

ЭФФЕКТИВНЫЙ МЕТОД ОПРЕДЕЛЕНИЯ МЕСТА КОРОТКОГО ЗАМЫКАНИЯ В ЭЛЕКТРИЧЕСКИХ СЕТЯХ

Суслов К.В.^{1,2}, Солонина Н.Н.¹, Солонина З.В.¹, Ахметшин А.Р.³

¹Иркутский национальный исследовательский технический университет,
г. Иркутск, Россия

²Национальный исследовательский университет «МЭИ», г. Москва, Россия

³Казанский государственный энергетический университет, г. Казань, Россия

<http://orcid.org/0000-0003-0484-2857>, dr.souslov@yandex.ru

<https://orcid.org/0000-0003-1774-4826>, nafisa-solonina@yandex.ru

<https://orcid.org/0000-0003-1683-8126>, zoyasolo@mail.ru

<https://orcid.org/0000-0003-4424-7761>, dr.akhmetshin@ieee.org

Резюме: АКТУАЛЬНОСТЬ. Актуальной задачей является повышения надежности и качества электроснабжения. Очень часто сбои в работе обусловлены повреждением воздушных и кабельных линий. Традиционно достаточно большое количество нарушений приходится на долю распределительных электрических сетей. Для надежного функционирования энергосистем и бесперебойного электроснабжения потребителей необходимо в короткие сроки выявить и устранить неисправности для минимизации ущерба. Таким образом, необходим метод для эффективного, точного и надежного определения места повреждения необходим как для энергетических компаний, так и для потребителей. Для решения данной проблемы необходимо оперативное получение информации о состоянии распределительной электрической сети. ЦЕЛЬ. Сокращение времени поиска места повреждения в электрических сетях, снижение ущерба от простоя за недоотпуск электроэнергии путем анализа существующих методов определения места повреждений на линии электропередачи и разработки метода его оперативного выявления в электрических сетях. МЕТОДЫ. Основой данного метода является предварительный теоретический расчет токов короткого замыкания в различных сечениях линии электропередачи. На основе полученных в результате расчета величин осуществляется сравнение измеренных значений токов коротких замыканий с данными величинами, на основании чего и происходит определение места повреждения линии. Разработан алгоритм поиска левой и правой границы значения тока короткого замыкания в упорядоченном массиве статистических данных. РЕЗУЛЬТАТЫ. Предлагается метод оперативного определения места короткого замыкания, в основе которого лежит использование массива данных теоретически рассчитанных токов короткого замыкания. Представленный алгоритм способен точно определить координаты места короткого замыкания в электрических сетях. ЗАКЛЮЧЕНИЕ. Предложенный метод определения места повреждения линии электропередачи позволяет повысить оперативность определения точки короткого замыкания и тем самым снизить время на устранение аварии, следовательно, экономические потери от недоотпуска электроэнергии. Основой данного метода является предварительный теоретический расчет токов короткого замыкания в различных сечениях линии электропередачи. Благодаря последующему осуществлению сравнения измеренных значений токов коротких замыканий с величинами расчетных значений происходит определение места повреждения линии электропередачи. Представленный алгоритм разработан для точного определения координат места короткого замыкания, что позволяет существенно сократить время поиска и повысить точность определения места повреждения в диапазоне от 100 до 150 м независимо от длины линии электропередачи, что значительно сокращает время поиска повреждений одновременно с решением задачи по уменьшению времени простоя, а также минимизации ущерба как для гарантирующих поставщиков в лице электросетевых компаний, так и для потребителей в лице промышленных, сельскохозяйственных предприятий.

Ключевые слова: определение места повреждения линии; распределительные электрические сети; бесперебойность электроснабжения; алгоритм поиска точного места короткого замыкания в линии.

Для цитирования: Суслов К.В., Солонина Н.Н., Солонина З.В., Ахметшин А.Р. Эффективный метод определения места короткого замыкания в электрических сетях// Известия высших учебных заведений. ПРОБЛЕМЫ ЭНЕРГЕТИКИ. 2023. Т.25. № 2. С. 71-83. doi:10.30724/1998-9903-2023-25-2-71-83.

