

## ЭНЕРГЕТИКА

Научная статья

УДК 621.311

EDN: AWGPMB

DOI: 10.21285/1814-3520-2025-4-538-549



## Моделирование сложных повреждений в электрических сетях, примыкающих к тяговым подстанциям

А.В. Крюков<sup>1✉</sup>, И.С. Овечкин<sup>2</sup><sup>1,2</sup>Иркутский государственный университет путей сообщения, Иркутск, Россия

**Резюме.** Цель исследований заключалась в разработке цифровых моделей, позволяющих корректно определять параметры режимов работы электрических сетей, примыкающих к тяговым подстанциям, при сложных повреждениях. Для достижения поставленной цели использовался подход, основанный на мультифазном представлении элементов электроэнергетических систем в фазных координатах и реализованный в программном комплексе Fazonord AC–DC. Были рассмотрены следующие виды сложных повреждений: обрыв провода с падением его на грунт, соединение двух фаз с землей в разных точках линии электропередачи, подключенной к трансформатору с изолированной нейтралью, и два одновременных коротких замыкания в сети. Результаты моделирования подтвердили необходимость корректного учета тяговой сети при определении режимов сложных повреждений. Для сравнения были выполнены аналогичные расчеты при ее отсутствии. Для режима обрыва провода и соединения его с грунтом отличия между результатами расчетов с учетом тяговой сети и при ее отключении составили 11%. В ситуации двойного замыкания на землю различие по токам линий электропередач достигало 13%. При одновременных коротких замыканиях в сети с изолированной нейтралью аналогичный параметр равнялся 22%. Разработаны цифровые модели электроэнергетических систем, которые позволяют корректно определять параметры режима при сложных повреждениях с учетом влияния тяговой сети. Их применение при проектировании и эксплуатации высоковольтных электрических сетей позволит осуществлять точную настройку устройств релейной защиты и автоматики, что приведет, в свою очередь, к снижению ущербов от аварий и сокращению времени перерывов в электрообеспечении потребителей электроэнергии.

**Ключевые слова:** сложные повреждения, влияние тяговой сети, электрические сети, моделирование

**Для цитирования:** Крюков А.В., Овечкин И.С. Моделирование сложных повреждений в электрических сетях, примыкающих к тяговым подстанциям // iPolytech Journal. 2025. Т. 29. № 4. С. 538–549. <https://doi.org/10.21285/1814-3520-2025-4-538-549>. EDN: AWGPMB.

## POWER ENGINEERING

Original article

## Modeling of complex faults in electrical grids connected to traction substations

Andrey V. Kryukov<sup>1✉</sup>, Ilya S. Ovechkin<sup>2</sup><sup>1,2</sup>Irkutsk State Transport University, Irkutsk, Russia

**Abstract.** The study was aimed at developing digital models that would provide a means to accurately determine the operating parameters of electrical grids connected to traction substations in the event of complex faults. To this end, an approach was used based on a multiphase phase-coordinate representation of elements comprising the electric power system; this approach was implemented using the Fazonord AC–DC software. The following types of complex faults were considered: downed power line; double line-to-ground fault at different points of the power line connected to a transformer with an isolated neutral point; two simultaneous short circuits in the grid. The modeling confirmed the need to factor in the traction network when determining operating parameters in the event of complex faults. For comparison, similar calculations were performed for the case of its disconnection. For a downed power line, the difference between the calculation results obtained with the traction network taken into account and for the case of its disconnection amounted to 11%. In the case of a double line-to-ground fault, the difference in power line currents reached 13%. For simultaneous short circuits in the grid with an isolated neutral point, the corresponding parameter was equal to 22%. Digital models of electric power systems were developed; these models enable the correct determination of operating parameters in the event of complex faults, taking the

traction network into account. Their use in the design and operation of high-voltage electrical grids will enable the accurate setting of relay protection and automation devices, which, in turn, can reduce accident damage and power outage time for electricity consumers.

**Keywords:** complex faults, traction network influence, electrical networks, modeling

**For citation:** Kryukov A.V., Ovechkin I.S. Modeling of complex faults in electrical grids connected to traction substations. *iPolytech Journal*. 2025;29(4):538-549. (In Russ.). <https://doi.org/10.21285/1814-3520-2025-4-538-549>. EDN: AWGPMB.

## ВВЕДЕНИЕ

Аварии в электрической сети приводят к значительным отклонениям параметров режима от допустимых значений и, как следствие, к отказам и повреждению дорогостоящего оборудования [1, 2]. В трехфазных электрических сетях могут возникать различные виды аварийных ситуаций, которые принято разделять на две группы: простые и сложные. К первой относятся однократные короткие замыкания (КЗ) и обрывы одной или двух фаз. Во вторую входят следующие виды повреждений: КЗ с одновременным обрывом фазы, двойные замыкания на землю, два одновременных КЗ в сети с изолированной нейтралью и др. Уровни негативных последствий, вызванных воздействием аварийных режимов на оборудование электроэнергетических систем (сложных), зависят от длительности протекания значительных токов, которые могут достигать нескольких килоампер. Поэтому для надежной работы электроэнергетической системы (ЭСС) необходимо в кратчайшее время выявлять аварийные режимы, идентифицировать поврежденный элемент и селективно отключать его. Для решения этой задачи в современных условиях необходимо использовать средства компьютерного моделирования [3], что требует разработки адекватных методов и быстродействующих алгоритмов.

Решению задач моделирования аварийных режимов посвящено большое число публикаций. Так, например, вопросы расчета сложных повреждений (СП) в распределительных сетях с применением метода симметричных составляющих (МСС) и принципа наложения рассмотрены в [4]. Обобщенная методология определения токов и напряжений при СП на основе МСС описана в [5]. Анализ несимметричных КЗ и обрывов проводов в ЭЭС с нетранспонированными линиями электропередачи (ЛЭП) выполнен в [6]. Методика моделирования неисправностей с использованием обобщенного метода предложена в [7]. Она позволяет обрабатывать

различные неисправности без каких-либо ограничений по их типу, общему количеству или месту возникновения. Принципиальное различие между предлагаемым подходом и традиционным МСС заключается в том, что повреждения моделируются на основе мультифазной сети; при этом достигается гибкость при анализе повреждений на разных фазах. Анализ переходных электромагнитных процессов в высоковольтных ЛЭП при двухфазных КЗ выполнен в [8]. Авторами разработана математическая модель электрической сети, в состав которой входили следующие элементы: дальняя ЛЭП с распределенными параметрами и эквивалентная трехфазная активно-индуктивная нагрузка.

Аналитический алгоритм для анализа многократных КЗ в двухцепной ЛЭП с учетом взаимоиндуктивных связей предложен в [9]. Этот алгоритм включает следующие этапы:

- представление сети с поврежденными точками и полными сопротивлениями компонентов;
- построение эквивалентных схем замещения с виртуальными фазосдвигающими трансформаторами;
- объединение эквивалентов друг с другом;
- расчет токов в точках повреждения путем решения системы линейных уравнений.

