

Секция №3

РЕЛЕЙНАЯ ЗАЩИТА И АВТОМАТИКА ЭНЕРГОСИСТЕМ



Scientific section №3

RELAY PROTECTION AND AUTOMATIC CONTROL

ПРОБЛЕМАТИКА ВЫБОРА ПЕРВИЧНЫХ ПРЕОБРАЗОВАТЕЛЕЙ ТОКА В ИЗМЕРИТЕЛЬНЫХ ТРАНСФОРМАТОРАХ

Андреев П.И.^{1,2}, Ульянов Д.Н.^{1,2}, Мокеев А.В.^{1,2}

¹Северный (Арктический) федеральный университет имени М.В. Ломоносова

²ООО «Инженерный центр «Энергосервис»

Архангельск, Россия

e-mail: p.andreev@ens.ru

Аннотация

Состояние вопроса: Интерес к использованию первичных измерительных преобразователей (датчиков) тока на принципе отличном от электромагнитного постоянно растет. Различные принципы построения и вариативность конструкций датчиков делают выбор конкретного решения при проектировании измерительного трансформатора затруднительным. Выбор технологии, определение оптимального баланса между точностью, стоимостью и габаритами при удовлетворении технологических требований – все это требует глубокого понимания физических принципов работы каждого типа датчиков и современных методов компенсации их недостатков.

Материалы и методы: Произведен анализ и исследование различных видов первичных измерительных преобразователей тока на основе опубликованных материалов различных производителей первичных преобразователей, требований стандартов на измерительные трансформаторы тока и опыт их проектирования.

Результаты: Выполнен обзор основных принципов измерения тока, описаны методы решения проблем, связанных с измерением тока с помощью катушки Роговского.

Выводы: Различные принципы измерения тока имеют как преимущества, так и недостатки. При выборе одной из известных технологий для построения первичных измерительных преобразователей тока необходимо также обеспечить решения для снижения влияния проблем, связанных с этой технологией, на качество измерения.

Ключевые слова: измерительные трансформаторы тока, первичные измерительные преобразователи (датчики) тока, катушка Роговского

PROBLEMATICS OF SELECTING PRIMARY CURRENT TRANSDUCER IN MEASURING TRANSFORMERS

Pavel Andreev^{1,2}, Dmitriy Ulyanov^{1,2}, Alexey Mokeev^{1,2}

¹Northern (Arctic) Federal University named after M.V. Lomonosov

²Engineering Centre "Energoservice"

Arkhangelsk, Russia

e-mail: p.andreev@ens.ru

Abstract

Background: Interest in the use of primary current measuring transducers (sensors) based on principles other than electromagnetic ones is constantly growing. Different design principles and sensor design variability make it difficult to choose a specific solution when designing a measuring transformer. Choosing the technology, determining the optimal balance between accuracy, cost, and dimensions while meeting technological requirements—all this requires a deep understanding of the physical principles of each type of sensor and modern methods of compensating for their shortcomings.

Materials and Methods: An analysis and study of various types of primary current measuring transducers was conducted based on published materials from various manufacturers of primary transducers, requirements of standards for current measuring transformers, and experience in their design.

Results: An overview of the basic principles of current measurement is provided, and methods for solving problems associated with current measurement using Rogowski coils are described.

Conclusions: Different current measurement principles have both advantages and disadvantages. When selecting one of the known technologies for constructing primary current measuring transducers, it is also necessary to provide solutions to reduce the impact of problems associated with this technology on measurement quality.

Key words: current measuring transformers, primary current measuring transducers (sensors), Rogowski coil

1. ВВЕДЕНИЕ

При построении измерительных трансформаторов тока важно выбрать первичный измерительный преобразователь (датчик) тока. Количество решений постепенно растет, но в месте с тем растет и количество проблем, с которыми

приходится сталкиваться при проектировании измерительных систем. Выбор какого-либо первичного преобразователя ведет к решению связанных с ним проблем.

II. ДАТЧИКИ ТОКА

A. Электромагнитный трансформатор тока

Классическим решением при измерении тока является выбор индуктивного трансформатора тока высокой мощности. Такие трансформаторы изготавливаются намоткой катушки на магнитный сердечник. Преимуществом таких трансформаторов является их относительная простота конструкции и изготовления. К недостаткам можно отнести насыщение сердечника, остаточную намагниченность, гистерезис, большие габаритные размеры, подавление постоянной составляющей измеряемого сигнала и значительные выходные мощности при аварийных режимах, которые требуют повышенной тепловой мощности компонентов вторичной цепи. Развитие сплавов, в том числе аморфных, и порошковой металлургии позволяют расширить применение индуктивных трансформаторов, а также получить более качественные измерения в присутствии постоянного тока (сердечники с иммунитетом к постоянному току, DC immunity).

B. Мало мощный трансформатор тока (LPCT)

Другой формой индуктивных трансформаторов можно назвать мало мощные трансформаторы тока (LPCT – Low Power Current Transformer). Они представляют собой трансформаторы тока, намотанные на металлический сердечник с интегрированным резистивным шунтом. Такие трансформаторы изготавливают ABB, Schneider Electric и др. Снижение мощности выходного сигнала и стандартизация нагрузки позволяют улучшить линейность, расширить диапазон измерения и уменьшить габариты по сравнению с электромагнитным трансформатором [1]. Использование шунта во вторичной цепи на аварийных токах может привести к его перегреву, а малые выходные значения напряжения (несколько десятков милливольт на ампер) требуют усиления напряжения и экранирования провода от катушки к измерителю. Проблемы насыщения сердечника и гистерезиса при этом остаются.

C. Катушка Роговского

Если исключить сердечник из конструкции трансформатора, то получится катушка на воздушном сердечнике (Air-core) или катушка Роговского. Отсутствие сердечника устраняет проблему, связанную с гистерезисом, насыщением сердечника и остаточной намагниченностью. Но возникают другие проблемы: выходной сигнал становится дифференциальным, малым по величине и мощности. Малый по величине сигнал (несколько милливольт на ампер) также, как и у мало мощных трансформаторов тока требует усиления и экранирования. Слабая индуктивная связь с первичной обмоткой увеличивает требования к защите от наводок внешних источников. Дифференцирование сигнала приводит к необходимости интегрирования, или по-другому, восстановления сигнала. При этом, если применяется аналоговый интегратор сразу после катушки, то возникают искажения при резких переходных процессах, например «хвост» на временной диаграмме при резком отключении питания. В случае исключения аналогового интегратора имеет место сужение динамического диапазона с повышением частоты.

Упрощенно, без учета параметров схемы замещения, амплитудное выходное напряжение катушки Роговского на прямоугольном сердечнике с магнитной проницаемостью равной воздуху можно представить как:

$$\varepsilon_{amp} = \mu_0 \cdot N \cdot I_{amp} \cdot f \cdot h \cdot \ln\left(\frac{b}{a}\right), \quad (1)$$

где μ_0 – магнитная постоянная,

N – количество витков катушки,

I_{amp} – амплитудное значение тока,

f – измеряемого тока,

h – высота сердечника,

b – внешний радиус катушки,

a – внутренний радиус катушки.

Напряжение питания операционного усилителя (ОУ) или инструментального усилителя, а также АЦП является ограничивающим фактором при измерении не интегрированного сигнала катушки Роговского. Это приводит к сужению динамического диапазона при увеличении частоты входного сигнала. Можно сказать, что динамический диапазон уменьшается кратно номеру гармоники в спектре сигнала. Данное ограничение можно записать как:

$$G \cdot \varepsilon_{amp} \leq U_{power} - U_{offset}, \quad (2)$$

где G – коэффициент усиления / подавления сигнала с катушки,

U_{power} – питание операционного усилителя или АЦП,

U_{offset} – смещение в зависимости от конструкции операционного усилителя (для Rail-to-Rail оно близко к 0).

Применение катушки Роговского позволяет получить широкий измерительный диапазон, но при этом требует сложной конструкции измерительного устройства, фильтрации сигналов и учета колебаний при переходных процессах.

D. Магниторезистивный датчик

Альтернативным вариантом является использование не индуктивных сенсоров. Для построения датчиков может быть использован магниторезистивный принцип. Магниторезистивные датчики показывают высокую чувствительность и линейность в рабочем диапазоне, а также позволяют измерять постоянную составляющую сигнала. При высоких значениях магнитного поля направленность доменов в них нарушается, и они требуют восстановления направления доменов для дальнейшей работы. Эта ситуация описана у производителей таких как Honeywell и TE [2]. Это ограничивает их применение для целей релейной защиты. Одиночные магниторезистивные датчики подвержены внешним наводкам, в том числе влиянию от магнитного поля Земли в виде смещения постоянной составляющей.

E. Датчик Холла

Датчики Холла обладают меньшей чувствительностью чем магниторезистивные, обеспечивая высокую линейность выходного сигнала. Схема усиления обычно

заложена в корпусе самого датчика и редко позволяет изменять диапазон измерения магнитного поля. Максимальная частота измерения у современных датчиков может достигать 1 МГц. Одиночные датчики Холла, также, как и магниторезистивные, подвержены внешним наводкам и влиянию магнитного поля Земли. Большей защищенностью от внешних магнитных полей обладает схема с замкнутым сердечником. Конструкция состоит из тороидального магнитного сердечника с зазором, в который помещен датчик Холла. Сердечник надет на проводник с измеряемым током. Концентрация магнитного поля в датчик Холла через сердечник, увеличивает соотношение сигнал/шум. При этом на диапазон измерения начинает влиять сердечник и проблемы, связанные с его насыщением. Улучшенной является схема с добавлением компенсирующей обмотки, которая компенсирует намагниченность сердечника. Получается так называемая замкнутая обратная связь (closed loop). Это улучшает линейность и частотный диапазон. Выпускаются интегральные решения с повышенной устойчивостью к внешним магнитным полям (stray fields immunity). Подобные датчики Холла производит компания Melexis [3].

