

Верификация расчётов динамической устойчивости энергорайонов с распределёнными генерирующими объектами^{1, 2}

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

Один из трендов мировой энергетики – внедрение распределённых генерирующих объектов (распределённой генерации – РГ). Происходящая в настоящее время трансформация электроэнергетических систем (ЭЭС) за счёт этого приводит к существенному изменению свойств энергосистем. Возникают проблемы с обеспечением основного условия надёжности и живучести энергорайонов с объектами РГ и ЭЭС в целом – устойчивости. Причём одной из основных задач остаётся её обеспечение при большом возмущении. Основное направление решения данной задачи – математическое моделирование. Однако необходимая для этого математическая модель ЭЭС реальной размерности содержит жёсткую нелинейную систему дифференциальных уравнений чрезвычайно высокого порядка. Для улучшения обусловленности математической модели ЭЭС при численном интегрировании неизбежно применяют упрощения и ограничения, снижающие полноту и достоверность получаемых результатов моделирования. В связи с этим возникает необходимость их верификации. В статье предлагается альтернативное существующим направлению верификации, основанное на использовании модельного эталона вместо натуральных данных. Такая верификация позволяет выявить влияние применяемых упрощений и ограничений при численном моделировании на качество решения задач оценки устойчивости ЭЭС с РГ при большом возмущении. Представленные в статье исследования выполнены на примере энергорайона с объектами РГ, входящего в состав ЭЭС реальной размерности, и демонстрируют возникающие погрешности расчётов устойчивости при большом возмущении, характер их изменения и причины возникновения, а также влияющие факторы.

Ключевые слова: распределённые генерирующие объекты, электроэнергетическая система, динамическая устойчивость, верификация, моделирование.

В настоящее время одно из основных направлений развития и совершенствования электроэнергетических систем (ЭЭС) – внедрение различных распределённых генерирующих объектов (распределённой генерации – РГ). Преобладающими являются объекты на базе возобновляемых источников энергии, но существенную долю также составляют объекты РГ на базе синхронных генераторов (СГ) малой мощности. Данные объекты подключаются в распределительные сети близко к узлам электропотребления и работают параллельно с ЭЭС. Преимущества от внедрения таких объектов РГ известны и не вызывают сомнений. В связи с этим уровень внедрения объектов РГ продолжает непрерывно увеличиваться, тем самым коренным образом меняя свойства распределительных сетей как пассивных транспортно-распределительных структур, превращая их в активные распределительные системы с новыми свойствами

ми. Данные изменения неизбежно приводят к существенному взаимовлиянию процессов в системообразующей сети и удалённых энергорайонах с объектами РГ. Из-за этого усложняется режимное и противоаварийное управление ЭЭС с РГ [1, 2] и, как следствие, возрастает вероятность возникновения тяжёлых системных аварий. В связи с этим оценка и обеспечение основного и важнейшего требования, предъявляемого к функционированию ЭЭС, от которого зависит надёжность электроснабжения потребителей, – устойчивости – представляется нетривиальной и актуальной задачей, решение которой становится ещё более сложной, требующей комплексного рассмотрения, в условиях внедрения объектов РГ [3, 4].

В настоящее время для изучения и решения вопросов, связанных с устойчивостью ЭЭС с РГ, применяются различные подходы, но доминирующим остаётся подход, основанный на численном интегрировании систем дифференциальных уравнений, образующих математическую модель ЭЭС. Однако ЭЭС – сложные технические динамические системы, в которых всё оборудование непрерывно взаимосвязано единым непрерывным спек-

¹ Работа выполнена при финансовой поддержке Министерства науки и высшего образования РФ, Госзадание “Наука” № FSWW-2020-0017.

² В порядке обсуждения. Р е д .

³ Суворов Алексей Александрович: suvorovaa@tpu.ru

тром процессов. Совокупная математическая модель любой ЭЭС, даже с учётом допустимого частного эквивалентирования, всегда содержит жёсткую, нелинейную систему дифференциальных уравнений чрезвычайно большой размерности, аналитическое решение которой невозможно. При этом применение методов численного интегрирования ограничивается: условием Липшица, теоремой Далквиста и др. [5, 6]. В итоге плохая обусловленность совокупной математической модели ЭЭС из-за ограничительных условий данных методов приводит к неудовлетворительным результатам её решения. Единственным путём улучшения обусловленности является снижение жёсткости, дифференциального порядка и ограничение интервала решения, реализуемые только за счёт упрощений и ограничений: декомпозиции единого и непрерывного спектра процессов; использования однолинейных расчётных схем вместо трёхфазных, обычно с упрощением математических моделей электросетевых элементов, которые представляются статическими моделями в виде соответствующих алгебраических уравнений; ограничения интервала воспроизведения процессов и др. При этом, независимо от упрощений и ограничений, всегда неизвестной остаётся принципиально присущая численному интегрированию методическая ошибка [7]. Очевидно, что всё это наследуется средствами реализации численного интегрирования и определяет свойства и возможности используемых в мировой электроэнергетике многочисленных программно-вычислительных комплексов (ПВК) расчёта режимов и процессов в ЭЭС. Учитывая увеличивающиеся влияния объектов РГ на устойчивость энергосистем при росте уровня их внедрения и повышенное внимание к данной проблеме ввиду серьёзных последствий её нарушения, возникает обоснованный вопрос о полноте и достоверности получаемой путём моделирования информации, ответ на который может быть получен путём верификации [8]. Данному вопросу посвящена статья.

Разработанный подход к верификации. В настоящее время основным подходом к верификации результатов моделирования является их сравнение с натурными данными, записанными с помощью phasor measurement unit (PMU) [9, 10]. Опубликованные результаты таких верификаций [11, 12] демонстрируют отличия полученной путём моделирования информации о процессах в ЭЭС от натурных данных, что в основном объясняется несоответствием параметров математической модели реальным данным. Применяемая в данных работах адаптация результатов расчёта к натурным данным заключается в различном варьировании параметров моделей, в основном статических характеристик нагрузок и регуляторов. При этом удаётся получить воспроизведение реального процесса, отражающее его общий тренд.

Однако, учитывая большое количество параметров математической модели ЭЭС, выбрать адекватную реальным данным комбинацию параметров чрезвычайно сложно [13]. При этом отсутствуют гарантии, что адаптированная таким образом модель ЭЭС будет достоверно воспроизводить другие схемно-режимные состояния и возмущения, которые отличны от записанных натурных данных, используемых для адаптации модели ЭЭС.

Также обозначенное направление верификации не учитывает упрощения и ограничения, используемые в ПВК. В совокупности данные факторы обуславливают неприемлемость распространения результатов верификации расчёта отдельного процесса на моделирование других процессов, а тем более на весь единый непрерывный спектр процессов и даже на весьма ограниченную часть этого спектра. При таком подходе необходима верификация и адаптация каждого результата моделирования. Однако это неосуществимо из-за отсутствия в обозримой перспективе необходимых натурных данных, независимо от развитости средств измерения и регистрации режимов и процессов в ЭЭС.

Таким образом, использование натурных данных для верификации результатов моделирования позволяет получить только частное решение для какого-то одного уже произошедшего режима или процесса и не подходит для ЭЭС с РГ ввиду многообразия их схемно-режимных условий. Поэтому важный шаг к повышению полноты и достоверности результатов моделирования таких ЭЭС с помощью ПВК – всережимная верификация, которая позволяет выявить влияние применяемых упрощений и ограничений при численном моделировании на качество воспроизведения конкретных процессов и решаемых с помощью них задач. В этой статье всережимная верификация рассматривается применительно к одной из основных и сложнейших задач ввиду её нелинейного характера и скорости протекания процессов – обеспечение устойчивости энергорайона с объектами РГ, работающего параллельно с внешней сетью, при большом возмущении.

