

УДК 621.311

Вадим Русланович Рафиков

ФГБОУ ВО «Ивановский государственный энергетический университет имени В.И. Ленина», аспирант кафедры электрических систем, Россия, Иваново, e-mail: vadim_rafikov@mail.ru

Игорь Евгеньевич Иванов

ФГБОУ ВО «Ивановский государственный энергетический университет имени В.И. Ленина», кандидат технических наук, доцент кафедры электрических систем, Россия, Иваново, e-mail: igor.e.ivanov.777@gmail.com

Андрей Юрьевич Мурзин

ФГБОУ ВО «Ивановский государственный энергетический университет имени В.И. Ленина», кандидат технических наук, декан электроэнергетического факультета, Россия, Иваново, e-mail: murzin-64@mail.ru

Дмитрий Михайлович Дубинин

АО «Системный оператор Единой энергетической системы», начальник отдела мониторинга переходных режимов Службы внедрения противоаварийной и режимной автоматики, Россия, Москва, e-mail: dubinin@so-ups.ru

Разработка метода идентификации синхронного сопротивления турбогенератора и критериев выбора состава данных синхронизированных векторных измерений

Авторское резюме

Состояние вопроса. Для повышения надежности и экономичности функционирования электроэнергетических систем важно использовать актуальные значения параметров моделей их элементов, в частности синхронных генераторов. Технология синхронизированных векторных измерений потенциально предоставляет возможность идентифицировать фактические параметры моделей синхронных генераторов с помощью измерений в установившихся и переходных режимах электроэнергетических систем без отключения генераторов от сети и проведения специализированных испытаний.

Материалы и методы. При решении поставленных задач использованы положения теорий электрических цепей, электрических машин, оптимизации и статистики и аппарат матричной алгебры. Разработанный метод идентификации реализован в программном комплексе MATLAB. Тестирование представленного метода идентификации произведено на основании реальных данных, полученных от устройства синхронизированных векторных измерений, установленного на турбогенераторе крупной электростанции Единой энергетической системы России.

Результаты. Представлен метод определения синхронного сопротивления турбогенератора с использованием данных синхронизированных векторных измерений, измеренных в серии установившихся электроэнергетических режимов, а также рассмотрены критерии выбора состава данных, необходимых для успешной идентификации. Соответствующий алгоритм разработан и реализован в программном комплексе MATLAB. Для повышения точности решения задачи идентификации предложен метод корректировки паспортного значения величины тока возбуждения холостого хода генератора в зависимости от нагрева обмотки возбуждения. Метод успешно протестирован на основании набора данных установившихся режимов одного из турбогенераторов Единой энергетической системы России. Разработаны и проанализированы количественные критерии, определяющие набор измеренных параметров установившихся режимов, обеспечивающий наиболее точную идентификацию значения синхронного сопротивления модели турбогенератора.

Выводы. Разработанный метод позволяет успешно актуализировать синхронные параметры турбогенератора по синхронизированным векторным измерениям, зафиксированным в серии установившихся режимов электроэнергетических систем. С помощью критериев выбора состава данных синхронизированных векторных измерений представляется возможным автоматизировать процесс формирования массива данных измерений различных установившихся режимов, необходимых для последующей идентификации. Предложенные расчетные выражения для учета температуры обмотки возбуждения могут использоваться в математических моделях для идентификации переходных и сверхпереходных параметров моделей синхронных генераторов по данным синхронизированных векторных измерений в переходных режимах электроэнергетических систем.

Ключевые слова: синхронный генератор, идентификация параметров турбогенератора, синхронизированные векторные измерения, установившийся режим электроэнергетической системы, синхронное сопротивление генератора

Vadim Ruslanovich Rafikov

Ivanovo State Power Engineering University, Postgraduate Student of Electric Power Systems Department, Russia, Ivanovo, e-mail: vadim_rafikov@mail.ru

Igor Evgenievich Ivanov

Ivanovo State Power Engineering University, Candidate of Engineering Sciences (PhD), Assistant Professor of Electric Power Systems Department, Russia, Ivanovo, email: igor.e.ivanov.777@gmail.com

Andrey Yurievich Murzin

Ivanovo State Power Engineering University, Candidate of Engineering Sciences (PhD), Dean of Electrical Power Engineering Department, Russia, Ivanovo, e-mail: murzin-64@mail.ru

Dmitrii Mikhailovich Dubinin

JSC «System Operator of United Power System», Head of Wide Area Monitoring Division, Service of Emergency and Modes Control Automation Implementation, Russia, Moscow, e-mail: dubinin@so-ups.ru

Algorithms of estimation of turbogenerator synchronous reactance and criteria of selecting proper synchrophasor measurement data sets

Abstract

Background. To enhance power system dependability and efficiency, it is of great importance to obtain correct parameters of the models of key power system components such as a synchronous generator (SG). Technology of synchronized phasor measurements allows us to estimate the SG model parameters through measurements in power system steady states and transients states, without switching the SG off and conducting complex testing procedures.

Materials and methods. The theory of electric circuits and electric machines, theory of optimization and statistics, and matrix algebra are applied in this study. The developed parameter estimation method has been implemented in the MATLAB software. The method has been verified through real-world measurements captured by a phasor measurement unit installed at a large power plant in the United Power System.

Results. This paper presents an algorithm of the turbogenerator synchronous reactance estimation via a set of synchrophasor data taken under steady-state conditions. Also, the paper considers the criteria for an appropriate data array ensuring successful parameter estimation. An algorithm has been developed and implemented in MATLAB software package. To improve the parameter estimation accuracy, an algorithm has been proposed to modify a nominal value for the SG no-load excitation current depending on the heating of the field winding. The algorithm has been successfully tested out based on a set of steady state synchrophasor data captured for one of the turbogenerators in the Russian United Power System. The authors have developed and analyzed quantitative criteria to determine a set of measured parameters of steady-state modes, providing the most accurate results of the turbogenerator synchronous reactance.

Conclusions. The developed algorithm allows accurate update of the turbogenerator synchronous parameters through synchrophasor measurements recorded in a steady state modes of electric power systems. Using the criteria for selecting phasor data, it seems possible to automate the process of generating a data array of measurement of various steady-state modes necessary for identification. The proposed procedure that considers the field winding temperature can be employed in math models to estimate SG transient and subtransient parameters based on phasor measurements in transient modes of electric power systems.

Key words: synchronous generator, turbogenerator parameter estimation, synchronized phasor measurements, steady state of electrical power system, synchronous reactance

DOI: 10.17588/2072-2672.2023.5.051-061

Введение. Параметры моделей синхронных генераторов (СГ) могут изменяться в процессе эксплуатации из-за воздействия температуры, старения материалов, а также внутренних повреждений [1, 2]. Кроме того, значения параметров могут существенно различаться в различных источниках (справочниках электрооборудования; информации, предоставляемой собственниками электрических станций; данных, имеющихся в распоряжении диспетчерских центров АО «СО ЕЭС»). Для актуализации параметров моделей СГ по экспериментальным методам, регламентированным стандартом¹, необходимо отключение генератора от сети и проведение различных испытаний, что, несомненно,

трудозатратно и приводит к финансовым издержкам [3]. Таким образом, актуальной является проблема разработки методов, не требующих отключения генератора и проведения специализированных испытаний и позволяющих определять фактические параметры моделей СГ при помощи измерений в установившихся и переходных режимах электроэнергетических систем (ЭЭС) [3, 4].

