

ЭЛЕКТРОЭНЕРГЕТИКА

УДК 621.3.018.782.3

Дмитрий Сергеевич Шарыгин

ФГБОУ ВО «Ивановский государственный энергетический университет имени В.И. Ленина», аспирант кафедры АУЭС, Россия, Иваново, телефон (4932) 26-99-06, e-mail: sharyginds@yandex.ru

Андрей Анатольевич Яблоков

ФГБОУ ВО «Ивановский государственный энергетический университет имени В.И. Ленина», кандидат технических наук, доцент кафедры АУЭС, Россия, Иваново, телефон (4932) 26-99-06, e-mail: andrewyablokov@yandex.ru

Галина Андреевна Филатова

ФГБОУ ВО «Ивановский государственный энергетический университет имени В.И. Ленина», кандидат технических наук, доцент кафедры АУЭС, Россия, Иваново, телефон (4932) 26-99-06, e-mail: fgala90@mail.ru

Многофакторное автоматизированное исследование методов определения места повреждения на модели воздушной линии электропередачи 500 кВ

Авторское резюме

Состояние вопроса. Одним из основных средств автоматизации объектов электроэнергетики является определение места повреждения на воздушных линиях электропередачи. Своевременное устранение и организация ремонтно-восстановительных работ для ввода линий электропередачи в работу требуют высокой точности определения места повреждения. В ИГЭУ разработаны методы определения места повреждения по параметрам аварийного режима, использующие данные от электронных (цифровых комбинированных или оптических) измерительных трансформаторов. Применение электронных трансформаторов позволяет снизить инструментальную погрешность определения места повреждения за счет точных замеров электрических величин при КЗ, включая замер производной первичного тока. Целью исследования методов определения места повреждения, разработанных коллективом ИГЭУ, является оценка погрешностей данных методов при вариации множества влияющих на расчет удаленности места повреждения факторов в автоматизированном режиме с применением современных средств моделирования.

Материалы и методы. Многофакторное автоматизированное исследование методов определения места повреждения выполнено с использованием имитационной модели сети сверхвысокого напряжения в программном комплексе Matlab+Simulink. В качестве исследуемых методов определения места повреждения выбраны односторонний и двусторонний методы по параметрам аварийного режима, разработанные в ИГЭУ. Изменения значений факторов, влияющих на замер места повреждения, в том числе на параметры моделей элементов сети, произведены при помощи программы на языке MATLAB с выполнением параллельных расчетов на разных ядрах процессора.

Результаты. Разработана методика автоматизированного исследования методов определения места повреждения, включающая модель электрической сети сверхвысокого напряжения в Simulink и программу управления имитационной моделью в Matlab. Проведено более 100 000 вычислительных экспериментов для каждого метода определения места повреждения. По данным исследования, в двустороннем методе определения места повреждения исключено влияние переходного сопротивления, практически отсутствует влияние частоты сети, а также уменьшено, по сравнению с односторонним методом определения места повреждения, влияние изменений параметров линий электропере-

дачи и эквивалентных систем. В результате исследования алгоритмов определения места повреждения по методу Монте-Карло установлено, что погрешности одностороннего определения места повреждения не соответствуют требованиям стандартов ПАО «ФСК ЕЭС» менее чем в 20 % случаев, а погрешности двустороннего определения места повреждения при тех же условиях моделирования не соответствуют требованиям стандарта только в 1 % случаев.

Выводы. Разработанная методика исследования позволяет оценить точность методов определения места повреждения при изменении множества влияющих на замер факторов в автоматизированном режиме. Выполненные по разработанной методике исследования одностороннего и двустороннего методов определения места повреждения по параметрам аварийного режима на основе данных от электронных трансформаторов показали достаточную точность на модели воздушной линии электропередачи 500 кВ при изменении отдельных влияющих на замер места повреждения факторов и при случайном задании множества параметров модели сети.

Ключевые слова: определение места повреждения, параметры аварийного режима, электронный трансформатор, цифровой комбинированный трансформатор тока и напряжения, оптический измерительный трансформатор, имитационное моделирование

Dmitriy Sergeevich Sharygin

Ivanovo State Power Engineering University, Postgraduate Student of Automatic Control of Electrical Power Systems Department, Russia, Ivanovo, telephone (4932) 26-99-06, e-mail: sharyginds@yandex.ru

Andrey Anatolievich Yablokov

Ivanovo State Power Engineering University, Candidate of Engineering Sciences, (PhD), Associate Professor of Automatic Control of Electrical Power Systems Department, Russia, Ivanovo, telephone (4932) 26-99-06, e-mail: andrewyablokov@yandex.ru

Galina Andreevna Filatova

Ivanovo State Power Engineering University, Candidate of Engineering Sciences, (PhD), Associate Professor of Automatic Control of Electrical Power Systems Department, Russia, Ivanovo, telephone (4932) 26-99-06, e-mail: fgala90@mail.ru

Multifactorial automated research of fault location methods based on model of 500 kV overhead power line

Abstract

Background. Fault location is one of the main means of automation of electric power on overhead power lines. Well-timed elimination and organization of maintenance and repair work to put power lines into operation require high accuracy of fault location. Fault location methods based on the parameters of emergency mode using data of electronic (digital or optical) instrument transformers have been developed in Ivanovo State Power Engineering University (ISPU). The use of electronic transformers makes it possible to reduce the instrumental error of fault location due to accurate measurements of electrical quantities during short circuit, including the measurement of the derivative of the primary current. The aim of the study of fault location methods developed by the ISPU team is to evaluate the errors of these methods with a variation of many factors affecting the calculation of fault location in an automated mode using modern modeling tools.

Materials and methods. A multifactorial automated research of the fault location methods is carried out using a simulation model of an ultra-high voltage network in the Matlab + Simulink software package. One-sided and two-sided fault location methods based on the parameters of emergency mode developed in ISPU are chosen as the studied methods. In the research methodology presented in the article, the values of the factors affecting the measurement of fault location, including the parameters of the network element models, are changed using a program in the MATLAB language with parallel calculations performed on different processor cores.

Results. A technique for automated research of fault location methods has been developed including a model of an ultra-high voltage electrical network in Simulink and a simulation model control program in Matlab. More than 100,000 computational experiments have been carried out for each fault location method. According to the study, the influence of transient resistance is excluded, and the influence of the network frequency is practically absent in the two-sided method. The change in the parameters of power transmission lines and equivalent systems is less affected in comparison with the one-sided method. The Monte Carlo method of fault location algorithms has shown that the errors of one-sided method do not meet the requirements of PJSC «FGC UES» standards in less than 20% of cases, and the errors of the two-sided method under the same modeling conditions do not meet the requirements only in 1% of cases.

Conclusions. The developed research methodology makes it possible to evaluate the accuracy of fault location methods when changing the set of factors influencing the measurement in an automated mode. The carried-out research of one-sided and two-sided fault location methods based on emergency mode parameters and data of electronic transformers has showed sufficient accuracy on the model of a 500 kV overhead power transmission line with changes in individual factors affecting the measurement of fault location and when randomly setting a set of parameters of the network model.