Для осуществления всережимной верификации расчётов устойчивости энергорайонов с объектами РГ авторами разработано альтернативное направление, основанное на применении всережимной информации, получаемой с помощью модельного эталона (МЭ). В рамках разработанного направления в верифицируемом ПВК и МЭ воспроизводится идентичная математическая модель ЭЭС, в которой реализуются режимы и процессы, необходимые для решения рассматриваемой практической задачи. Полученные результаты сравниваются. Причём МЭ должен обладать свойствами бездекомпозиционного достаточно достоверного воспроизведения на неограниченном интервале непрерывного значимого спектра квазиустановив-

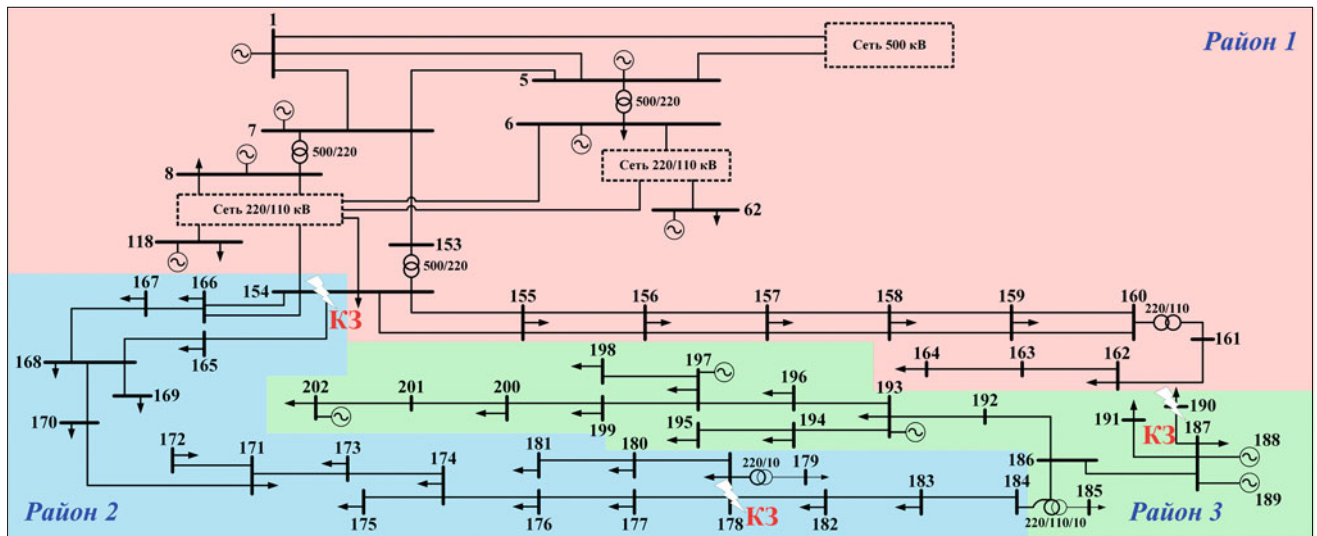


Рис. 1. Однолинейная схема исследуемой модели ЭЭС

шихся и переходных процессов в оборудовании и ЭЭС в целом. Учитывая изложенную проблематику, численные средства моделирования не позволяют этого. Поэтому для создания таких средств авторы разработали концепцию гибридного моделирования ЭЭС, которая заключается в агрегировании и использовании нескольких подходов к моделированию (аналогового, физического и цифрового) для достижения обозначенных свойств. Реализацией концепции гибридного моделирования стал созданный всережимный моделирующий комплекс реального времени электроэнергетических систем (ВМК РВ ЭЭС), обладающий всеми указанными свойствами и возможностями, который может успешно использоваться в качестве МЭ [14].

Важная особенность разработанного подхода – возможность гарантированной верификации собственно МЭ. В связи с тем, что в МЭ – ВМК РВ ЭЭС – для всего спектра процессов используются одна и та же полная математическая модель ЭЭС и методически точный метод её решения, его верификация возможна только по данным любого режима или процесса моделируемой ЭЭС, например, по квазиустановившемуся режиму. Результаты такой верификации, учитывая свойства и возможности ВМК РВ ЭЭС, могут быть распространены на весь значимый спектр режимов и процессов (0 – 1000 Гц). Поэтому для гарантированной верификации МЭ производится сравнение результатов моделирования квазиустановившегося режима с данными оперативно-информационного комплекса или SCADA. Сравнение результатов моделирования с помощью ВМК РВ ЭЭС и натурных данных представлено в [15].

Описание тестовой ЭЭС и критериев для верификации. Математическая модель тестовой ЭЭС. Для проведения экспериментальных исследований разработана математическая модель ЭЭС,

в состав которой входит удалённый дефицитный энергорайон с объектами РГ на базе синхронных генераторов (СГ). Моделируется система возбуждения (СВ) тиристорного типа, а также автоматическое регулирование возбуждения (АРВ) и стабилизирующие каналы (СК). Структура и настройки АРВ и СК обозначены в каждом из экспериментов. Для воспроизведения первичного двигателя используется математическая модель GGOV1. Параметры взяты из [16]. В качестве исследуемой модели ЭЭС принята схема части реальной энергосистемы, однолинейное изображение которой представлено на рис. 1.

В модели тестовой ЭЭС воспроизводятся: электрическая сеть класса напряжений 500, 220 и 110 кВ (системообразующая и распределительная сети) различных энергорайонов с учётом линий электропередачи, трансформаторов и нагрузок, а также основные электростанции данного энергорайона (узлы 5 – 8, 62, 118) и объекты РГ (район 3) с детальным воспроизведением каждого энергоблока и/или генерирующего агрегата. Таким образом, воспроизводимая схема ЭЭС включает в себя 202 трёхфазных узла, 50 электрических машин, 60 трансформаторов, 114 линий электропередачи, 75 обобщённых эквивалентных нагрузок (нагрузки задавались в виде постоянных проводимостей).

Данная модель ЭЭС воспроизводится в ВМК РВ ЭЭС и верифицируемом ПВК расчёта электро-механических переходных процессов. Выбранный для верификации ПВК содержит достаточно детализированные математические модели оборудования, устойчивый численный метод интегрирования и является распространённым в мире средством для анализа устойчивости ЭЭС. Однако несмотря на высокий уровень данной разработки, ему присуще все обозначенные ранее в статье неизбежные упрощения и ограничения. Для выявления

ния причин возникновения погрешностей и влияющих на них факторов при проведении экспериментальных исследований выбраны наиболее типичные большие возмущения – трёхфазные короткие замыкания (КЗ) в граничных точках для тестовой ЭЭС, в которой объекты РГ с местной нагрузкой связаны достаточно длинной связью с концентрированной частью энергосистемы: наиболее тяжёлое возмущение на шинах питающей подстанции в узле 154 и близкое к объектам РГ КЗ в узле 190.

Критерии верификации. Верификация может осуществляться путём качественной и/или количественной оценки результатов моделирования в соответствии с набором некоторых критериев. Наиболее просто выполнить качественную оценку путём визуального сравнения двух процессов. Однако применение при верификации только качественных критериев – недостаточное условие для успешной всережимной верификации, полноценное выполнение которого требует количественной оценки полноты и достоверности результатов численного моделирования и влияющих на них факторов. Результаты расчётов системы алгебро-дифференциальных уравнений в ПВК – временные ряды, так же как и последовательности оцифрованных значений модельных физических переменных вместе с результатами численного интегрирования математических моделей систем управления и регулирования в ВМК РВ ЭЭС. В связи с этим количественная оценка полноты и достоверности численного моделирования может выполняться путём сравнения временных рядов.

В качестве сравниваемых режимных переменных выбраны частота и напряжение объектов РГ, поскольку именно их характер преимущественно определяет устойчивость энергорайонов с объектами РГ [17]. Для оценки полноты и достоверности воспроизведения характера и скорости изменения выбранных параметров энергосистемы предлагается использовать один из самых распространённых статистических методов оценки степени сходства – корреляционный анализ, позво-

ляющий определить корреляционную связь между изменением параметров энергосистемы при возникновении возмущений в верифицируемом ПВК и ВМК РВ ЭЭС. Для количественной оценки корреляционной связи используется коэффициент корреляции Пирсона (r), рассчитываемый по формуле (1)

$$r = \frac{\sum_{i=1}^n (x_i - \bar{x})(y_i - \bar{y})}{\sqrt{\sum_{i=1}^n (x_i - \bar{x})^2 \sum_{i=1}^n (y_i - \bar{y})^2}}, \quad (1)$$

где $x_i = (x_1, \dots, x_n)$ – выборка эталонных значений рассматриваемого параметра (ВМК РВ ЭЭС); $y_i = (y_1, \dots, y_n)$ – выборка расчётных значений рассматриваемого параметра (ПВК); \bar{x}, \bar{y} , – средние значения выборок x и y .

Вычисление коэффициента корреляции выполняется для временных рядов с равным шагом выборки по времени. Для этого результаты моделирования, полученные с помощью ПВК и ВМК РВ ЭЭС, приводились к единым меткам времени с применением интерполяции – методом ближайшего соседа (ступенчатая интерполяция). Оценка коэффициентов корреляции для качественной оценки тесноты связи осуществляется на основе шкалы Чеддока, приведённой далее.