OPERATIONAL DETERMINATION OF THE POINT OF A SHORT CIRCUIT IN POWER LINES

KV. Suslov^{1,2}, NN. Solonina¹, ZV. Solonina¹, AR. Akhmetshin³

¹ Irkutsk National Research Technical University, Irkutsk, Russia

² National Research University "MPEI", Moscow, Russia

³ Kazan State Power Engineering University, Kazan, Russia

<http://orcid.org/0000-0003-0484-2857>, dr.souslov@yandex.ru

<https://orcid.org/0000-0003-1774-4826>, nafisa-solonina@yandex.ru

<https://orcid.org/0000-0003-1683-8126>, zoyasolo@mail.ru

<https://orcid.org/0000-0003-4424-7761>, dr.akhmetshin@ieee.org

Abstract: *RELEVANCE.* An urgent task is to improve the reliability and quality of power supply. Very often, failures in operation are caused by damage to overhead and cable lines. Traditionally, a fairly large number of violations occur in the share of electrical distribution networks. For the reliable functioning of power systems and uninterrupted power supply to consumers, it is necessary to identify and eliminate faults in a short time to minimize damage. Thus, a method for efficient, accurate and reliable fault location is needed for both utility companies and consumers. To solve this problem, it is necessary to quickly obtain information about the state of the distribution eclectic network. *THE PURPOSE.* Reducing the time to search for a fault location in electrical networks, reducing damage from downtime for undersupply of electricity by analyzing existing methods for determining the location of faults on a power transmission line and developing a method for its prompt detection in electrical networks. *METHODS.* The basis of this method is a preliminary theoretical calculation of short-circuit currents in various sections of a power line. Based on the values obtained as a result of the calculation, the measured values of the short-circuit currents are compared with these values, on the basis of which the location of the line damage is determined. An algorithm for searching the left and right boundaries of the short-circuit current value in an ordered array of statistical data has been developed. *RESULTS.* A method for quickly determining the location of a short circuit is proposed, which is based on the use of a data array of theoretically calculated short circuit currents. The presented algorithm is able to accurately determine the coordinates of the short circuit in electrical networks. *CONCLUSION.* The proposed method for determining the location of damage to the power line allows you to increase the efficiency of determining the point of a short circuit and thereby reduce the time to eliminate the accident, and therefore, economic losses from undersupply of electricity. The basis of this method is a preliminary theoretical calculation of short-circuit currents in various sections of a power line. Due to the subsequent comparison of the measured values of short-circuit currents with the values of the calculated values, the location of the damage to the power line is determined. The presented algorithm is designed to accurately determine the coordinates of the short circuit location, which can significantly reduce the search time and improve the accuracy of determining the fault location in the range from 100 to 150 m, regardless of the length of the power line, which significantly reduces the time to search for damage at the same time as solving the problem of reducing downtime, as well as minimizing damage both for guaranteeing suppliers represented by electric grid companies, and for consumers represented by industrial and agricultural enterprises.

Keywords: determining the location of line damage; distribution electrical networks; uninterrupted power supply; algorithm for finding the exact location of a short circuit in the line.

For citation: Suslov KV, Solonina NN, Solonina ZV, Akhmetshin. AR. Operational determination of the point of a short circuit in power lines. *Powerengineering: research, equipment, technology*. 2023; 25(2):71-83. doi:10.30724/1998-9903-2023-25-2-71-83.

Введение (Introduction)

Изменения, происходящие в сфере энергетического комплекса, ставят повышенные требования к оперативности получения и обработки информации о текущем состоянии энергосистемы [1-6].

Актуальность задачи снижения ущерба субъектов экономики за счет повышения надежности и качества электроснабжения все чаще обосновывается государственными структурами с точки зрения быстрого роста нового цифрового сектора экономики. В настоящее время предпринимается ряд мер для обеспечения требований по надежности и качеству поставки электроэнергии. Однако, несмотря на все предпринимаемые меры в процессе обеспечения высокой надежности силового электротехнического оборудования и систем управления, наблюдаются сбои в их работе [1, 3, 5]. Они, в частности, обусловлены повреждением воздушных и кабельных линий. Следует отметить, что традиционно достаточно большое количество нарушений приходится на долю распределительных электрических сетей. Для надежного функционирования энергосистем и бесперебойного электроснабжения потребителей необходимо в короткие сроки выявить и устранить неисправности для минимизации ущерба.

Распределительная сеть является важной частью энергосистемы, которая включает генерацию, передачу и распределение. Электроэнергия поставляется потребителям через распределительную сеть. Неисправности в распределительной сети могут привести к отключению электроэнергии, снижению надежности, вызвать провалы напряжения и другие проблемы с качеством электроэнергии. В отличие от высоковольтной линии передачи, распределительная сеть имеет более сложную топологическую структуру, более непостоянный поток мощности и более разнообразные методы заземления. Таким образом, метод для эффективного, точного и надежного определения места повреждения (ОМП) необходим как для энергетических компаний, так и для потребителей.

Для снижения ущерба, в том числе связанного с простоем оборудования, необходимо как можно быстрее восстановить электроснабжение. Для решения данной проблемы необходимо оперативное получение информации о состоянии распределительной электрической сети.

Литературный обзор (Literature Review)

Как уже указывалось ранее, проблема определения места повреждения в линиях является актуальной задачей. В связи с этим в настоящее время имеется достаточно большое количество разработанных методов для обнаружения и локализации неисправностей в распределительных электрических сетях. Имеется ряд обзорных работ в данном направлении [7-9].

Важно отметить, что в настоящее время основное различие методов определения места повреждения линий делается между централизованными и децентрализованными методами [10, 11]. Основным отличием данных методов друг от друга является способ и организация проведения измерений.

В работах [12, 13], полагая, что линия является однородной, использован алгоритм определения места повреждения, основанный на методе импеданса. Выражение для напряжения узла может быть установлено на основе значения тока или напряжения, полученного в точке локатора. Затем могут быть рассчитаны расстояние до места повреждения и сопротивление заземления. В работах [14-16] были изучены характеры провалов напряжения в случае повреждения, т.е. провалы напряжения, распространяющиеся с различными величинами и фазовыми углами на фидерном узле. Для алгоритма использовались данные о токе и напряжении до и во время повреждения. Местоположение повреждения устанавливалось путем сопоставления величины провалов напряжения и фазового угла во время повреждения.

В работах [17-19] использовался метод бегущей волны. Однако, из-за относительно коротких линий и более сложной топологической структуры распределительных сетей, традиционный метод бегущей волны в этом случае менее эффективен.

Децентрализованные методы начали применяться с развитием средств связи и ростом числа интеллектуальных электронных устройств для определения неисправностей в линии. Однако они способны определить лишь поврежденный участок, а не точное местоположение неисправности.

Недостатки этих двух методов можно устранить при сочетании децентрализованных и основанных на бегущей волне методов. Децентрализованный метод поможет выявить неисправную ветвь и участок линии между двумя индикаторами, а волновой метод позволит определить точное расстояние до места неисправности.

К примеру, результат ОМП может быть улучшен при сочетании с другими методами, такими как вейвлет-преобразование, *ANN*, генетический алгоритм и т.д. Также в [18-21] были предложены другие методы, такие как метод байесовских сетей, метод, основанный на измерении токов и напряжений нулевой последовательности, метод инъекции.

Также к децентрализованным способам получения информации относятся усовершенствованная измерительная инфраструктура (*Advanced Metering Infrastructure*) [22] и импульсный метод, для его использования требуются только текущие измерения. Однако сложность их использования состоит в необходимости установки на подстанции источника сигнала. Кроме того, они неприменимы к незаземленным нейтральным сетям.