Ф. Феррозонды (Fluxgate)

Феррозонды представляют собой катушки на магнитном сердечнике с множественными вторичными обмотками. Можно выделить три типа вторичных обмоток: детектирующая обмотка, возбуждающая обмотка, компенсирующая обмотка. Чувствительность к постоянной составляющей появляется за счет специальной схемы, которая подает импульсный сигнал на обмотку возбуждения, приводя сердечник в насыщение. Корреляция сигнала на детектирующей обмотке со второй гармоникой от частоты импульсного сигнала дает сигнал линейно пропорциональный постоянному току в первичной обмотке. Компенсирующая обмотка нужна для компенсации переменной составляющей тока и насыщения сердечника на более высоких частотах тока первичной обмотки при измерении с замкнутой обратной связью. Реализация широкого частотного и амплитудного диапазона требует в конструкции два или три магнитных кольца [4]. Феррозонды обладают меньшим смещением постоянной составляющей по сравнению с датчиками Холла и более высокую температурную стабильность [4]. Реализация такого решения достаточно сложна и требует обязательной обратной связи для решения проблем с участием сердечника в конструкции.

Г. Шунты

Использование резистивных шунтов для измерения тока оправдано для низких напряжений. Они дают измерения в широком диапазоне частот. Использование комбинированных шунтов может обеспечить селективность измеряемого сигнала. Шунты не дают гальванической развязки и могут выйти из строя при перегреве. Современные сплавы могут обеспечить высокую температурную стабильность [5].

Н. Оптические датчики

Оптические преобразователи в основном используют для работы эффект Фарадея. Решения, которые используются на данный момент, содержат материалы с

высокой постоянной Верде в виде призм с двумя поляризаторами, расположенными непосредственно на входе и выходе системы. Свет проходит первый поляризатор и линейно поляризуется. Эффект Фарадея вызывает поворот плоскости поляризации света. Поворот пропорционален магнитному полю, проходящему сквозь материал датчика. Магнитное поле формируется вокруг проводника с измеряемым током. В зависимости от угла поворота, свет после второго поляризатора изменит свою интенсивность. Анализ интенсивности фотодетектором позволяет измерять ток, текущий в проводнике. Сигнал на выходе системы пропорционален синусу от угла поворота [6]. Синусоидальность выходного напряжения требует дополнительной обработки для линеаризации измеряемого тока. При этом существуют необходимость калибровки такой системы под конкретные оптоволоконные кабели. Возможны другие варианты построения оптических датчиков [7]. Интересным является измерение тока с помощью отрезка оптоволокна. Однако оптоволоконно должно быть специализированное, чтобы получить высокую постоянную Верде и стабильность плоскости поляризации.

III. ECIT-1

В разработанном специалистами «Инженерного центра «Энергосервис» цифрового измерительного трансформатора ECIT-1 используется катушка Роговского с немагнитным тороидальным сердечником. Она спроектирована таким образом, чтобы обеспечить измеряемую стабильность, высокий уровень измеряемого сигнала, а также экранирование от внешних помех. Влияние внешних полей обусловлено магнитными полями токов соседних фаз и наводками от близлежащих коммутационных устройств. Равномерная качественная намотка на тороидальный сердечник обеспечивает экранирование от внешних магнитных полей. Неравномерность намотки вызывает локальное снижение экранирования и появление чувствительности к внешним полям в этой области. Это приводит к дополнительной погрешности измерения тока. Пример появления локальной чувствительности показан на рис. 1, где красным и синим показаны дополнительные погрешности при расположении проводника с током в этих областях и неравномерной намотке катушки.

Дополнительное экранирование от внешних магнитных полей обеспечивает введение в конструкцию компенсационного витка. Электростатический экран защищает от наводки электрического поля. Особенно это критично при построении комбинированных измерительных трансформаторов.

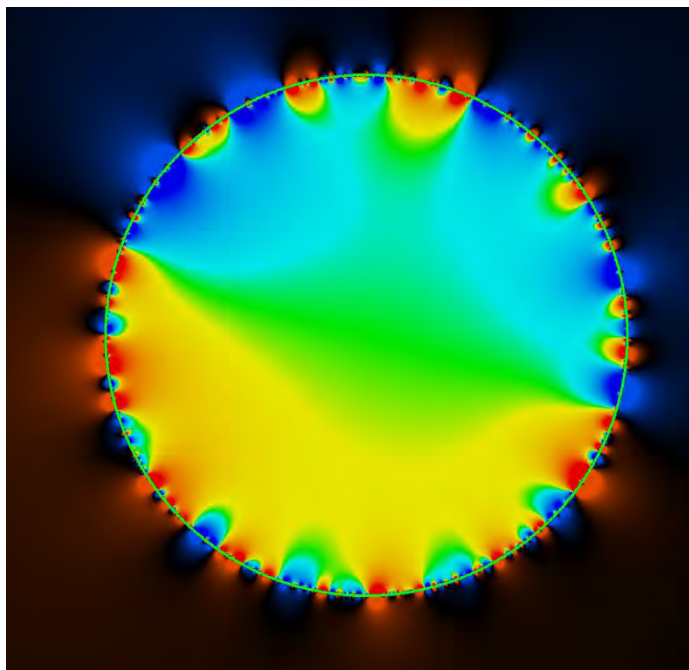


Рис. 1. Погрешность вносимая внешними магнитными полями на тороидальную катушку

Проблема восстановления сигнала катушки Роговского в ЕСИТ-1 была решена добавлением в конструкцию интеграторов и созданием многоканальности. Сигнал с катушки разделяется на три канала. Первый канал – это тот же дифференцированный сигнал с аттенуатором и фильтром низких частот. Второй канал – канал с аттенуатором, интегратором и фильтром низких частот для реализации измерений в диапазоне, рассчитанном на аварийные токи. Третий канал – канал с интегратором и фильтром низких частот без аттенуатора. Этот канал предназначается для измерения тока в нормальном режиме. Фильтры низких частот реализуют антиалиасинг перед АЦП, тем самым выполняя только мягкую обработку сигнала. Интеграторы восстанавливают дифференцированный сигнал в привычную форму. Использование аналоговых интеграторов в переднем каскаде позволяет увеличить динамический диапазон, получаемый с катушки Роговского до того, как питание ОУ срежет дифференцированный сигнал. Это позволяет избежать условия, описанного в формуле 2. Использование трех каналов позволяет получить широкие измерительные диапазоны и дать как пользователю, так и внутренней программной логике устройства возможность выбирать с каким каналом работать. Это выгодно в случае использования гибридных методов обработки сигнала, которые анализируют несколько каналов одновременно. Такой подход позволяет снижать задержки при переходных процессах в интегрированном канале за счет анализа сигнала с катушки напрямую.

Стоит также отметить, что проблема согласования с измерителем и необходимость экранирования слабого сигнала, которое возникает в случае, когда сигнал с аналоговой катушки Роговского ведется в релейный отсек для оцифровки, решается тем, что электронный блок

трансформатора располагается непосредственно в самом трансформаторе. Это позволяет откалибровать измерения и обеспечить качественный прием сигнала с сенсора уже на этапе производства. Цифровой трансформатор кроме основных сигналов позволяет также передавать сигналы самодиагностики. В данный момент в устройстве реализованы сигналы контроля питания, температуры сенсора и электронного блока. Планируется добавить диагностику частичных разрядов. Это позволяет дополнительно повысить надежность системы измерения.

Трансформатор ЕСИТ-1 внесен в реестр средств измерений под номером 94207-24. Внедрен и эксплуатируется в сетях Ленэнерго.

На измерительные трансформаторы тока все еще распространяется стандарт IEC 60044-8, но постепенно он заменяется на стандарты серии IEC 61869. В России уже введены некоторые части этой серии стандартов как ГОСТ Р МЭК: 61869-2, 61869-4, 61869-5, 61869-6, 61869-9. Стандарты вводят требования на погрешность от внешних полей, погрешность от влияния канала напряжения на канал тока, допустимые границы для антиалиасинговых фильтров и др. Дальнейшее продвижение этих стандартов позволит решить многие проблемы стандартизации при условии, что производители измерительных трансформаторов будут их соблюдать.

IV. РЕЗУЛЬТАТЫ

В результате работы выполнен анализ различных принципов измерения тока. Описаны проблемы, связанные с различными технологиями реализации датчиков тока. Показаны преимущества использования датчика тока на основе катушки Роговского в цифровом измерительном трансформаторе тока.