Key words: fault location, emergency mode parameters, electronic transformer, digital current and voltage transformer, optical instrument transformer, simulation modeling

DOI: 10.17588/2072-2672.2023.4.005-017

Введение. Определение места повреждения (ОМП) линий электропередачи (ЛЭП) является одним из наиболее важных средств автоматизации на объектах электроэнергетики. Повреждения, возникающие на воздушных магистральных линиях электропередачи, приводят к выходу ЛЭП из работы, в результате чего имеет место недоотпуск электроэнергии, снижение надежности и качества электроснабжения. Кроме того, они могут привести к системным авариям и нарушению устойчивости энергосистемы. В таких случаях требуется срочная организация ремонтно-восстановительных работ службами предприятий электросетей.

Согласно требованиям и стандартам эксплуатирующих организаций (ПАО «Россети»)¹, максимальная зона обхода (осмотра) ЛЭП в зависимости от протяженности линии и наличия двустороннего замера токов и напряжений составляет от $\pm 2,5$ до ± 15 % длины линии на основе показаний устройств дистанционного ОМП. Для выполнения этой операции затрачивается в среднем 8–10 ч, но в отдельных случаях это время может достигать нескольких суток². В связи с этим повышение точности существующих методов ОМП, а также разработка новых является перспективной и актуальной задачей.

Актуальность задачи подтверждается также проведением большого количества исследований по данной тематике [1–7]. При этом большая часть работ посвящена разработке и исследованию методов ОМП, основанных на измерении параметров аварийного режима (ПАР) [1, 2, 4].

На методическую погрешность ОМП [8] по ПАР оказывают влияние такие факторы, как удаленность повреждения, переходное сопротивление, сопротивление нагрузки, соотношение сопротивлений ЛЭП и эквивалентных систем, сдвиг фаз между электродвижущими силами (ЭДС) систем и др. Кроме параметров схемы сети и условий возникновения повреждения на точность ОМП существенное влияние оказывает инструментальная погрешность. При больших кратностях тока КЗ и наличии в нем апериодической составляющей полная погрешность электромагнитных трансформаторов тока (ТТ) может превышать 10 % вследствие насыщения магнитопровода ТТ.

Однако во многих работах по ОМП рассматривается ограниченный набор влияющих на точность замера факторов [4–7]. Исследования

¹ СТО 56947007-29.240.55.159-2013. Типовая инструкция по организации работ для определения мест повреждений воздушных линий электропередачи напряжением 110 кВ и выше.

² Мазуров А. Представлен проект нового принципа ОМП: одно устройство на секцию шин [Электронный ресурс]. – URL: <http://digitalsubstation.com/blog/2017/08/31/predstavlen-proekt-novogo-printsipa-omp-odno-ustrojstvo-na-nbsp-sektsiyu-shin/> (Дата обращения: 14.10.2022).

погрешностей метода ОМП при наличии отдельных влияющих на замер факторов не могут в полной мере отразить возможность его применения на реальных объектах электроэнергетики. Низкая выборка, небольшая вариация параметров, ограниченность диапазонов исследований, не учет влияния эффектов насыщения и новых технологий не позволяют достоверно говорить о точности ОМП.

Применение первичного высоковольтного оборудования с встроенной микропроцессорной техникой и использование цифровых протоколов передачи данных в электроэнергетике открыло новые возможности для разработки и совершенствования методов ОМП.

В ИГЭУ разработаны методы ОМП по ПАР на основе данных от электронных измерительных [9–12], цифровых комбинированных (рис. 1) или оптических (рис. 2) трансформаторов.



Рис. 1. Внешний вид и устройство цифрового комбинированного измерительного трансформатора



Рис. 2. Внешний вид и устройство оптического измерительного трансформатора (АЦП – аналогово-цифровой преобразователь)

Цифровые комбинированные и оптические трансформаторы имеют следующие особенности, которые приводят к уменьшению инструментальной погрешности ОМП:

1) преобразование токов в широком диапазоне амплитудных значений с нормируемой погрешностью³;

2) воспроизведение формы тока без искажения (отсутствие явления насыщения магнитопровода);

3) погрешность коэффициента трансформации и угловая погрешность ЦТТН меньше, чем у электромагнитных ТТ, в том числе при преобразовании токов, частота которых превышает промышленную.

Комбинированные цифровые трансформаторы (см. рис. 1) имеют в своем составе нетрадиционные первичные преобразователи тока, не подверженные явлениям насыщения и остаточной намагниченности (катушки Роговского или оптические датчики), преобразователи напряжения (например, резистивный или емкостный делитель) и электронный блок [13].

Электронный блок трансформатора может передавать информацию об ОМП при реализации логического узла RFL0 на уровень станции цифровой подстанции по протоколу MMS (IEC 61850-8-1)⁴. Реализация методов ОМП непосредственно в электронном блоке трансформатора позволяет дополнить данные о месте повреждения, получаемые от микропроцессорных терминалов релейной защиты и автоматики (РЗА) и регистраторов аварийных событий.

Нормированные частоты передачи мгновенных значений от цифровых трансформаторов тока и напряжения, в соответствии со стандартом IEC 61869-9⁵, составляют 96 выборок в секунду для РЗА и коммерческого учета (КУ) и 288 выборок в секунду для определения показателей качества электроэнергии. Внутренняя частота дискретизации аналого-цифровыми преобразователями электронных трансформаторов обычно выше частоты передачи кадров данных (например, 1152 (12 x 96 или 4 x 288) выборок на период промышленной частоты), что может быть использовано в методах ОМП, требующих большого числа выборок, например волновых или использующих производные первичных токов [14].

На основе электронных измерительных трансформаторов могут быть реализованы как

односторонние методы ОМП, так и двусторонние по ПАР [15] при использовании маршрутизируемых выборочных значений (R-SV). Высокая частота дискретизации АЦП трансформаторов, отсутствие эффектов остаточной намагниченности и насыщения, высокая точность преобразования тока позволяют без погрешностей определять первичные величины при КЗ, в том числе производную тока [16].

Целью исследования является разработка методики и исследование погрешностей одностороннего и двустороннего методов ОМП по ПАР, разработанных в ИГЭУ, при вариации множества искажающих замер факторов.

Методы исследования. Расчетные формулы для одностороннего и двустороннего ОМП имеют следующий вид [16–18]:

$$L_{K3} = \frac{U_A}{i_A r_1 + \frac{di_A}{dt} l_1 + \frac{d3i_0}{dt} \left(\frac{l_0}{l_1} - 1 \right) \frac{1}{3}}; \quad (1)$$

$$L_{K3} = \frac{(u_{A1} - u_{A2}) + r_1 i_{A2} + L_1 \frac{di_{A2}}{dt} + R_e \cdot 3i_{02} + r_1 (i_{A1} - i_{A2}) + l_1 \left(\frac{di_{A1}}{dt} + \frac{di_{A2}}{dt} \right) + r_e (3i_{01} - 3i_{02}) + L_e \frac{d3i_{02}}{dt}}{\dots + l_e \left(\frac{d3i_{01}}{dt} + \frac{d3i_{02}}{dt} \right)}, \quad (2)$$

где L_{K3} – место замыкания на землю; U_A – мгновенное фазное напряжение; $u_{A1(2)}$ – мгновенное фазное напряжение стороны 1(2); i_A – мгновенный фазный ток; $i_{A1(2)}$ – мгновенный фазный ток стороны 1(2); di_A/dt – производная фазного тока; $di_{A1(2)}/dt$ – производная фазного тока стороны 1(2); $3i_{01(2)}$ – мгновенное значение тока нулевой последовательности (НП) стороны 1(2); $d3i_0/dt$ – производная тока НП; $d3i_{01(2)}/dt$ – производная тока НП стороны 1(2); r_1 – удельное сопротивление линии прямой последовательности (ПП); l_1 – удельная индуктивность линии ПП; l_0 – удельная индуктивность линии НП; R_1 – сопротивление линии ПП; R_0 – сопротивление линии НП; L_1 – индуктивность линии ПП; L_0 – индуктивность линии НП; L – длина линии; $R_e = (R_0 - R_1)/3$ – коэффициент компенсации активного сопротивления НП; $L_e = (L_0 - L_1)/3$ – коэффициент компенсации индуктивного сопротивления НП; $r_e = R_e/L$ – удельный коэффициент компенсации активного сопротивления НП; $l_e = L_e/L$ – удельный коэффициент компенсации индуктивного сопротивления НП.

