Plants for Grid Studies [Text] / K. Clark, N. W. Miller, R. Walling // General Electr. Int. Rep. Ver. 1.1, 2010.
 22. Clark, K. Modeling of GE Wind Turbine-Generators for Grid Studies Prepared by [Electronic resource] / K. Clark, N. W. Miller, J. J. Sanchez-Gasca. – (https://www.researchgate.net/publication/267218696_Modeling_of_GE_Wind_Turbine-Generators_for_Grid_Studies_Prepared_by).
 23. Sanchez-Gasca, J. J. Generic wind turbine generator models for WECC [Text]: a second status report / J. J. Sanchez-Gasca // IEEE Power Eng. Society General Meeting. – Denver, CO, USA, 2015. – P. 1 – 5.
 24. Elliott, R. T. Generic photovoltaic system models for WECC [Text]: a status report / R. T. Elliott, A. Ellis, P. Pourbeik, J. J. Sanchez-Gasca, J. Senthil, J. Weber // IEEE Power Eng. Society Gen. Meeting, 2015. – P. 1 – 5.
 25. Model user guide for generic renewable energy system models [Text] // EPRI. – Tech. Rep. 3002014083. – Palo Alto, CA, 2018.
 26. Cole, S. A proposal for standard VSC HVDC dynamic models in power system stability studies [Text] / S. Cole, R. Belmans // Electric Power Systems Research. – Vol. 81. – No. 4 – 2011. – P. 967 – 973.
 27. Pourbeik, P. Generic Dynamic Models for Modeling Wind Power Plants and Other Renewable Technologies in Large-Scale Power System Studies [Text] / P. Pourbeik, J. J. Sanchez-Gasca, J. Senthil, J. D. Weber, P. S. Zadehkhosht, Y. Kazachkov, S. Tacke, J. Wen, A. Ellis // IEEE Transactions on Energy Conversion. – 2017. – Vol. 32. – No. 3. – P. 1108 – 1116.
 28. Pourbeik, P. Model Validation of Large Wind Power Plants Through Field Testing [Text] / P. Pourbeik, N. Etzel, S. Wang // IEEE Transactions on Sustainable Energy. – 2018. – Vol. 9. – No. 3. – P. 1212 – 1219.
 29. Cole, S. Robust modeling against model-solver interactions for high-fidelity simulation of VSC HVDC systems in EUROSTAG [Text] / S. Cole, B. Haut // IEEE Transactions on Power Systems. – 2013. – Vol. 28. – No. 3. – P. 2632 – 2638.
 30. Rosado, S. Modeling of power electronics for simulation based analysis of power systems [Text] / S. Rosado, R. Burgos, S. Ahmed, F. Wang, D. Boroyevich // Proceedings of the 2007 Summer Computer Simulation Conference, 2007. – P. 19 – 26.
 31. Connection of wind farms to weak AC networks [Text] // Working group B4.62, 2016.
 32. Wang, W. Instability of PLL-Synchronized Converter-Based Generators in Low Short-Circuit Systems and the Limitations of Positive Sequence Modeling [Text] / W. Wang, G. M. Huang, P. Kansal, L. E. Anderson, R. J. O'Keefe, D. Ramasubramanian, P. Mitra, E. Farantatos // North American Power Symposium (NAPS). – Fargo, ND, USA, 2018. – P. 1 – 6.
 33. Ramasubramanian, D. Positive sequence voltage source converter mathematical model for use in low short circuit systems / D. Ramasubramanian, W. Wang, P. Pourbeik 2 ; E. Farantatos, A. Gaikwad, S. Soni, V. Chadliev // IET Generation, Transmission and Distribution. – 2020. – Vol. 14. – No. 1. – P. 87 – 97.
 34. Pourbeik, P. Proposed REGC B Model [Electronic resource] / P. Pourbeik. – (https://www.wecc.biz/Administrative/REMTF_REGC_A_and_REGC_B_0317.pdf).
 35. Andreev, M. A hybrid model of type-4 wind turbine – concept and implementation for power system simulation [Text] / M. Andreev, I. Razzhivin, A. Suvorov, N. Ruban, R. Ufa, A. Gusev, Y. Bay, A. Kievets, A. Askarov, V. Rudnik // IEEE PES Innovative Smart Grid Tech. Conf. Europe, 2020. – P. 799 – 803.