Список литературы

- [1] KECA x00 CL83, Indoor low-power current transforme [Электронный ресурс] // ABB : [сайт]. — URL: <https://search.abb.com/library/Download.aspx?DocumentID=1VLC000729> (дата обращения: 25.10.2025).
- [2] Basics of Magnetoresistive (MR) Sensors [Электронный ресурс] // TE : [сайт]. — URL: <https://www.te.com/en/products/sensors/position-sensors/resources/basics-magnetoresistive-sensors.html> (дата обращения: 14.11.2025).
- [3] MLX91235 500 kHz Coreless External Primary Current Sensor [Электронный ресурс] // Melexis : [сайт]. — URL: <https://www.melexis.com/en/product/MLX91235/500-kHz-Coreless-External-Primary-Current-Sensor> (дата обращения: 30.10.2025).
- [4] LEM Fluxgate Current Sensors [Электронный ресурс] // LEM : [сайт]. — URL: <https://www.lem.com/en/fluxgate-current-sensors> (дата обращения: 1.11.2025).
- [5] H. Lutzen, V. Polezhaev, K. B. Rawal, K. Ahmmed, T. Huesgen and N. Kaminski, "Temperature Compensated M-Shunts for Fast Transient and Low Inductive Current Measurements," CIPS 2022; 12th International Conference on Integrated Power Electronics Systems, Berlin, Germany, 2022, pp. 1-7.
- [6] Архангельский В. Б. и др. Электрооптический и магнитооптический измерители переменного напряжения и тока для высоковольтных линий передачи Энергии // Оптические методы исследования потоков. – 2021. – С. 10-19.
- [7] Silva, R.M.; Martins, H.; Nascimento, I.; Baptista, J.M.; Ribeiro, A.L.; Santos, J.L.; Jorge, P.; Frazão, O. Optical Current Sensors for High Power Systems: A Review. Appl. Sci. 2012, 2, 602-628. <https://doi.org/10.3390/app2030602>

ПОВЫШЕНИЕ ЭФФЕКТИВНОСТИ РЕЖИМОВ РАБОТЫ ЭНЕРГОСИСТЕМЫ НА ОСНОВЕ ОПТИМАЛЬНОГО РАСПРЕДЕЛЕНИЯ ЗАДАНИЯ ВНЕПЛАНОВОЙ МОЩНОСТИ ЭЛЕКТРОСТАНЦИЙ

Арефьев П.В.¹, Прохоров А.В.², Цыденов Е.А.

¹Филиал АО «СО ЕЭС» «Объединенное диспетчерское управление энергосистемы Сибири»

²ФГАОУ ВО «Национальный исследовательский Томский политехнический университет»

Томск, Россия

e-mail: antonprokhorov@tpu.ru

Аннотация

Состояние вопроса: В настоящее время назначение коэффициентов долевого участия (КДУ) электрических станций в автоматическом вторичном регулировании частоты и перетоков активной мощности (АВРЧМ) осуществляется на основе анализа фактических и прогнозных режимов работы электроэнергетической системы (ЭЭС) специалистами диспетчерских центров АО «СО ЕЭС». Существующая постановка задач АВРЧМ не предполагает непрерывной периодической переоценки КДУ в процессе изменения режима работы ЭЭС. Однако исследования авторов показали, что если критерии анализа режимов для назначения КДУ формализовать в виде оптимизационной задачи и решать ее в автоматическом цикле с использованием расчетной модели ЭЭС и на основе актуальной телеметрии, то могут быть обеспечены дополнительные положительные эффекты при АВРЧМ, такие как повышение равномерности расходования вторичных резервов мощности и снижение потерь электроэнергии.

Материалы и методы: Применены специально разработанное программное обеспечение, реализующее оптимизационный алгоритм расчета КДУ на основе многокритериальной целевой функции, а также RastrWin3.

Результаты: Рассчитаны метрики, показывающие преимущества оптимизационного онлайн-расчета КДУ в сравнении с применяемым подходом.

Выводы: Применение оптимизационных моделей для оценки КДУ позволяет снизить потери электроэнергии и повысить равномерность использования резервов при АВРЧМ. Однако при задании условий оптимизационной задачи требуется участие специалиста-технолога ввиду противоречивости требований к повышению равномерности расходования вторичных резервов и минимизации потерь активной мощности.

Ключевые слова: автоматическое регулирование частоты и мощности, коэффициенты долевого участия, вторичные резервы мощности, оптимизационный расчет, потери электроэнергии, равномерность расходования резервов.

IMPROVING THE EFFICIENCY OF THE OPERATING CONDITIONS OF A POWER SYSTEM BASED ON THE OPTIMAL DISTRIBUTION OF THE SECONDARY CONTROL ACTIONS BETWEEN POWER PLANTS

Pavel Aref'ev¹, Anton Prokhorov², Evgeniy Tsydenov

¹Branch of JSC SO UPS «United Dispatch Management of the Siberian Power System»

²Tomsk Polytechnic University

Tomsk, Russia

e-mail: antonprokhorov@tpu.ru

Abstract

Background: Existing methods for calculating participation factors (PF) for automatic generation control do not account for the time-varying characteristics of regulating power plants and operating modes of power systems. This can lead to uneven utilization of secondary control reserves and increased active power losses. There is a need for an online method to calculate PF that adapts to the current scheme and operating conditions.

Materials and methods: Software implementing an optimization algorithm for calculating participation factors based on a multi-criteria objective function, as well as RastrWin3 were used.

Results: Metrics demonstrating the advantage of online calculation of participation factors compared to the current implementation were obtained.

Conclusions: It is show that the use of optimization algorithms to define participation factors allow reducing active power losses and making reserve utilization more even. However, the personnel involvement is required into optimization task setting.

Key words: automatic generation control, participation factors, secondary control reserves, optimization calculation, active power losses, uniformity of reserve utilization.

1. ВВЕДЕНИЕ

Ключевыми параметрами настройки систем автоматического регулирования частоты и мощности (АРЧМ) являются коэффициенты долевого участия (КДУ) электростанций. КДУ определяют какая часть внепланового задания мощности (ЗВМ) будет реализована каждой из регулирующих электростанций (РЭС), что в конечном итоге может влиять на то, какие электростанции будут задействованы в третичном регулировании активной мощности, а также на повышение неравномерности их графиков нагрузки и величины отклонений от оптимального режима по активной мощности электроэнергетической системы (ЭЭС), устанавливаемого плановым диспетчерским графиком. Заданные КДУ периодически изменяются диспетчером с учётом особенностей водного режима гидроэлектростанций, а также автоматически при изменении состояния оборудования РЭС и исчерпанию резервов их вторичного регулирования (РВР) [1].

Однако непрерывное уточнение КДУ в соответствии с фактическим объемом располагаемых РВР на РЭС, участвующих в регулировании, не осуществляется, что может приводить к исчерпанию резервов отдельных РЭС и автоматическому перерасчету КДУ. При этом в рамках автоматического перерасчета КДУ также не учитываются фактические регулировочные диапазоны и эффективность РЭС, которая может измениться при смене топологии электрической сети. Таким образом, интерес представляют положительные эффекты, которые могут быть обеспечены для ЭЭС при онлайн оценке КДУ с учетом фактических схемно-режимных условий.

Результаты данной работы, получены на основе ранее проведенных исследований [2-3], в рамках которых было спроектировано и реализовано программное обеспечение (ПО) СОМА.КДУ.АРЧМ.

II. АВТОМАТИЗИРОВАННАЯ МЕТОДИКА РАСЧЕТА КДУ

В используемом ПО задача определения коэффициентов долевого участия РЭС представлена как задача оптимизации, решаемая на основе расчетной модели установившегося режима ЭЭС и телеметрии. Вычислительный алгоритм определяет такие КДУ для фактической схемно-режимной ситуации, которые позволят распределить управляющие воздействие между РЭС с учетом заданных оптимизационных критериев.

В ПО для решения рассматриваемой многокритериальной задачи реализована целевая функция (ЦФ), объединяющая несколько условий, задаваемых пользователем, в виде взвешенной суммы:

$$F(\mathbf{p}^{G.AGC}) = \sum_{n=1}^{N_{opt}} w_n [f_n(\mathbf{p}^{G.AGC})]^{\gamma_n} + \sum_{m=1}^{M_{opt}} \rho_m [g_m(\mathbf{p}^{G.AGC})]^{\kappa_m}, \quad (1)$$

где $f_n(\mathbf{p}^{G.AGC})$ – критерии оптимизации:

4. минимизация использования вторичных резервов;
5. минимизация отклонения перетока в смежных сечениях и связях;
6. минимизация потерь активной мощности в электрической сети (был добавлен в рамках данного исследования);

$g_m(\mathbf{p}^{G.AGC})$ – штрафы за нарушения:

1. ограничения на величину ошибки регулирования перетока активной мощности в основном сечении;
2. границ регулировочного диапазона РЭС;
3. ограничения по величине допустимого перетока активной мощности в контролируемом сечении;
4. границ графиков напряжения в контрольных пунктах;
5. ограничений по длительно допустимым токовым нагрузкам электросетевого оборудования.

При этом для компонент ЦФ задаются соответствующие масштабирующие коэффициенты w_n , ρ_m и степени γ_n , κ_m . Более подробное описание составляющих ЦФ и особенностей их настройки представлено в [3, 4].

Критерий минимизации использования РВР является основным и позволяет реализовать различные стратегии использования РВР посредством выбора и настройки метода начисления штрафов. В рамках описываемых исследований использовались два метода:

- Метод linear – задает меньшую величину штрафа на участие РЭС с большим объемом резервов, что способствует повышению равномерности расходования РВР.
- Метод constant – начисляет одинаковые штрафы за расходование РВР для всех РЭС, поэтому задействуются станции, наиболее эффективно влияющие на переток в КС, что способствует снижению потерь активной мощности при действии регулятора на загрузку. Так как при действии на разгрузку алгоритм оптимизации минимизирует снижение выдаваемой мощности РЭС, то потери могут возрастать в сравнении с подходом, применяемым для задания КДУ сегодня, поэтому в ЦФ добавлен дополнительный критерий минимизации потерь.

Критерий минимизации потерь имеет вид:

$$f_3(\mathbf{p}^{G.AGC}) = \max\left(0, 100 \cdot \frac{\sum_{t=1}^T P_t^{LOSS}}{\sum_{t=1}^T P_t^G} - \mu\right) \quad (2)$$

где $p_i^{LOSS} \in R$ – потери активной мощности на территории t ;
 $p_i^G \in R$ – генерация активной мощности на территории t ;
 $\mu \in R$ – допустимый уровень потерь активной мощности.

Параметры $\mu = 2.3$, $w_3 = 1500$ и $\gamma_3 = 4$ были подобраны так, чтобы наблюдался наибольший эффект снижения потерь при соблюдении иерархии важности составляющих целевой функции. Так при изменении вектора решения $\mathbf{p}^{G.AGC}$ оптимизационной задачи, критерий минимизации потерь проявляет меньшую чувствительность, чем критерий минимизации РВР и штраф на величину ошибки регулирования.