Не требует измерения напряжения метод, основанный на постоянном изменении тока отрицательной последовательности, что является основным отличием от импульсного метода. Его преимуществом является то, что не требуются устройства для посылки импульса. Но для его проверки необходимы полевые испытания.

В [23] методы подразделяются на традиционные и методы искусственного интеллекта. К традиционным относятся волновой и импедансный методы.

К методам искусственного интеллекта относятся:

- нечеткой логики;
- опорных векторов;
- подход сопоставления;
- генетический алгоритм.

В работе [24] предложен алгоритм локализации повреждений параллельных линий электропередачи путем анализа распределения напряжения. Алгоритм эффективен для несинхронизированных данных. Способ определения повреждений однофазного заземления, разработанный на основе алгоритма метода *k*-ближайших соседей (*k*-NN), был представлен в работе [25]. В качестве характеристик модели были приняты гармонические составляющие, полученные в результате дискретных преобразований Фурье для трехфазной системы напряжений. Метод опорных векторов использовался в статье [26] для классификации повреждений в линиях электропередачи. Алгоритм обратного распространения ошибки и вейвлет-преобразование использовались в [27] для локализации неисправности в одноцепной линии передачи. В статьях [28, 29] были предложены алгоритмы вейвлет-преобразования и метода опорных векторов для поиска повреждений.

Недостатком интеллектуальных методов является необходимость подготовки данных для обработки, что отнимает много времени. В [23] для сокращения времени предлагается сочетание различных методов определения зоны неисправностей.

Волновой метод основан на измерении напряжения и тока в момент короткого замыкания (КЗ). Локализация повреждений на основе метода импеданса осуществляется односторонним и двусторонним способами. При одностороннем подходе ток и напряжение измеряются только с одного конца линии. Достоинствами этого подхода являются экономичность и простота реализации, а для радиальных электрических линий они представляют собой только лишь одно техническое решение. Измерение напряжения и тока с обоих концов линии электропередач должно выполняться при двустороннем методе.

Точность измерения в данном методе зависит от [30]:

- переходных составляющих тока;
- погрешностей, вызванных насыщением сердечника трансформатором тока;
- ёмкостными составляющими линии электропередач;
- переходным сопротивлением в месте КЗ и др.

Точность измерения является чрезвычайно важным параметром для всех существующих методов. При использовании данного метода погрешность определения места повреждения может достигать 20 процентов. С учетом того что линии электропередач часто имеют большую протяженность, погрешность в определении места повреждения в таких случаях может составлять до 300 м. Это приводит к большим трудозатратам и увеличению времени для поиска места повреждения, что отрицательным образом скажется на длительности прекращения электроснабжения.

Материалы и методы (Materials and methods)

Предлагается метод оперативного определения места КЗ. В основе метода лежит использование массива данных теоретически рассчитанных токов КЗ. Предлагается следующая последовательность действий. Прежде всего, составляется схема замещения с

учетом конфигурации и параметров линии в различных точках линии. Величина интервала между расчетными точками выбирается в зависимости от требуемой точности расчета, чем меньше интервал, тем выше точность. Затем предварительно рассчитанные токи КЗ необходимо сравнить с величинами реальных токов, и на этой основе определить координату точки, т.е. начало участка линии, где произошло КЗ. Имеется возможность корректировки результата с учетом реально измеренного напряжения. Для этого необходимо производить одновременное точное измерение величины напряжения в точке присоединения.

Данные величины фиксируются в момент КЗ, путем измерения токов и напряжений в непрерывном режиме и происходит обновление памяти. Это, к примеру, позволяет локализовать место самоустранившегося КЗ и исключить в будущем повторения данного инцидента.

Для пояснения предлагаемого метода сначала рассмотрим наиболее простой вариант - ток КЗ формируется одним источником, (рис. 1). На рисунке 1 представлена расчетная схема, позволяющая определить точку повреждения линии для случая с одним источником.

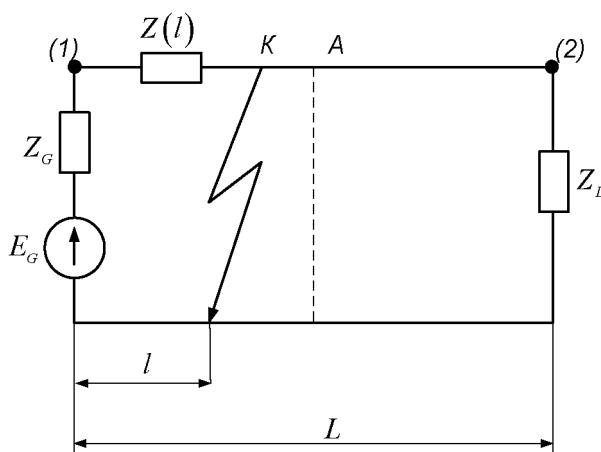


Рис. 1. Расчетная схема для определения места повреждения линии при КЗ

Fig. 1. Calculation scheme for determining the location of damage to the line in case of a short circuit

*Источник: составлено автором. *Source: compiled by the author.

На рисунке 1 приведены следующие обозначения:

l – расстояние до точки КЗ К от начала линии;

E_G – электродвижущая сила (ЭДС) системы;

L – длина линии; $Z(l)$ – величина сопротивления линии на участке до точки КЗ от ее начала;

Z_G – внутреннее сопротивление системы;

Z_L – сопротивление линии.

Согласно предлагаемой авторами методики необходимо рассчитать токи КЗ при 3-х, 2-х и однофазном замыканиях. Для расчетов используются следующие формулы:

$$I_{sc}^{(3)} = \frac{E_G}{Z_G + Z(l)} \quad (1)$$

$$I_{sc}^{(2)} = \frac{E_G}{Z_G + 2Z(l)} \quad (2)$$

$$I_{sc}^{(1)} = \frac{E_G}{Z_G + Z(l) + Z(N)} \quad (3)$$

где $Z(N)$ – сопротивление до заземлителя от точки КЗ; $I_{sc}^{(3)}$, $I_{sc}^{(2)}$, $I_{sc}^{(1)}$ – начальные действующие значения токов КЗ, при 3-х, 2-х и однофазном замыканиях, соответственно.