Технология синхронизированных векторных измерений (СВИ), реализованная в рамках Системы мониторинга переходных режимов (СМПР) Единой энергетической системы (ЕЭС) России, обеспечивает непрерывную фиксацию измерений режимных параметров с частотой 50 Гц и высокой точностью, а также обработку,

¹ ГОСТ Р МЭК 60034-4-2012. Машины электрические вращающиеся. Ч. 4. Методы экспериментального определения параметров синхронных машин. Дата введ. 01.06.2014. – М., 2014.

передачу в диспетчерские управления и хранение данных². Оснащение СГ ЕЭС России устройствами СВИ (УСВИ) регламентируется приказом³, согласно которому УСВИ должны устанавливаться на присоединениях электростанций установленной мощностью 500 МВт и более, на отдельных генераторах атомных и тепловых станций мощностью 200 МВт и более, а также на отдельных генераторах гидро- (ГЭС) и гидроаккумулирующих (ГАЭС) станций мощностью 100 МВт и более. Наличие синхронизированных измерений электрической частоты напряжения, векторов токов и напряжений статора открывает широкие перспективы в области идентификации параметров моделей СГ и устройств автоматического регулирования возбуждения (АРВ). Кроме того, УСВИ, устанавливаемые на СГ, в большинстве случаев осуществляют запись величин тока и напряжения возбуждения, что несколько упрощает задачу идентификации, позволяя определять параметры моделей СГ отдельно от параметров моделей устройств АРВ.

Проблеме идентификации параметров моделей СГ и устройств АРВ посвящен ряд исследований как отечественных [5–7], так и зарубежных авторов [3, 4, 8, 9], а также специализированные отчеты зарубежных рабочих групп [10, 11]. Анализ исследований продемонстрировал наличие разных подходов к решению задачи определения параметров моделей СГ и устройств АРВ. Однако на сегодняшний день отсутствует универсальный алгоритм, обеспечивающий идентификацию полного набора параметров моделей СГ (расчетных сопротивлений и постоянных времени) с приемлемой точностью, эффективность которого была бы подтверждена экспериментами с реальными данными, полученными от УСВИ. Исходя из этого, исследования в области разработки методов, которые способствовали бы эффективному решению задачи определения параметров моделей СГ и устройств АРВ по данным измерений установившихся и переходных режимов ЭЭС, являются актуальными.

Классическая математическая модель синхронной машины, представленная в виде уравнений Парка-Горева, содержит довольно большое количество параметров, подлежащих актуализации, среди которых синхронные, переходные, сверхпереходные сопротивления; переходные и сверхпереходные постоянные времени, а также постоянная инерции агрегата [12, 13]. Одновременное определение всех перечисленных параметров усложняет задачу

идентификации и значительно повышает вероятность нахождения некоторого локального решения, которое не соответствует реальным значениям искомых параметров. Кроме того, в [11] отмечена необходимость использования данных измерений, зафиксированных во время мощных возмущающих воздействий, для полноценного решения поставленной задачи. Поэтому идентификацию параметров моделей СГ целесообразно осуществлять следующим образом: сначала определяются синхронные параметры по измерениям установившихся режимов (УР), затем рассчитываются переходные параметры по измерениям режимных параметров электромеханических переходных процессов (ПП) и, наконец, производится расчет сверхпереходных параметров по данным измерений электромагнитных ПП.

При использовании описанного подхода на первом этапе важно корректно идентифицировать значения синхронных реактивных сопротивлений СГ, которые необходимы для последующего расчета переходных и сверхпереходных параметров СГ. Кроме того, при разработке методов идентификации синхронных сопротивлений следует учитывать различие математических моделей турбогенераторов (ТГ) и гидрогенераторов (ГГ) для УР. Разработанные методы, описанные ниже, сформированы для модели ТГ.

Вместе с тем стоит отметить, что для автоматизации и практического внедрения методов определения фактических параметров моделей элементов ЭЭС важнейшей задачей является разработка и анализ количественных критериев, позволяющих формировать из всего многообразия доступных измерений выборку таких режимов, которые могут обеспечить успешную идентификацию параметров моделей с заданной точностью.

Учитывая вышеизложенное, были сформулированы следующие задачи исследования:

- разработка метода идентификации синхронного сопротивления модели ТГ по СВИ УР;
- апробация метода на данных, полученных с УСВИ, установленного на ТГ одной из станций ЕЭС России;
- формирование и анализ количественных критериев состава данных СВИ, обеспечивающего приемлемую точность расчета синхронного сопротивления модели ТГ.

Материалы и методы. Разработка метода идентификации синхронного сопротивления модели ТГ. На рис. 1 представлена схема замещения ТГ в установившихся режимах

² ГОСТ Р 59365–2021. Единая энергетическая система и изолированно работающие энергосистемы. Релейная защита и автоматика. Система мониторинга переходных режимов. Устройства синхронизированных векторных измерений. Нормы и требования. Дата введ. 14.04.2021. – М., 2021.

³ Об утверждении требований к оснащению линий электропередачи и оборудования объектов электроэнергетики классом напряжения 110 кВ и выше устройствами и комплексами релейной защиты и автоматики, а также к принципам функционирования устройств и комплексов релейной защиты и автоматики. Министерство энергетики Российской Федерации, приказ № 101 от 13 февраля 2019 г.

[12, 13]. Рассматриваемая модель основывается на следующих допущениях [12, 13]:

- не учитывается активное сопротивление статора ввиду его малого значения по сравнению с индуктивным синхронным сопротивлением x_d ;
- не учитывается насыщение магнитной системы синхронной машины;
- синхронные сопротивления по продольной и поперечной осям равны по величине.

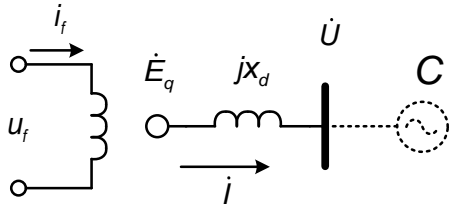


Рис. 1. Схема замещения турбогенератора в УР

Для приведенной схемы замещения ТГ справедливо следующее выражение в относительных единицах:

$$\begin{aligned} \underline{E}_{qi} &= \underline{U}_i + jx_d \cdot \underline{I}_i, \\ E_{qi} &= f(i_{fi}), \end{aligned} \quad (1)$$

где \underline{U}_i , \underline{I}_i – вектора прямой последовательности напряжения и тока статора соответственно, получаемые с УСВИ для i -й точки измерений, о.е.; i_{fi} – измеренное значение тока возбуждения в i -й точке, получаемое с УСВИ, о.е.