Исследования методов ОМП проведены для однофазного короткого замыкания на землю как наиболее часто встречающегося повреждения на ЛЭП, в том числе, в сетях сверхвысокого напряжения 330–750 кВ.

³ ГОСТ Р МЭК 60044-8-2010. Трансформаторы измерительные. Ч. 8. Электронные трансформаторы тока. – М.: Стандартинформ, 2012.

⁴ IEC 61850-8-1. Communication networks and systems for power utility automation – Part 8-1: Specific communication service mapping (SCSM) – Mappings to MMS (ISO 9506-1 and ISO 9506-2) and to ISO/IEC 8802-3, International Standard, Edition 2.

⁵ IEC 61869-9. Instrument Transformers – Part 9: Digital Interface for Instrumental Transformers, 2016.

– количество итераций для функции, изменяющиеся параметры, их диапазоны и шаги варьирования (табл. 3);

– условия возникновения КЗ (например, переходное сопротивление в месте КЗ, угол между векторами ЭДС систем и др.), которые, по желанию пользователя, не варьируются.

Таблица 3. Влияющие на замер факторы

Фактор	Интервал варьирования
Удаленность КЗ, км	[0, 20, ..., 220]
Переходное сопротивление R , Ом	[0 ... 50]
Изменение индуктивности и активного сопротивления системы С1 относительно индуктивности и активного сопротивления системы С2 по ПП и НП	$\left[\frac{L_{C1(1)}, R_{C1(1)}}{L_{C2(1)}, R_{C2(1)}} \right] = [0.1, 0.2, \dots, 1]$ $\left[\frac{L_{C1(0)}, R_{C1(0)}}{L_{C2(0)}, R_{C2(0)}} \right] = [0.1, 0.2, \dots, 1]$
Разность углов между векторами ЭДС источников, градусы	[0, 10, ..., 90]
Изменение индуктивности и активного сопротивления нагрузки относительно начального значения	[0,1· $L_{нагр}$, 0,1· $R_{нагр}$... $L_{нагр}$, $R_{нагр}$]
Изменения удельных параметров линий от номинальных значений [19], %	$R_1 = [70, 80, \dots, 160]$
	$R_0 = [70, 80, \dots, 160]$
	$L_1 = [100, 101, \dots, 110]$
	$L_0 = [100, 101, \dots, 110]$
	$C_1 = [100, 101, \dots, 110]$
	$C_0 = [100, 101, \dots, 110]$
Изменение частоты сети, Гц	[49.5, 49.6, ..., 50.5]

Диапазон изменения переходного сопротивления соответствует стандарту организации ПАО «Россети»⁶. Изменение индуктивности и активного сопротивления системы С1 относительно индуктивности и активного сопротивления системы С2 взято в процентах исходя из возможных режимов максимума и минимума нагрузки, различий схемно-режимной ситуации и др. Индуктивности и активное сопротивление изменялись при этом одинаково, например: в модели устанавливались значения 0,5 $R_{C1(1)}$ и 0,5 $L_{C1(1)}$. Изменение угла между ЭДС систем принято по условию статической устойчивости. Диапазоны варьирования параметров ЛЭП приняты из ранее проводимых исследований [20]. Также принято возможным изменением частоты в системе с учетом действия автоматической частотной разгрузки (АЧР) и системной автоматики.

⁶ СТО 34.01-4.1-001-2016. Устройства определения места повреждения воздушных линий электропередачи. Общие технические требования.

Диапазоны варьирования отдельных факторов могут быть уменьшены или увеличены, например, при необходимости расширения границ исследования.

Для каждого набора параметров производится вычисление места повреждения по формулам (1) и (2) в соответствии с блок-схемой на рис. 5. Оценка погрешностей метода ОМП производится для каждой итерации изменяющегося фактора. В завершении цикла выводятся структуры данных со значениями места повреждения, вычисленных погрешностей и графики зависимостей (например, зависимостей значений относительных погрешностей ОМП от изменения значений искажающего замер фактора).

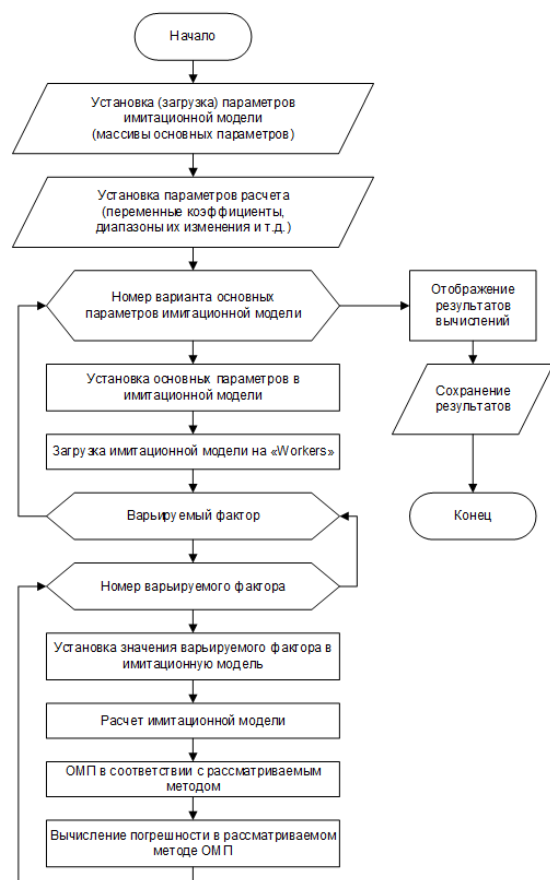


Рис. 5. Блок-схема реализации подхода для исследуемого метода

Расчет модели можно производить параллельно на нескольких ядрах процессора. Это позволяет значительно ускорить расчет при множественных вариациях параметров и большим количеством выполняемых итераций.

Для (1) и (2) производная тока может вычисляться посредством обработки получаемого от оптического или цифрового ТТ сигнала с большой частотой дискретизации или может быть получена напрямую с нетрадиционных преобразователей (например, катушки Роговского).

Обработка результатов вычислений.

Особенность рассматриваемого метода вычисления расстояния до места повреждения заключается в том, что расчет по формулам (1) и (2) желательно выполнять в моменты перехода тока короткого замыкания через ноль для уменьшения влияния переходного сопротивления в месте КЗ.

При одностороннем замере для выполнения расчета используются замеры электрических величин в моменты перехода тока нулевой последовательности, измеренного со стороны Источника 1 (рис. 3), поскольку этот ток практически совпадает по фазе с током нулевой последовательности в месте повреждения. Для данной модели расхождение по углу между токами в месте замера и в месте повреждения практически не влияло на точность одностороннего ОМП при переходном сопротивлении до 40 Ом (рис. 6).