III. МЕТРИКИ ДЛЯ ОЦЕНИВАНИЯ ЭФФЕКТОВ ОТ ОНЛАЙН-РАСЧЕТА КДУ

В работе рассматривается влияние способа задания КДУ на равномерность расходования РВР, а также на изменение потерь электрической энергии (ЭЭ) при АВРЧМ. Однако в практике эксплуатации ЭЭС отсутствуют метрики для количественной оценки равномерности расходования

резервов, на основании которых возможно было бы оценить эффект от применения результатов онлайн расчета КДУ. В связи с этим авторами предложены собственные подходы.

Влияние на равномерность расходования РВР в данной работе оценивается по сумме площадей между кривыми, описываемыми функцией распределения доли израсходованных РВР для каждой отдельной РЭС, и кривой, соответствующей функции распределения доли суммарного израсходованного РВР. На рис. 2 приведены графики функций распределения, а в таблице 1 – соответствующие площади.

Применение вероятностной оценки связано с тем, что эффект зависит от соотношения ошибки области регулирования и величины регулировочного диапазона отдельной РЭС. Поэтому для каждого среза СМЗУ был произведен расчет с разными ошибками регулирования $[-118.78, -91.34, -46.74, 46.74, 91.34, 118.78]$, которые были сгенерированы в соответствии с законом распределения Стьюдента (t-распределение), определенным на основе данных по ошибке регулирования за четверо операционных суток ОЭС Сибири.

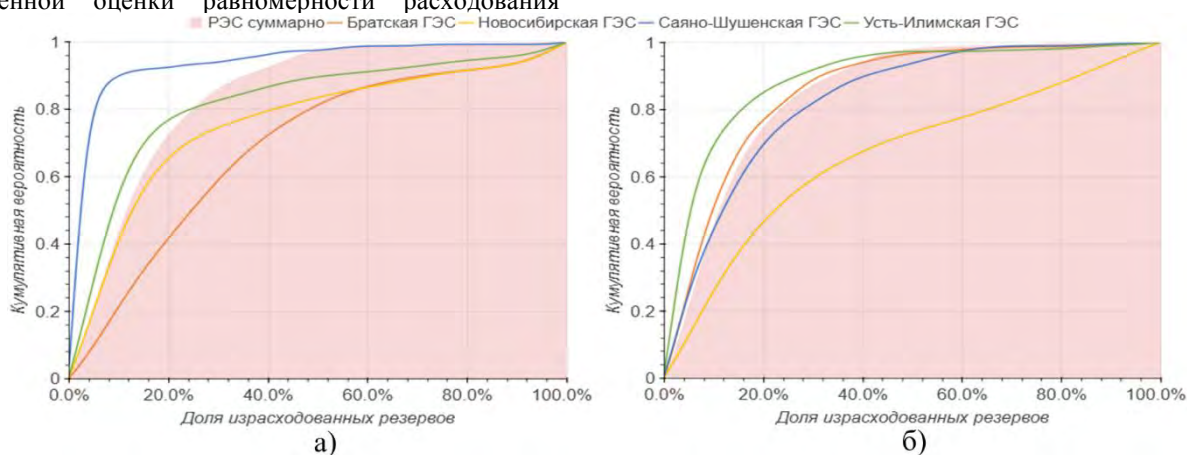


Рис. 1. Функция распределения доли израсходованных резервов РЭС на нагрузку:
 а – при применении КДУ, фактически заданных в АРЧМ; б – при КДУ, рассчитанных СОМА КДУ АРЧМ методом linear.

Таблица 1. Площадь между графиками расходования РВР и диапазоны изменения КДУ

РЭС	Метрика равномерности при использовании	КДУ факт объектов управлен	Метрика равномерности при использовании КДУ расч	КДУ расч объектов управлен	КДУ объектов управления согласно требованиям к использованию ЦС АРЧМ в ДЦ
Братская ГЭС	12,64	0 – 100 %	2,15	0 – 100 %	0 – 100 %
Новосибирская ГЭС	6,89	0 – 50 %	16,94	0 – 14 %	0 – 10 %
Саяно-Шушенская ГЭС	12,58	0 – 100 %	4,57	0 – 100 %	0 – 100 %
Усть-Илимская ГЭС	6,17	0 – 100 %	6,05	0 – 60 %	0 – 100 %
Суммарно по всем РЭС	38,30	-	29,71	-	-

Чем больше площадь между графиком расходования суммарного РВР и графиком расходования РВР для конкретной станции, тем сильнее ее график отклоняется от результирующего графика (закрашенная область на рисунках 2, а и 2, б). В соответствии с таблицей 1 можно сделать вывод, что при использовании КДУ, рассчитанных с помощью ПО, наблюдается повышение равномерности расходования РВР для большинства РЭС.

Ввиду того что Новосибирская ГЭС расположена территориально ближе к сечению Казахстан-Сибирь 1, требуется несколько меньший объем РВР, чем у других РЭС для изменения перетока в сечении на одну и ту же величину. Поэтому критерий минимизации использования

РВР, всегда стремится максимизировать участие Новосибирской ГЭС при наличии на ней РВР и тем самым увеличивает неравномерность их расходования.

Влияние на снижение потерь активной мощности было оценено по сумме потерь активной мощности в районах расчетной модели ОЭС Сибири. Потери электрической энергии были определены как произведение величины потерь активной мощности и временного интервала между соседними метками времени файлов СМЗУ.

IV. РЕЗУЛЬТАТЫ РАСЧЕТОВ

Для выполнения оценки эффектов была произведена серия расчетов при разных способах определения КДУ:

1. КДУ, фактически использовавшиеся в работе регулятора АРЧМ, при которых были получены референсные метрики;
2. КДУ, рассчитанные ПО при настройках, обеспечивающих максимальную равномерность расходования РВР;
3. КДУ, рассчитанные ПО при настройках, обеспечивающих минимальные потери электрической энергии;
4. КДУ, рассчитанные ПО при настройках, учитывающих как равномерность расходования РВР, так и потери электрической энергии;

В таблице 2 приведены результаты расчетов для случаев действия регулятора на загрузку и разгрузку КС с использованием данных за четверо операционных суток.

Таблица II. СВОДНЫЕ РЕЗУЛЬТАТЫ ОЦЕНКИ РАВНОМЕРНОСТИ РАСХОДОВАНИЯ РВР И СНИЖЕНИЯ ПОТЕРЬ ЭЛЕКТРИЧЕСКОЙ ЭНЕРГИИ

Метрика	Способ задания КДУ			
	КДУ факт	КДУ расч, метод linear, без минимизации потерь	КДУ расч, метод constant, с минимизацией потерь	КДУ расч, метод linear, с минимизацией потерь
В направлении на загрузку				
Равномерность расходования РВР	38,30	29,71	129,90	84,29
Суммарные потери электрической энергии, МВт·ч	8516,18	8510,65 (снижение на 5,53)	8444,39 (снижение на 71,79)	8476,55 (снижение на 39,63)
В направлении на разгрузку				
Равномерность расходования РВР	35,79	27,82	75,71	64,19
Суммарные потери электрической энергии, МВт·ч	8389,08	8384,47 (снижение на 4,61)	8301,70 (снижение на 87,38)	8340,07 (снижение на 49,01)

Из таблиц I, II следует, что задача повышения равномерности расходования РВР и задача снижения потерь ЭЭ являются конфликтующими и поиск компромиссного решения требует отдельного исследования. Однако стоит отметить, что применение онлайн-расчета КДУ позволяет повысить равномерность расходования РВР без увеличения потерь электрической энергии.

Экономический эффект для случая максимального снижения потерь электрической энергии может быть упрощено оценен как сумма произведений величины изменения потерь электрической энергии во всей ОЭС на среднюю равновесную цену по всем узлам расчетной модели второй ценовой зоны для каждого часа в течение суток. Результаты расчетов приведены в таблице 3.

Таблица III. СВОДНЫЕ РЕЗУЛЬТАТЫ ОЦЕНКИ ЭКОНОМИЧЕСКОГО ЭФФЕКТА ОТ СНИЖЕНИЯ ПОТЕРЬ ЭЛЕКТРИЧЕСКОЙ ЭНЕРГИИ

Операционные сутки	Изменение потерь электрической, МВт·ч	Экономический эффект, руб.
Суммарно за период 09.09.2024	-109,34	-217 615,91
Средняя величина за период 09.09.2024 - 12.09.2024	-27,34	-54 403,98

V. РЕЗУЛЬТАТЫ

Исследование подтвердило, что применение алгоритмов оптимизационного онлайн-расчета КДУ обеспечивает повышение эффективности вторичного регулирования за счет учета фактической схемно-режимной ситуации. Применение онлайн-расчета КДУ позволяет перераспределять ЗВМ между РЭС, учитывая текущий объем РВР. Это предотвращает исчерпание резервов на одних РЭС при неполном использовании на других, что может быть особенно актуально при участии во вторичном

регулировании тепловых электростанций. Также в случае привлечения солнечных и ветроэлектростанций к участию в АВРЧМ, онлайн-расчет КДУ позволит повысить коэффициент использования их установленной мощности, что наглядно показано в [3, 4].

Кроме того, на примере задачи АРПЧ для ОЭС Сибири показано, что применение оптимизационного онлайн-расчета КДУ обеспечивает статистически значимое снижение потерь электроэнергии в течение операционных суток. Расчеты на примере четырех операционных суток показали, что при подобранных параметрах критерия минимизации потерь возможно обеспечить среднесуточное снижение потерь электрической энергии до 27 МВт·ч и экономию средств в размере 50 тыс. руб. в ценах 2024 года. В масштабе года экономический эффект для ОЭС Сибири может составить порядка 20 млн. руб.