С помощью математических преобразований выражение (1) можно привести к виду

$$\begin{aligned} E_{qi}^2 + x_d^2 (-I_i^2) + x_d (2 \cdot U_{Rei} I_{Imi} - \\ - 2 \cdot U_{Imi} I_{Rei}) = U_i^2, \end{aligned} \quad (2)$$

где U_{Rei} , I_{Rei} – действительные части комплексных значений напряжения и тока прямой последовательности для i -й точки измерений, о.е.; U_{Imi} , I_{Imi} – мнимые части комплексных значений напряжения и тока прямой последовательности для i -й точки измерений, о.е.; E_{qi} – модуль синхронной ЭДС по оси q , о.е.

В выражении (2) неизвестным является лишь синхронное сопротивление по продольной оси x_d . Комплексные значения токов и напряжений статора, а также значение тока возбуждения фиксируются с помощью УСВИ. Модуль синхронной ЭДС в системе относительных единиц определяется следующим образом:

$$E_{qi} = \frac{i_{fi}}{i_{f0}}, \quad (3)$$

где i_{fi} – измеренное значение тока возбуждения в i -й точке, получаемое с УСВИ, А; i_{f0} – значение тока возбуждения холостого хода (ХХ), А.

Используя выражения (2) и (3), представляется возможным сформулировать задачу линейной регрессии в целях определения синхронного сопротивления x_d следующим образом:

$$[A][X] = [B], \quad (4)$$

где

$$[A] = \begin{bmatrix} -I_1^2 & 2 \cdot U_{Re1} I_{Im1} - 2 \cdot U_{Im1} I_{Re1} \\ \dots & \dots \\ -I_i^2 & 2 \cdot U_{Rei} I_{Imi} - 2 \cdot U_{Imi} I_{Rei} \end{bmatrix}; \quad (5)$$

$$[B] = \begin{bmatrix} U_1^2 - E_{q1}^2 \\ \dots \\ U_i^2 - E_{qi}^2 \end{bmatrix}; \quad (6)$$

$$[X] = \begin{bmatrix} x_d^2 \\ x_d \end{bmatrix}. \quad (7)$$

Матрицы $[A]$ и $[B]$ имеют размерности $n \times 2$ и $n \times 1$ соответственно, где число строк n равно числу точек измерений (кадров данных) рассматриваемой выборки.

Для успешного решения задачи идентификации необходимы измерения электрических параметров как минимум двух УР. Однако, ввиду наличия погрешностей и шумов в реальных измеренных сигналах, предпочтительно использовать больше режимов, чем число неизвестных в (7). В таком случае математическая задача расчета синхронного сопротивления будет переопределенной, что позволит повысить точность идентификации синхронного сопротивления модели ТГ.

Кроме того, важно обозначить область применимости предлагаемого метода идентификации. Так, при определении параметров по разработанному методу, не следует рассматривать режимы, близкие к режиму ХХ. В данном случае будет велико влияние погрешностей, что приведет к некорректному результату. Кроме того, не следует использовать измерения в режимах, в которых нагрузка генератора по активной и реактивной мощностям больше соответствующих номинальных значений. Иначе на результат расчета может оказывать влияние изменение свойств магнитной системы ТГ вследствие насыщения, что также накладывает ограничения на возможность корректного вычисления искоемых параметров.

Результатом расчета вышеописанной линейной задачи является вектор-столбец $[X]$, состоящий из двух элементов, представленных в (7). При этом квадратный корень из первого элемента так же, как и второй элемент, является искомым синхронным сопротивлением x_d . В идеальных условиях – при отсутствии погрешностей измерений – обе оценки x_d идентичны, однако подобные условия на практике недостижимы. Следовательно, необходимо провести исследование, чтобы установить, какой из элементов $[X]$ корректно позиционировать как искомый результат идентификации с учетом наличия погрешностей СВИ. Простым и эффективным способом решения задачи является статистический анализ по методу Монте-Карло, как описано ниже.

В ходе проведения вычислительных экспериментов при эталонном значении синхронного сопротивления x_d , принятом 2 о.е., по (1) были рассчитаны величины модуля синхронной ЭДС по поперечной оси E_q для трех различных УР при заданных значениях напряжений и токов статора. Далее, в соответствии с законом равномерного распределения случайных величин, были сгенерированы по 100000 значений модуля синхронной ЭДС E_q для каждого из трех режимов. При этом диапазон, в котором генерировался набор этих значений ЭДС, составлял $\pm 10\%$ от соответствующих исходных, т.е. рассчитанных по (1), значений модулей синхронной ЭДС. После этого было осуществлено 100000 расчетов задачи (повторений), в каждом из которых получены оценки элементов вектора $[X]$ по (4)–(7). Полученные оценки были сопоставлены с эталонным значением x_d . Так, для значений сопротивлений, определяемых как квадратный корень из первого элемента вектора-столбца (7), среднеквадратичное отклонение (СКО) от эталона составило 0,09614 о.е., а для значений, определяемых как второй элемент того же вектора-столбца, СКО составило 0,68943. Графическое представление результатов отражено на рис. 2 и 3 для сопротивлений, определяемых по первому и второму элементам вектора $[X]$ соответственно.

Таким образом, сопротивление, полученное по первому элементу вектора-столбца (7), имеет существенно меньшее значение СКО, нежели сопротивление, полученное по второму элементу. Следовательно, при работе с реальными измерениями, содержащими погрешности и различные нелинейные зависимости режимных параметров, обусловленные, в частности, нагревом и изменением состояния магнитной системы СГ вследствие насыщения, первый элемент вектора (7) обеспечит более точную идентификацию x_d .

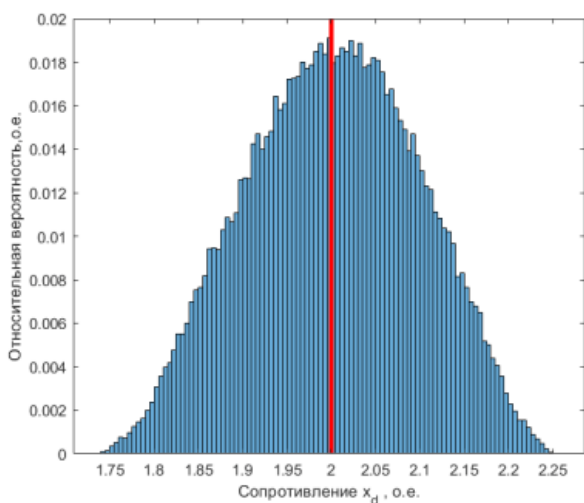


Рис. 2. Разброс значений сопротивления x_d , полученных по первому элементу в (7)

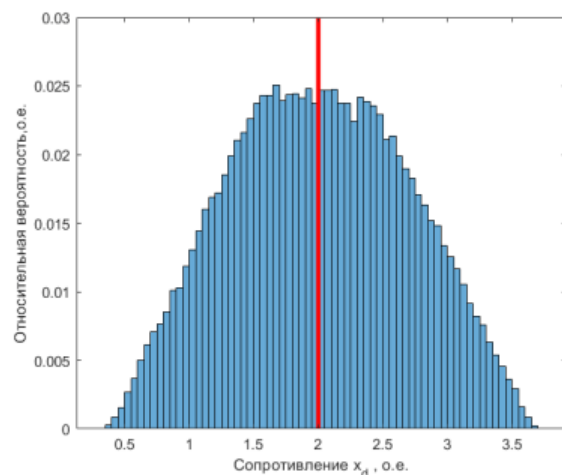


Рис. 3. Разброс значений сопротивления x_d , полученных по второму элементу в (7)