Новый метод анализа несимметричных повреждений для распределительных микросетей рассмотрен в [10]. Он использует трехфазные модели для моделирования аварийных режимов. На основе топологических характеристик распределительных сетей формируются две матрицы, которые затем объединяются с предлагаемым методом гибридной компенсации. На этой основе может быть получена модель несимметричного повреждения с соответствующими граничными условиями. Предлагаемый метод можно использовать для анализа различных типов аварийных режимов. Вопросы моделирования несимметричных повреждений с использованием эквивалентной схемы

Л.С. Тевенена рассмотрены в [11]. Традиционно такая схема состоит из двух терминалов, предназначенных для расчета тока в элементе, подключенном между ними. Во многих практических случаях используются элементы, у которых третий терминал соединен с землей. В статье предлагается систематический подход к применению трехтерминальной эквивалентной схемы.

Важные аспекты анализа таких сложных повреждений, как двойные замыкания на землю (ДЗЗ), рассмотрены в [12–15]. Воспроизведение КЗ «две фазы – земля» с использованием данных реального осциллографирования и программного обеспечения ATP-EMTP (Alternative Transient Program – Electro Magnetic Transient Program) выполнено в [12]. Метод воспроизведения основан на расчете параметров режима КЗ по измерениям тока нейтрали. Результаты показали, что сигналы тока, полученные при моделировании, соответствуют измеренным значениям, что подтверждает эффективность предлагаемого подхода. Способы защиты от замыканий на землю рассмотрены в [13]. Представлена новая защита, совместимая с принципом обнаружения КЗ, основанном на сравнении полярностей начального напряжения и бегущих волн тока. Показано, что предлагаемая технология способна быстро и точно отключить участок линии однофазного замыкания на землю (ОЗЗ) с обоих концов. Способ защиты от ДЗЗ, основанный на их автоматическом переводе в ОЗЗ, описан в [14]. Решение проблемы, касающейся термической стойкости металлической оболочки кабелей при ДЗЗ, предложено в [15]. Разработана методика испытаний термостойкости существующих кабелей со свинцовыми оболочками, которая может быть рекомендована к широкому применению.

Немаловажным вопросом является достоверное определение места повреждения (ОМП), что позволит многократно сократить время на поиск и устранение неисправности. Методы ОМП рассмотрены в [16–19]. Обзор методов локализации неисправностей в распределительных сетях на основе искусственного интеллекта (ИИ) представлен в [16]. Он состоит из нескольких разделов, охватывающих различные аспекты предлагаемых методов, основанных на нейронных сетях, нечеткой логике и обучении с под-

креплением. Рассматриваются их преимущества и недостатки. Сравниваются типы входных и выходных данных, генерируемых этими алгоритмами. Анализируются системы сбора данных, включая датчики и измерительное оборудование. Рассматриваются типы неисправностей и особенности распределительной сети, которые определяют область применимости алгоритмов ИИ. Новый алгоритм локализации замыканий фазы на землю предложен в [17]. Показано, что бегущие волны, возникающие в результате КЗ, распространяются по распределительным линиям в обоих направлениях от места замыкания и отражаются от нагрузки линии, соединений между фидерами, ответвлений и места замыкания.

В зависимости от путей, по которым они распространяются, переходный сигнал в каждом узле содержит характеристические частоты. Энергетический спектр переходного сигнала имеет высокую плотность вблизи них. На этой основе переходное напряжение можно разложить с помощью вейвлет-фильтра. В зависимости от полосы его пропускания и характеристических частот разложенный сигнал на каждом уровне содержит определенный процент энергии. На этой основе предлагается методология, основанная на нейронной сети, для определения места замыкания.

Подход, базирующийся на использовании искусственных нейронных сетей и опорных векторных машин для локализации неисправностей в радиальных распределительных сетях предложен в [18]. В отличие от традиционных методов ОМП, предлагаемый подход использует измерения, доступные на подстанции, а также данные о состоянии выключателей и реле. Эта информация анализируется с использованием метода главных компонент, а неисправности классифицируются с применением комбинации классификаторов опорных векторов и нейронных сетей прямого распространения. Полученные результаты демонстрируют возможность применения предлагаемого метода для практической диагностики неисправностей распределительных систем. Новый подход к локализации неисправностей в подземной кабельной сети с использованием комбинации вейвлет-анализа с искусственными нейронными сетями описан в [19].

Представлены результаты его исследования с использованием программного обеспечения ЕМТР. Полученные в результате моделирования данные анализировались с применением технологии обработки сигналов, основанной на вейвлет-анализе. Искусственная нейронная сеть и система нечеткой логики использовалась для определения типа и местоположения замыканий на землю. Результаты показали, что метод обладает приемлемой точностью (погрешность менее 1,5%) во всем многообразии условий.

Технология обнаружения неисправностей на основе вейвлет-алгоритма представлена в [20]. Показано, что точное и быстрое определение места КЗ в распределительной сети имеет большое значение для повышения надежности электроснабжения. Для решения этой задачи требуется высокое качество данных, поступающих от линейных терминалов. Кроме того, существуют проблемы плохой отказоустойчивости и низкой точности определения места КЗ. Для их решения предлагается технология ОМП с помощью взаимодействия распределительного оконечного устройства и индикаторов КЗ. Экспериментальные данные и результаты анализа показывают эффективность этого метода. Подход к локализации неисправностей на основе вейвлетов с использованием форм сигналов переходных процессов напряжения предложен в [21].

Способы определения мест неисправности с использованием информации о топологии сети и бегущих волн рассмотрены в [22, 23]. В статье [22] доказано, что на основе топологии можно проанализировать замыкание, генерирующее бегущие волны, которые содержат информацию о его расположении. Приведенные в [23] результаты показывают, что предлагаемый метод обладает высокой точностью определения местоположения повреждения и не требует установки регистраторов бегущей волны на всех концах линий. Способ, предложенный в [24], позволяет повысить точность определения места ДЗЗ в сетях 6-35 кВ.

Он основан на использовании моделирования, накопления статистической информации и компенсации ошибок в расчетах. Новый метод определения местоположения двухфазных замыканий на землю, основан-

ный на модели ЛЭП с учетом распределенности параметров, рассмотрен в [25]. Для его реализации используются только напряжение и ток одного конца линии. С помощью поиска минимальной разности фазовых углов между фазным напряжением вдоль линии передачи и током неисправности, измеренным защитой, можно определить расстояние до места повреждения. Существующая релейная защита и автоматика (РЗА) не всегда способна эффективно обеспечить тепловую защиту кабельных линий, особенно в электрических сетях, нейтрали которых не заземлены. Универсальная РЗА от межфазных замыканий, обеспечивающая решение этой проблемы, описана в [26].