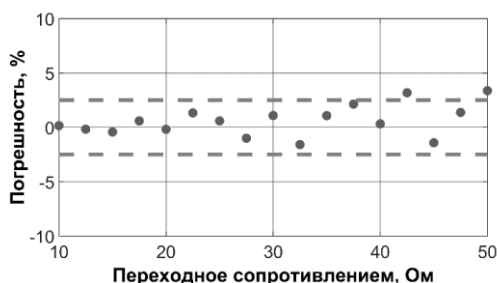


Рис. 6. Погрешности одностороннего ОМП при вариации переходного сопротивления от 10 до 50 Ом

При этом для двустороннего замера влияние переходного сопротивления практически исключено, поскольку возможен точный расчет тока в месте повреждения и более точное определение моментов перехода тока через ноль (рис. 7).

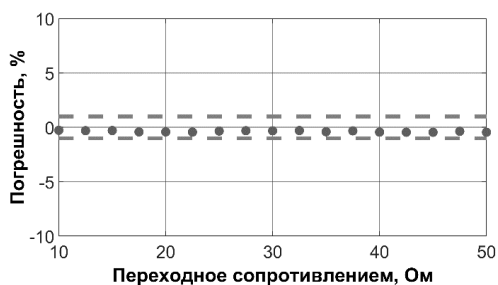


Рис. 7. Погрешности двустороннего ОМП при вариации переходного сопротивления от 10 до 50 Ом

Оценка определения места повреждения производится по 3 периодам промышленной частоты (60 мс), что соответствует минимальному интервалу времени с момента возникновения КЗ до момента отключения выключателя в сетях класса напряжения 500 кВ (полное время отключения элегазового выключателя 500 кВ составляет $t_{0,в} \approx 40 \div 50$ мс, время сраба-

тывания алгоритма быстродействующей защиты ЛЭП – $t_{рз} \approx 20 \div 25$ мс).

Определение погрешности метода при каждом переходе тока через ноль дает представление о точности каждого замера, но не дает понятия о точности метода ОМП в целом. Для оценки точности метода ОМП необходима обработка всех замеров при переходах тока через ноль.

Для оценки погрешности ОМП использовалась интервальная оценка. Данный метод заключается в том, что вся длина линии делится на части (интервалы) и выбирается интервал, в который попало наибольшее количество замеров с определением места повреждения. Далее находится среднеарифметическое значение из всех замеров, которые попали в заданный интервал.

В данном исследовании было принято деление длины ЛЭП на 10 интервалов, что обеспечило достаточную точность оценки каждого замера и при этом не оказывало влияния на время вычислений.

Использование нетрадиционных преобразователей (катушек Роговского) или трансформаторов, правильно воспроизводящих апериодическую составляющую тока КЗ, дает заметное преимущество перед обычными электромагнитными трансформаторами тока. На рис. 8 показана синусоида тока с апериодической составляющей, полученная от нетрадиционного трансформатора. Вторая синусоида – сигнал от электромагнитного ТТ класса TPZ, не имеющего насыщения от апериодической составляющей тока КЗ, но не трансформирующего ее в полной мере (крайний случай – трансформатор не передает апериодическую составляющую совсем). Рис. 9 иллюстрирует погрешности в момент каждого перехода тока через ноль при одностороннем ОМП. Использование в алгоритме осциллограммы тока КЗ с правильно восстановленной апериодической составляющей дает заметное преимущество и заметно повышает точность метода ОМП.

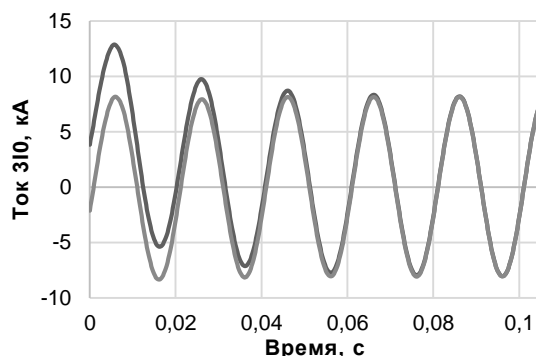


Рис. 8. Осциллограммы токов КЗ с апериодической составляющей (темная линия) и без нее (светлая линия)

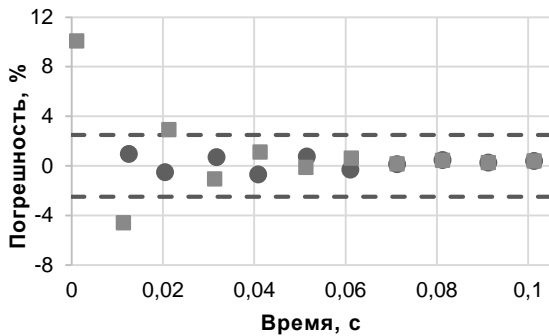


Рис. 9. Погрешности отдельных замеров при использовании тока КЗ в обработке сигнала с аperiodической составляющей (окружности) и без нее (квадраты)

Результаты исследования. В соответствии со стандартом организации ПАО «ФСК ЕЭС»⁷, расчетная погрешность определения расстояния до места повреждения при одностороннем измерении по ПАР не должна превышать 2,5 %, а при двустороннем – 1 %. Для параметрического ОМП с учетом погрешностей электромагнитных ТТ и ТН такой погрешности можно достичь только по методической составляющей погрешности, без учета инструментальной.

Результаты исследований алгоритмов одностороннего и двустороннего замеров по ПАР и их оценка. Первой серией экспериментов был определен оптимальный вариант реализации алгоритма по числу выборок АЦП измерительного трансформатора. Исследования одностороннего метода ОМП при частоте дискретизации тока и напряжения, равной 24 выборки на период промышленной частоты (используется в большинстве микропроцессорных терминалов релейной защиты), показали, что погрешности ОМП превосходят десятки процентов от длины линии. В связи с этим исследуемый метод не мог и не может применяться при такой частоте дискретизации.

Исследования одностороннего и двустороннего методов ОМП при частоте дискретизации тока и напряжения, равной 96 выборок на период промышленной частоты (в соответствии с корпоративным профилем МЭК 61850 ПАО «ФСК ЕЭС»⁸ и стандартом IEC 61869-9⁹), показали, что в среднем погрешность при всех влияющих на замер факторах составляет менее 2 %.

При реализации метода непосредственно в электронном блоке трансформатора возможно использование большего числа выборок. При 1152 выборках на период промышленной частоты наблюдается заметное улучшение значений погрешностей при всех влияющих на замер факторов. Однако, учитывая, что в настоящее время

ОМП реализуется в отдельных устройствах, а также расчетные погрешности ОМП, дальнейшие результаты представлены для ОМП одностороннего и двустороннего замеров с использованием 96 выборок на период.

Исследовалось влияние следующих факторов (см. табл. 3).

1. **Удаленность КЗ** (рис. 10, 11). Погрешности одностороннего и двустороннего ОМП находятся в пределах допустимых по СТО «Технические требования к микропроцессорным устройствам РЗА» погрешностей (показаны на рисунках пунктирными линиями). Погрешности одностороннего ОМП выше при большей удаленности КЗ.