Алгоритм учета нагрева обмотки возбуждения и приведения тока возбуждения ХХ к текущим режимным условиям. Значение тока возбуждения ХХ, требуемое для идентификации синхронного сопротивления ТГ, может быть получено либо из экспериментальной характеристики ХХ, представленной производителем или собственником генерирующего оборудования, либо из СВИ в режиме ХХ СГ. При этом данное значение тока возбуждения будет соответствовать определенному значению температуры обмотки возбуждения (ОВ). В нагрузочных режимах ток возбуждения будет отличаться от тока возбуждения ХХ. Соответственно, в нагрузочном режиме будет отличаться и температура ОВ, а следовательно, и ее сопротивление. Расчет сопротивления ОВ в двух случаях осуществляется следующим образом:

$$r_{f0} = \frac{u_{f0}}{i_{f0}}, \quad (8)$$

где u_{f0} – значение напряжения возбуждения ХХ, В;
 i_{f0} – значение тока возбуждения ХХ, А;

$$r_{fi} = \frac{u_{fi}}{i_{fi}}, \quad (9)$$

где u_{fi} – измеренное значение напряжения возбуждения в i -й точке, получаемое с УСВИ, В;
 i_{fi} – соответствующее значение тока возбуждения, А.

Значение i_{f0} в (8) может быть получено либо из экспериментальной характеристики ХХ, либо из СВИ в режиме ХХ СГ. Отметим, что, если ток возбуждения ХХ будет меньше тока возбуждения эксплуатационного режима, сопротивление ОВ ХХ, полученное по (8), будет меньше фактического сопротивления ОВ, определяемого по (9). В противном случае сопротивление ОВ ХХ будет больше фактического значения.

На рис. 4 приведено сравнение значений сопротивлений ОВ, рассчитанных по измерениям тока и напряжения возбуждения ХХ, а

также по (9) в нагрузочных режимах, для ТГ Казанской ТЭЦ-3. Отметим, что нагрузочные режимы, объединенные в рамках одного графика, соответствуют различным периодам года и схемно-режимным ситуациям. В данном случае сопротивление ОВ в каждом из рассматриваемых режимов больше сопротивления ОВ в режиме ХХ. Кроме того, рис. 4 демонстрирует, что фактическое сопротивление ОВ изменяется от режима к режиму. Из вышеописанного следует, что для корректной идентификации синхронных параметров СГ по измерениям в реальных эксплуатационных режимах необходимо учитывать фактическое сопротивление ОВ, изменяющееся вследствие ее нагрева, и пересчитывать значение тока возбуждения ХХ i_{f0} в (3), «приводя» его к текущим схемно-режимным условиям.

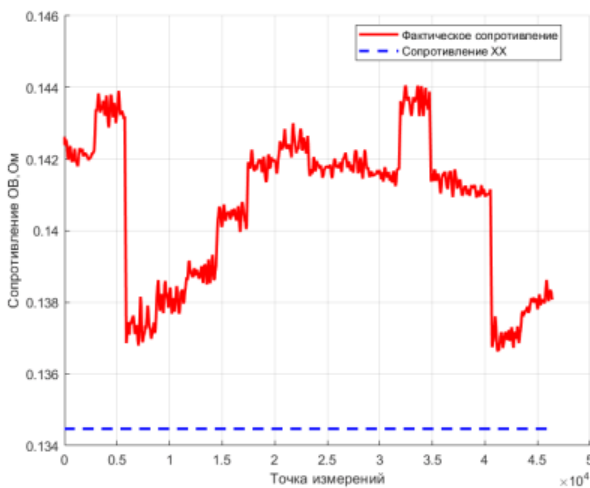


Рис. 4. Фактические сопротивления ОВ в различных нагрузочных режимах Казанской ТЭЦ-3

Корректировку значения тока возбуждения ХХ предлагается осуществлять по следующему алгоритму:

- 1) расчет сопротивления обмотки возбуждения с использованием данных ХХ по выражению (8);
- 2) расчет фактических сопротивлений обмотки возбуждения по СВИ для i -й точки данных по выражению (9);
- 3) если $r_{f0} < r_{fi}$, то корректировка значения тока возбуждения ХХ в i -й точке измерений производится следующим образом:

$$i_{f0(i)}^{calc} = i_{f0} \left(\frac{r_{f0}}{r_{fi}} \right); \quad (10)$$

- 4) если $r_{f0} > r_{fi}$, то корректировка значения тока возбуждения ХХ в i -й точке измерений осуществляется следующим образом:

$$i_{f0(i)}^{calc} = i_{f0} \left(\frac{r_{fi}}{r_{f0}} \right); \quad (11)$$

- 5) расчет скорректированного значения синхронной ЭДС в относительных единицах:

$$E_{qi}^{calc} = \frac{i_{fi}}{i_{f0(i)}^{calc}}. \quad (12)$$

Предложенный алгоритм (8)–(12) позволяет учитывать изменение фактического сопротивления ОВ в каждом режиме, обусловленное изменением температуры ОВ, что способствует более корректному отражению физических процессов, а следовательно, повышению точности идентификации синхронного сопротивления по данным измерений параметров УР.

Формирование количественных критериев состава данных СВИ. Получение корректного результата при решении задачи идентификации параметров модели СГ зависит, в первую очередь, не от количества рассматриваемых режимов, а от их вариативности. Иными словами, повышению точности результатов способствует улучшение обусловленности задачи идентификации, что достигается путем использования в рамках задачи измерений для серии разноплановых режимов, характеризующихся выраженным изменением электромагнитных параметров. Поэтому для автоматизации процесса актуализации параметров, а также для применения разработанного метода на практике важно сформировать количественные критерии вариативности данных в архивах СВИ, которые обеспечили бы успешное решение задачи идентификации значения синхронного сопротивления модели ТГ.

В качестве количественных критериев, с помощью которых возможно охарактеризовать вариативность измерений электромагнитных параметров от режима к режиму, предложены следующие показатели:

- число обусловленности матрицы [A] (5), сформированной по измерениям токов и напряжений режимов (*критерий №1*);
- СКО значений коэффициентов, определяемых как отношение активной и реактивной мощностей режимов (*критерий №2*);
- СКО коэффициентов, рассчитываемых по векторам токов рассматриваемых режимов, приведенных к определенному вектору (*критерий №3*).

Число обусловленности рассчитывается для матрицы [A] (5), в состав которой входят измерения токов и напряжений статора генератора. При хорошо обусловленной задаче (т. е. при хорошей вариативности набора режимов) данный показатель стремится к единице, что обеспечивает более высокую точность результата идентификации. С ухудшением вариативности режимных параметров в сформированной выборке число обусловленности, наоборот, увеличивается.

Следующий показатель представляет собой *СКО значений коэффициентов, определяемых как отношение активной и реактивной*

мощностей рассматриваемых режимов. Данные коэффициенты также можно охарактеризовать как «коэффициенты мощности»:

$$\operatorname{tg} \varphi_i = \frac{Q_i}{P_i}, \quad (13)$$

где P_i, Q_i – активная и реактивная мощности для i -й точки измерений, о.е.