Анализ представленных выше работ позволяет сформулировать следующие выводы:

- задача моделирования аварийных режимов имеет несомненную актуальность и является основой для разработки методов оптимальной настройки устройств РЗА, а также определения мест повреждений в электрических сетях;
- авторами рассмотренных в обзоре публикаций предложены эффективные методы определения режимов ЭЭС при различных видах повреждений в электрических сетях;
- значительная часть разработанных алгоритмов базируется на методе симметричных составляющих, имеющем ряд недостатков, подробно описанных в [27].

Кроме того, значительная часть электрических сетей России, особенно в регионах Сибири и Дальнего Востока, примыкает к тяговым подстанциям (ТП) магистральных железных дорог; при этом однофазные тяговые сети (ТС) оказывают значительное влияние на их режимы. Однако вопросы учета этого фактора в описанных выше публикациях не рассмотрены. Для решения данной задачи можно использовать подход, основанный на мультифазном представлении элементов ЭЭС, предложенный в [27, 28] и реализованный в промышленном программном комплексе (ПК) Fazonord AC-DC. Этот ПК предназначен для решения следующих задач:

- определение сложно-несимметричных, несинусоидальных и аварийных режимов ЭЭС и систем электроснабжения железных дорог переменного и постоянного токов;
- выполнение расчетов напряженностей электромагнитных полей ЛЭП;



– проведение параметрической идентификации линий электропередачи, трансформаторов и тяговых сетей (вычисление температур токоведущих частей и трансформаторов);

– моделирование процессов плавки гололеда [27, 28].

Адекватность использования данного подхода для расчета сложных повреждений подтверждена в [29], где производилось сравнение результатов расчетов по аналитическим формулам, представленным в [4], и компьютерного моделирования. Однако вопросы учета влияния ТС в [4] не рассматривались. Ниже представлены результаты разработки компьютерных моделей, позволяющих учитывать влияние тяговых сетей при моделировании режимов сложных повреждений.

## РЕЗУЛЬТАТЫ МОДЕЛИРОВАНИЯ

Рассматривались три разновидности сложных повреждений: однофазное замыкание с одновременным обрывом провода, двойное замыкание на землю и два одновременных КЗ в сети с изолированной нейтралью.

Для схемы, приведенной на рис. 1, моделировался первый вид повреждений; при этом КЗ происходило в конце линии ЛЭП 2 длиной 50 км. Перед его возникновением система С поддерживала уровень напряжения 115 кВ. Сеть, представленная на рис. 1, включала следующие элементы: питающие ЛЭП 220 кВ, выполненные проводами марки АС-300; повышающий трансформатор (Т) марки ТДЦ-250000/11/220; автотрансформатор (АТ) 240000-220/121/11; тяговые трансформаторы марки ТДНЖ-40000/220/27,5; двухпутный участок тяговой сети протяженностью 50 км с контактными подвесками ПБСМ-95+МФ-100 и рельсовыми нитями Р-65.

На рис. 2 представлены векторные диаграммы токов в месте замыкания, построенные на основании моделирования в ПК Fazonord AC-DC, выполненного с учетом и без учета влияния тяговой сети.

Анализ результатов моделирования, итоговые данные которого приведены на рис. 2 и в табл. 1, показал, что при учете ТС по сравнению с режимом, в котором она не учиты-

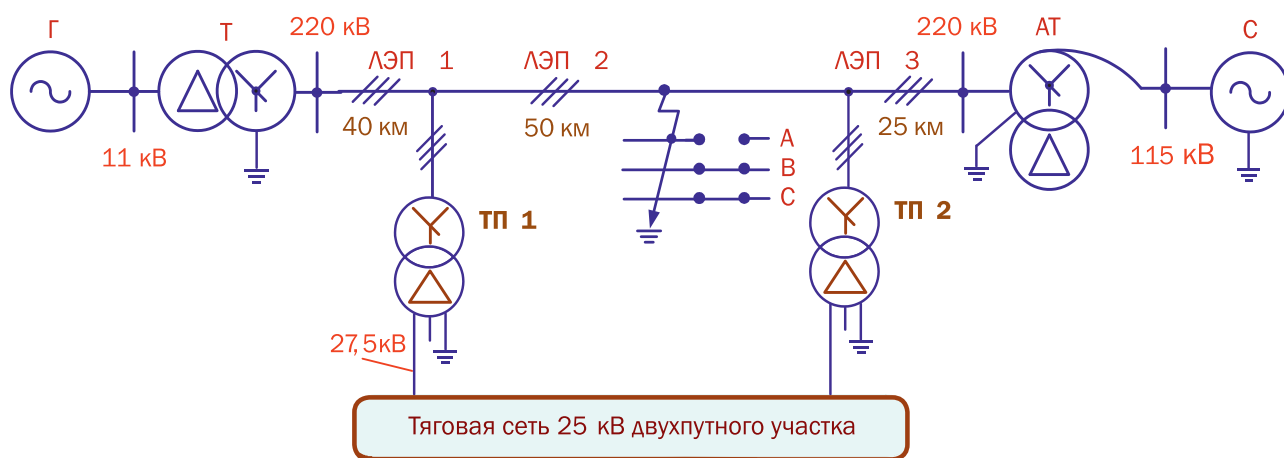


Рис. 1. Схема системы электроснабжения

Fig. 1. Power supply system diagram



Рис. 2. Векторные диаграммы токов в месте повреждения: а – без учета тяговой сети; б – с учетом тяговой сети

Fig. 2. Vector diagrams of currents at the fault location: a – without taking into account the traction network; b – taking into account the traction network

валась, имеет место существенное различие результатов. Максимальная разница для модуля тока в месте повреждения равна 11%. Для неповрежденных фаз эта величина достигала 3,8%. Напряжения в месте повреждения отличались на 4%.

Полученные результаты позволяют сделать вывод о необходимости учета тяговой сети при моделировании режимов обрыва провода с одновременным замыканием его на землю. Это позволит более обоснованно подходить к решению задач проектирования и выбора уставок устройств релейной защиты, обеспечивающих селективное отключение поврежденного элемента.