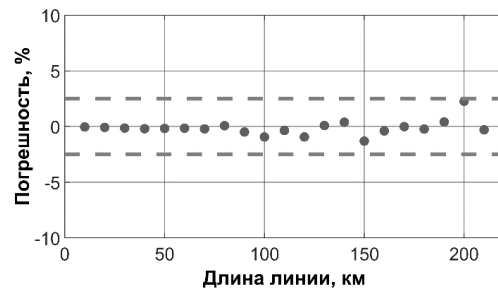


Рис. 10. Погрешности одностороннего ОМП при вариации удаленности КЗ

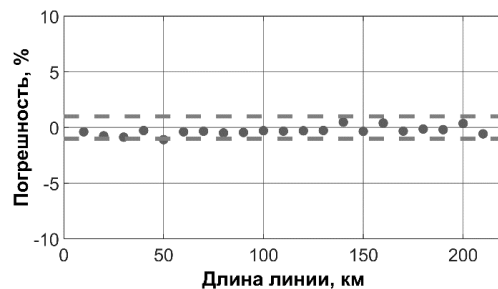


Рис. 11. Погрешности двустороннего ОМП при вариации удаленности КЗ

2. **Переходное сопротивление** (рис. 6, 7). Погрешность одностороннего метода ОМП увеличивается с увеличением переходного сопротивления и незначительно выходит за пределы допустимых погрешностей при значениях переходного сопротивления в несколько десятков Ом, что является типичным для одностороннего замера. Двусторонний метод ОМП не имеет данного недостатка и его точность не зависит от переходного сопротивления.

3. **Изменение сопротивления системы по прямой (ПП) и нулевой (НП) последовательно-связям** (рис. 12, 13, в процентах при неизменной частоте 50 Гц). Погрешности одностороннего и двустороннего методов ОМП находятся в пределах допустимых значений. Данный фактор не оказывает значительного влияния на точность ОМП. Графики изменения погрешностей представлены только для вариации сопротивления системы по ПП, так как характер изменения по-

⁷ СТО 56947007 – 29.120.70.241-2017. Технические требования к микропроцессорным устройствам РЗА.

⁸ СТО 56947007 – 25.040.30.309-2020. Корпоративный профиль МЭК 61850 ПАО «ФСК ЕЭС».

⁹ IEC 61869-9 Instrument Transformers – Part 9: Digital Interface for Instrumental Transformers, 2016.

грешности при вариации по НП аналогичный и погрешность не выходит за допустимые пределы.

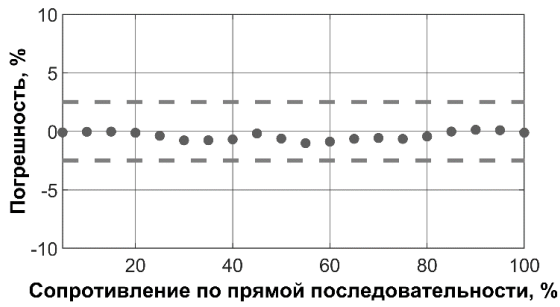


Рис. 12. Погрешности одностороннего ОМП при вариации сопротивления системы (Источник 2) по прямой последовательности (в %-ном соотношении к Источник 1)

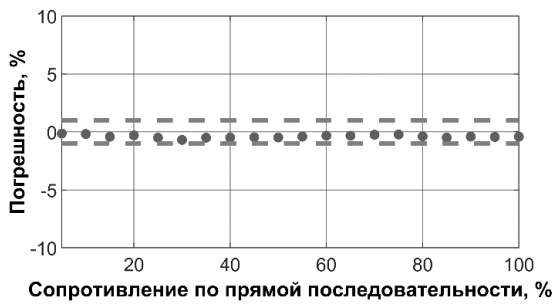


Рис. 13. Погрешности двустороннего ОМП при вариации сопротивления системы (Источник 2) по прямой последовательности (в %-ном соотношении к Источник 1)

4. Сдвиг фазы между системами (рис. 14, 15). Увеличение значения угла системы «Источник 2» по отношению к системе «Источник 1» до 40° и более приводит к незначительному выходу погрешности за пределы допустимых значений.

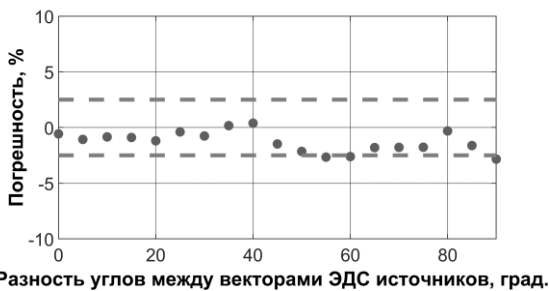


Рис. 14. Погрешности одностороннего ОМП при вариации угла сдвига фазы эквивалентной системы (Источник 2)

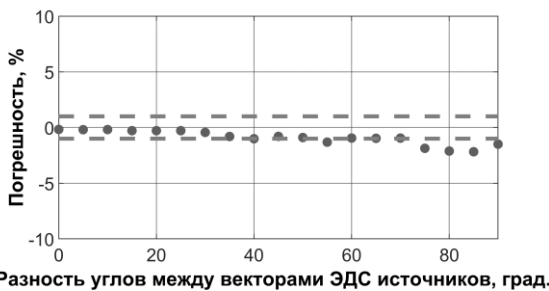


Рис. 15. Погрешности двустороннего ОМП при вариации угла сдвига фазы эквивалентной системы (Источник 2)

5. Сопротивление нагрузки (рис. 16, 17, в процентах от начального значения при неизменной частоте 50 Гц). Погрешности одностороннего и двустороннего методов ОМП находятся в пределах допустимых значений. Данный фактор не оказывает значительного влияния на точность ОМП.

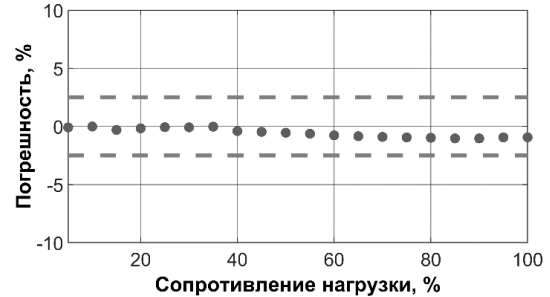


Рис. 16. Погрешности одностороннего ОМП при вариации сопротивления нагрузки

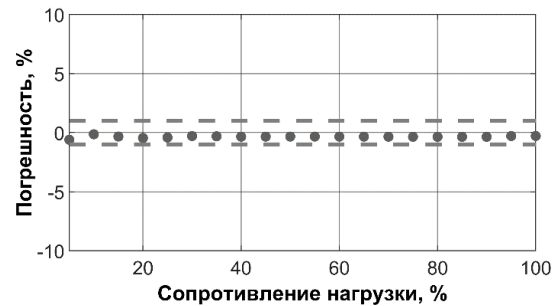


Рис. 17. Погрешности двустороннего ОМП при вариации сопротивления нагрузки

6. Изменение удельных параметров линий от номинальных (рассчитанных для данной конфигурации ЛЭП и приведенных в [19]) значений (рис. 18, 19). Изменение данных параметров по отдельности (например, только индуктивностей) не влияет на точность ОМП при двустороннем методе ОМП. На одностороннем методе незначительное влияние оказывают индуктивности ЛЭП по ПП и НП (L_1 и L_0). В обоих случаях наблюдается увеличение погрешности метода при увеличении индуктивностей. Изменение остальных параметров не приводит к значительному искажению точности ОМП, и погрешности находятся в пределах допустимых значений.