Использование разноплановых режимов приводит к более сильным отличиям соотношений мощностей, а следовательно, и к повышению СКО. Значения активной и реактивной мощностей могут быть получены напрямую из архивов СВИ и рассчитаны с помощью СВИ фазных токов и напряжений.

Расчет СКО коэффициентов, определяемых по «приведенным» векторам токов, требует предварительной обработки массива данных УР. Для каждого режима из рассматриваемой выборки с помощью медианного фильтра и фильтра скользящего среднего формируется по одному вектору тока и одному вектору напряжения прямой последовательности статора, которые характеризуют конкретный УР. После этого вектора напряжений всей совокупности УР «поворачиваются» таким образом, чтобы их направление совпало с направлением вектора напряжения одного из режимов, принятого за «опорный». Затем будет рассматриваться поворот относительно векторов первого режима в выборке исходя из удобства организации вычислений. При этом вектора токов каждого из режимов «поворачиваются» на угол, соответствующий разности угла вектора напряжения данного режима и вектора напряжения «опорного» режима. Данные преобразования проиллюстрированы на выборке из трех режимов для ТГ Казанской ТЭЦ-3 (рис. 5 и 6, где изображено первоначальное расположение векторов напряжений и токов прямой последовательности соответственно). Стоит отметить, что на всех графиках модули режимных параметров приведены в относительных единицах. Рис. 7 и 8 иллюстрируют расположение векторов напряжений и токов прямой последовательности соответственно после «приведения» всех векторов напряжения к положению вектора напряжения «опорного» режима, в данном случае – первого (толстая пунктирная стрелка). Таким образом, после преобразований все вектора напряжений имеют один и тот же угол (рис. 7), а вектора токов при этом имеют различные углы, но располагаются в одной плоскости (рис. 8).

После осуществления приведений векторов определяются комплексные коэффициенты:

$$\Delta \dot{I}_i = \frac{\dot{I}'_i}{\dot{I}_1}, \quad (14)$$

где \dot{I}_1 – вектор тока первого (принятого в данном случае за «опорный») режима рассматриваемой выборки; \dot{I}'_i – «приведенный» вектор тока i -го режима.

После расчетов величин $\Delta \dot{I}_i$ для рассматриваемой совокупности режимов определяется СКО косинусов углов этих комплексных коэффициентов. Данный показатель более удобен с вычислительной точки зрения в сравнении с измерениями СКО абсолютной разности углов векторов «приведенных» токов. При этом большее значение СКО косинусов углов комплексных коэффициентов соответствует лучшей вариативности режимных параметров.

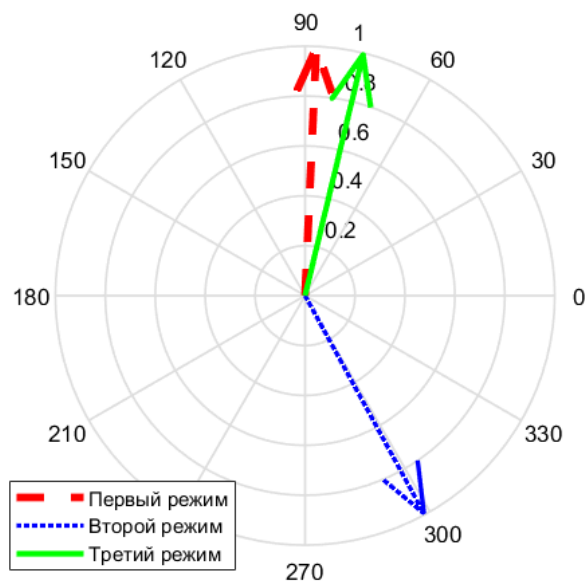


Рис. 5. Исходные вектора напряжений

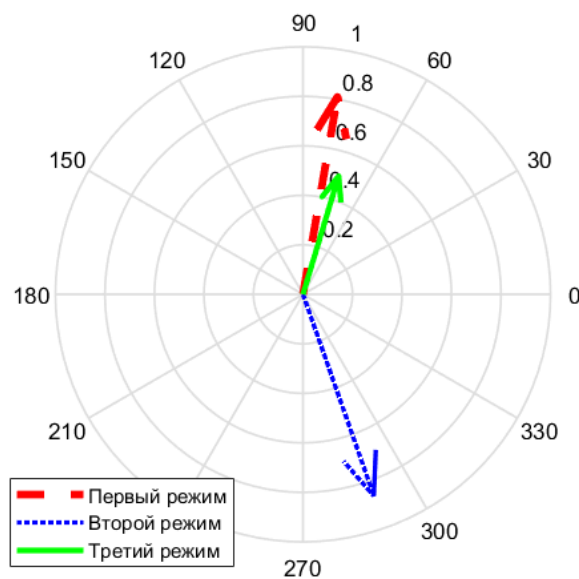


Рис. 6. Исходные вектора токов

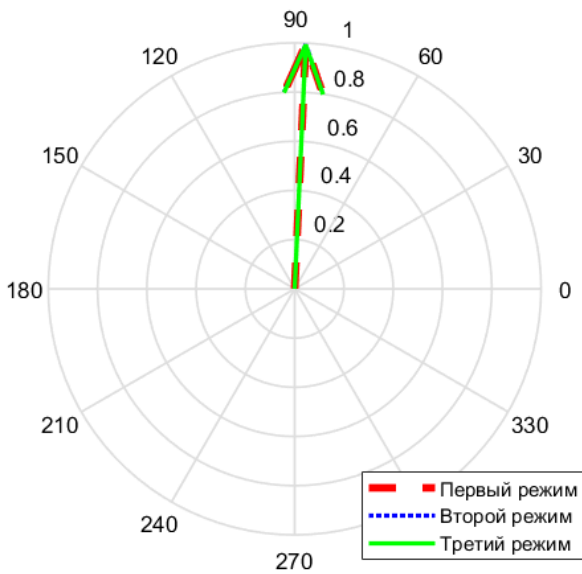


Рис. 7. Вектора напряжений после преобразований

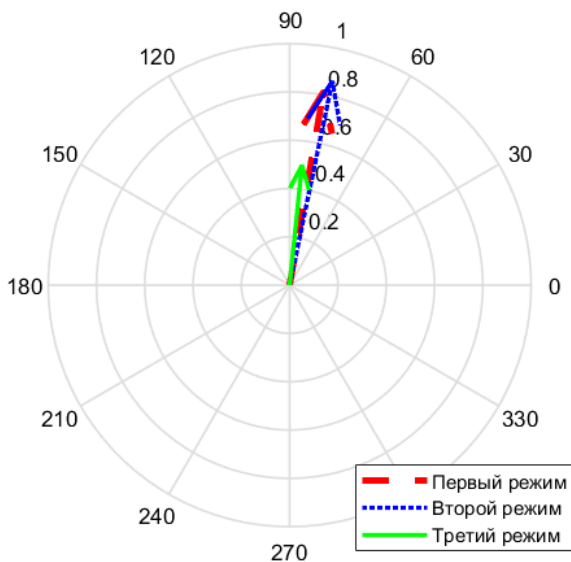


Рис. 8. Вектора токов после преобразований

Результаты. Апробация метода идентификации синхронного сопротивления с использованием реальных измерений от УСВИ. Для апробации метода с использованием реальных измерений режимных параметров ЭЭС, зафиксированных УСВИ, в качестве исследуемого объекта выбран один из ТГ номинальной мощностью 394 МВт, установленный на Казанской ТЭЦ-3 ЭЭС России. Паспортное значение синхронного сопротивления модели исследуемого ТГ известно и составляет 2 о.е. Значения тока и напряжения возбуждения ХХ получены из СВИ режима ХХ, зафиксированного на рассматриваемом ТГ, и составляют 937 А и 126 В соответственно. При этом данные величины отличаются от паспортных значений, которые составляют 967 А и 170 В соответственно.