Список литературы

- [1] Жуков А.В., Сацук Е.И., Сафронов А.Н. Развитие системы автоматического вторичного регулирования частоты и перетоков активной мощности в ЕЭС России // Энергия единой сети, 2014. № 6(17). С. 24–30.
- [2] Прохоров, А.В. Система оптимизационного моделирования и аналитических расчётов для онлайн оценки коэффициентов долевого участия электростанций в АРЧМ/ А.В. Прохоров, Е.А. Цыденов, А.С. Васильев, А.В. Конухов, И.О. Копцев // Сборник XV Научно-практической конференции «Планирование и управление электроэнергетическими системами», г. Кемерово, АО «СО ЕЭС». - 2024. - С.1-6.
- [3] Цыденов Е. А., Прохоров А. В. Автоматическое управление выработкой активной мощности ветроэлектростанций в условиях ограничений пропускной способности сети // Электроэнергия. Передача и распределение. – 2022. – № 4. – С. 28–36.
- [4] Пичугина Е.А., Прохоров А.В., Исследование методов оценки величины вынужденного снижения мощности СЭС при ограничениях пропускной способности электрической сети // Сборник XIV Международной научно-технической конференции «Электроэнергетика глазами молодежи», г. Ставрополь. – 2024. – С.1-6.

ИССЛЕДОВАНИЕ ЦИФРОВОГО ИЗМЕРИТЕЛЬНОГО ОРГАНА СОПРОТИВЛЕНИЯ ДЛЯ ЗАЩИТ С ДИСТАНЦИОННЫМИ ИЗМЕРИТЕЛЬНЫМИ ПРЕОБРАЗОВАТЕЛЯМИ ТОКА

Вайтеленко Л.В.
Филиал ФГБОУ ВО «НИУ «МЭИ» в г. Смоленске
Смоленск, Россия
e-mail: larisa.vaytelenok.786@mail.ru

Аннотация

Состояние вопроса: В современных микропроцессорных дистанционных защитах (ДЗ) вектор сопротивления оценивается при помощи цифровых измерительных органов сопротивления (ЦИОС), разработанные алгоритмы которых предназначены для работы с сигналами тока, прямо пропорциональными первичному току. Такие сигналы могут поступать в защиту от электромагнитных трансформаторов тока, шунтовых преобразователей тока или дифференцирующих измерительных преобразователей с последующим интегрированием выходного сигнала. За счет малых масс и габаритов дифференцирующих преобразователей по сравнению с трансформаторами тока в настоящее время они активно внедряются в системы защиты. Однако применение выходных интеграторов существенно осложняет обработку сигналов данных преобразователей, а также может вносить дополнительную погрешность и задержку в работу ЦИОС из-за интегрирования. Поэтому актуальной является разработка алгоритмов ЦИОС для выходных сигналов дифференцирующих преобразователей без интегрирования. При этом поскольку ДЗ получили наибольшее распространение в схемах защит линий 110-220 кВ, в качестве дифференцирующих в данной работе предложено рассмотреть дистанционные измерительные преобразователи тока (ДИПТ), которые могут устанавливаться в распределительных устройствах данного класса напряжения на потенциале земли.

Материалы и методы: Исследование проведено с использованием общих положений цифровой обработки сигналов на основе имитационного моделирования в программах COMSOL Multiphysics и SimInTech.

Результаты: Разработан и исследован ЦИОС для защит с ДИПТ на основе алгоритма двух выборок с компенсацией фазового сдвига сигнала преобразователя, позволяющий без дополнительного интегрирования получить комплекс сопротивления для ДЗ. Произведена оценка погрешности и быстродействия разработанного ЦИОС по сравнению с классическим алгоритмом ЦИОС. Исследовано применение предварительной фильтрации аperiodической составляющей выходного сигнала ДИПТ для разработанного алгоритма.

Выводы: Применение ДИПТ для дистанционных защит может быть выполнено с допустимой погрешностью без использования интегрирования выходных сигналов данных преобразователей.

Ключевые слова: дистанционные измерительные преобразователи тока, дистанционная защиты, цифровой измерительный орган сопротивления.

INVESTIGATION OF A DIGITAL RESISTANCE MEASURING DEVICE FOR PROTECTIONS WITH REMOTE CURRENT MEASURING TRANSDUCERS

Larisa Vaytelenok
Smolensk branch of National Research University "Moscow Power Engineering Institute"
Smolensk, Russia
e-mail: larisa.vaytelenok.786@mail.ru

Abstract

Background: In modern microprocessor-based remote protection (RP) systems, the resistance vector is estimated using digital resistance measuring devices (DRMD), the developed algorithms of which are designed to work with current signals directly proportional to the primary current. Such signals can be protected from electromagnetic current transformers, shunt current converters or differentiating measuring transducers with subsequent integration of the output signal. Due to the small weight and size of differentiating transducers compared to current transformers, they are currently being actively implemented in protection systems. However, the use of output integrators significantly complicates the signal processing of these transducers and may also introduce additional errors and delays in the operation of the DRMD due to integration. Therefore, it is relevant to develop DRMD algorithms

for the output signals of differentiating transducers without integration. At the same time, since RP is most widely used in 110-220 kV line protection circuits, consideration of remote current measuring transducers (RCMT), which can be installed in switchgears of this voltage class at ground potential, is proposed as differentiating in this work.

Materials and Methods: The study was conducted using the general principles of digital signal processing based on simulation modeling in COMSOL Multiphysics and SimInTech programs.

Results: A DRMD for protection with RCMT has been developed and investigated based on a two-sample algorithm with compensation for the phase shift of the converter signal, which makes it possible to obtain a resistance complex for RP without additional integration. The error and performance of the developed DRMD are estimated in comparison with the classical DRMD algorithm. The application of pre-filtering of the aperiodic component of the RCMT output signal for the developed algorithm is investigated.

Conclusions: The use of RCMT for remote protection can be performed with an acceptable error without using the integration of the output signals of these converters.

Key words: remote current measuring transducers, remote protection, digital resistance measuring device.

1. ВВЕДЕНИЕ

Дистанционные защиты (ДЗ) широко применяются для защиты различных электроустановок как от междуфазных замыканий, так и от коротких замыканий (КЗ) на землю [1]. В современных микропроцессорных ДЗ комплекс полного сопротивления \bar{Z} или его отдельные составляющие (активное R и реактивное X сопротивления) на входе защиты оцениваются при помощи цифровых измерительных органов сопротивления (ЦИОС) на основе следующего уравнения [2]:

$$\bar{Z}(nT) = R(nT) + jX(nT) = \frac{\bar{U}(nT)}{\bar{I}(nT)}, \quad (1)$$

где nT – дискретный момент времени, соответствующий текущей n -ной выборке; T – период дискретизации; $\bar{U}(nT)$ – вектор напряжения на входе защиты; $\bar{I}(nT)$ – вектор тока на входе защиты.

Следовательно, точность и правильность работы ЦИОС зависит от точности вычисления векторов напряжения и тока, причем, значения последних также зависят от точности получаемой информации о мгновенных значениях сигналов от первичных измерительных преобразователей тока (ИПТ) и напряжения (ИПН). В настоящее время в большинстве функционирующих устройств ДЗ в качестве ИПТ используются электромагнитные трансформаторы тока (ТТ). Однако для ТТ характерен ряд существенных недостатков [3], основными из которых являются высокая стоимость изоляции, увеличивающаяся с ростом номинального напряжения ТТ, и возможность насыщения, и как следствие, увеличения токовой погрешности сверх нормируемого для релейной защиты значения в 10%. Поэтому актуальным является рассмотрение альтернативных ИПТ [4] для питания устройств защиты, в том числе и ДЗ.

В данной работе для этой цели рассматриваются дистанционные измерительные преобразователи тока (ДИПТ) [4], применяющиеся для напряжений 110-220 кВ и представляющие собой магнитные датчики, установленные на потенциале земли под проводником с током

защищаемой электроустановки на расстоянии, достаточным для обеспечения воздушной изоляции ДИПТ от токоведущей части.

Выходным сигналом ДИПТ является вторичное напряжение $u_2(t)$, определяемое как:

$$u_2(t) = i_2(t)R_2 + M \frac{di(t)}{dt}, \quad (2)$$

где $i_2(t)$ – мгновенное значение вторичного тока ДИПТ; R_2 – вторичное активное сопротивление ДИПТ и его нагрузки; M – коэффициент взаимной индукции ДИПТ и проводника с первичным током.

За счет большой величины сопротивления нагрузки ДИПТ можно пренебречь первым слагаемым в (2), следовательно:

$$u_2(t) \approx M \frac{di(t)}{dt}. \quad (3)$$

Сигнал ДИПТ пропорционален первой производной первичного тока, ввиду чего, он опережает первичный ток на время Δt . Если $i(t)$ представлен синусоидой с периодом T_o , время Δt будет соответствовать $T_o / 4$, т.е. $\Delta t = 0,005$ с. Поэтому для вычисления \bar{Z} по (1) требуется выполнить масштабирование выходного сигнала ДИПТ, а также совершить дополнительную обработку полученного сигнала для устранения вышеуказанного сдвига. Данная обработка может быть осуществлена посредством интегрирования напряжения от ДИПТ. Однако при этом результаты вычисления \bar{Z} могут быть искажены за счет погрешности, вносимой интегратором [4]. Также использование интеграторов существенно осложняет структуру ЦИОС. Поэтому в данной работе для компенсации фазового сдвига сигнала от ДИПТ по сравнению с первичным током рассматривается использование цифровых операций сдвига непосредственно в ЦИОС.