Значение коэффициента корреляции	Характер связи
0,9 – 1,0	Весьма высокая
0,7 – 0,9	Высокая
0,5 – 0,7	Заметная
0,3 – 0,5	Умеренная
0,1 – 0,3	Слабая

Для графического сравнения характера и скорости изменения параметров ЭЭС осуществляется построение диаграмм рассеяния, которые позволяют выявить форму получаемой между рядами зависимости. Чем ближе форма зависимости к линейной, тем сравниваемые ряды лучше совпадают. Также для определения мер близости между вре-

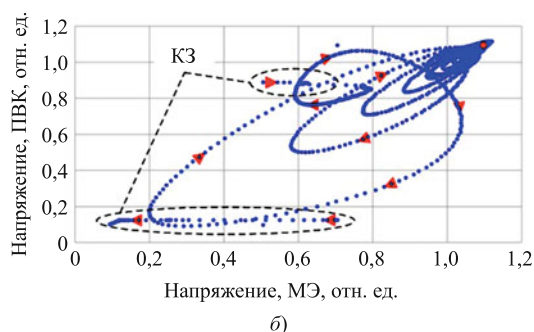
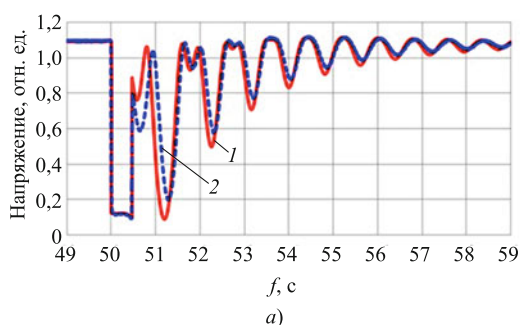


Рис. 2. Оциллограммы напряжения в узле 187 (а) и их диаграмма рассеяния при КЗ в узле 190 длительностью $t_{\text{пред}}$ (б):
1 – ПВК; 2 – МЭ

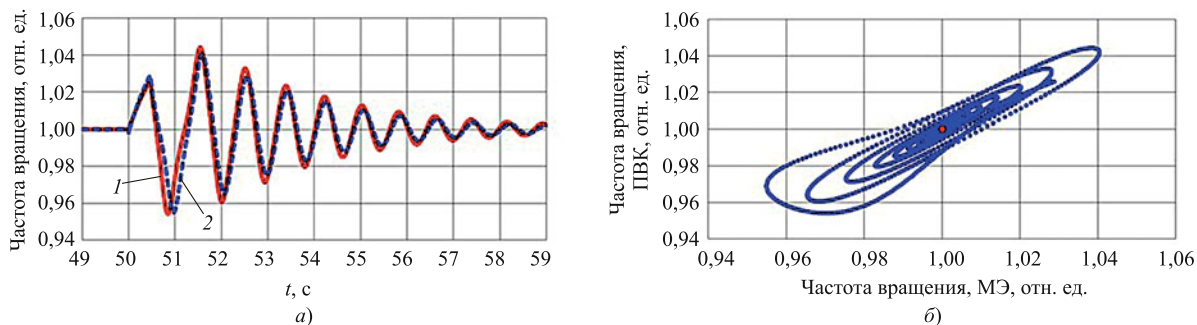


Рис. 3. Осциллограммы частоты вращения объектов РГ (а) и их диаграмма рассеяния при КЗ в узле 190 длительностью $t_{\text{пред}}$ (б):

1 – ПВК; 2 – МЭ

менными рядами используются частоты их периодических компонент. Для оценки и сравнения частотных характеристик применяется один из известных методов спектрального анализа – метод Прони, который позволяет независимо оценить амплитуды, частоты и коэффициенты затухания колебаний, получаемых в верифицируемом ПВК и ВМК РВ ЭЭС.

Результаты экспериментальных исследований. Поскольку для энергорайонов с объектами РГ определяющим, с точки зрения устойчивости при большом возмущении, является функционирование их систем автоматического управления (САУ), то проведение экспериментальных исследований выполнялось по траектории, предполагающей последовательное усложнение математической модели ЭЭС путём добавления устройств регулирования и управления. Такой подход позволяет выявить основополагающие причины возникновения погрешностей и влияющие на них факторы, а также характер изменения погрешностей при функционировании САУ. Таким образом, эксперименты выполнены для трёх основных случаев:

Случай 1: без учёта работы систем автоматического регулирования у СГ во всей тестовой ЭЭС ($E_{FD} = \text{const}$, $M_T = \text{const}$). Производилась оценка погрешности, возникающей в результатах моделирования, получаемая с помощью верифицируемого ПВК и ВМК РВ ЭЭС, при упрощении матема-

тической модели ЭЭС за счёт исключения регуляторов и снижения жёсткости образующей её системы дифференциальных уравнений (модели регуляторов имеют постоянные времена на несколько порядков ниже, чем остальные элементы ЭЭС).

Случай 2: с учётом работы систем автоматического регулирования возбуждения у СГ во всей тестовой ЭЭС ($E_{FD} = \text{var}$, $M_T = \text{const}$). Рассматривалось влияние работы регуляторов на уровень погрешности с учётом различных законов регулирования, наборов параметров и структуры самих регуляторов. Добавление регуляторов приводит к значительному изменению переходных процессов при возмущениях, что сказывается на величине и характере возникающих погрешностей расчётов.

Случай 3: с учётом работы систем автоматического регулирования возбуждения и регуляторов турбин у СГ во всей тестовой ЭЭС ($E_{FD} = \text{var}$, $M_T = \text{var}$) в статье не приводится, поскольку полученный характер изменения погрешности аналогичен *случаю 2*.

Во всех экспериментах в качестве возмущения рассматривалось трёхфазное КЗ. Длительность КЗ задаётся относительно предельного времени отключения КЗ ($t_{\text{пред}}$), полученного с помощью верифицируемого ПВК в каждом конкретном случае, например $0,5t_{\text{пред}}$.

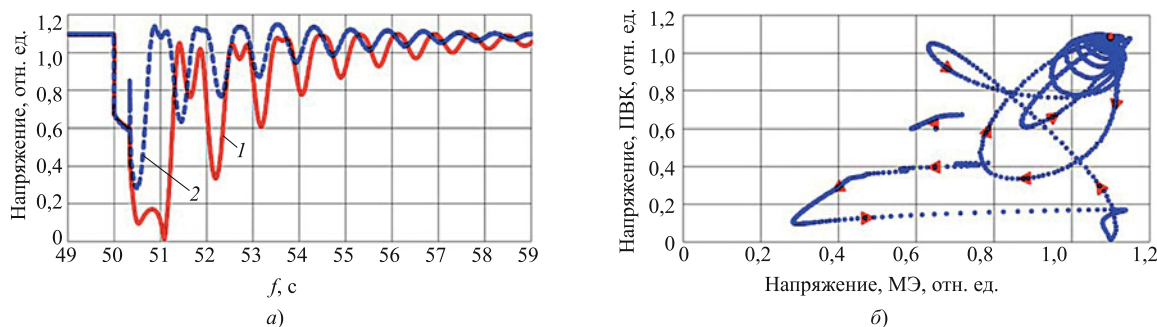


Рис. 4. Осциллограммы напряжения в узле 187 (а) и их диаграмма рассеяния при КЗ в узле 154 длительностью $t_{\text{пред}}$ (б):

1 – ПВК; 2 – МЭ

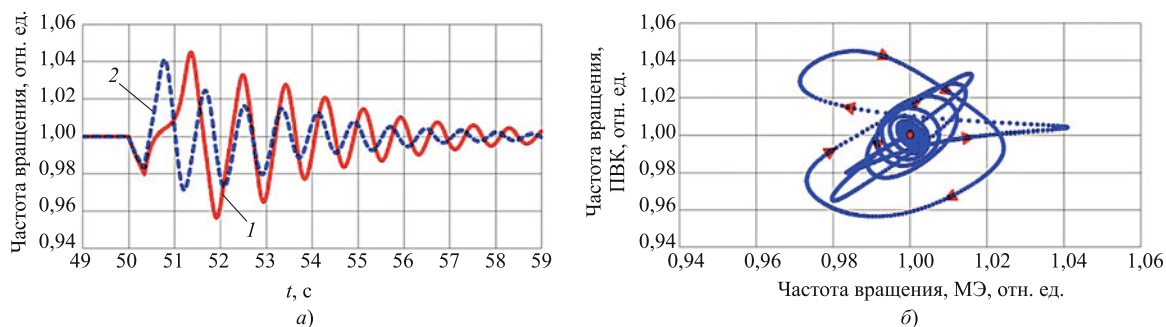


Рис. 5. Осциллограммы частоты вращения объектов РГ (а) и их диаграмма рассеяния при КЗ в узле 154 длительностью $t_{\text{пред}}$ (б)

1. Результаты верификации при $E_{FD} = \text{const}$ и $M_T = \text{const}$.

Эксперимент 1.1. Для оценки влияния сетевой составляющей на погрешность расчётов, которая возникает из-за алгебраического описания сетевых элементов в ПВК, рассмотрены разные по месту возникновения и длительности КЗ: близкие и удалённые КЗ с длительностью $0,5t_{\text{пред}}$, $0,9t_{\text{пред}}$ и $t_{\text{пред}}$. В ходе проведения экспериментальных исследований выявлено, что при близких КЗ (рис. 1, узел 190) погрешность практически отсутствует в результатах, полученных с помощью ПВК (рис. 2 и 3). Это обуславливается тем, что при подобном возмущении возникающие переходные процессы преимущественно зависят от реакции электрических машин, а влияние сетевой составляющей минимально. Также совпадают значения предельного времени отключения КЗ (см. далее).