Из массива данных, зарегистрированных УСВИ в различных схемно-режимных ситуациях, сформирована выборка измерений шестнадцати УР, обладающих достаточно хорошей вариативностью электромагнитных параметров. На рис. 9 приведены графики активной и реактивной мощностей с указанием порядковых номеров рассматриваемых режимов. Стоит отметить, что под УР в данном случае понимается совокупность последовательных точек измерений (кадров данных), в которых режимные параметры изменяются незначительно (в пределах пары процентов).

Далее по измерениям шестнадцати режимов, в соответствии с разработанным методом (2)–(12), определено значение синхронного сопротивления, которое было сопоставлено с паспортным значением, принятым за эталон. Так, отклонение от эталона для синхронного сопротивления без корректировки тока возбуждения ХХ составило 8,39 %. При использовании вышеописанного алгоритма корректировки (8)–(12) отклонение от эталона уменьшилось до 2,23 %. Таким образом, применение алгоритма корректировки тока возбуждения ХХ в зависимости от фактического нагрева ОВ положительно сказывается на точности идентификации синхронного сопротивления ТГ.

Исследование количественных критериев состава данных измерений. Предлагаемые критерии были опробованы на выборке из 16 УР (рис. 9). В ходе ряда экспериментов рассмотрены все возможные комбинации N режимов из 16 УР. Для каждой комбинации режимов рассчитывались три вышеописанные метрики, затем, в соответствии с разработанным методом (2)–(12), по измерениям УР были определены искомый параметр x_d и его отклонение относительно эталона. В качестве примеров на рис. 10 и 11 представлены наглядные зависимости значений количественных критериев от отклонения синхронного сопротивления относительно эталонного значения для всех комбинаций: по 5 УР из 16 и по 13 УР из 16 соответственно. Анализ результатов показал, что с уменьшением значения числа обусловленности матрицы $[A]$ снижается и отклонение рассчитанного параметра от эталона. В случаях с использованием критериев, где рассчитываются СКО, напротив, повышение точности идентификации способствует увеличению значений данных показателей. Таким образом, все три вышеописанных критерия «разности» режимов обеспечивают соответствующие ожиданиям индикаторы.

По результатам вычислительных экспериментов сформированы количественные значения предложенных критериев, при которых обеспечивается отклонение результата идентификации x_d не более 2,5 % (в сравнении с эталоном).

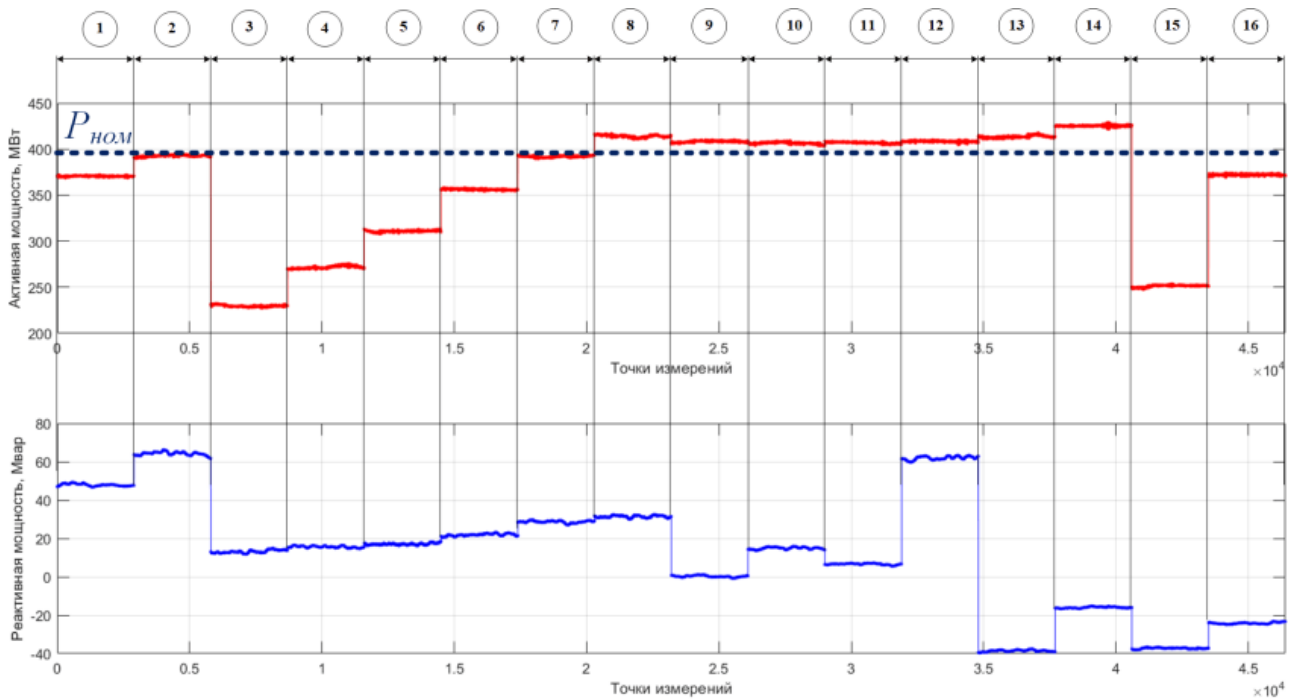


Рис. 9. Графики изменения активной и реактивной мощностей СГ в рассматриваемых режимах