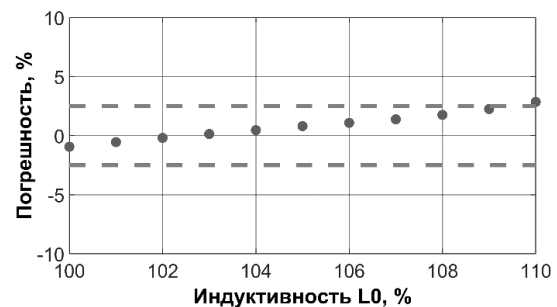


Рис. 18. Погрешности одностороннего ОМП при вариации индуктивности линии по нулевой последовательности L_0

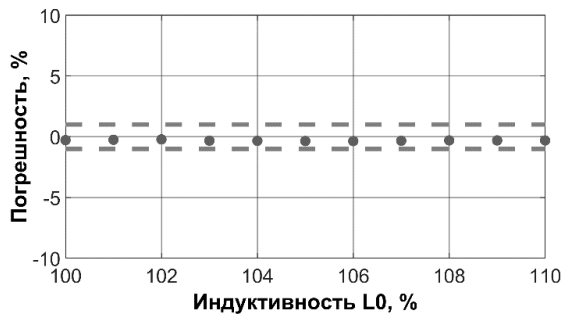


Рис. 19. Погрешности двустороннего ОМП при вариации индуктивности линии по нулевой последовательности L_0

7. *Изменение частоты сети* (рис. 20, 21). Изменение частоты сети не приводит к увеличению погрешности методов ОМП.

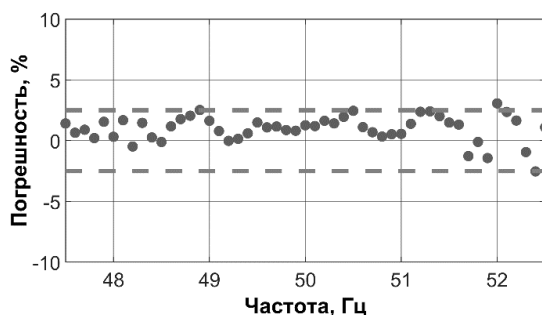


Рис. 20. Погрешности одностороннего ОМП при вариации частоты сети

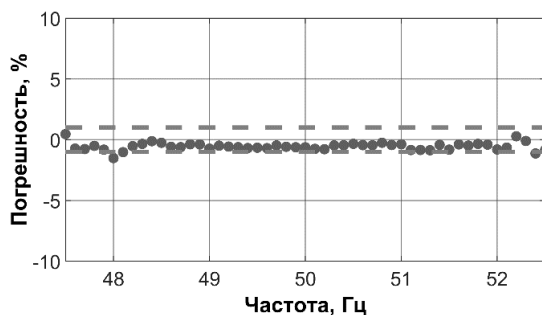


Рис. 21. Погрешности двустороннего ОМП при вариации частоты сети

Анализ полученных данных (рис. 8–21) показывает, что двусторонний метод ОМП точнее одностороннего: исключено влияние переднего сопротивления; практически отсутствует влияние частоты сети; в меньшей степени влияет изменение удельных параметров ЛЭП и соотношение сопротивлений эквивалентных систем; не влияет сопротивление нагрузки. Выход за рамки допустимых значений существует только при некоторых критических значениях параметров, например при большой разности углов между векторами ЭДС источников.

Отдельно исследовалось влияние на точность ОМП неточного задания удельных параметров линии, которые в зависимости от внешних условий (например, погодных) могут изменяться на несколько процентов совместно [20].

В модели изменялись сразу все удельные параметры ЛЭП, активные и индуктивные, при этом их значения варьировались в соответствии с методом Монте-Карло. На рис. 22 показана зависимость погрешностей одностороннего метода ОМП при случайном задании удельных параметров линии. Отклонение от реальных значений сразу нескольких параметров может приводить к увеличению погрешностей до 4–5 %. Для точного ОМП необходимо использовать действительные (замеренные, а не паспортные) параметры ЛЭП. Их определение является отдельной задачей.

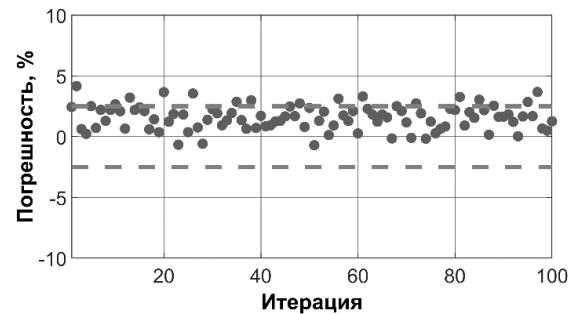


Рис. 22. Погрешности одностороннего ОМП при вариации удельных параметров линии по методу Монте-Карло

На рис. 23 показано, что при двустороннем методе ОМП и вариативном задании удельных параметров ЛЭП и при различных сочетаниях этих параметров точность ОМП приблизительно всегда одинакова. Но при этом появляется дополнительная погрешность, которая выводит метод за пределы требуемых значений.

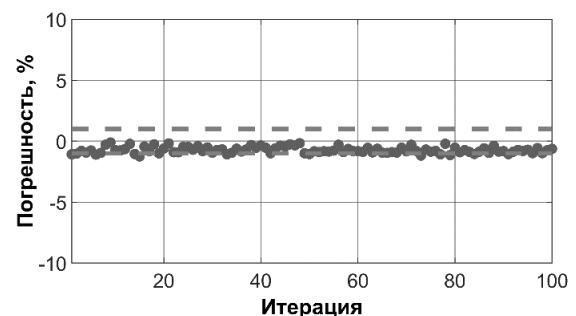


Рис. 23. Погрешности двустороннего ОМП при вариации удельных параметров линии по методу Монте-Карло

В целях получения данных по возможной величине погрешности исследуемых методов ОМП были проведены исследования при изменении случайным образом всех искажающих замер факторов. Всего для исследования было проведено 100 тыс. вычислительных экспериментов для каждого из алгоритмов. При этом удельные параметры ЛЭП приняты неизменными в соответствии с табл. 2.

На рис. 24, 25 представлены графики погрешностей ОМП при задании влияющих на замер факторов случайным образом по методу Монте-Карло.

Погрешность одностороннего ОМП не соответствует требованиям НТД менее чем в 20 % случаев (рис. 24). Двустороннее ОМП при таких же условиях моделирования работает в 99 % случаев точно, т.е. имеет погрешности ОМП менее 1 %, что является хорошим показателем (рис. 25).