II. ЦИФРОВОЙ ИЗМЕРИТЕЛЬНЫЙ ОРГАН СОПРОТИВЛЕНИЯ ДЛЯ ДИПТ

В данной работе рассмотрена разработка ЦИОС с дополнительной обработкой сигнала от ДИПТ на примере алгоритма двух выборок [2], согласно которому вычисление составляющих вектора \bar{Z} производится по двум выборкам тока и напряжения, отстающих друг от друга на время, кратное периоду дискретизации $mT = T_o / 4$:

$$\begin{aligned} X(nT) &= \frac{u(nT-mT) \cdot i(nT) - u(nT) \cdot i(nT-mT)}{i^2(nT-mT) + i^2(nT)}, \\ R(nT) &= \frac{u(nT-mT) \cdot i(nT-mT) + u(nT) \cdot i(nT)}{i^2(nT-mT) + i^2(nT)}, \end{aligned} \quad (4)$$

где задержанные на время mT выборки тока $i(nT-mT)$ и напряжения $u(nT-mT)$ соответствуют действительным частям векторов $\bar{I}(nT)$ и $\bar{U}(nT)$ соответственно, а текущие выборки $i(nT)$ и $u(nT)$ — мнимым частям $\bar{I}(nT)$ и $\bar{U}(nT)$.

Применительно к рассматриваемой задаче в качестве вектора $\bar{I}(nT)$ в ЦИОС должен использоваться преобразованный выходной сигнал ДИПТ. Поэтому, во-первых, необходимо выполнить масштабирование дискретных сигналов $u_2(nT)$ от каждого фазного ДИПТ для приведения данного параметра к значениям первичного тока:

$$\begin{aligned} u'_{2A}(nT) &= u_{2A}(nT)/M_A; \\ u'_{2B}(nT) &= u_{2B}(nT)/M_B; \\ u'_{2C}(nT) &= u_{2C}(nT)/M_C, \end{aligned} \quad (5)$$

где $u'_{2A}(nT)$, $u'_{2B}(nT)$, $u'_{2C}(nT)$ — текущие выборки приведенного сигнала ДИПТ фаз А, В, и С соответственно; $u_{2A}(nT)$, $u_{2B}(nT)$, $u_{2C}(nT)$ — текущие выборки вторичного сигнала ДИПТ фаз А, В, и С соответственно; M_A , M_B , M_C — коэффициенты преобразования ДИПТ фаз А, В, и С соответственно.

Поскольку для ДЗ от междуфазных замыканий $\bar{I}(nT)$ представляет собой векторную разность двух фазных токов, по полученным приведенным значениям необходимо вычислить междуфазные сигналы ДИПТ:

$$\begin{aligned} u'_{2AB}(nT) &= u'_{2A}(nT) - u'_{2B}(nT); \\ u'_{2BC}(nT) &= u'_{2B}(nT) - u'_{2C}(nT); \\ u'_{2CA}(nT) &= u'_{2C}(nT) - u'_{2A}(nT). \end{aligned} \quad (6)$$

Далее по полученным выборкам (6) должны быть вычислены ортогональные составляющие вектора приведенного напряжения ДИПТ:

$$\begin{aligned} U'_{2Re}(nT) &= u'_{2}(nT-mT); \\ U'_{2Im}(nT) &= u'_{2}(nT), \end{aligned} \quad (7)$$

где $u'_{2}(nT-mT)$ и $u'_{2}(nT)$ — задержанная и текущая выборки соответствующего междуфазного сигнала ДИПТ.

Компенсация фазового сдвига сигнала ДИПТ по отношению к сигналу первичного тока может быть

выполнена посредством операции сдвига цифровой последовательности, т.е. умножения данной последовательности на $e^{-j\beta}$ [5], где β - требуемый угол сдвига:

$$\begin{aligned} \bar{U}'_2(nT) \cdot e^{-j\beta} &= [U'_{2Re}(nT) + jU'_{2Im}(nT)] \cdot e^{-j\beta} = \\ &= [U'_{2Re}(nT) + jU'_{2Im}(nT)] \cdot [\cos\beta - j\sin\beta] = \\ &= [U'_{2Re}(nT)\cos\beta + U'_{2Im}(nT)\sin\beta] + \\ &+ j[U'_{2Im}(nT)\cos\beta - U'_{2Re}(nT)\sin\beta]. \end{aligned} \quad (8)$$

При сдвиге $\Delta t = 0,005$ с угол β соответствует 90 градусам, следовательно, (8) с учетом (7) можно переписать как:

$$\begin{aligned} \bar{U}'_2(nT) \cdot e^{-j90} &= [U'_{2Im}(nT)] + j[-U'_{2Re}(nT)] = \\ &= [u'_2(nT)] + j[-u'_2(nT-mT)]. \end{aligned} \quad (9)$$

Тогда, вычисление составляющих вектора \bar{Z} по (4) в ЦИОС для защит с ДИПТ будет осуществляться по следующим выражениям:

$$\begin{aligned} X(nT) &= \frac{u(nT-mT) \cdot [-u'_2(nT-mT)] - u(nT) \cdot [u'_2(nT)]}{[u'_2(nT)]^2 + [u'_2(nT-mT)]^2}, \\ R(nT) &= \frac{u(nT-mT) \cdot [u'_2(nT)] + u(nT) \cdot [-u'_2(nT-mT)]}{[u'_2(nT)]^2 + [u'_2(nT-mT)]^2}. \end{aligned} \quad (10)$$

Оценка работоспособности и свойств разработанного ЦИОС произведена при помощи имитационного моделирования.

III. ИССЛЕДОВАНИЕ РАЗРАБОТАННОГО ЦИОС ДЛЯ ДИПТ

Для исследования предлагаемого алгоритма ЦИОС защит с дистанционными преобразователями в программе SimInTech разработана схема электрической сети, состоящей из источника напряжения 110 кВ, воздушной линии длиной 50 км с удельными реактивным сопротивлением 0,4 Ом/км и активным сопротивлением 0,12 Ом/км, силового трансформатора и нагрузки. Также в данной программе реализована модель предложенного ЦИОС.

Осциллограмма выходных сигналов от ДИПТ получена путем численного решения уравнений трехмерного векторного потенциала магнитного поля проводников электроустановки и преобразователей посредством разработанной модели в программе COMSOL Multiphysics [6]. В качестве ДИПТ при этом рассматривался преобразователь с Н-образным магнитопроводом [7], максимальная погрешность которого от токов в соседних проводниках других фаз не превышает 2%. Для уменьшения вычислительных затрат моделирования для магнитопровода была принята линейная зависимость $B = f(H)$ с постоянным значением относительной магнитной проницаемости 7000, а временной шаг решения был принят равным 0,0005 с. Ввиду этого период дискретизации в модели ЦИОС выбран равным $T = 0,001$ с, число m принято равным 5. Посредством ввода и вывода рассчитанных параметров сигналов в текстовые файлы осуществлена связь между моделями в SimInTech и COMSOL Multiphysics: первичные токи из SimInTech передаются в качестве входных в COMSOL, а вторичные напряжения из COMSOL – в SimInTech.

Оценка точности работы ЦИОС для защит с ДИПТ выполнена при трехфазном КЗ на расстоянии 30 км от начала линии в момент времени 0,02 с. Для примера на рис. 1 представлены полученные осциллограммы сопротивлений фаз АВ. На рис.1 также представлены осциллограммы сопротивлений, вычисленных по (4) с использованием значений первичного тока.

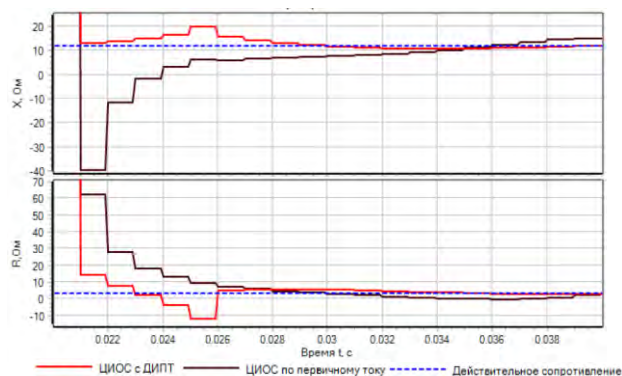


Рис. 1. Осциллограммы сопротивлений ЦИОС АВ при коротком замыкании в момент времени 0,02 с

Для принятого значения $m=5$ переходный процесс в ЦИОС должен составлять $mT=0,005$ с, однако, в виду наличия в первичном токе апериодической составляющей установившегося значения сопротивления на выходе разработанного ЦИОС достигают только через 0,01 с для X и 0,012 с для R , причем сигналы ЦИОС по первичному току не достигают установившегося значения даже через 0,02 с после возникновения повреждения. Данный факт объясняется тем, что ДИПТ имеют большое сопротивление намагничивающей ветви и как следствие, меньшую степень трансформации апериодической составляющей тока по сравнению с периодической. Максимальная погрешность вычисления сопротивлений по вторичному напряжению ДИПТ в переходном режиме ЦИОС меньше, чем при вычислениях по первичному току (рис. 2), но в целом имеет значительную величину и снижается ниже 10% только после установления выходного сигнала. Причем при первичном сигнале в виде синусоиды погрешность вычисления сопротивления не превышает погрешности преобразования тока ДИПТ.