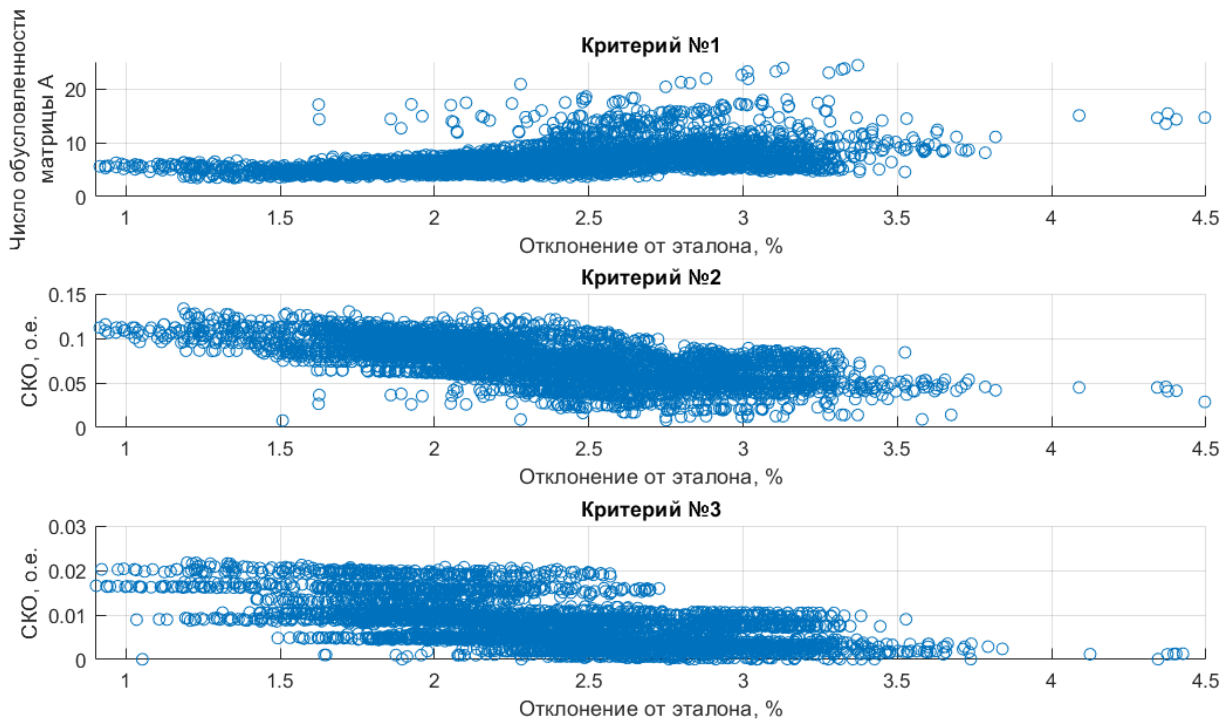


Рис. 10. Корреляция представленных количественных значений метрик и погрешностей идентификации синхронного сопротивления модели ТГ для всех возможных комбинаций по пять УР из 16

В табл. 1 приведены максимальные значения чисел обусловленности матрицы [A], при которых обеспечивается заданная точность расчета x_d , в зависимости от числа режимов. В табл. 2 и 3 приведены минимальные значения СКО отношений мощностей и косинусов углов комплексных коэффициентов соответственно, обеспечивающие заданную точность идентификации.

Таблица 1. Максимальные необходимые значения числа обусловленности матрицы [A] по (5) для идентификации синхронного сопротивления модели ТГ с точностью не более 2,5 %

Количество режимов	3	5	7	10	13
Число обусловленности матрицы [A]	2,9	3,8	4	4,97	5,5

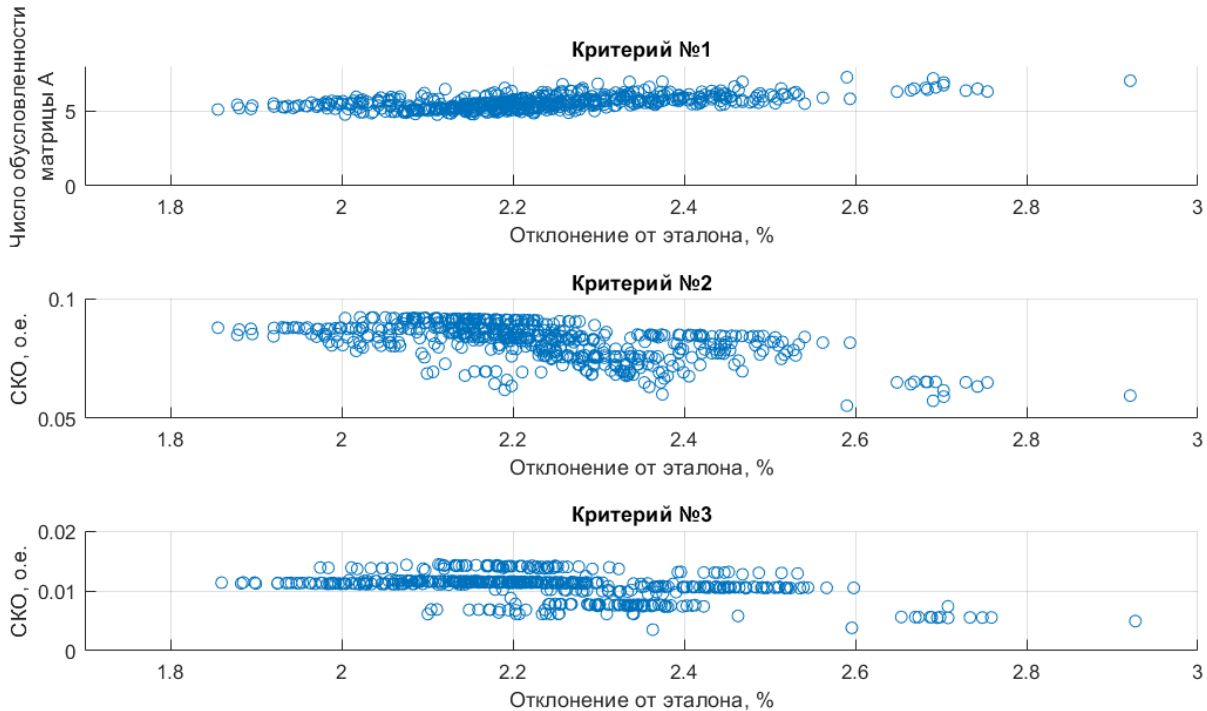


Рис. 11. Корреляция представленных количественных значений метрик и погрешностей идентификации синхронного сопротивления модели ТГ для всех возможных комбинаций по 13 из 16 УР

Таблица 2. Минимальные необходимые значения СКО соотношений мощностей по (13) для идентификации синхронного сопротивления модели ТГ с точностью не более 2,5 %

Количество режимов	3	5	7	10	13
СКО, о.е.	0,1055	0,108	0,1088	0,095	0,084

Таблица 3. Минимальные необходимые значения СКО косинусов углов комплексных коэффициентов по (14) для идентификации синхронного сопротивления модели ТГ с точностью не более 2,5 %

Количество режимов	3	5	7	10	13
СКО, о.е.	0,0147	0,0195	0,0174	0,0148	0,013

Выводы. Предложенный алгоритм корректировки значения тока возбуждения ХХ заключается в его пересчете для учета фактического сопротивления ОВ в рассматриваемом режиме.

С использованием разработанного метода идентификации синхронного сопротивления по продольной оси x_d ТГ по данным СВИ установившихся режимов выполнена идентификация синхронного сопротивления одного из крупных ТГ ЕЭС России по данным СВИ, зафиксированных в 16 установившихся режимах. При этом отклонение результата расчета от эталонного значения параметра составило 8,39 % без корректировки тока возбуждения ХХ и 2,23 % при использовании алгоритма корректировки.

Предложенные три количественных критерия позволяют определять состав данных из-

мерений, необходимых для успешной идентификации синхронного сопротивления. Анализ численных показателей для ТГ, оснащенных УСВИ, их сопоставление и обобщение позволят сформировать автоматический алгоритм выбора состава режимных параметров в целях идентификации и верификации синхронных сопротивлений моделей ТГ в реальных практических условиях.