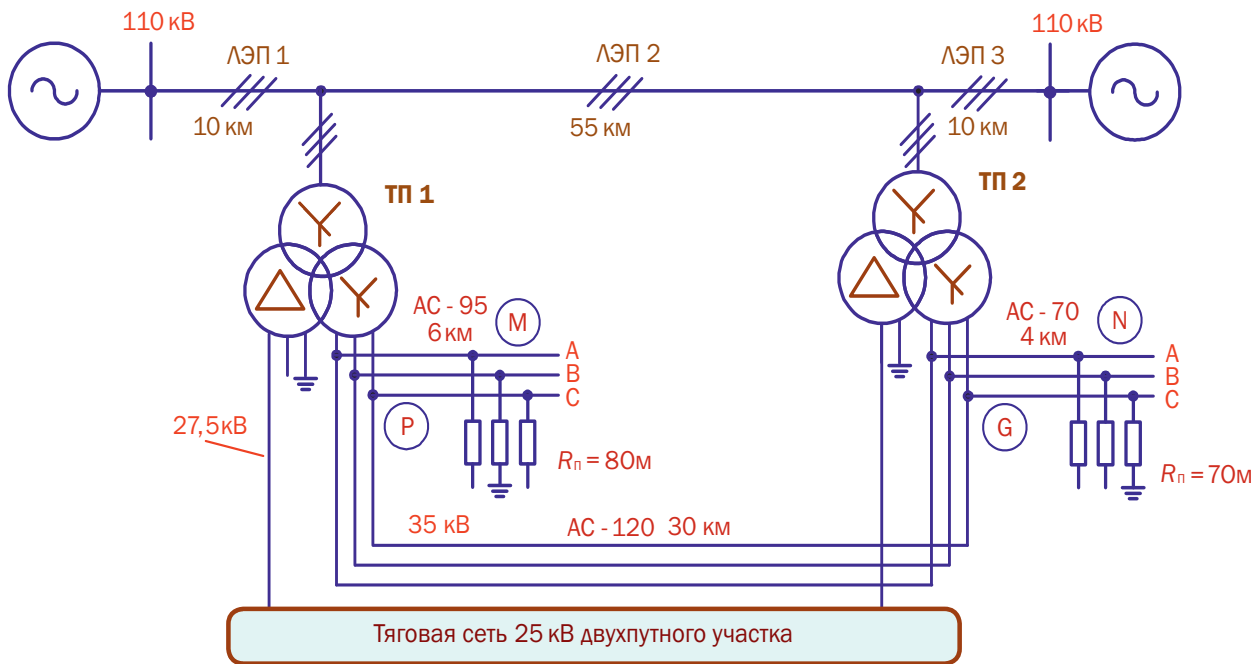
Еще одной разновидностью сложного повреждения является двойное замыкание на землю. На рис. 3 представлена схема электрической сети, на которой рассматриваются ОЗЗ фаз В и С на линиях Р-М и G-N 35 кВ.

Схема, показанная на рис. 3, включала следующие элементы: одноцепные ЛЭП 110 кВ, выполненные проводами марки АС-150; две ТП, на которых установлены трехфазные трехобмоточные трансформаторы марки ТДТНЖ-40000/115/37,5/27,5; электрическая сеть 35 кВ, выполненная проводами марки АС-70, 95, 120; двухпутный участок ТС переменного тока протяженностью 50 км с контактными подвесками ПБСМ-95+МФ-100 и рельсовыми нитями Р-65. На основе моделирования в ПК Fazonord AC-DC построены векторные диаграммы токов, показанные на рис. 4, 5. Различия в результатах расчетов при учете ТС и ее отключении приведены в табл. 2.

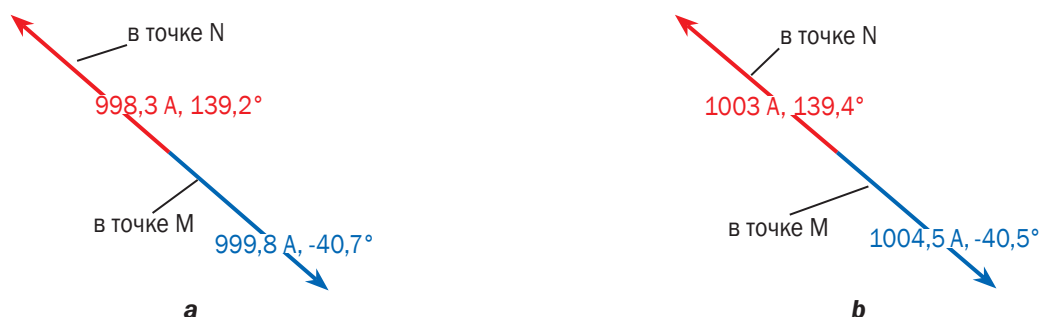
Полученные результаты дают возможность сделать вывод о том, что токи повреждения при включенной и отключенной ТС различаются небольшой величиной в 5 А. Однако разница в токе неповрежденной фазы ЛЭП достигает 13%, что свидетельствует

**Таблица 1.** Токи в месте повреждения  
**Table 1.** Currents at the fault site

Фаза	Токи, А		Различие, %
	без ТС	с ТС	
А	1217,4	1351,7	-11
В	555,5	576,6	-3,8
С	673,6	649,4	3,6



**Рис. 3.** Схема системы электроснабжения  
**Fig. 3.** Power supply system diagram



**Рис. 4.** Векторные диаграммы токов в месте повреждения: а – без тяговой сети; б – с учетом тяговой сети

**Fig. 4.** Vector diagrams of currents at the fault location: а – with a de-energized traction network; б – taking into account a traction network

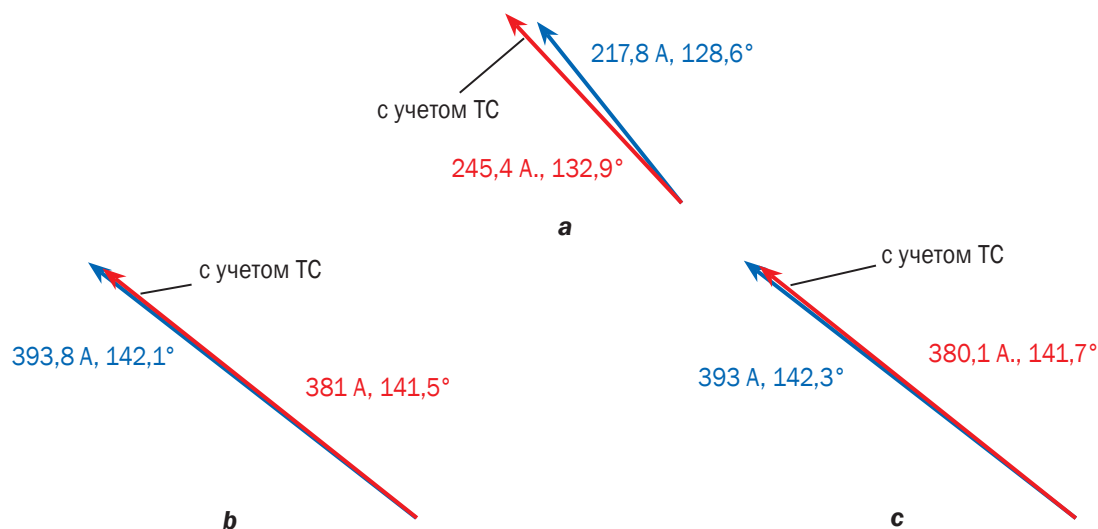
о необходимости учета ТС при моделировании данного вида повреждений. Различие в токах ЛЭП поврежденных фаз равняется 3,3%.

В табл. 2 представлены значения модуля и фазы тока в месте повреждения и в ЛЭП 35 кВ без и с учетом ТС.

Еще одной разновидностью сложного повреждения является режим двух одновременных коротких замыканий в сети с изолированной нейтралью. Схема моделируемой электрической сети показана на рис. 6. Рассматривался режим двухфазного КЗ на стороне 10 кВ трансформатора Т, приводя-

щего к срабатыванию короткозамыкателя 35 кВ.