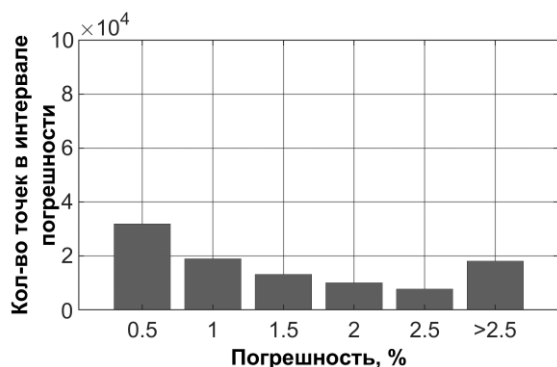


Рис. 24. Погрешности одностороннего ОМП по методу Монте-Карло с заданием уточненных параметров варьирования факторов

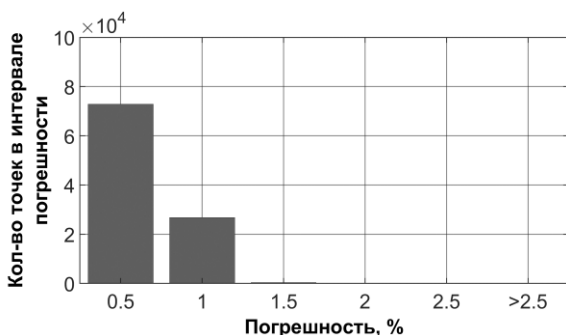


Рис. 25. Погрешности двустороннего ОМП по методу Монте-Карло с заданием уточненных параметров варьирования факторов

Выводы. Методика исследования одностороннего и двустороннего ОМП в сетях сверхвысокого напряжения на основе имитационной модели сети в Simulink позволяет проводить испытания в автоматизированном режиме при вариации различных параметров модели сети.

Выполненные по разработанной методике исследования зависимости погрешностей от отдельных искажающих замер факторов, а также комплексное исследование способов при случайном задании факторов (100 тыс. вычислительных экспериментов для каждого метода ОМП) с использованием одностороннего и двустороннего методов ОМП на основе данных от электронных трансформаторов показали достаточную точность алгоритмов ОМП, а также большую точность двустороннего метода ОМП по сравнению с односторонним.

Одностороннее ОМП также имеет приемлемые показатели точности при вариации различных влияющих на замер факторов. Но существуют сочетания факторов, при которых показатели ОМП не входят в границы допустимых погрешностей, например большая удаленность места замыкания от места взятия замера, большие переходные сопротивления, большие разности углов между векторами ЭДС источников.

Список литературы

1. **Гура Д.Н., Корольков А.Л.** Сравнение традиционных и волнового методов определения места повреждения по итогам натурных испытаний на ЛЭП 220–330 кВ // *Материалы VIII Междунар. науч.-техн. конф. «Электроэнергетика глазами молодежи – 2017»*, Самара, 02–06 октября 2017 г. – Самара, 2017. – С. 415–418.
2. **Guerra W., Kagan N.** Fault Location and Voltage Estimation in Transmission Systems by Evolutionary Algorithms // *15th International Conference on Intelligent System Applications to Power Systems*. – 2009. DOI:10.1109/ISAP.2009.5352871.
3. **Asynchronous** Fault Location in Transmission Lines Considering Accurate Variation of the Ground-Mode Traveling Wave Velocity / R. Liang, Z. Yang, N. Peng, et al. // *Energies*. – 2017. – Vol. 10. – P. 1957. DOI:10.3390/en10121957.
4. **Подшивалин А.Н., Исмуков Г.Н.** Адаптация методов определения места повреждения к современным требованиям эксплуатации линий электропередачи [Электронный ресурс] // *Современные направления развития систем релейной защиты и автоматики энергосистем: материалы IV Междунар. науч.-техн. конф.*, Екатеринбург, 3–7 июня 2013 г. – Режим доступа: <https://b-ok.org/book/3208751/87a52e>.
5. **Chen X., Jiao Z.** Accurate fault location method of distribution network with limited number of PMUs // *Proc. 2018 China Int. Conf. Electricity Distribution (CICED)*. – China, 2018. – P. 1503–1507. DOI: 10.1109/CICED.2018.8592074.
6. **Gama J.R., Lopes F.V.** On compensating synchronization errors in two-terminal based fault location approaches // *Proc. 2017 Workshop Commun. Netw. Power Syst. (WCNPS)*. – Brasilia, Brazil, 2017. – P. 1–4. DOI:10.1109/WCNPS.2017.8253082.
7. **Машенков В.М.** Особенности определения места повреждения на ВЛ напряжением 110–750 кВ: учеб. пособие. – М.: Издание Центра подготовки кадров энергетики, 2005.
8. **Обалин М.Д.** Применение имитационного моделирования для адаптации алгоритмов определения места повреждения линий электропередачи по параметрам аварийного режима: дис. ... канд. тех. наук: 05.09.03. – Н. Новгород, 2016. – 181 с.
9. **Гречухин В.Н.** Электронные трансформаторы тока и напряжения. состояние, перспективы развития и внедрения на ОРУ 110–750 кВ станций и подстанций энергосистем // *Вестник ИГЭУ*. – 2006. – Вып. 4. – С. 35–42.
10. **Application** of Electronic Transformers in Digital Substation / H. Wang, G. Zhang, Z. Guo, et al. // *2008 Joint International Conference on Power System*

Technology and IEEE Power India Conference. – New Delhi, India, 2008. – P. 1–5. DOI: 10.1109/ICPST.2008.4745170.

11. **Song L.** Development of a Novel DC Electricity Meter Based on New Electronic Current Transformer // 2019 IEEE 3rd Information Technology, Networking, Electronic and Automation Control Conference (ITNEC). – Chengdu, China, 2019. – P. 1702–1705. DOI: 10.1109/ITNEC.2019.8729312.

12. **Xu K., Li J., Liu S.** A Broadband Response Model of Electronic Current Transformer Applied in Smart Grid // 2020 IEEE International Conference on High Voltage Engineering and Application (ICHVE). – Beijing, China, 2020. – P. 1–4. DOI: 10.1109/ICHVE49031.2020.9280068.

13. **Lebedev V., Filatova G., Timofeev A.** Development of Remote Fault Location Method based on Synchronized Two-sided Measurement (ICEAM). – 2019. – P. 1–5. DOI: 10.1109/ICIEAM.2019.8742783.

14. **Yablokov A., Filatova G., Timofeev A.** Using of non-traditional current and voltage sensors for the fault location // MATEC Web of Conferences. – 2017. – Vol. 141. – P. 01058. DOI:10.1051/mateconf/201714101058

15. **Аржаников Е.А., Чухин А.М.** Методы и приборы определения мест повреждения на линиях электропередачи: учеб. пособие. – Иваново, 1998. – С. 74.

16. **Yablokov A., Filatova G., Timofeev A.** Research of Methods for Fault Location Determination Using Signals from Digital Current and Voltage Transformers // International Conference on Industrial Engineering, Applications and Manufacturing (ICIEAM). – 2018. – P. 1–5. DOI: 10.1109/ICIEAM.2018.8728880.

17. **Filatova G., Yablokov A., Timofeev A.** Research of fault location algorithm for data metering system based on digital transformers // Proc. 2019 Int. Ural Conf. Electrical Power Eng. (UralCon 2019). – 2019. – P. 433–437. DOI: 10.1109/URALCON.2019.8877683.

18. **Yablokov A., Filatova G., Timofeev A.** Research of the remote fault location algorithm based on sampled values for measured primary electrical quantities // Proc. Int. Theoretical Practical Conf. Alternative Smart Energy (TPCASE 2018). – Lancaster, CA: DEStech Publications, 2018. – P. 302–308. DOI: 10.12783/dteees/tpcase2018/30432.

19. **Братолобов А.А., Иванов И.Е., Беляев П.Н.** Моделирование переходных процессов электроэнергетических систем: учеб. пособие. – Иваново, 2017. – 116 с.