В этом случае, при наличии информации о параметрах линии, можно теоретически рассчитать зависимость величины токов КЗ от длины l : $I_{sc}^{(3)}(l)$, $I_{sc}^{(2)}(l)$, $I_{sc}^{(1)}(l)$.

Для пояснения предлагаемого метода рассмотрим наиболее общий случай, когда на величину тока КЗ в линии оказывают существенное влияние сразу несколько источников. Таковыми источниками могут являться: питающая система, мощные электродвигатели,

обобщенные нагрузки, синхронные компенсаторы, а также различные источники распределенной генерации.

Для реализации предлагаемого подхода рассмотрим следующий алгоритм. В первую очередь необходимо составить полную схему замещения, активные и пассивные участки цепи представить в виде источников ЭДС и сопротивлений, как при использовании традиционной методики расчета токов КЗ. В конечном счете, составляется итоговая схема замещения, с помощью которой выполняется расчет токов КЗ в линии, рис. 2.

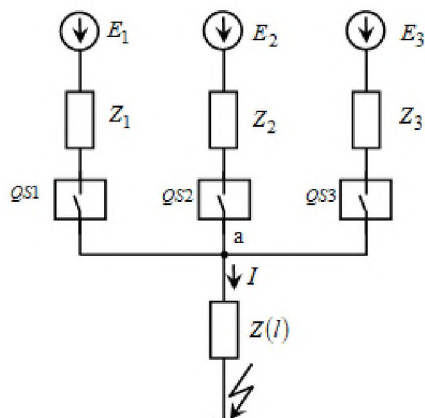


Рис. 2. Итоговая эквивалентная схема замещения для расчета токов КЗ в линии с тремя источниками

*Источник: составлено автором. *Source: compiled by the author.

На рисунке 2 приведены следующие обозначения:

QS1, QS2, QS3 – выключатели;

E1, E2, E3 – источники;

Z1, Z2, Z3 – эквивалентные сопротивления участка цепи до начала рассматриваемой линии от источников;

Z(l) – сопротивление участка линии от начала до точки КЗ, отстоящей от начала линии на расстоянии l.

Важно отметить, что число эквивалентных источников зависит от конфигурации сети. Составляется набор возможных конфигураций электрической сети. Расчеты производятся для различных конфигураций электрической сети при заданной номинальной величине напряжения. Результат расчетов выглядит как массив значений токов для различных типов КЗ при заданных расстояниях от начала линии l. В таблице 1 представлен пример массива статистических данных значений токов КЗ.

Таблица 1

Table 1

Массив статистических данных значений токов КЗ

Set of statistical data values of currents K3

i	l_b m	$I_i^{(3)}$ кА	i	l_b m	$I_i^{(2)}$ кА	i	l_b m	$I_i^{(1)}$ кА
1	l_1	$I_1^{(3)}$	1	l_1	$I_1^{(2)}$	1	l_1	$I_1^{(1)}$
2	l_2	$I_2^{(3)}$	2	l_2	$I_2^{(2)}$	2	l_2	$I_2^{(1)}$
...
$i-1$	l_{i-1}	$I_{i-1}^{(3)}$	$i-1$	l_{i-1}	$I_{i-1}^{(2)}$	$i-1$	l_{i-1}	$I_{i-1}^{(1)}$
i	l_i	$I_i^{(3)}$	i	l_i	$I_i^{(2)}$	i	l_i	$I_i^{(1)}$
$i+1$	l_{i+1}	$I_{i+1}^{(3)}$	$i+1$	l_{i+1}	$I_{i+1}^{(2)}$	$i+1$	l_{i+1}	$I_{i+1}^{(1)}$
...
n	l_n	$I_n^{(3)}$	n	l_n	$I_n^{(2)}$	n	l_n	$I_n^{(1)}$

*Источник: составлено автором. *Source: compiled by the author.

Здесь

i – номер расчетной точки возможного КЗ;

l_i – расстояние до точки КЗ от начала линии;

n – общее число точек расчета.

Причем массив данных I_i упорядочен по возрастанию, то есть $\forall i \in [1, n]. I_i < I_{i+1}$.

Результаты (Results)

Для реализации данного подхода необходимо в начале линии разместить первичные преобразователи напряжения и тока для осуществления мониторинга текущих действующих значений тока и напряжения с последующим хранением в концентраторе данных и постоянным обновлением.

Измерения поступают от первичных датчиков в реальном времени текущих действующих значений линейных напряжений U в точке присоединения линии к системе, а также определяются фактические значение частоты f и периода T напряжения, в постоянном режиме обновляются. Что позволяет хранить их значения в памяти, полученные даже непосредственно перед самым моментом КЗ.

Точное значение периода необходимо для определения начального значения периодической составляющей тока КЗ. Для чего через промежутки времени, кратные точному значению периода, определяются и фиксируются мгновенные значения тока и определяются текущее значение реального значения тока и период, где наибольшее действующее значение тока. Массив числовых значений найденного периода поступает в дальнейшую обработку, а именно методами цифровой фильтрации выделяется только основная гармоника, и определяется ее действующее значение, которое в дальнейшем сравнивается со значениями, определенными теоретически.

Производится измерение величин начальных действующих значений токов КЗ всех 3-х фаз в течение первого периода после КЗ. При помощи логического устройства определяется конфигурация электрической сети. Данная конфигурация изменяется при помощи выключателей, и поэтому по их состоянию можно определить конфигурацию сети в каждый конкретный момент времени. Информация о состоянии выключателей поступает по каналам связи. При помощи выражений (1-3) определяется тип КЗ (3-х, 2-х или однофазное). Происходит это по следующей методике:

1. В случае, если токи 3-х фаз примерно равны -3-х фазное симметричное КЗ.
2. В случае, если два тока равны и существенно превышают третий ток-2-х фазное несимметричное КЗ.
3. В случае, если ток одной из фаз существенно превышает токи других фаз-однофазное КЗ.