Выделенная область на диаграмме рассеяния для напряжений (рис. 2, б) характеризует моменты коммутаций (возникновение и снятие КЗ), при которых возникает «разрыв» между значениями, что обусловлено алгебраическим расчётом сети в ПВК, при котором происходит мгновенное изменение напряжений. Увеличение длительности при близком КЗ вплоть до $t_{\text{пред}}$ не приводит к появлению погрешности (при увеличении от $0,5t_{\text{пред}}$ до $t_{\text{пред}}$ коэффициент корреляции для частоты уменьшился на 2,5% – с 0,9858 до 0,9610).

При отдалении места КЗ от объектов РГ (узел 178) в сторону питающей подстанции не происходит значительного изменения в уровне погрешности в связи со слабым влиянием элементов сети на переходные процессы в рассматриваемом энерго-районе. Коэффициенты корреляции, полученные для КЗ в узлах 190 и 178 разной длительности, больше 0,9, что свидетельствует об очень высокой степени достоверности результатов моделирования (согласно шкалы Чеддока) при подобных возмущениях. Самые большие различия получены для удалённого и самого тяжёлого возмущения – КЗ на шинах питающей подстанции (узел 154). При длительности $0,5t_{\text{пред}}$ погрешность минимальна, но по мере увеличения длительности КЗ вплоть до $t_{\text{пред}}$ происходит рост уровня погрешно-

сти. Коэффициент корреляции при $t_{\text{пред}}$ составил 0,3673, что показывает слабую степень достоверности результатов моделирования, получаемых с помощью ПВК.

Такой характер изменения погрешности обусловлен увеличением интенсивности переходных процессов в сети, а её алгебраическое воспроизведение вместо дифференциального приводит к различиям в амплитуде колебаний, уровне их затухания и др. (рис. 4 и 5). Причём наибольшая погрешность возникает после снятия КЗ, когда происходит восстановление напряжения (рис. 4), которое как раз сильно зависит от переходных процессов в сети. Отличающийся характер напряжения в узле с объектами РГ приводит к различному воспроизведению переходных процессов уже в самой электрической машине, о чём свидетельствует осциллограмма частоты и её диаграмма рассеяния (рис. 5). Полученные диаграммы рассеяния (рис. 4, б и 5, б) имеют ярко выраженный нелинейный характер, отражающий значительные различия в полученных результатах моделирования.

Результирующая гистограмма общей погрешности, которая отражается коэффициентом корреляции Пирсона, при КЗ в разных точках сети и разной длительности приведена на рис. 6 (на рис. 6 и последующих гистограммах приводятся значения коэффициентов корреляции для частоты вращения, коэффициенты корреляции для напряжения и других режимных параметров подчиняются аналогичным закономерностям). В связи с полученными результатами, далее в статье описываются результаты оценки уровня погрешности

Т а б л и ц а 1

Постоянные инерции и времени обмоток СГ

Параметр	СГ(1)	СГ(2)
T_j , с	6,680	2,418
T_{fd} , с	1,556	0,286
T_{ld} , с	0,091	0,019
T_{lq} , с	0,106	0,028

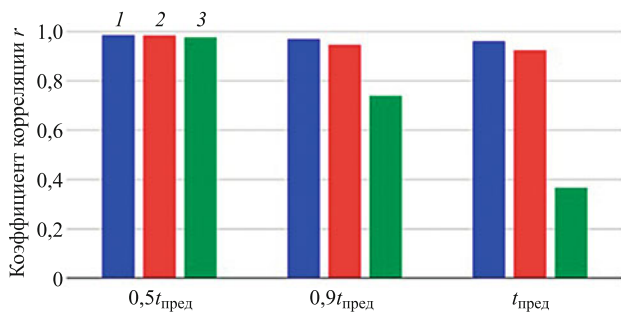


Рис. 6. Коэффициенты корреляции для частоты вращения объектов РГ при КЗ в разных узлах ЭЭС:

1 – узел 190; 2 – узел 178; 3 – узел 154

для самого критичного случая – КЗ на шинах питающей подстанции в узле 154.

Эксперимент 1.2. Как было отмечено, в настоящее время используются различные объекты РГ на базе СГ. Причём для таких объектов отличаются не только САУ, но и сами СГ. Поскольку СГ во многом определяют характер переходных процессов, то выполнен анализ влияния параметров СГ на возникающую погрешность расчётов. Для этого кроме СГ с основным набором параметров СГ(1), рассматриваемых во всех экспериментах, воспроизводятся более манёвренные агрегаты СГ(2) с меньшими значениями постоянной инерции и постоянными времени обмоток электрической машины (табл. 1), что свойственно современным энергосистемам, процессы в которых становятся более быстрыми.

При воспроизведении объектов РГ с наборами параметров СГ(1) и СГ(2) экспериментально выявлено, что использование более манёвренных агрегатов приводит к увеличению погрешности в результатах моделирования (рис. 7). Коэффициенты корреляции при КЗ длительностью $t_{пред}$ составили 0,3673 для СГ(1) и 0,1792 для СГ(2), т.е. изменение параметров привело к увеличению общей погрешности на 51%.

Увеличение уровня погрешности связано со значительным изменением характера протекания

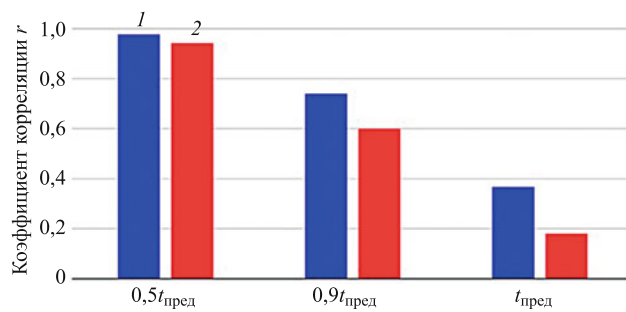


Рис. 7. Коэффициенты корреляции для частоты вращения объектов РГ с разными параметрами СГ при КЗ в узле 154 разной длительности:

1 – СГ(1); 2 – СГ(2)

переходных процессов при возмущении (рис. 8). СГ(2) обладает меньшими постоянными инерции и времени обмоток, что приводит к значительному увеличению амплитуды колебаний режимных переменных после снятия КЗ. Существенные отклонения в начале переходного процесса являются причиной возникновения больших различий на протяжении всего процесса затухания колебаний, даже несмотря на то, что в данном случае увеличивается демпфирование послеаварийных колебаний [коэффициент затухания в ВМК РВ ЭЭС составил для СГ(1) 0,44, для СГ(2) – 1,08]. Также воспроизведение объектов РГ с параметрами СГ(2) приводит к увеличению погрешности при определении предельного времени отключения КЗ по сравнению с СГ(1) (см. далее).

Эксперимент 1.3. Для энергорайонов с объектами РГ характерной особенностью является увеличенное значение коэффициента R/X по сравнению с системообразующей сетью из-за большего количества кабельных линий электропередачи [18]. Увеличение данного коэффициента улучшает устойчивость энергорайонов с РГ при большом возмущении [19]. Учитывая значимую роль коэффициента R/X выполнен анализ его влияния на погрешность расчётов.

Увеличение соотношения R/X на 30% относительно исходного значения в исследуемом энерго-

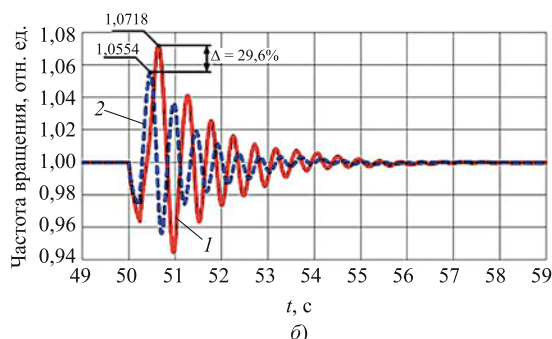
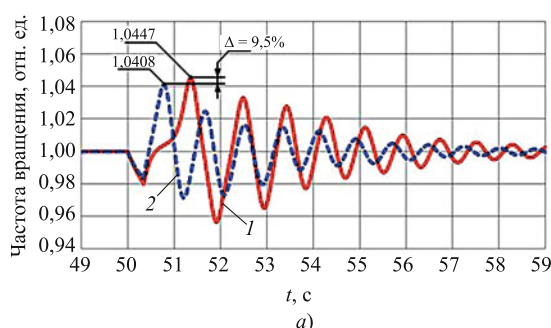


Рис. 8. Осциллограммы частоты вращения объектов РГ с разными параметрами СГ при КЗ в узле 154 длительностью $t_{пред}$:

а – СГ(1); б – СГ(2); 1 – ПВК; 2 – МЭ

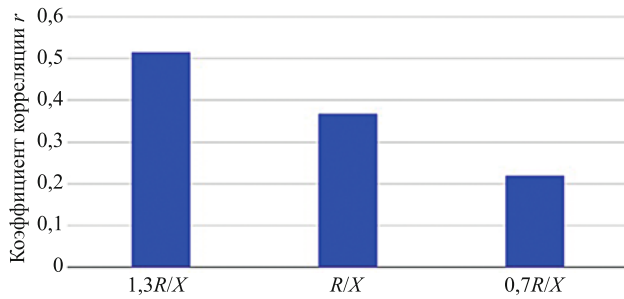


Рис. 9. Коэффициент корреляции для частоты вращения объектов РГ с разным коэффициентом R/X при КЗ в узле 154 длительностью $t_{пред}$

районе приводит к уменьшению уровня погрешности расчётов. Коэффициент корреляции увеличился до 0,5147, что говорит о хорошей степени достоверности результатов моделирования, получаемых с помощью ПВК, даже при рассмотрении предельного по длительности КЗ. При уменьшении коэффициента R/X наблюдается обратная ситуация, коэффициент корреляции становится 0,2202, что соответствует пренебрежимо малой степени достоверности результатов моделирования (шкала Чеддока). Гистограмма с коэффициентами корреляции представлена на рис. 9.