Схема сети включала следующие элементы: одноцепные ЛЭП 110 кВ, выполненные проводами марки АС-150; две ТП, на которых были установлены трехфазные трехобмоточные трансформаторы марки ТДНЖ-40000/115/37,5/27,5. На линии 35 кВ был установлен понижающий Т марки ТМН-16000/35/11. Векторные диаграммы, построенные средствами ПК Fazonord AC-DC, приведены на рис. 7, 8. Токи ЛЭП 35 кВ сведены в табл. 3.



**Рис. 5.** Векторные диаграммы тока в линиях электропередачи: а – фаза А; б – фаза В; с – фаза С

**Fig. 5.** Vector diagrams of current in power transmission lines: а – phase А; б – phase В; с – phase С

**Таблица 2.** Токи в линиях электропередачи 35 кВ

**Table 2.** Currents in 35 kV transmission lines

Фаза	Токи, А		Различие, %
	без ТС	с ТС	
А	217,8	245,4	-13
В	393,8	381	3,3
С	393	380,1	3,3

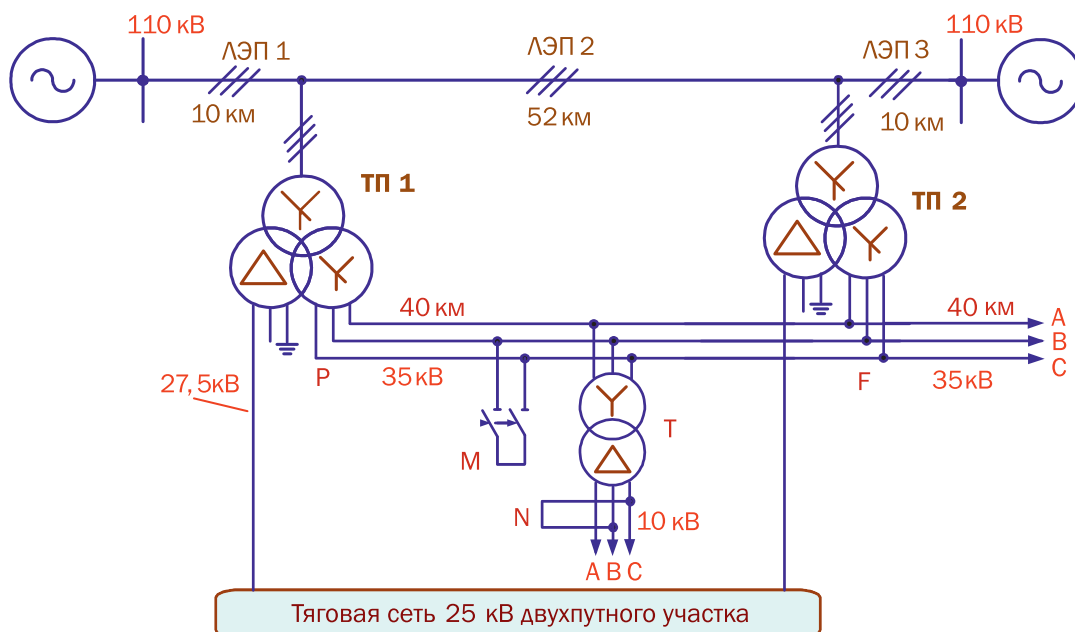


Рис. 6. Схема системы электроснабжения  
 Fig. 6. Power supply system diagram

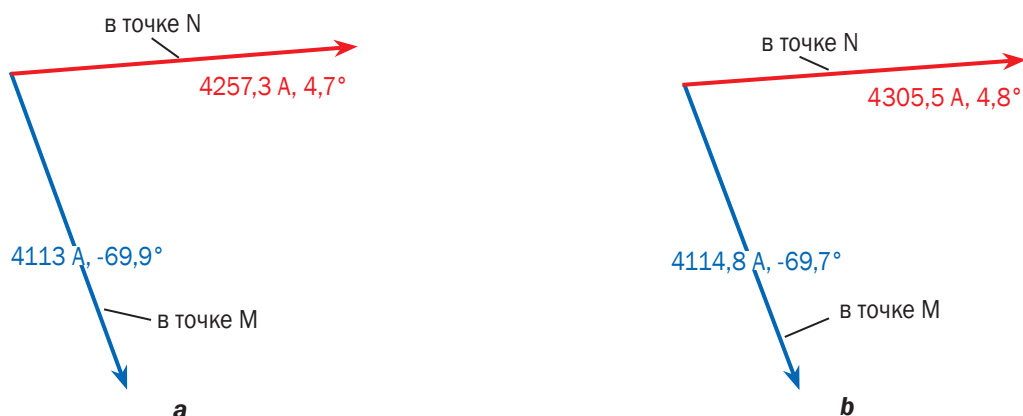


Рис. 7. Векторные диаграммы токов в месте короткого замыкания: а – без учета тяговой сети; б – с учетом тяговой сети  
 Fig. 7. Vector diagrams of currents at the short-circuit location: a – without taking into account the traction network; b – with taking into account the traction network

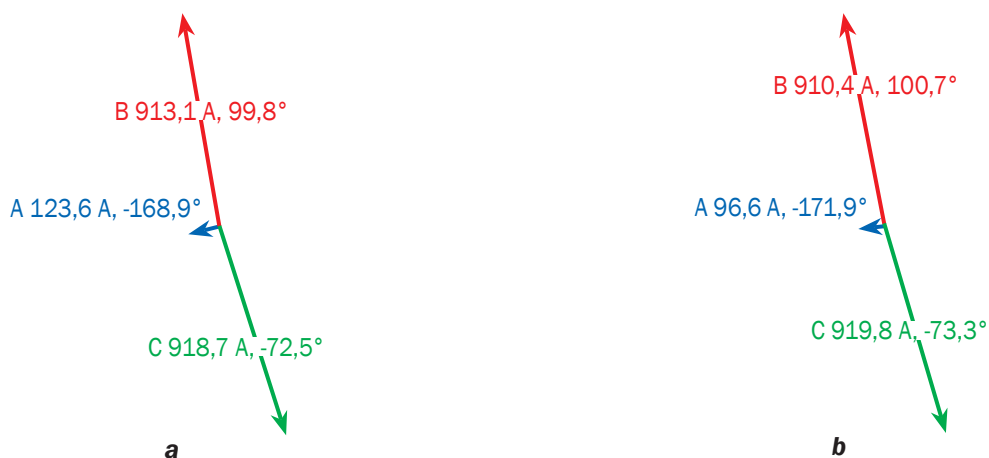


Рис. 8. Векторные диаграммы токов в линиях электропередачи: а – без учета тяговой сети; б – с учетом тяговой сети  
 Fig. 8. Vector diagrams of currents in power transmission lines: a – without taking into account the traction network; b – with taking into account the traction network



Таблица 3. Токи в линиях электропередачи 35 кВ

Table 3. 35 kV transmission line currents

Фаза	Токи, А		Различие, %
	без ТС	с ТС	
A	123,6	96,6	22
B	913,1	910,4	0,3
C	918,7	919,8	-0,12

Анализ результатов моделирования показал, что токи в местах повреждений М и N при включенной и отключенной КЗ различаются незначительно. Однако имеют место заметные различия в токах ЛЭП 35 кВ, достигающие для неповрежденной фазы 22%. Поэтому при моделировании данного вида повреждений следует учитывать влияние тяговой сети.