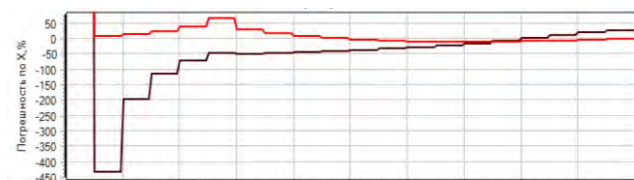


Рис. 2. Погрешность вычисления реактивного сопротивления ЦИОС АВ

Для снижения указанной погрешности в переходном режиме была рассмотрена работа ЦИОС с дополнительной фильтрацией апериодической составляющей [2], увеличивающей общее время переходного процесса в ЦИОС на время $2T$ (рис.3). Однако при этом снижается время установления сигнала ЦИОС, например, для X

0,01 с до 0,008 с. При этом максимум погрешности в переходном режиме ЦИОС увеличивается, например, для X с 68% до 110%, но он все равно меньше, чем при вычислениях по первичному току, а при установлении сигнала погрешность соответствует погрешности самого ДИПТ в 2%, т.е. погрешность работы самого ЦИОС пренебрежимо мала.

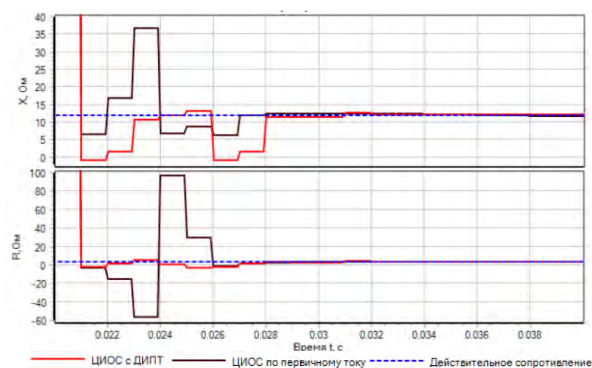


Рис. 3. Осциллограммы сопротивлений ЦИОС АВ с фильтрацией апериодической составляющей

IV. ВЫВОДЫ

Применение дистанционных преобразователей тока для дистанционных защит может осуществляться без интегрирования выходного сигнала. При применении цифровой фильтрации апериодической составляющей и компенсации фазового сдвига сигнала преобразователя относительно первичного тока погрешность ЦИОС для защит с ДИПТ обуславливается только погрешностью самих преобразователей и удовлетворяет требованиям, предъявляемым к системам защиты.

Список литературы

- [1] Чернобровов Н.В., Семенов В.А. Релейная защита энергетических систем: Учеб.пособие для техникумов. – М.: Энергоатомиздат, 1998. – 800 с.
- [2] Шнейерсон Э.М. Цифровая релейная защита. М.: Энергоатомиздат, 2007. 549 с.
- [3] Лебедев, В. Д. Измерительные преобразователи тока для цифровых устройств релейной защиты и автоматики / В. Д. Лебедев, Г. А. Филатова, А. Е. Нестерихин // Современные направления развития систем релейной защиты и автоматики энергосистем : Материалы IV международной научно-технической конференции, Екатеринбург, 03–07 июля 2013 года. – Екатеринбург: Российский национальный комитет СИГРЭ, 2013. – С. 167-173.
- [4] Казанский В.Е. Измерительные преобразователи тока в релейной защите. – М.: Энергоатомиздат, 1988. - 239 с.
- [5] Лайонс Р. Цифровая обработка сигналов / пер. с англ. 2-е изд. М.: ООО "Бином-Пресс", 2006. 656 с.
- [6] L. Vaytelenok and V. Kovzhenkin, "The Study of the Mathematical Model of the H-Shaped Small-Sized Current Transducer," 2020 International Russian Automation Conference (RusAutoCon), Sochi, Russia, 2020, pp. 815-820, doi: 10.1109/RusAutoCon49822.2020.9208161.
- [7] Вайтеленко, Л. В. Анализ возможности построения фильтра тока нулевой последовательности на основе малогабаритных дистанционных измерительных преобразователей тока / Л. В. Вайтеленко, В. С. Ковженкин, Р. В. Солопов // Состояние и перспективы развития электро- и теплотехнологии (XXIII Бенардосовские чтения) : Материалы Международной научно-технической конференции, посвященной 80-летию Российской атомной промышленности. В 3-х томах, Иваново, 29–31 мая 2025 года. – Иваново: Ивановский государственный энергетический университет им. В.И. Ленина, 2025. – С. 234-238.

ОЦЕНКА ВЛИЯНИЯ ОМИЧЕСКОГО СОПРОТИВЛЕНИЯ НА ОПРЕДЕЛЕНИЕ ПАРАМЕТРОВ ЦЕПИ НАМАГНИЧИВАНИЯ ТРАНСФОРМАТОРА ТОКА

Вихарев Д.Ю., Воробьева Е.А, Мурзин А.Ю., Родин Н.А.
Ивановский государственный энергетический университет имени В.И. Ленина
Иваново, Россия
e-mail: dvikhareff@yandex.ru

Аннотация

Состояние вопроса: Анализ переходных процессов в трансформаторах тока, в частности, производится с помощью метода спрямленной характеристики намагничивания. Одним из основных параметров такой характеристики является индуктивность цепи намагничивания в схеме замещения трансформатора тока, определяющая зависимость потокосцепления вторичной обмотки от величины намагничивающего тока на участке насыщения. В настоящее время определение индуктивности цепи намагничивания, соответствующей участку насыщения, производится с помощью его вольт-амперных характеристик в амплитудных величинах. Расчетные выражения основываются на допущении о нулевом значении омического сопротивления вторичной обмотки, что может существенно влиять на точность определения параметров цепи намагничивания.

Материалы и методы: Использовались теория линейных и нелинейных электрических цепей, методы математического и физического моделирования.

Результаты: При проведении теоретического исследования был сделан вывод о том, что максимальное значение потокосцепления вторичной обмотки определяется не только средневыпрямленным значением напряжения на ее выводах, но также и омическим сопротивлением. В ходе экспериментального исследования с применением трансформатора тока ТЛК-СТ-10 установлено, что учет омического сопротивления вторичной обмотки может привести к уменьшению расчетного значения индуктивности цепи намагничивания более чем в два раза.

Выводы: По результатам проведенных исследований рекомендуется не использовать вольт-амперные характеристики трансформатора тока для расчета индуктивности цепи намагничивания, соответствующей участку насыщения, по причине невозможности точной оценки влияния омического сопротивления на величину амплитудного значения потокосцепления вторичной обмотки.

Ключевые слова: трансформатор тока, вольт-амперная характеристика, схема замещения.

ASSESSMENT OF THE INFLUENCE OF OHMIC RESISTANCE ON THE DETERMINATION OF THE MAGNETIZING BRANCH PARAMETERS OF A CURRENT TRANSFORMER

Dmitry Vikharev, Vorobeva Yekaterina, Andrey Murzin, Nikita Rodin
Ivanovo State Power Engineering University
Ivanovo, Russia
e-mail: dvikhareff@yandex.ru

Abstract

Background: The analysis of transient processes in current transformers is commonly performed using the straightened magnetization curve method. One of the key parameters of this characteristic is the inductance of the magnetizing branch in the current transformer equivalent circuit, which determines the relationship between the secondary winding flux linkage and the magnetizing current in the saturation region. At present, the inductance corresponding to the saturation segment is determined using voltage-current characteristics expressed in amplitude values. The analytical expressions used for this purpose are based on the assumption of zero ohmic resistance of the secondary winding, which may significantly affect the accuracy of magnetizing branch parameter determination.

Materials and Methods: The study employed the theory of linear and nonlinear electric circuits, along with mathematical and physical modeling methods.

Results: The theoretical investigation showed that the maximum flux linkage of the secondary winding is determined not only by the average rectified value of the voltage at the secondary terminals, but also by the ohmic resistance of the winding itself. An experimental study conducted using a TLK-ST-10 current transformer demonstrated that accounting for the ohmic resistance of the secondary winding can reduce the calculated magnetizing branch inductance by more than a factor of two.

Conclusions: Based on the results obtained, the use of voltage–current characteristics of current transformers for determining the inductance of the magnetizing branch in the saturation region is not recommended, due to the current lack of methods that allow accurate assessment of the influence of ohmic resistance on the amplitude value of the secondary winding flux linkage.

Key words: current transformer, voltage–ampere characteristic, equivalent circuit.

1. ВВЕДЕНИЕ

Электромагнитные трансформаторы тока (ТТ) широко применяются для измерения электрического тока в электрических цепях напряжением от 3 до 750 кВ. Исследование установившихся и переходных процессов в ТТ проводится с помощью схемы замещения, детально описанной в [1]. Одним из её основных параметров является индуктивность цепи намагничивания L_m , определяемая характеристикой намагничивания. Для анализа переходных процессов широко применяются методы прямоугольной (ПХН), спрямленной (СХН), наклонной (НХН) характеристик намагничивания [2]. В каждом из этих методов значение индуктивности намагничивания L_m является кусочно-линейной функцией от величины потокоцепления вторичной обмотки Ψ_2 . При составлении схемы замещения ТТ на основе НХН цепь намагничивания представляет собой индуктивность $L_{m(\text{лин})}$, определяемую наклоном характеристики намагничивания на линейном участке. Значение L_m является одним из основных параметров ТТ, указанных в эксплуатационной документации [3]. Постоянная времени вторичного контура T_s , определяемая $L_{m(\text{лин})}$, используется для выбора ТТ с классами точности 5PR, 10PR, TPY, TPZ, а также для расчета времени до насыщения в соответствии с [4]. Для анализа вторичного трансформатора тока при насыщении его магнитопровода может использоваться СХН, особенностью которой является ненулевое значение индуктивности цепи намагничивания L_s на участке насыщения. Этот способ представления магнитной системы ТТ лежит в основе аналитических выражений для расчета вторичного тока и тока намагничивания при насыщении магнитопровода [5]. Также СХН может использоваться для восстановления вторичного тока ТТ в переходных режимах [6].