При известной величине напряжения в точке «а» (рис.2) в момент, который предшествует КЗ, корректируются данные массива. Корректировка производится, основываясь на предположении, что расчетные токи линейно связаны с напряжением.

После определения типа КЗ для всех трех видов КЗ используем предлагаемый далее алгоритм расчета точного места повреждения, реализованный в среде *Matlab*.

Пусть в результате однофазного КЗ получили некоторое значение тока $I_*^{(1)}$. Определение точного места КЗ производим в два этапа.

1. Находим в исходном массиве данных значение $I_i^{(1)} = I_*^{(1)}$. Если данного значения в массиве нет $\forall i \in [1, n] I_i^{(1)} \neq I_*^{(1)}$, то находим ближайшие значения $I_{i-1}^{(1)}$ и $I_i^{(1)}$, такие, что $I_{i-1}^{(1)} < I_*^{(1)} < I_i^{(1)}$. Для этого доработаем алгоритм поиска элемента в упорядоченном массиве методом деления пополам. После доработки мы получили алгоритм поиска в упорядоченном массиве левой и правой границы для заданного значения (рис. 3).

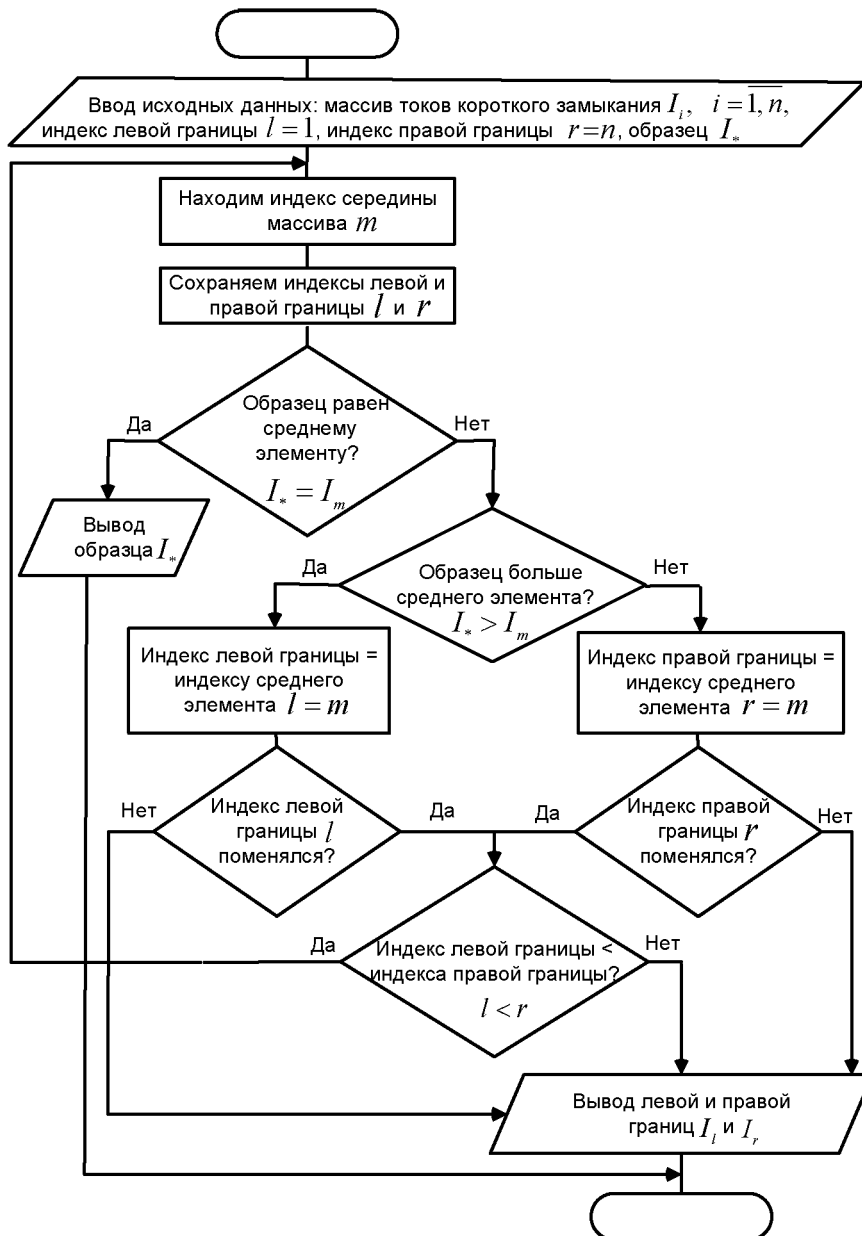


Рис. 3. Алгоритм поиска левой и правой границы значения тока КЗИ* в упорядоченном массиве статистических данных I_i .

Fig. 3. Algorithm for searching the left and right boundaries of the value of the short circuit current I_* in the ordered array of statistical data I_i .

*Источник: составлено автором. *Source: compiled by the author.

Рассмотрим работу алгоритма на примере. Пусть получено значение тока КЗИ* = 22 кАи дан упорядоченный массив статистических данных значений I_i , $i = \overline{1, 20}$:

i	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	...	17	18	19	20
I_i , кА	15	19	21	24	26	27	28	33	35	38	41	...	63	67	68	73

Тогда пошаговый алгоритм поиска будет следующий:

l	m	r		
1	10	20	$m=(1+20)/2=10$ (округляем до целого по нижнему уровню), $I_m = 38$	$22 < 38$
1	5	10	$m=(1+10)/2=5$, $I_m = 26$	$22 < 26$
1	3	5	$m=(1+5)/2=3$, $I_m = 21$	$22 > 21$
3	4	5	$m=(3+5)/2=4$, $I_m = 21$	$22 < 24$
3	3	4	$m=(3+4)/2=3$, $I_m = 21$	$22 > 21$
			$I_l = 21, I_r = 24$	

Таким образом, мы определили, что интересующее нас значение тока $K3I_*$ лежит в интервале (21, 24).