Изменения погрешности для рассматриваемого случая связаны с влиянием сетевой составляющей. Поскольку уравнение элементов сети в дифференциальной форме $u = Ri + L \frac{di}{dt}$ имеет характеристическое уравнение вида $Lp + R = 0$, то из этого уравнения следует, что параметр L (тоже, что и $X = \omega L$) определяет степень влияния дифференциальной составляющей на результаты расчёта. При увеличении R/X (в предельном случае имеем $u = R_i$) уменьшается влияние различного описания сетевых элементов: в алгебраической или дифференциальной форме, что сказывается на уменьшении уровня погрешности. Уменьшение R/X приводит к обратному эффекту. Таким образом, в энергорайонах с преобладанием кабельных ЛЭП и большим значением активного сопротивления в целом погрешность моделирования будет меньше, даже при рассмотрении случаев КЗ с длительностью, близкой или равной предельной.

Эксперимент 1.4. Для оценки влияния уровня внедрения объектов РГ на погрешность расчётов устойчивости при большом возмущении рассматривалось его изменение от 15 до 140% согласно формуле (2)

$$PG = \frac{\Sigma P_{\text{рг}}}{\Sigma P_{\text{нагр}}} \cdot 100\%, \quad (2)$$

где PG – уровень внедрения объектов РГ, %; $P_{\text{рг}}$ и $P_{\text{нагр}}$ – суммарные мощности объектов РГ и нагрузки в исследуемом дефицитном энергорайоне.

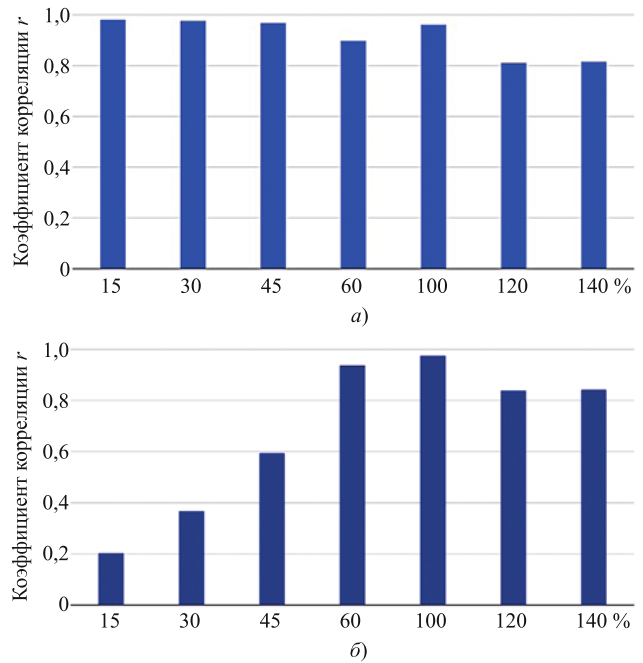


Рис. 10. Коэффициенты корреляции для частоты вращения объектов РГ при КЗ в узле 154 длительностью $0,5t_{пред}$ (а) и $t_{пред}$ (б) и разных уровнях внедрения (эксперимент 1.4)

Согласно полученным результатам погрешность изменяется незначительно с ростом уровня внедрения объектов РГ при КЗ на шинах питающей подстанции малой длительности. Наименьшее значение коэффициента корреляции, равное 0,8106, получилось для случая $PG = 120\%$, что в целом говорит о высокой/очень высокой степени достоверности результатов моделирования, получаемых с помощью ПВК, при КЗ малой длительности (рис. 10, а).

При увеличении длительности КЗ вплоть до предельного, результирующая погрешность начинает изменяться в зависимости от уровня внедрения. По мере роста мощности РГ погрешность уменьшается до того момента, пока не произойдёт выравнивания мощности нагрузки и мощности объектов РГ ($P_{\text{рг}} = P_{\text{нагр}}$) для рассматриваемого энергорайона (коэффициент корреляции увеличился с 0,2032 до 0,9748). После этого значение коэффициента корреляции находится в диапазоне от 0,8 до 0,9 (рис. 10, б).

Увеличение уровня внедрения объектов РГ изменяет структуру исследуемой ЭЭС: энергорайон с объектами РГ из дефицитного становится избыточным по мощности, что приводит к изменению направления потоков мощности и, соответственно, меньшим просадкам напряжения при возмущении, большей скорости его восстановления, а также меньшей степени интенсивности переходных процессов в целом (амплитуды колебаний, их затухание) (рис. 11). В итоге зависимость переходных процессов в энергорайоне от элементов сети

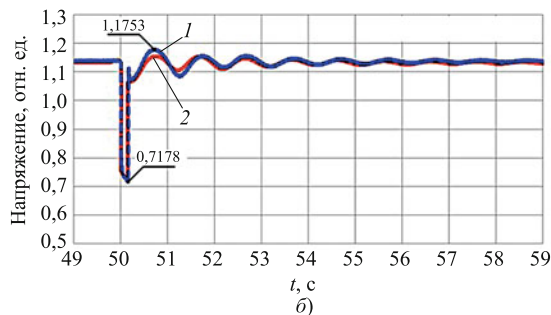
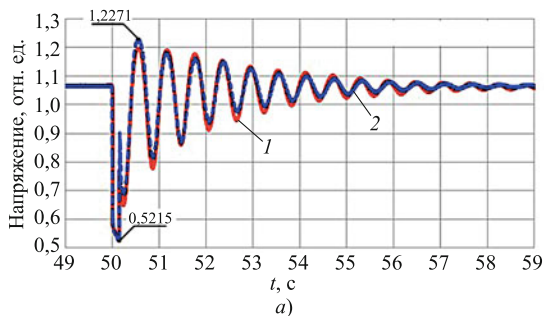


Рис. 11. Осциллограммы напряжения в узле 187 при КЗ в узле 154 длительностью 150 мс и разных уровнях внедрения:

a – уровень внедрения объектов РГ 15%; *б* – 60%; 1 – ПВК; 2 – МЭ

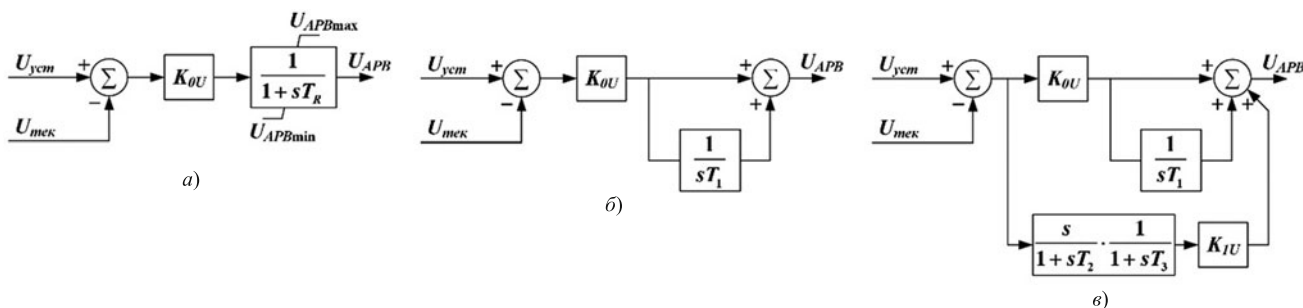


Рис. 12. Структуры АРВ:

a – АРВ-П; *б* – АР-ПИ; *в* – АРВ-ПИД

уменьшается, что приводит к уменьшению погрешности из-за различного воспроизведения сетевой составляющей даже при КЗ большой длительности.

2. Результаты верификации при $E_{FD} = var$ и $M_T = const$.

Эксперимент 2.1. Поскольку основной САУ объектов РГ на базе СГ, реагирующей на большое возмущение и определяющей устойчивость, является АРВ, то выполнен анализ влияния функционирования АРВ на возникающую погрешность расчётов при разных законах регулирования напряжения и настройках. Для этого рассмотрены

основные законы регулирования: пропорциональный (П), пропорционально-интегральный (ПИ) и пропорционально-интегрально-дифференциальный (ПИД), а также различные коэффициенты усиления (табл. 2 и рис. 12).