20. **Иванов И.Е.** Анализ степени вариации параметров высоковольтных воздушных линий электропередачи // International research journal. – 2018. – № 12. – С. 95–100. <https://doi.org/10.23670/IRJ.2018.78.12.016>.

References

1. Gura, D.N., Korol'kov, A.L. Svravnenie traditsionnykh i volnovogo metodov opredeleniya mesta povrezhdeniya po itogam naturnykh ispytaniy na LEP 220–330 kV [A comparison of conventional and wave methods for fault location according to the results of the experiments of full-scale tests on power lines 220–330 kV]. *Materialy VIII Mezhdunarodnoy nauchno-tekhnicheskoy konferentsii «Elektroenergetika glazami molodezhi – 2017», Samara, 02–06 oktyabrya 2017* [Proceedings of the VIII International scientific and technical conference «Electric power industry through the eyes of youth – 2017», Samara, October 02–06, 2017]. Samara, 2017, pp. 415–418.

2. Guerra, W., Kagan, N. Fault Location and Voltage Estimation in Transmission Systems by Evolutionary Algorithms. 15th International Conference on Intelligent System Applications to Power Systems. Curitiba, Brazil, 2009. DOI: 10.1109/ISAP.2009.5352871.

3. Liang, R., Yang, Z., Peng, N., Liu, C., Zare, F. Asynchronous Fault Location in Transmission Lines Considering Accurate Variation of the Ground-Mode Traveling Wave Velocity. *Energies*, 2017, vol. 10, p. 1957. DOI: 10.3390/en10121957.

4. Podshivalin, A.N., Ismukov, G.N. Adaptatsiya metodov opredeleniya mesta povrezhdeniya k sovremennym trebovaniyam ekspluatatsii liniy elektroperedachi [Adaptation of fault location methods to modern requirements for the operation of power lines]. *Materialy IV Mezhdunarodnoy nauchno-tekhnicheskoy konferentsii «Sovremennye napravleniya razvitiya sistem releynoy zashchity i avtomatiki energosistem», Ekaterinburg, 3–7 iyunya 2013* [Proceedings of the IV International scientific and technical conference «Modern trends in the development of relay protection systems and automation of power systems», Yekaterinburg, June 3–7, 2013]. Available at: <https://b-ok.org/book/3208751/87a52e>.

5. Chen, X., Jiao, Z. Accurate fault location method of distribution network with limited number of PMUs. Proc. 2018 China Int. Conf. Electricity Distribution (CICED). China, 2018, pp. 1503–1507. DOI: 10.1109/CICED.2018.8592074.

6. Gama, J.R., Lopes, F.V. On compensating synchronization errors in two-terminal based fault location approaches. Proc. 2017 Workshop Commun. Netw. Power Syst. (WCNPS). Brasília, Brazil, 2017, pp. 1–4. DOI: 10.1109/WCNPS.2017.8253082.

7. Mashenkov, V.M. *Osobennosti opredeleniya mesta povrezhdeniya na VL napryazheniem 110–750 kV* [Features of determining the location of damage on overhead lines with a voltage of 110–750 kV]. Moscow: Izdanie Tsentra podgotovki kadrov energetiki, 2005.

8. Obalin, M.D. *Primenenie imitatsionnogo modelirovaniya dlya adaptatsii algoritmov opredeleniya mesta povrezhdeniya liniy elektroperedachi po parametram avariynogo rezhima*. Diss. ... kand. tekhn. nauk [The use of simulation modeling for the adaptation of algorithms for determining the location of damage to power lines according to the parameters of the emergency mode. Cand. tech. sci. diss.]. Nizhniy Novgorod, 2016. 181 p.

9. Grechukhin, V.N. Elektronnyye transformatory toka i napryazheniya. sostoyaniye, perspektivy razvitiya i vnedreniya na ORU 110–750 kV stantsiy i podstantsiy energosistem [Electronic current and voltage transformers. state, prospects for development and implementation at outdoor switchgear 110–750 kV stations and substations of power systems]. *Vestnik IGEU*, 2006, issue 4, pp. 35–42.

10. Wang, H., Zhang, G., Guo, Z., Wang, J., Cai, X. Application of Electronic Transformers in Digital Substation. 2008 Joint International Conference on Power System Technology and IEEE Power India Conference. New Delhi, India, 2008, pp. 1–5. DOI: 10.1109/ICPST.2008.4745170.

11. Song, L. Development of a Novel DC Electricity Meter Based on New Electronic Current Transformer. 2019 IEEE 3rd Information Technology, Networking, Electronic and Automation Control Conference (ITNEC). Chengdu, China, 2019, pp. 1702–1705. DOI: 10.1109/ITNEC.2019.8729312.

12. Xu, K., Li, J., Liu, S. A Broadband Response Model of Electronic Current Transformer Applied in Smart Grid. 2020 IEEE International Conference on High Voltage Engineering and Application (ICHVE). Beijing, China, 2020, pp. 1–4. DOI: 10.1109/ICHVE49031.2020.9280068.

13. Lebedev, V., Filatova, G., Timofeev, A. Development of Remote Fault Location Method based on Synchronized Two-sided Measurement (ICEAM). 2019, pp. 1–5. DOI: 10.1109/ICIEAM.2019.8742783.

14. Yablokov, A., Filatova, G., Timofeev, A. Using of non-traditional current and voltage sensors for the fault location. MATEC Web of Conferences, 2017, vol. 141, p. 01058. DOI: 10.1051/mateconf/201714101058.

15. Arzhannikov, E.A., Chukhin, A.M. *Metody i pribory opredeleniya mest povrezhdeniya na liniyakh elektroperedachi* [Methods and devices for determining the location of a short circuit on lines]. Ivanovo, 1998, p. 74.

16. Yablokov, A., Filatova, G., Timofeev, A., Research of Methods for Fault Location Determination Using Signals from Digital Current and Voltage Transformers. 2018 International Conference on Industrial Engineering, Applications and Manufacturing (ICIEAM). 2018, pp. 1–5. DOI: 10.1109/ICIEAM.2018.8728880.

17. Filatova, G., Yablokov, A., Timofeev, A. Research of fault location algorithm for data metering system based on digital transformers. Proc. 2019 Int. Ural Conf. Electrical Power Eng. (UralCon 2019). 2019, pp. 433–437. DOI: 10.1109/URALCON.2019.8877683.

18. Yablokov, A., Filatova, G., Timofeev, A. Research of the remote fault location algorithm based on sampled values for measured primary electrical quantities. Proc. Int. Theoretical Practical Conf. Alternative Smart Energy (TPCASE 2018). Lancaster, CA: DEStech Publications, 2018, pp. 302–308. DOI: 10.12783/dteees/tpcase2018/30432.

19. Bratolyubov, A.A., Ivanov, I.E., Belyaev, P.N. *Modelirovanie perekhodnykh protsessov elektroenergeticheskikh sistem* [Modeling of transient processes of electric power systems]. Ivanovo, 2017. 116 p. EDN TDGOXV.

20. Ivanov, I.E. Analiz stepeni variatsii parametrov vysokovol'tnykh vozdushnykh liniy elektroperedachi [Investigation of the variations of overhead high voltage transmission line parameters]. *International research journal*, 2018, no. 12, pp. 95–100. <https://doi.org/10.23670/IRJ.2018.78.12.016>.