## ЗАКЛЮЧЕНИЕ

Уточнена методика моделирования режимов сложных повреждений в электрических сетях 220, 35 и 10 кВ, примыкающих к тяговым подстанциям. Моделирование осуществлялось в промышленном программном комплексе Fazonord AC-DC, предназначенном для решения следующих задач:

- определение режимов электрических систем переменного и постоянного тока, включающих в свой состав воздушные и кабельные линии различных конфигураций, трехфазные и однофазные трансформаторы, выпрямители и инверторы, шинопроводы и асинхронные нагрузки;
- расчеты коэффициентов несимметрии по нулевой и обратной последовательностям в динамике движения поездов;
- вычисление коэффициентов гармоник и суммарного коэффициента гармонических

составляющих напряжения и тока;

- расчеты токов коротких замыканий при простых и сложных повреждениях при совместном учете систем тягового и внешнего электроснабжения;

- определение соответствующих режиму электромагнитных полей, создаваемых воздушными и кабельными линиями электропередачи и тяговыми сетями переменного и постоянного тока;

- вычисление нагревов проводов и трансформаторов;

- выполнение параметрической идентификации силовых элементов электроэнергетических систем.

Разработаны цифровые модели электроэнергетических систем, которые дают возможность корректно определять параметры режима работы сети при сложных повреждениях с учетом влияния ТС. Полученные результаты показали необходимость учета тяговой сети при моделировании рассмотренных аварийных режимов.

Практическая значимость полученных результатов заключается в возможности их использования при проектировании ЭЭС, разработке мероприятий по повышению надежности электроснабжения, а также для настройки устройств релейной защиты и автоматики.

## Список источников

1. Жданов П.С. Вопросы устойчивости энергетических систем. М.: Энергия, 1979. 456 с.
2. Shi Xiu Feng, Mu Shi Guang. Research on measures to improve stability of the power system // Applied Mechanics and Materials. 2015. Vol. 742. P. 648–652. <https://doi.org/10.4028/www.scientific.net/AMM.742.648>.
3. Guliyev H.B., Tomin N.V., Ibrahimov F.S. Methods of intelligent protection from asymmetrical conditions in electric networks // Sustainable Development and Smart Management, ENERGY-21E3S: Web of Conferences (Irkutsk, 7–11 September 2020). Irkutsk: EDP Sciences, 2020. Vol. 209. Iss. 13. P. 07004. <https://doi.org/10.1051/e3sconf/202020907004>. EDN: ZGGGCU.
4. Авербух А.М. Примеры расчетов неполнофазных режимов и коротких замыканий. Л.: Энергия, 1979. 184 с.
5. Bermúdez J., Leanez F., Alvarez M., Khodr H.M. A generalized methodology based on symmetrical components for multiple-fault calculation in power systems // Electric Power Components and Systems. 2009. Vol. 37. Iss. 10. P. 1081–1101. <https://doi.org/10.1080/15325000902954003>.
6. Youssef K.H., Abouelenin F.M. Analysis of simultaneous unbalanced short circuit and open conductor faults in power systems with untransposed lines and six-phase sections // Alexandria Engineering Journal. 2016. Vol. 55. Iss. 1. P. 369–377. <https://doi.org/10.1016/j.aej.2016.01.020>.