Воспроизведение АРВ приводит к увеличению уровня погрешности (рис. 13), что обусловлено его реакцией и усилением первичных различий в напряжении на выводах объектов РГ, возникающих на начальном этапе переходного процесса. При рассмотрении случаев КЗ длительностью $0,9t_{пред}$ без АРВ и с АРВ-П(1) коэффициент корреляции уменьшился на 12% (с 0,7390 до 0,6515), а при КЗ длительностью $t_{пред}$ – на 52% (с 0,3673 до 0,1749).

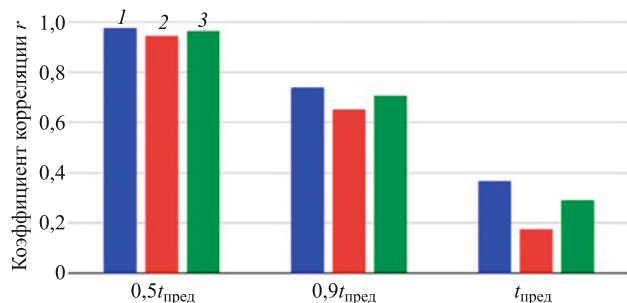


Рис. 13. Коэффициенты корреляции для частоты вращения объектов РГ при КЗ в узле 154 разной длительности и функционировании АРВ:

1 – без АРВ; 2 – АРВ-П(1); 3 – АРВ-П(2)

**Таблица 2
Настройки АРВ**

Закон АРВ	Номер настройки	K_{OU} , отн. ед	T_1 , с	K_{IU} , отн. ед
АРВ-П	1	10,0	–	–
	2	50,0	–	–
АРВ-ПИ	1	3,0	2,0	–
	2	15,0	2,0	–
АРВ-ПИД	1	3,0	2,0	2,0
	2	3,0	2,0	10,0

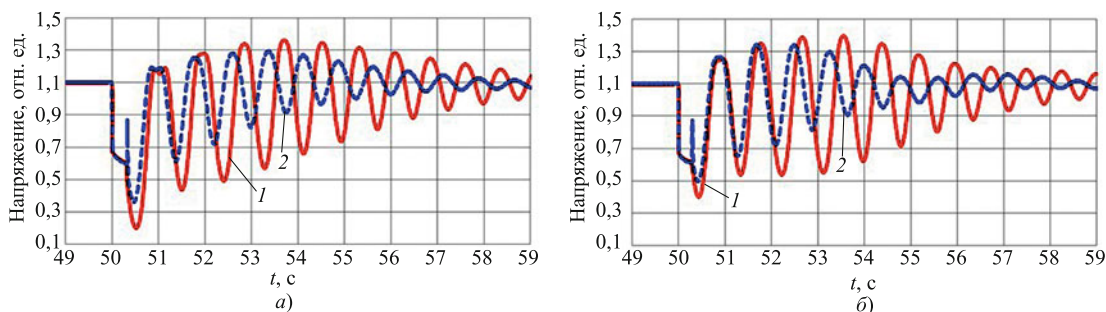


Рис. 14. Осциллограммы напряжения в узле 187 при КЗ в узле 154 длительностью $t_{пред}$ и разных настройках АРВ-П:

a – АРВ-П(1); *б* – АРВ-П(2); 1 – ПВК; 2 – МЭ

В то же время при улучшении демпфирования послеаварийных колебаний путём задания больших коэффициентов усиления для каналов АРВ, например АРВ-П(2), происходит уменьшение погрешности в получаемых результатах, в том числе при рассмотрении предельного времени отключения КЗ (рис. 14). Несмотря на это, погрешность всё также находится на значительном уровне – коэффициент корреляции для АРВ-П(1) при КЗ длительностью $t_{пред}$ равен 0,1749, для АРВ-П(2) – 0,2910. В итоге, изменение только коэффициентов усиления привело к уменьшению уровня погрешности на 66%.

Изменение закона регулирования АРВ незначительно влияет на характер изменения погрешности (рис. 15). При КЗ малой длительности погрешность всё также практически отсутствует. По мере увеличения длительности возмущения вплоть до $t_{пред}$ погрешность также растёт. Таким образом, при рассмотрении критичных КЗ с длительностью, близкой к $t_{пред}$, значения коэффициентов корреляции не превышают 0,3, что говорит о малой степени достоверности результатов моделирования, получаемых с помощью ПВК. Наименьший коэффициент корреляции при КЗ длительностью $t_{пред}$, равный 0,1003, получен при функционировании АРВ-ПИ(1), наибольший 0,2910 – для АРВ-П(2). Учёт работы АРВ с разными законами и коэффициентами не приводит к увеличению различий в предельном времени отключения КЗ (см. далее).

Эксперимент 2.2. Для оценки влияния СК на характер возникающей погрешности, в структуру АРВ-ПИД добавлены каналы по току ротора

(АРВ&СК1) и частоте напряжения на выводах электрической машины (АРВ&СК2) с разными настройками (табл. 3 и рис. 16).

Добавление СК приводит к дополнительному росту погрешности по сравнению со случаем функционирования только канала по напряжению АРВ (рис. 17), они также усиливают возникающие на начальном этапе различия. Однако основное влияние на величину погрешности продолжает оказывать канал по напряжению, что связано с его более интенсивной реакцией на существенную погрешность в характере восстановления контролируемой им величины напряжения в начальный момент снятия КЗ, которая обусловлена алгебраическим описанием сетевых элементов. Введение только каналов по току ротора (АРВ&СК1) приводит к незначительному увеличению погрешности на примерно 5% относительно функционирования

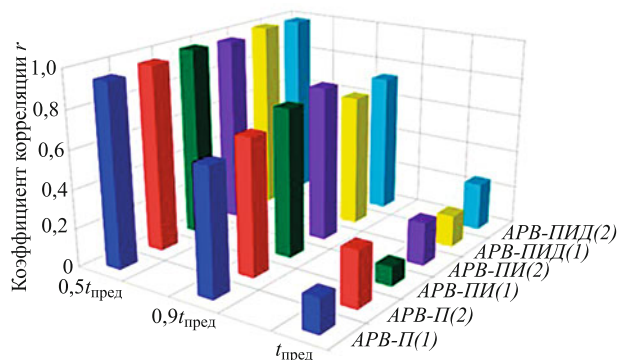
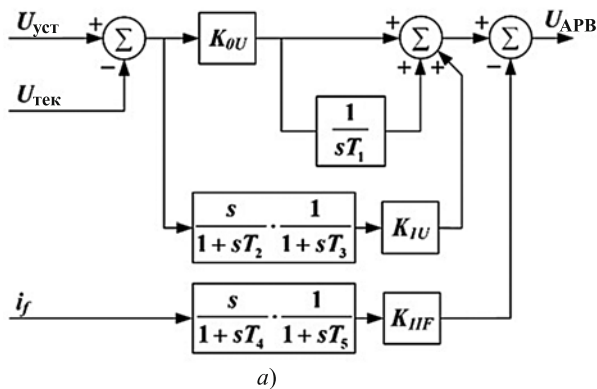


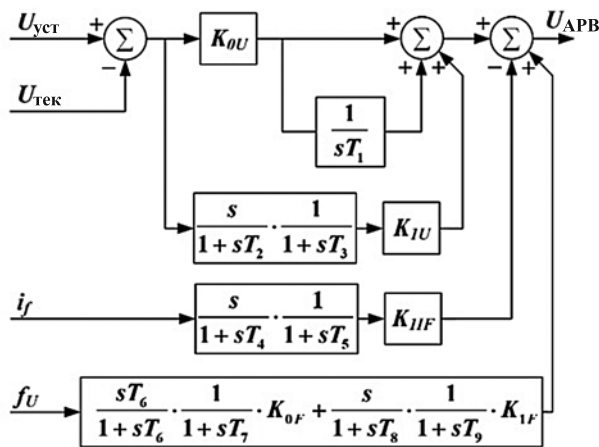
Рис. 15. Коэффициенты корреляции для частоты вращения объектов РГ при КЗ в узле 154 с функционированием АРВ разной структуры и настройки

Таблица 3
Настройки АРВ&СК

Тип	Номер настройки	K_{OU} , отн. ед	T_1 , с	K_{1U} , отн. ед	K_{1F} , отн. ед	K_{0F} , отн. ед	K_{1F} , отн. ед
АРВ&СК1	1	3,0	2,0	2,0	1,8	–	–
	2	3,0	2,0	2,0	3,0	–	–
АРВ&СК2	1	3,0	2,0	2,0	1,8	2,0	1,25
	2	3,0	2,0	2,0	1,8	4,0	5,0



а)



б)

Рис. 16. Структуры АРВ&СК:

а – АРВ&СК1; б – АРВ&СК2

основного канала по напряжению АРВ. Введение каналов по частоте оказывает большой эффект на величину погрешности в результатах моделирования, полученных с помощью ПВК. При КЗ длительностью $t_{пред}$ без АРВ и с АРВ&СК2(1) коэффициент корреляции уменьшился на 62% (с 0,3673 до 0,1406) (рис. 17), для случая функционирования АРВ-ПИД(1) уменьшение было 52%. Причина этого – зависимость работы САУ уже от нескольких режимных параметров (u , i_f и f_u) и реагирование не только на отклонение абсолютных значений контролируемых параметров, но и на скорость их изменения.