2. Зная ближайшие $KI_*^{(1)}$ значения токов КЗ $I_{i-1}^{(1)}$ и $I_i^{(1)}$ и соответствующие им расстояния l_{i-1} и l_i , используем линейную интерполяцию для более точного определения места $K3I_*$:

$$l_* = l_{i-1} + \frac{l_i - l_{i-1}}{I_i^{(1)} - I_{i-1}^{(1)}} (I_*^{(1)} - I_{i-1}^{(1)})$$

Аналогично производим поиск места КЗ для 2-х и 3-х фазных замыканий. Данный метод предполагает точное измерение токов и напряжений.

Обсуждение (Discussions)

Однако необходимо обратить внимание на следующее: расчет начального действующего значения тока КЗ производится в предположении, что напряжение, а следовательно, и ток в линии были синусоидальными. В реальных условиях, к примеру, в магистральных линиях доля гармоник может составлять единицы процентов. Следовательно, гармоники могут существенно увеличить действующее начальное значение измеренного тока по сравнению с расчетным, что вызовет соответствующую погрешность определения места КЗ. Например, при длине линии в 100 км ошибка в 1% существенно усложнит поиск места повреждения ЛЭП. Для уменьшения этой составляющей погрешности необходимо выделить основную гармонику выходного напряжения методом цифровой фильтрации. Для этого необходимо запомнить мгновенные значения тока КЗ в течение первого периода непосредственно после КЗ. Логическое устройство обрабатывает полученные данные и выделяет начальное значение основной гармоники, которая сравнивается с расчетными табулированными значениями.

Заключение (Conclusions)

В заключении необходимо отметить следующее:

1. Предложенный метод определения места повреждения линии электропередачи позволяет повысить оперативность определения точки КЗ и тем самым снизить время на устранение аварии, следовательно, экономические потери от недоотпуска электроэнергии.

2. Основой данного метода является предварительный теоретический расчет токов КЗ в различных сечениях линии электропередачи. Благодаря последующему осуществлению сравнения измеренных значений токов КЗ с величинами расчетных значений происходит определение места повреждения линии электропередачи.

3. Представленный алгоритм разработан для точного определения координат места КЗ, что позволяет существенно сократить время поиска и повысить точность определения места повреждения в интервале от 100 до 150 м, что значительно сокращает время поиска повреждений одновременно с решением задачи по уменьшению времени простоя, а также минимизации ущерба как для гарантирующих поставщиков в лице электросетевых компаний, так и для потребителей в лице промышленных, сельскохозяйственных предприятий.

Литература

1. Суслов К.В., Солонина Н.Н., Смирнов А.С. Повышение надежности функционирования автономных систем электроснабжения // Вестник Иркутского государственного технического университета. 2012, №10. С.240-245.
2. Грачева Е.И., Денисова Н.В., Иванов В.О. Надежность электроэнергетических систем и их объектов: монография - Казань, 2011.
3. Khasanov S.R., Grachieva E.I., Toshkhodzhaeva M.I., et al. Reliability modeling of high-voltage power lines in a sharply continental climate // E3S Web of Conferences. Сер. «High Speed Turbomachines and Electrical Drives Conference, HSTED 2020» 2020. С. 01051.
4. Суслов К.В., Солонина Н.Н., Солонина З.В., и др. Повышение точности определения места повреждения в линиях электропередачи // Вестник Казанского государственного энергетического университета. 2020. Т. 12. № 3(47). С. 3-13.
5. Солуянов Ю.И., Федотов А.И., Ахметшин А. Р., и др. Исследование электрических нагрузок многоквартирных жилых комплексов в период распространения новой коронавирусной инфекции // Вопросы электротехнологии. 2021. № 2(31). С. 57-67.