7. Etezadi-Amoli M. Simultaneous fault simulation using the generalized method of fault analysis // The Proceedings of the Twenty-First Annual North American Power Symposium (Rolla, 9 October 1989). Rolla, 1989. P. 188–191. <https://doi.org/10.1109/NAPS.1989.7709>.
8. Perzyński T., Levoniuk V., Figura R. Transient electromagnetic processes analysis in high voltage transmission lines during two-phase short circuits // Sensors. 2023. Vol. 23. Iss. 1. P. 298. <https://doi.org/10.3390/s23010298>. EDN: QYKTTN.
9. Kai T., Funabashi T. A new method for the analysis of cross-country multifaults in a double-circuit transmission line // Electrical Engineering in Japan. 1993. Vol. 113. Iss. 6. P. 48–60. <https://doi.org/10.1002/eej.4391130605>.
10. Ou Ting-Chia. A novel unsymmetrical faults analysis for microgrid distribution systems // International Journal of Electrical Power and Energy Systems. 2012. Vol. 43. Iss. 1. P. 1017–1024. <https://doi.org/10.1016/j.ijepes.2012.05.012>.
11. Talaq J. Fault calculations using three terminal Thevenin's equivalent circuit // International Journal of Electrical Power and Energy Systems. 2011. Vol. 33. Iss. 8. P. 1462–1469. <https://doi.org/10.1016/j.ijepes.2011.06.027>.
12. Heringer W.R., Cordeiro M.A.M., Paye J.C.H., Sousa A.L., Leão A.P., Vieira J.P.A., et al. Reproduction of a high impedance double line-to-ground fault using real oscillography data // IEEE PES Transmission and Distribution Conference and Exhibition - Latin America. 2020. <https://doi.org/10.1109/TDLA47668.2020.9326209>.
13. Jia Qi, Dong Xinzhou, Shi Shenxing, He Xin. Non-communication protection for single-phase-to-ground fault feeder in neutral non-effectively grounded distribution system // IEEE Power and Energy Society General Meeting. 2018. <https://doi.org/10.1109/PESGM.2018.8586136>.
14. Качанов А.Н., Чернышов В.А., Королева Т.Г. Автоматический перевод двойных замыканий на землю в однофазные как способ повышения эффективности функционирования сетей 6–10 кВ // Электрические сети: надежность, безопасность, энергосбережение и экономические аспекты: матер. III Междунар. науч.-практ. конф. (г. Казань, 19 апреля 2023 г.). Казань: КГЭУ, 2023. С. 23–30. EDN: KMUKVZ.
15. Budahs M., Rozenkrons J., Staltmanis A. Thermal stability of cables metallic covers in the case of double earth faults in middle voltage networks // IEEE Russia Power Technology: Conference. 2005. <https://doi.org/10.1109/PTC.2005.4524581>.
16. Rezapour H., Jamali S., Bahmanyar A. Review on artificial intelligence-based fault location methods in power distribution networks // Energies. 2023. Vol. 16. Iss. 12. P. 4636. <https://doi.org/10.3390/en16124636>.
17. Pourahmadi-Nakhli M., Safavi A.A. Path characteristic frequency-based fault locating in radial distribution systems using wavelets and neural networks // IEEE Transactions on Power Delivery. 2011. Vol. 26. Iss. 2. P. 772–781. <https://doi.org/10.1109/TPWRD.2010.2050218>.
18. Thukaram D., Khincha H.P., Vijaynarasimha H.P. Artificial neural network and support vector machine approach for locating faults in radial distribution systems // IEEE Transactions on Power Delivery. 2005. Vol. 20. Iss. 2. P. 710–721. <https://doi.org/10.1109/TPWRD.2005.844307>.
19. Rafinia A., Moshtagh J. A new approach to fault location in three-phase underground distribution system using combination of wavelet analysis with ANN and FLS // International Journal of Electrical Power and Energy Systems. 2014. Vol. 55. P. 261–274. <https://doi.org/10.1016/j.ijepes.2013.09.011>.
20. Huang Lei, Zhang Xianwen, Yan Peng, Han Lu, Long Xiaohui. Design and optimization of distribution network short circuit fault location algorithm based on DTU and FPI // International Conference on Power, Electrical Engineering, Electronics and Control. 2023. P. 886–890. <https://doi.org/10.1109/PEEEEC60561.2023.00173>.
21. Goudarzi M., Vahidi B., Naghizadeh R.A., Hosseini S.H. Improved fault location algorithm for radial distribution systems with discrete and continuous wavelet analysis // International Journal of Electrical Power and Energy Systems. 2015. Vol. 67. Iss. 4. P. 423–430. <https://doi.org/10.1016/j.ijepes.2014.12.014>.
22. Shi Shenxing, Zhu Beier, Lei Aoyu, Dong Xinzhou. Fault location for radial distribution network via topology and reclosure-generating traveling waves // IEEE Transactions on Smart Grid. 2019. Vol. 10. Iss. 6. P. 6404–6413. <https://doi.org/10.1109/TSG.2019.2904210>.
23. Xie Liwei, Luo Longfu, Li Yong, Zhang Yu, Cao Yijia. A traveling wave-based fault location method employing VMD-TEO for distribution network // IEEE Transactions on Power Delivery. 2020. Vol. 35. Iss. 4. P. 1987–1998. <https://doi.org/10.1109/TPWRD.2019.2959188>.
24. Kulikov A.L., Osokin V.J., Obalin M.D. Improving accuracy the fault location on transmission line 6–35 kV for double earth fault // International Conference on Industrial Engineering, Applications and Manufacturing (Moscow, 15–18 May 2018). Moscow: Institute of Electrical and Electronics Engineers Inc., 2018. P. 8728607. <https://doi.org/10.1109/ICIEAM.2018.8728607>. EDN: PGYMCG.
25. Zheng Rong-jin, Lin Xiangning, Zhao Feng, Bo Zhiqian. A novel single-ended fault location method for locating double-phase to earth faults // IEEE Power and Energy Society General Meeting. 2011. <https://doi.org/10.1109/PES.2011.6039005>.
26. Rozenkrons J., Staltmanis A. Middle voltage cable power lines relay protection against double ground faults influence to power supply reliability // Electric Power Quality and Supply Reliability. 2012. <https://doi.org/10.1109/PQ.2012.6256224>.
27. Закарюкин В.П., Крюков А.В. Сложнонесимметричные режимы электрических систем: монография. Иркутск: ИРГУПС, 2005. 273 с. EDN: PTVITA.
28. Закарюкин В.П., Крюков А.В. Моделирование систем тягового электроснабжения постоянного тока на основе фазных координат: монография. М.: Директ-Медиа, 2023. 156 с. EDN: LIJPRI.

29. Закарюкин В.П., Крюков А.В. Моделирование сложных повреждений в электрических сетях на основе фазных координат // Системы. Методы. Технологии. 2010. № 2. С. 46–52. EDN: NEAKFR.

### References

1. Zhdanov P.S. *Energy systems stability issues*. Moscow: Energy; 1979, 456 p. (In Russ.).
2. Shi Xiu Feng, Mu Shi Guang. Research on measures to improve stability of the power system. *Applied Mechanics and Materials*. 2015;742:648-652. <https://doi.org/10.4028/www.scientific.net/AMM.742.648>.
3. Guliyev H.B., Tomin N.V., Ibrahimov F.S. Methods of intelligent protection from asymmetrical conditions in electric networks. In: *Sustainable Development and Smart Management, ENERGY-21E3S: Web of Conferences*. 7–11 September 2020, Irkutsk. Irkutsk: EDP Sciences; 2020, vol. 209, iss. 13, p. 07004. <https://doi.org/10.1051/e3sconf/202020907004>. EDN: ZGGGCU.
4. Averbukh A.M. *Calculation examples of open-phase modes and short circuits*. Leningrad: Energy; 1979, 184 p. (In Russ.).
5. Bermúdez J., Leanez F., Alvarez M., Khodr H.M. A generalized methodology based on symmetrical components for multiple-fault calculation in power systems. *Electric Power Components and Systems*. 2009;37(10):1081-1101. <https://doi.org/10.1080/15325000902954003>.
6. Youssef K.H., Abouelenin F.M. Analysis of simultaneous unbalanced short circuit and open conductor faults in power systems with untransposed lines and six-phase sections. *Alexandria Engineering Journal*. 2016;55(1):369-377. <https://doi.org/10.1016/j.aej.2016.01.020>.
7. Etezadi-Amoli M. Simultaneous fault simulation using the generalized method of fault analysis. In: *The Proceedings of the Twenty-First Annual North American Power Symposium*. 9 October 1989, Rolla. Rolla; 1989, p. 188-191. <https://doi.org/10.1109/NAPS.1989.7709>.
8. Perzyński T., Levoniuk V., Figura R. Transient electromagnetic processes analysis in high voltage transmission lines during two-phase short circuits. *Sensors*. 2023;23(1):298. <https://doi.org/10.3390/s23010298>. EDN: QYKTTN.
9. Kai T., Funabashi T. A new method for the analysis of cross-country multifaults in a double-circuit transmission line. *Electrical Engineering in Japan*. 1993;113(6):48-60. <https://doi.org/10.1002/eej.4391130605>.
10. Ou Ting-Chia. A novel unsymmetrical faults analysis for microgrid distribution systems. *International Journal of Electrical Power and Energy Systems*. 2012;43(1):1017-1024. <https://doi.org/10.1016/j.ijepes.2012.05.012>.
11. Talaq J. Fault calculations using three terminal Thevenin's equivalent circuit. *International Journal of Electrical Power and Energy Systems*. 2011;33(8):1462-1469. <https://doi.org/10.1016/j.ijepes.2011.06.027>.
12. Heringer W.R., Cordeiro M.A.M., Paye J.C.H., Sousa A.L., Leão A.P., Vieira J.P.A., et al. Reproduction of a high impedance double line-to-ground fault using real oscillography data. In: *IEEE PES Transmission and Distribution Conference and Exhibition - Latin America*. 2020. <https://doi.org/10.1109/TDLA47668.2020.9326209>.
13. Jia Qi, Dong Xinzhou, Shi Shenxing, He Xin. Non-communication protection for single-phase-to-ground fault feeder in neutral non-effectively grounded distribution system. In: *IEEE Power and Energy Society General Meeting*. 2018. <https://doi.org/10.1109/PESGM.2018.8586136>.
14. Kachanov A.N., Chernyshov V.A., Koroleva T.G. Automatic conversion of double earth fault into single-phase as a way to increase the efficiency of the functioning of 6-10 kV networks. In: *Elektricheskie seti: nadezhnost', bezopasnost', energosberezhenie i ekonomicheskie aspekty: materialy III Mezhdunarodnoj nauchno-prakticheskoy konferencii = Electric networks: reliability, safety, energy saving and economic aspects: Proceedings of 3d International scientific and practical conference*. 19 April 2023, Kazan'. Kazan': Kazan State Power Engineering University; 2023, p. 23-30. (In Russ.). EDN: KMUKVZ.
15. Budahs M., Rozenkrons J., Staltmanis A. Thermal stability of cables metallic covers in the case of double earth faults in middle voltage networks. In: *IEEE Russia Power Technology: Conference*. 2005. <https://doi.org/10.1109/PTC.2005.4524581>.
16. Rezapour H., Jamali S., Bahmanyar A. Review on artificial intelligence-based fault location methods in power distribution networks. *Energies*. 2023;16(12):4636. <https://doi.org/10.3390/en16124636>.
17. Pourahmadi-Nakhli M., Safavi A.A. 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. <https://doi.org/10.1109/TPWRD.2010.2050218>.
18. Thukaram D., Khincha H.P., Vijaynarasimha H.P. Artificial neural network and support vector machine approach for locating faults in radial distribution systems. *IEEE Transactions on Power Delivery*. 2005;20(2):710-721. <https://doi.org/10.1109/TPWRD.2005.844307>.
19. Rafinia A., Moshtagh J. A new approach to fault location in three-phase underground distribution system using combination of wavelet analysis with ANN and FLS. *International Journal of Electrical Power and Energy Systems*. 2014;55:261-274. <https://doi.org/10.1016/j.ijepes.2013.09.011>.
20. Huang Lei, Zhang Xianwen, Yan Peng, Han Lu, Long Xiaohui. Design and optimization of distribution network short circuit fault location algorithm based on DTU and FPI. In: *International Conference on Power, Electrical Engineering, Electronics and Control*. 2023;886-890. <https://doi.org/10.1109/PEEEEC60561.2023.00173>.
21. Goudarzi M., Vahidi B., Naghizadeh R.A., Hosseinian S.H. Improved fault location algorithm for radial distribution systems with discrete and continuous wavelet analysis. *International Journal of Electrical Power and Energy Systems*. 2015;67(4):423-430. <https://doi.org/10.1016/j.ijepes.2014.12.014>.