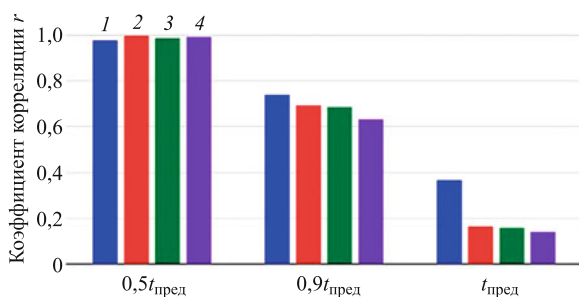


Рис. 17. Коэффициенты корреляции для частоты вращения объектов РГ при КЗ в узле 154 с функционированием АРВ и АРВ&СК разной структуры:

1 – без АРВ; 2 – АРВ-ПИД(1); 3 – АРВ&СК(1); 4 – АРВ&СК(2)

Влияние настройки системного стабилизатора на характер погрешности отражает гистограмма на рис. 18.

Увеличение коэффициентов усиления для АРВ&СК1 приводит к незначительному росту погрешности около 6% (от 0,1581 до 0,1473). При функционировании АРВ&СК2 с разными настройками погрешность изменяется более существенно. Для выявления причин таких изменений проведён спектральный анализ возникающих колебаний частоты вращения объектов РГ методом Прони. Результаты представлены в табл. 4, осциллограммы частоты вращения – на рис. 19. Используя метод Прони, были определены амплитуда (A), частота (f) и коэффициент затухания (α) основной

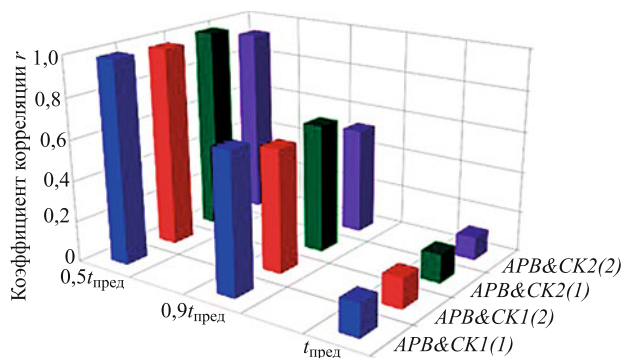


Рис. 18. Коэффициенты корреляции для частоты вращения объектов РГ при КЗ в узле 154 с функционированием АРВ&СК разной структуры и настройки

Таблица 4

Результаты метода Прони

Структура	ПВК			МЭ – ВМК РВ ЭЭС			$\Delta A, \%$	$\Delta f, \%$	$\Delta \alpha, \%$
	A , отн ед.	f , Гц	α , 1/с	A , отн ед.	F , Гц	α , 1/с			
АРВ&СК2(1)	0,0128	1,3617	0,2773	0,0071	1,3951	0,5178	80,28	2,40	46,45
АРВ&СК2(2)	0,0131	1,3333	0,2242	0,0084	1,3625	0,3571	55,95	2,14	37,22

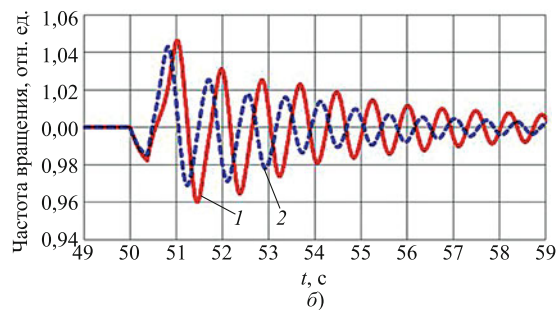
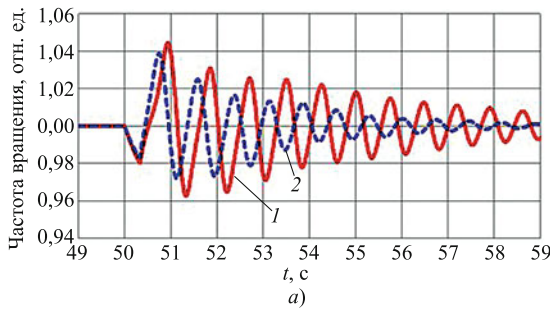


Рис. 19. Осциллограммы частоты вращения объектов РГ при КЗ в узле 154 длительностью $t_{пред}$ и разных настройках АРВ&СК2:

а – АРВ&СК2(1); *б* – АРВ&СК2(2); 1 – ПВК; 2 – МЭ

моды. Значения погрешности (Δ) были рассчитаны относительно ВМК РВ ЭЭС.

Полученные различия в частоте колебаний (f) незначительны и находятся в пределах 3%. Значения амплитуды и коэффициента затухания существенно различаются. Для случая АРВ&СК2(1) погрешность в амплитуде основной моды составляет около 80%, что непосредственно связано с существенными различиями в коэффициентах затухания ($\Delta\alpha = 46\%$). Увеличение коэффициентов усиления АРВ&СК2(2) приводит к ухудшению демпфирования послеаварийных колебаний на 31% [по результатам ВМК РВ ЭЭС коэффициент затухания для АРВ&СК2(1) составил 0,5178, для АРВ&СК2(2) – 0,3571], но при этом уменьшается погрешность воспроизведения амплитуды и коэффициента затухания основной моды. Несмотря на это результирующая погрешность при АРВ&СК2(2) увеличивается на 20% для случая КЗ длительностью $t_{пред}$. Коэффициент корреляции уменьшился с 0,1406 для АРВ&СК2(1) до 0,1122 для АРВ&СК2(2). Рост погрешности обусловлен гораздо более интенсивной реакцией СК на различия в амплитуде основной моды. Согласно АЧХ рассматриваемой структуры АРВ&СК2 (рис. 20) изменение настройки приводит к усилению сигнала частоты основной моды более чем в 4 раза.

Резюмируя изложенное, усложнение математической модели АРВ путём добавления стабилизирующих каналов ухудшает достоверность результатов моделирования, получаемых с помощью ПВК. Также учёт СК является причиной увеличения различий в предельном времени отключения КЗ, получаемых с помощью ПВК и ВМК РВ ЭЭС (см. далее).

3. Погрешность оценки предельного времени отключения КЗ. Учитывая значимость величины предельного времени отключения КЗ выполнена оценка различий при его определении для случаев удалённого и близкого КЗ с помощью ВМК РВ ЭЭС и ПВК. Результаты приведены в сводной табл. 5. Наибольшие отличия возникают только для случаев удалённого КЗ (в ВМК РВ ЭЭС $t_{пред}$ всегда больше на 30 – 70 мс), для близкого КЗ они

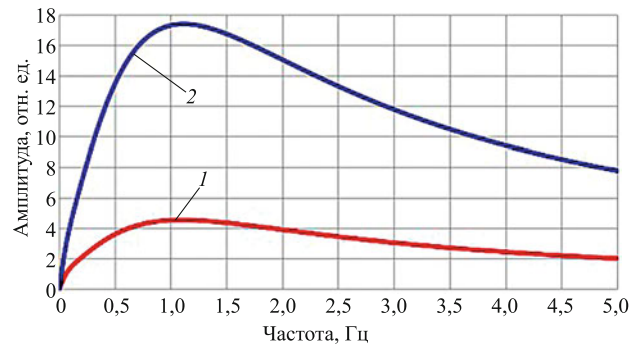


Рис. 20. АЧХ АРВ&СК2(1) (1) и АРВ&СК2(2) (2)

несущественны (в пределах 10 мс). Различия в предельном времени отключения КЗ напрямую связаны с уровнем погрешности в результатах моделирования. Причём, чем больше погрешность на начальном этапе переходного процесса при КЗ, тем сильнее будут различаться значения $t_{пред}$, полученные с помощью ПВК и ВМК РВ ЭЭС. Например, при изменении параметров СГ в эксперименте 1.2 показано, что воспроизведение СГ(2) приводит к росту погрешности результатов моделирования (коэффициент корреляции при КЗ с $t_{пред}$ уменьшился с 0,3673 до 0,1792). При этом полученное значение $t_{пред}$ в ПВК отличается сильнее ($\Delta = 70$ мс) от аналогичного значения, полученного в ВМК РВ ЭЭС, чем в случае моделирования СГ(1) ($\Delta = 20$ мс). Изменение параметров СГ привело к увеличению различий в $t_{пред}$ на 50 мс. Воспроизведение АРВ с различными законами регулирования напряжения в эксперименте 2.1 не приводит к существенным различиям в $t_{пред}$ (находится примерно на уровне 30 мс). Добавление СК вызывает дополнительный рост погрешности результатов моделирования ПВК, что приводит к большим различиям в значениях $t_{пред}$, которые уже составляют 40 – 50 мс для эксперимента 2.2.