Список литературы

1. **SG parameters** estimation based on synchrophasor data / B. Ahmadzadeh-Shooshtari, R. Torkzadeh, M. Kordi, et al. // IET Generation, Transmission & Distribution. – July 2018. – Vol. 12, No. 12. – P. 2958–2967.
2. **Kyriakides E., Heydt G., Vittal V.** On-line estimation of synchronous Generator parameters using a damper current observer and a graphic user interface // IEEE Transactions on Energy Conversion. – September 2004. – Vol. 19, No. 3. – P. 499–507. DOI:10.1109/TEC.2004.832057.
3. **An innovative** software tool suite for power plant model validation and parameter calibration using PMU measurements / Y. Li, R. Diao, R. Huang, et al. // IEEE Power & Energy Society General Meeting. – Chicago, IL, US. – 2017. – P. 1–5. DOI: 10.1109/PESGM.2017.8274654.
4. **Non-invasive** identification of turbo-generator parameters from actual transient network data / D. Giaouris, S. Gadoue, K. Harmer, et al. // IET Generation Transmission & Distribution 9. – 2015. – P. 1129–1136.
5. **Жуков Д.А., Бердин А.С., Близняк Д.И.** Применение данных синхронизированных векторных измерений для мониторинга технического состояния гидрогенераторов // Релейщик. – 2019. – № 3. – С. 38–42.

6. **Фролов М.Ю., Фишов А.Г.** Идентификация электрических параметров синхронного генератора при включении в распределительную сеть // Проблемы региональной энергетики. – 2017. – № 1(33). – С. 32–39.

7. **Николаева О.О., Климова Т.Г., Максимов Б.К.** Актуализация параметров АРВ с использованием данных СВИ // Материалы Междунар. конф. «Релейная защита и автоматика энергосистем 2017», г. Санкт-Петербург, 2017. – СПб., 2017.

8. **Online tracking of sub-transient generator model variables using dynamic phasor measurements / P. Marchi, F. Messina, L.R. Vega, C.G. Galarza // Electric Power Systems Research.** – March 2020. – Vol. 180.

9. **Improvements in Synchronous Generator Parameter Tuning Using PMU Data / V. Kumar, M. Nagendran, V. Pandey, et al. // 2018 20th National Power Systems Conference (NPSC).** – Tiruchirappalli, India, 2018. – P. 1–5. DOI: 10.1109/NPSC.2018.8771818.

10. **Model Validation Using Phasor Measurement Unit Data.** North American SynchroPhasor Initiative (NASPI) Technical Report. – March 20, 2015. URL: https://www.naspi.org/sites/default/files/reference_documents/19.pdf?fileID=1416

11. **EPIC 2.15 – Synchrophasor Applications for Generator Dynamic Model Validation.** Electric Program Investment Charge (EPIC) Final Report. Pacific Gas and Electric Company, 2018. URL: https://www.pge.com/pge_global/common/pdfs/about-pge/environment/what-we-are-doing/electric-program-investment-charge/2018-EPIC-Annual-Report.pdf

12. **Kundur P.** Power System Stability and Control. – New York: McGraw-Hill, 1994.

13. **Братолюбов А.А.** Расчетные параметры синхронных машин: учеб. пособие / ГОУВПО «Ивановский государственный энергетический университет имени В.И. Ленина». – Иваново, 2008. – 116 с.

References

1. Ahmadzadeh-Shooshtari, B., Torkzadeh, R., Kordi, M., Marzooghi, H., Eghtedarnia, F. SG parameters estimation based on synchrophasor data. *IET Generation, Transmission & Distribution*, July 2018, vol. 12, no. 12, pp. 2958–2967.

2. Kyriakides, E., Heydt, G.T., Vittal, V. On-line estimation of synchronous Generator parameters using a damper current observer and a graphic user interface. *IEEE Transactions on Energy Conversion*, September 2004, vol. 19, no. 3, pp. 499–507. DOI:10.1109/TEC.2004.832057.

3. Li, Y., Diao, R., Huang, R., Etingov, P., Li, X., Huang, Z., Wang, S., Sanchez-Gasca, J., Thomas, B., Parashar, M., Pai, G., Kincic, S., Ning, J. An innovative software tool suite for power plant model validation and parameter calibration using PMU measurements. *IEEE Power*

& Energy Society General Meeting. Chicago, IL, US, 2017, pp. 1–5. DOI: 10.1109/PESGM.2017.8274654.

4. Giaouris, D., Gadoue, S., Harmer, K., Zahawi, B., Hutchison, G. Non-invasive identification of turbo-generator parameters from actual transient network data. *IET Generation Transmission & Distribution* 9, 2015, pp. 1129–1136.

5. Zhukov, D.A., Berdin, A.S., Bliznyuk, D.I. Prime-nenie dannykh sinkhronizirovannykh vektornykh izmeneniy dlya monitoringa tekhnicheskogo sostoyaniya gidrogeneratorov [Application of synchronized phasor measurement data for monitoring the technical status of hydro-generators]. *Releystshchik*, 2019, no. 3, pp. 38–42.

6. Frolov, M.Yu., Fishov, A.G. Identifikatsiya elektricheskikh parametrov sinkhronnogo generatora pri vkluchenii v raspredelitel'nuyu set' [Identification of the electrical parameters of a synchronous generator in distribution network]. *Problemy regional'noy energetiki*, 2017, no. 1(33), pp. 32–39.

7. Nikolaeva, O.O., Klimova, T.G., Maksimov, B.K. Aktualizatsiya parametrov ARV s ispol'zovaniem dannykh SVI [Identification of automatic voltage regulator parameters using synchrophasor data]. *Materialy Mezhdunarodnoy konferentsii «Releynaya zashchita i avtomatika energosistem 2017»* [International conference “Relay protection and automation of electric power systems 2017”]. Saint-Petersburg, 2017.

8. Marchi, P., Messina, F., Vega, L.R., Galarza, C.G. Online tracking of sub-transient generator model variables using dynamic phasor measurements. *Electric Power Systems Research*, March 2020, vol. 180.

9. Kumar, V., Nagendran, M., Pandey, V., Kumar, C., Chitturi, S. Improvements in Synchronous Generator Parameter Tuning Using PMU Data. 2018 20th National Power Systems Conference (NPSC). Tiruchirappalli, India, 2018, pp. 1–5. DOI: 10.1109/NPSC.2018.8771818.

10. Model Validation Using Phasor Measurement Unit Data. North American SynchroPhasor Initiative (NASPI) Technical Report. March 20, 2015. URL: https://www.naspi.org/sites/default/files/reference_documents/19.pdf?fileID=1416

11. EPIC 2.15 – Synchrophasor Applications for Generator Dynamic Model Validation. Electric Program Investment Charge (EPIC) Final Report. Pacific Gas and Electric Company, 2018. URL: https://www.pge.com/pge_global/common/pdfs/about-pge/environment/what-we-are-doing/electric-program-investment-charge/2018-EPIC-Annual-Report.pdf

12. Kundur, P. Power System Stability and Control. New York: McGraw-Hill, 1994.

13. Bratolyubov, A.A. *Raschetnye parametry sinkhronnykh mashin* [Parameters of synchronous machines]. Ivanovo, 2008. 116 p.