6. Федотов, А.И., Абдуллазиев Р.Э., Мударисов Р.М. Методики оценки устойчивости синхронных двигателей при трехфазных коротких замыканиях в системе внешнего электроснабжения // Известия высших учебных заведений. Проблемы энергетики. 2019. Т. 21. № 3-4. С. 102-112.
7. Stefanidou-Voziki P., Sapountzoglou N., Raison B., Dominguez-Garcia J.L. A review of fault location and classification methods in distribution grids // Electric Power Systems Research, 2022, vol. 209, August, 108031
8. Gururajapathy S.S., Mokhlis H., Illias H.A. Fault location and detection techniques in power distribution systems with distributed generation: A review // Renewable and Sustainable Energy Reviews, 2017, vol. 74. pp. 949-958.
9. Dragomir M., Miron A., Istrate M., Dragomir A. A review of Impedance-based Fault Location Approaches for Transmission Lines // 2014 International Conference and Exposition on Electrical and Power Engineering (EPE 2014), Iasi, Romania.
10. Baldwin T., Kelle D., Cordova J., Beneby N. Fault locating in distribution networks with the aid of advanced metering infrastructure // 2014 Clemson University Power Systems Conference, Clemson, SC, USA.
11. Wang X., Du H., Liang Z., Guo L., et al. Single phase to ground fault location method of overhead line based on magnetic field detection and multi-criteria fusion // International Journal of Electrical Power & Energy Systems 2023, vol. 145, 108699
12. Yin Z., Zhinong Z., Sun G., Zang H., et al. High sensitivity fault location technology for distribution networks considering measurement error // International Journal of Electrical Power & Energy Systems, 2022, vol. 140, 108055
13. Mokhlis H., Li H. Non-linear representation of voltage sag profiles for fault location in distribution networks // International Journal of Electrical Power & Energy Systems, 2011, vol. 33 (1), pp. 124-130.
14. Pereira RAF, da Silva LGW, Kezunovic M, Mantovani JRS. Improved fault location on distribution feeders based on matching during-fault voltage sags // IEEE Transactions on Power Delivery 2009, V. 24(2). pp. 852-62.
15. Borghetti A, Bosetti M, Di Silvestro M, et al. Continuous wavelet transform for fault location in distribution power networks: definition of mother wavelets inferred from fault originated transients // IEEE Transactions Power Systems, 2008, vol. 23(2) – pp. 380-388.
16. Pourahmadi-Nakhli M, Safavi AA. Path characteristic frequency-based fault locating in radial distribution systems using wavelets and neural networks // IEEE Transactions on Power Delivery, 2011, Vol. 26(2). pp. 772-781.
17. Tawfik M.M., Morcos M.M. Fault location on loop systems using the Prony algorithm // Electric Power Components and Systems, 2006, V. 34(4). pp. 433-443.
18. Jiang K., Wang H., Zhang L., et al. Fault Location in Active Distribution Networks Using Multiple Measurement-Based Bayesian Learning // 2020 12th IEEE PES Asia-Pacific Power and Energy Engineering Conference (APPEEC)
19. Li J, Liang J. 10kv straight line fault location based on signal injection method // 2011 IEEE power engineering and automation conference, PEAM 2011,
20. Xiaowei W, Shu T, Zhan Z, et al. A novel method of fault location for distribution network // 2011 international conference on advanced power system automation and protection (APAP). 2011. V. 2. p. 1525-8.
21. Zeng H., Chen S., Zhang Z., et al. Single phase grounding fault detection and section location method based on non power frequency signal injection // 2022 China International Conference on Electricity Distribution (CICED).
22. Rivas A.E.L. Abrão T., Faults in smart grid systems: Monitoring, detection and classification // Electric Power Systems Research, 2020. V. 189, 106602.
23. Gururajapathy S.S., Mokhlis H., Illias H.A. Fault location and detection techniques in power distribution systems with distributed generation: A review // Renewable and Sustainable Energy Reviews 2017, V. 74. P. 949-958.
24. Song G.B., Suonan J., Xu Q.Q., et al. Parallel transmission lines fault location algorithm based on differential component net // IEEE Transactions on Power Delivery, 2005, V. 20(4). pp. 2396-2406.
25. Farshad M, Sadeh J. Accurate single-phase fault-location method for transmission lines based on k-nearest neighbor algorithm using one-end voltage // IEEE Transactions on Power Delivery, 2012, V. 27(4). pp. 2360-2367.
26. Bhalja. B, Maheshwari R.P. Wavelet-based fault classification scheme for a transmission line using a support vector machine // Electric Power Components and Systems, 2008, V. 36(10). pp. 1017-1030.
27. Ngaopitakkul A, Pothisarn C. Discrete wavelet transform and back-propagation neural

networks algorithm for fault location on single-circuit transmission line// IEEE international conference on robotics and biomimetics, ROBIO 2008. p. 1613–1618.

28. Ahanch M., Asasi M.S., McCann R. Transmission lines fault detection, classification and location considering wavelet support vector machine with harrishawks optimization algorithm to improve the SVR training // 2021 8th International Conference on Electrical and Electronics Engineering (ICEEE), 2021.

29. Malathi V., Marimuthu N. Multi-class support vector machine approach for fault classification in power transmission line // IEEE international conference on sustainable energy technologies, ICSET 2008. p. 67–71.

30. Mousaviyan I., Seifossadat G.S., Saniei M. Traveling Wave-based Algorithm for Fault Detection, Classification, and Location in STATCOM-Compensated Parallel Transmission Lines // Electric Power Systems Research, 2022, V. 210, 108118.

Авторы публикации

Суслов Константин Витальевич – д-р.техн.наук., доцент, профессор кафедры «Гидроэнергетики и возобновляемых источников энергии» Национального исследовательского университета «МЭИ», профессор кафедры «Электроснабжение и электротехника» Иркутского национального исследовательского технического университета.

Солонина Нафиса Назиповна – канд.техн.наук, доцент, доцент кафедры «Электроснабжения и электротехники» Иркутского национального исследовательского технического университета.

Солонина Зоя Валерьевна – канд.экон.наук, доцент кафедры «Электроснабжение и электротехника» Иркутского национального исследовательского технического университета.

Ахметшин Азат Ринатович – канд.техн.наук, доцент кафедры «Энергетическое машиностроение» Казанского государственного энергетического университета, член технического комитета по стандартизации ТК 337 «Электроустановки зданий», член национального исследовательского комитета РНК СИГРЭ ВЗ «Подстанции и электроустановки», член Institute of Electrical and Electronics Engineers.

References

1. Suslov KV, Solonina NN, Smirnov AS. Improving the reliability of the functioning of autonomous power supply systems. *Bulletin of the Irkutsk State Technical University*. - 2012, No. 10.- P.240-245.
2. Grachieva EI, Denisova NV, Ivanov VO. *Reliability of electric power systems and their facilities: monograph* - Kazan, 2011.
3. Khasanov SR, Grachieva EI, Toshkhodzhaeva MI, et al. *Reliability modeling of high-voltage power lines in a sharply continental climate*. E3S Web of Conferences. Ser. «High Speed Turbomachines and Electrical Drives Conference, HSTED 2020» 2020. P. 01051.
4. Suslov KV, Solonina NN, Solonin ZV, Akhmetshin A. R., Improving the accuracy of determining the location of damage in power lines. *Bulletin of the Kazan State Power Engineering University*. 2020;12:3 (47):3-13.
5. Soluyanov YuI, Fedotov AI, Akhmetshin AR, et al. *Study of electrical loads in multi-apartment residential complexes during the spread of a new coronavirus infection*. *Issues of electrical technology*. 2021;2 (31):57-67.
6. Fedotov AI, Abdullazyanov RE, Mudarisov RM. *Methods for assessing the stability of synchronous motors with three-phase short circuits in the system of external power supply* // *Izvestiya of higher educational institutions. Energy problems*. 2019;21(3-4):102-112.
7. Stefanidou-Voziki P, Sapountzoglou N, Raison B, *A review of fault location and classification methods in distribution grids*. *Electric Power Systems Research*, 2022, Vol. 209, August, 108031.
8. Gururajapathy SS, Mokhlis H, Illias HA. *Fault location and detection techniques in power distribution systems with distributed generation: A review*. *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, 2017;74:949-958.
9. Dragomir M, Miron A., Istrate M., Dragomir A. *A review of Impedance-based Fault*