22. Shi Shenxing, Zhu Beier, Lei Aoyu, Dong Xinzhou. Fault location for radial distribution network via topology and reclosure-generating traveling waves. *IEEE Transactions on Smart Grid*. 2019;10(6):6404-6413. <https://doi.org/10.1109/TSG.2019.2904210>.
23. Xie Liwei, Luo Longfu, Li Yong, Zhang Yu, Cao Yijia. A traveling wave-based fault location method employing VMD-TEO for distribution network. *IEEE Transactions on Power Delivery*. 2020;35(4):1987-1998. <https://doi.org/10.1109/TPWRD.2019.2959188>.
24. Kulikov A.L., Osokin V.J., Obalin M.D. Improving accuracy the fault location on transmission line 6–35 kV for double earth fault. In: *International Conference on Industrial Engineering, Applications and Manufacturing*. 15–18 May 2018, Moscow. Moscow: Institute of Electrical and Electronics Engineers Inc.; 2018, p. 8728607. <https://doi.org/10.1109/ICIEAM.2018.8728607>. EDN: PGMCG.
25. Zheng Rong-jin, Lin Xiangning, Zhao Feng, Bo Zhiqian. A novel single-ended fault location method for locating double-phase to earth faults. In: *IEEE Power and Energy Society General Meeting*. 2011. <https://doi.org/10.1109/PES.2011.6039005>.
26. Rozenkrons J., Staltmanis A. Middle voltage cable power lines relay protection against double ground faults influence to power supply reliability. In: *Electric Power Quality and Supply Reliability*. 2012. <https://doi.org/10.1109/PQ.2012.6256224>.
27. Zakaryukin V.P., Kryukov A.V. *Multiasymmetric modes of electric systems*. Irkutsk: Irkutsk State Transport University; 2005, 273 p. (In Russ.). EDN: PTVITA.
28. Zakaryukin V.P., Kryukov A.V. *Modeling of DC traction power supply systems based on phase coordinates*. Moscow: Direct-Media; 2023, 156 p. (In Russ.). EDN: LIJPRI.
29. Zakaryukin V.P., Kryukov A.V. Modelling of difficult damages in electric networks on the basis of phase coordinates. *Systems. Methods. Technologies*. 2010;2:46-52. (In Russ.). EDN: NEAKFR.

#### ИНФОРМАЦИЯ ОБ АВТОРАХ

#### INFORMATION ABOUT THE AUTHORS

##### Крюков Андрей Васильевич,

д.т.н., профессор,  
профессор кафедры электроэнергетики транспорта,  
Иркутский государственный университет  
путей сообщения,  
664074, г. Иркутск, ул. Чернышевского, 15, Россия  
✉ and\_kryukov@mail.ru  
<https://orcid.org/0000-0001-6543-1790>

##### Andrey V. Kryukov,

Dr. Sci (Eng.), Professor,  
Professor of the Department of Transport  
Electrical Engineering,  
Irkutsk State Transport University,  
15, Chernyshevsky St., Irkutsk 664074, Russia  
✉ and\_kryukov@mail.ru  
<https://orcid.org/0000-0001-6543-1790>

##### Овечкин Илья Сергеевич,

аспирант,  
Иркутский государственный университет  
путей сообщения,  
664074, г. Иркутск, ул. Чернышевского, 15, Россия  
iliaov2015@mail.ru

##### Ilya S. Ovechkin,

Postgraduate Student,  
Irkutsk State Transport University,  
15, Chernyshevsky St., Irkutsk 664074, Russia  
iliaov2015@mail.ru

#### Заявленный вклад авторов

#### Authors' contribution

Все авторы сделали эквивалентный вклад в подготовку публикации.

The authors contributed equally to this article.

#### Конфликт интересов

#### Conflict of interests

Авторы заявляют об отсутствии конфликта интересов.

The authors declare no conflict of interests.

Все авторы прочитали и одобрили окончательный вариант рукописи.

The final manuscript has been read and approved by all the co-authors.

#### Информация о статье

#### Information about the article

Статья поступила в редакцию 23.09.2025 г.; одобрена после рецензирования 30.10.2025 г.; принята к публикации 08.11.2025 г.

The article was submitted 23.09.2025; approved after reviewing 30.10.2025; accepted for publication 08.11.2025.