Выводы

1. Растущий уровень внедрения объектов РГ изменяет характер переходных процессов и свой-

Таблица 5

Разница определения предельного времени отключения КЗ

Эксперимент	Случай	$t_{пред}, мс$					
		Узел 190			Узел 154		
		ПВК	МЭ	$\Delta t_{пред}$	ПВК	МЭ	$\Delta t_{пред}$
1.2	СГ(1)	490	490	0	340	360	20
	СГ(2)	290	280	-10	240	310	70
2.1	АРВ-П(1)	400	410	10	320	350	30
	АРВ-П(2)	370	370	0	290	320	30
	АРВ-ПИ(1)	390	390	0	310	340	30
	АРВ-ПИ(2)	380	370	-10	310	340	30
	АРВ-ПИД(1)	460	450	-10	310	350	40
	АРВ-ПИД(2)	470	470	0	310	340	30
2.2	АРВ&СК1(1)	460	450	-10	320	360	40
	АРВ&СК1(2)	480	470	-10	330	370	40
	АРВ&СК2(1)	480	470	-10	330	380	50
	АРВ&СК2(2)	470	480	10	370	420	50

ства энергосистем в целом. Учитывая существенное взаимовлияние процессов в системообразующей сети и энергорайонах с объектами РГ, для надёжного решения задач устойчивости необходимо рассматривать большую математическую модель ЭЭС без существенного эквивалентирования. В настоящее время для этого используются различные ПВК, основанные на численных методах интегрирования. Однако в ПВК неизбежны упрощения и ограничения из-за плохой обусловленности системы дифференциальных уравнений, описывающей детальную математическую модель ЭЭС, которые могут приводить к погрешностям в результатах расчётов. В связи с этим актуальной задачей для повышения полноты и достоверности результатов моделирования является осуществление верификации.

2. Предлагаемый в статье подход к верификации заключается в использовании информации от МЭ – ВМК РВ ЭЭС – и избавляет от необходимости иметь огромное количество натуральных данных для её осуществления. Подход разработан с учётом дальнейшего использования ПВК для расчётов устойчивости энергорайонов с объектами РГ, но при этом появляется возможность оценить достоверность получаемых с помощью них результатов при различных по интенсивности, месту возникновения и типу возмущений, в том числе в ещё только создающихся ЭЭС с значительным объёмом РГ.

3. Выполненная всережимная верификация с помощью разработанного подхода позволяет выявить причины возникновения погрешностей расчётов и влияющие на них факторы, а также определить возмущения и возникающие процессы, рассчитываемые с наибольшей погрешностью, ко-

торые требуют дальнейшего более детального анализа перед их использованием для решения практических задач. Проведённые исследования показали, что наибольшая погрешность расчётов устойчивости энергорайонов с объектами РГ при большом возмущении возникает при КЗ в критической точке, в частности на шинах питающей подстанции, когда влияние сетевой составляющей на переходные процессы наибольшее. Существенная погрешность обусловлена радикальным упрощением описания элементов сети. Причём уменьшение инерционности СГ объектов РГ приводит к росту погрешности расчётов. По мере того, как энергорайон с объектами РГ становится независимым от внешней сети по мощности, возникающая погрешность снижается.

4. Также положительное влияние на погрешность оказывает увеличение соотношения R/X . Использование САУ в математической модели ЭЭС приводит к существенному росту уровня погрешности. Основное влияние оказывает основной канал по напряжению АРВ в независимости от его структуры, так как непосредственно реагирует на возникающие в начальной стадии переходного процесса различия в характере напряжения. Добавление стабилизирующих каналов имеет аналогичное влияние на погрешность. Однако в данном случае при увеличении количества контролируемых режимных параметров погрешность растёт. Это связано с тем, что системный стабилизатор дополнительно реагирует и обрабатывает возникшую погрешность в каждом из параметров.

Список литературы

1. Gaeini, N. Cooperative secondary frequency control of distributed generation: The role of data communication

- network topology [Text] / N. Gaeini, Amani, A. Moradi, M. Jalili, X. Yu // International Journal of Electrical Power and Energy Systems. – 2017. – Vol. 92. – P. 221 – 229.
2. *Илюшин, П. В.* Автоматика управления нормальными и аварийными режимами энергорайонов с распределённой генерацией: монография [Текст] / П. В. Илюшин, А. Л. Куликов. – Н. Новгород: НИУ РАНХиГС, 2019. – 364 с.
 3. *Nasr-Azadani, E.* Stability analysis of unbalanced distribution systems with synchronous machine and DFIG based distributed generators [Text] / E. Nasr-Azadani, C. A. Cacizares, D. E. Olivares, K. Bhattacharya // IEEE Transactions on Smart Grid. – 2014. – Vol. 5. – No. 5. – P. 2326 – 2338.
 4. *Madruга, E. P.* Analysis of transient stability in distribution systems with distributed generation [Text] / E. P. Madruга, D. P. Bernardon, R. P. Vieira, L. L. Pfitscher // International Journal of Electrical Power and Energy Systems. – 2018. – Vol. 99. – P. 555 – 565.
 5. *Hall, G.* Modern Numerical Methods for Ordinary Differential Equations [Text] / G. Hall, J. M. Watt, – Oxford, U. K.: Clarendon, 1976. – P. 10 – 50.
 6. *Chakraborty, S.* New numerical integration methods for simulation of electromagnetic transients [Text] / S. Chakraborty, R. Ramanujam // International Journal of Emerging Electric Power Systems. – 2018. – Vol. 19. – No 4.
 7. *Watson, N.* Power Systems Electromagnetic Transients Simulation [Text] / N. Watson, J. Arrillaga // The Institution of Engineering and Technology, 2007.
 8. *Guo, H.* A critical review of cascading failure analysis and modeling of power system [Text] / H. Guo, C. Zheng, H. H.-C. Iu, T. Fernando // Renewable and Sustainable Energy Reviews. – 2017. – Vol. 80. – P. 9 – 22.
 9. *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.
 10. *Villena-Ruiz, R.* Field validation of a standard type 3 wind turbine model implemented in DlgSILENT-PowerFactory following IEC 61400-27-1 guidelines [Text] / R. Villena-Ruiz, A. Honrubia-Escribano, J. Fortmann, E. Gyzmez-L6zaro // International Journal of Electrical Power and Energy Systems. – 2020. – Vol. 116.
 11. *Pan* European Grid Advanced Simulation and State Estimation [Electronic resource]: accessed: Jan. 13, 2021. – (<https://cordis.europa.eu/project/id/211407>).
 12. *Overholt, P.* Improving reliability through better models: using synchrophasor data to validate power plant models [Text] / P. Overholt, D. Kosterev, J. Eto, S. Yang, B. Lesieutre // IEEE Power and Energy Magazine. – 2014. – Vol. 12. – No 3. – P. 44 – 51.
 13. *Huang, Z.* Model validation of power system components using hybrid dynamic simulation [Text] / Z. Huang, T. B. Nguyen, D. Kosterev, R. Guttromson // in Proc. IEEE / PES Trans. Distr. Conf. Exhib., Dallas, TX, USA. – 2006. – P. 153–160.
 14. *Suvorov, A.* The novel approach for electric power system simulation tools validation [Text] / A. Suvorov, A. Gusev, M. Andreev, A. Askarov // Electrical Engineering. – 2019. – Vol. 101. – No. 2. – P. 457 – 466.
 15. *Suvorov, A.* A validation approach for short-circuit currents calculation in large-scale power systems / A. Suvorov, A. Gusev, M. Andreev, A. Askarov [Text] // International Transactions on Electrical Energy Systems. – 2020. – Vol. 30. – No. 4. – P. 1 – 20.
 16. *Power System Dynamic Performance Committee, Power System Stability Subcommittee.* Dynamic Models for Turbine-Governors in Power System Studies. – IEEE PES Resource Center, 2013.
 17. *Majumder, R.* Some aspects of stability in microgrids [Text] / R. Majumder // IEEE Transactions on Power Systems. – 2013. – Vol. 28. – No. 3. – P. 3243 – 3252.
 18. *Farrokhhabadi, M.* Microgrid stability definitions, analysis, and examples [Text] / M. Farrokhhabadi, C. A. Cacizares, J. W. Simpson-Porco, E. Nasr, L. Fan, Patricio A. Mendoza-Araya, R. Tonkoski, U. Tamrakar, N. Hatziargyriou, D. Lagos, R. W. Wies, M. Paolone, M. Liserre, L. Mee-gahapola, M. Kabalan, A. H. Hajimiragha, D. Peralta, M. A. Elizondo, K. P. Schneider, F. K. Tuffner, J. Reilly // IEEE Transactions on Power Systems. – 2020. – Vol. 35. No. 1. – P. 13 – 29.
 19. *Ishchenko, A.* Dynamics and stability of distribution networks with dispersed generation [Text] / A. Ishchenko. – Eindhoven: Technische Universiteit Eindhoven, 2008. – 182 p.