- Location Approaches for Transmission Lines*. 2014 International Conference and Exposition on Electrical and Power Engineering (EPE 2014), Iasi, Romania.
10. Baldwin T., Kelle D., Cordova J., Beneby N. *Fault locating in distribution networks with the aid of advanced metering infrastructure*. 2014 Clemson University Power Systems Conference, Clemson, SC, USA.
11. Wang X, Du H, Liang Z, et al. *Single phase to ground fault location method of overhead line based on magnetic field detection and multi-criteria fusion*. International Journal of Electrical Power & Energy Systems 2023;14:108699.
12. Yin Z, Zhinong Z, Sun G, et al. *High sensitivity fault location technology for distribution networks considering measurement error*. International Journal of Electrical Power & Energy Systems, 2022;140:108055.
13. Mokhlis H, Li H. *Non-linear representation of voltage sag profiles for fault location in distribution networks*. International Journal of Electrical Power & Energy Systems, 2011, vol. 33(1), pp. 124-130.
14. Pereira R.A.F., da Silva L.G.W., Kezunovic M, Mantovani J.R.S. *Improved fault location on distribution feeders based on matching during-fault voltage sags*. IEEE Transactions on Power Delivery 2009; 42(2):852–62.
15. Borghetti A, Bosetti M, Di Silvestro M, Nucci CA, Paolone M. *Continuous wavelet transform for fault location in distribution power networks: definition of mother wavelets inferred from fault originated transients*. IEEE Transactions Power Systems, 2008;23(2):380-388.
16. Pourahmadi-Nakhli M, Safavi AA. *Path characteristic frequency-based fault locating in radial distribution systems using wavelets and neural networks*. IEEE Transactions on Power Delivery, 2011;26(2):772–781.
17. Tawfik M.M, Morcos M.M. *Fault location on loop systems using the Prony algorithm*. Electric Power Components and Systems, 2006;34(4):433–443.
18. Jiang K., Wang H., Zhang L., Yang W., Zhou C., He B. *Fault Location in Active Distribution Networks Using Multiple Measurement-Based Bayesian Learning*. 2020 12th IEEE PES Asia-Pacific Power and Energy Engineering Conference (APPEEC)
19. Li J, Liang J. *10kv straight line fault location based on signal injection method* // 2011 IEEE power engineering and automation conference, PEAM 2011.
20. Xiaowei W, Shu T, Zhan Z, Shuai W. *A novel method of fault location for distribution network*. 2011 international conference on advanced power system automation and protection (APAP). 2011;2:1525-8.
21. Zeng H., Chen S., Zhang Z., Li H., He S., Wu C. *Single phase grounding fault detection and section location method based on non power frequency signal injection* // 2022 China International Conference on Electricity Distribution (CICED).
22. Rivas A.E.L, Abrão T., *Faults in smart grid systems: Monitoring, detection and classification* // Electric Power Systems Research, 2020, vol. 189, 106602.
23. Gururajapathy S.S., Mokhlis H., Illias H.A. *Fault location and detection techniques in power distribution systems with distributed generation: A review*. Renewable and Sustainable Energy Reviews. 2017;74:949–958.
24. Song GB, Suonan J, Xu QQ, et al. *Parallel transmission lines fault location algorithm based on differential component net*. IEEE Transactions on Power Delivery. 2005;20(4):2396–2406.
25. Farshad M, Sadeh J. *Accurate single-phase fault-location method for transmission lines based on k-nearest neighbor algorithm using one-end voltage*. IEEE Transactions on Power Delivery. 2012;27(4):2360–2367.
26. Bhalja B, Maheshwari R.P. *Wavelet-based fault classification scheme for a transmission line using a support vector machine*. Electric Power Components and Systems. 2008;36(10):1017–30.
27. Ngaopitakkul A, Pothisarn C. *Discrete wavelet transform and back-propagation neural networks algorithm for fault location on single-circuit transmission line*. IEEE international conference on robotics and biomimetics, ROBIO 2008. p. 1613–1618.
28. Ahanch M, Asasi MS, McCann R. *Transmission lines fault detection, classification and location considering wavelet support vector machine with harrishawks optimization algorithm to improve the SVR training*. 2021 8th International Conference on Electrical and Electronics Engineering (ICEEE), 2021.
29. Malathi V, Marimuthu N. *Multi-class support vector machine approach for fault classification in power transmission line*. IEEE international conference on sustainable energy technologies, ICSET 2008. p. 67–71.

30.Mousaviyan I, Seifossadat GS, Saniei M. *Traveling Wave-based Algorithm for Fault Detection, Classification, and Location in STATCOM-Compensated Parallel Transmission Lines*. Electric Power Systems Research, 2022;210:108118.

Authors of the publication

Konstantin V. Suslov – Irkutsk National Research Technical University, Irkutsk, Russia, National Research University MPEI, Moscow, Russia.

Nafisa N. Solonina – Irkutsk National Research Technical University, Irkutsk, Russia.

Zoya V. Solonina – Irkutsk National Research Technical University, Irkutsk, Russia.

AzatR. Akhmetshin – Kazan State Power Engineering University, Kazan, Russia.

Шифр научной специальности:

2.4.3. Электроэнергетика (технические науки)

Смежные специальности в рамках группы научной специальности:

2.4.5 Энергетические системы и комплексы (технические науки)

Получено

22.02.2023г.

Отредактировано

30.02.2023г.

Принято

06.03.2023г.