В [5] представлено аналитическое выражение для расчета индуктивности цепи намагничивания ТТ с тороидальной обмоткой:

$$L_m = \frac{dB}{dH} \frac{w_2^2 S}{l}, \quad (1)$$

где dB/dH – дифференциальная магнитная проницаемость; w_2 – число витков вторичной обмотки ТТ; S – площадь поперечного сечения магнитопровода; l – длина средней силовой магнитной линии.

Известно, что для определения индуктивности $L_{m(\text{лин})}$ дифференциальную магнитную проницаемость следует рассчитывать на основе основной кривой намагничивания [3]. Наиболее точные значения индуктивности L_s на участке

насыщения возможно получить с помощью амплитудной динамической характеристики намагничивания [5]. Однако, применение аналитического выражения (1) зачастую затруднительно из-за отсутствия необходимых данных в паспорте трансформатора тока [3]. По этой причине для определения значений $L_{m(\text{лин})}$, L_s используют вольт-амперные характеристики (ВАХ) вторичных обмоток ТТ.

Индуктивность цепи намагничивания $L_{m(\text{лин})}$ определяется наклоном линейного участка ВАХ:

$$L_{m(\text{лин})} = \frac{0,7U_{\text{нам.расч.}} - 0,2U_{\text{нам.расч.}}}{\omega(I_{m70\%} - I_{m20\%})}, \quad (2)$$

где $U_{\text{нам.расч.}}$ – расчетное значение напряжение намагничивания в соответствии с п. 6.7.5 [3]; $I_{m70\%}$, $I_{m20\%}$ – действующее значение тока намагничивания, измеренное при подаче $0,7U_{\text{нам.расч.}}$ и $0,2U_{\text{нам.расч.}}$ соответственно; ω – угловая частота.

При отсутствии амплитудной динамической характеристики намагничивания для определения индуктивности L_s могут быть использованы ВАХ в амплитудных значениях тока намагничивания [7]. Такая характеристика может быть получена в процессе технического обслуживания ТТ, а также на основе ВАХ в действующих значениях тока с помощью зависимости коэффициента амплитуды тока от напряженности магнитного поля. Значение индуктивности L_s может быть рассчитано на основе выражения:

$$L_s = \frac{1}{4fk_\phi} \frac{dU_{2\text{cp}}}{dI_{\text{нам}}}, \quad (3)$$

где $U_{2\text{cp}}$ – средневыпрямленное, приведенное к действующему, значение напряжения на выводах вторичной обмотки; $I_{\text{нам}}$ – амплитудное значение тока намагничивания; f – частота напряжения; k_ϕ – отношение действующего и средневыпрямленного значений синусоидального сигнала.

Отношение приращений U_2 и $I_{\text{нам}}$ в выражении (3) определяется углом наклона участка насыщения ВАХ в амплитудных величинах. В [7] указано, что этому участку соответствуют значения напряженности магнитного поля, превышающие $100 \cdot H_c$ (коэрцитивная сила, А). Выражение для расчета индуктивности L_s основано на допущении о нулевом омическом сопротивлении вторичной обмотки R_2 . То есть принимается, что амплитуда тока намагничивания при насыщении магнитопровода определяется только индуктивностью L_s . **Цель исследования** заключается в

оценке влияния описанного допущения на рассчитанные значения индуктивности L_s по выражению (3).

II. ОПРЕДЕЛЕНИЕ ХАРАКТЕРИСТИКИ НАМАГНИЧИВАНИЯ ПО ВОЛЬТ-АМПЕРНОЙ ХАРАКТЕРИСТИКЕ ВТОРИЧНОЙ ОБМОТКИ

В [8] предложен способ снятия ВАХ с помощью источника синусоидального напряжения, амперметра, реагирующего на амплитудные значения тока намагничивания, и вольтметра, измеряющего средневыпрямленное значение напряжения на выводах вторичной обмотки. Использование таких измерительных приборов позволяет получить одну и ту же характеристику при использовании разных испытательных установок. Амплитудное значение потокосцепления вторичной обмотки Ψ_2 при наличии синусоидального напряжения на ее выводах может быть определено на основе второго закона Кирхгофа:

$$u_2(t) = i_{\text{нам}}(t)R_2 + \frac{d\Psi_2}{dt}, \quad (4)$$

где $u_2(t)$ – напряжение на выводах вторичной обмотки; $i_{\text{нам}}(t)$ – ток намагничивания.

В [8] принимается допущение о нулевом значении омического сопротивления вторичной обмотки R_2 . Таким образом, напряжение на выводах вторичной обмотки $u_2(t)$ определяется только изменением величины потокосцепления $\Psi_2(t)$. Для измерения напряжения применяется вольтметр, реагирующей на среднее выпрямленное значение. С учетом описанного допущения показание этого измерительного прибора $U_{2\text{ср}}$ определяется выражением:

$$U_{2\text{ср}} = \frac{1}{T} \int_0^T |u_2(t)| dt \approx \frac{1}{T} \int_0^T \left| \frac{d\Psi_2}{dt} \right| dt, \quad (5)$$

где T – период напряжения $u_2(t)$.

Так как существует интервал времени, равный половине периода T , на котором значение напряжения $u_2(t)$ принимает только положительные значения, выражение (5) может принять следующим вид:

$$U_{2\text{ср}} = \frac{2}{T} \int_0^{T/2} \frac{d\Psi_2}{dt} dt = \frac{2}{T} \left(\Psi_2 \left(\frac{T}{2} \right) - \Psi_2(0) \right). \quad (6)$$

Напряжение $u_2(t)$, которое является производной потокосцепления $\Psi_2(t)$, не меняет свой знак на интервале $[0; T/2]$ и на его границах нулевые значения. По этой причине потокосцепление $\Psi_2(t)$ на границах указанного интервала имеет экстремальные значения $\pm\Psi_{2\text{макс}}$. С учетом этого выражение (6) примет вид:

$$U_{2\text{ср}} = \frac{2}{T} (\Psi_{2\text{макс}} - (-\Psi_{2\text{макс}})) = \frac{4\Psi_{2\text{макс}}}{T}. \quad (7)$$

Таким образом, средневыпрямленное напряжение на выводах вторичной обмотки $U_{2\text{ср}}$ определяется максимальным значением потокосцепления $\Psi_{2\text{макс}}$. Этому значению соответствует амплитуда тока намагничивания $I_{\text{нам}}$. С помощью ВАХ, снятой описанным способом, возможно определить характеристику намагничивания в амплитудных значениях $\Psi_{2\text{макс}} = f(I_{\text{нам}})$. Однако, как будет показано далее, допущение о нулевом значении омического сопротивления R_2 может привести к значительному

изменению угла наклона характеристики на участке насыщения.

III. ОЦЕНКА ВЛИЯНИЯ ОМИЧЕСКОГО СОПРОТИВЛЕНИЯ НА ОПРЕДЕЛЕНИЕ ПАРАМЕТРОВ ЦЕПИ НАМАГНИЧИВАНИЯ ТРАНСФОРМАТОРА ТОКА

Выражение (5) может быть записано с учетом омического сопротивления вторичной обмотки и иметь следующий вид:

$$U_{2\text{ср}} = \frac{1}{T} \int_0^T \left(i_{\text{нам}}(t)R_2 + \frac{d\Psi_2}{dt} \right) dt. \quad (8)$$

Так как на интервале времени $[0; T/2]$ напряжение на выводах вторичной обмотки $u_2(t)$ принимает положительные значения, выражение (8) можно преобразовать следующим образом:

$$U_{2\text{ср}} = \frac{2}{T} \int_0^{T/2} \left(i_{\text{нам}}(t)R_2 + \frac{d\Psi_2}{dt} \right) dt. \quad (9)$$

Известно, что ток намагничивания $i_{\text{нам}}(t)$ и напряжение на выводах вторичной обмотки $u_2(t)$ могут иметь различные знаки на одном полупериоде. Например, в случае линейной зависимости $\Psi_2 = L_{\text{м(лин)}} \cdot i_{\text{нам}}$ напряжение $u_2(t)$ опережает ток намагничивания $i_{\text{нам}}(t)$ на угол φ , равный $\text{arctg}(2\pi f L_{\text{м(лин)}}/R_2)$. При преобладании индуктивного сопротивления $2\pi f L_{\text{нам}}$ угол φ стремится к $\pi/2$. Описанный случай может наблюдаться при работе магнитной системы ТТ без насыщения и перемагничивания. Тогда результат интегрирования первого слагаемого в выражении (9) на интервале $[0; T/2]$ имеет нулевое значение, то есть:

$$U_{2\text{ср}} = \frac{2}{T} \int_0^{T/2} i_{\text{нам}}(t)R_2 dt = 0. \quad (10)$$

Тогда неучет омического сопротивления R_2 не приводит к изменению выражения (7). Однако, при насыщении магнитной системы разница фаз между напряжением $u_2(t)$ и принужденной составляющей тока $i_{\text{нам}}(t)$ определяется соотношением индуктивного сопротивления $2\pi f L_s$ и омического сопротивления R_2 . Так как индуктивность $L_{\text{м(лин)}}$ многократно превышает значение L_s , значение угла сдвига фаз φ отличается от $\pi/2$. По этой причине результат интегрирования первого слагаемого в выражении (9) может отличаться от нуля. Предлагается для оценки влияния омического сопротивления R_2 на результат определения величины максимального потокосцепления $\Psi_{2\text{макс}}$ осуществлять интегрирование слагаемого $R_2 i_{\text{нам}}(t)$ на основе его абсолютного значения:

$$U_{2\text{ср}} = \frac{2R_2}{T} \int_0^{T/2} |i_{\text{нам}}(t)| dt + \frac{2}{T} \int_0^{T/2} \frac{d\Psi_2}{dt} dt. \quad (11)$$

Предлагаемое преобразование соответствует нулевому значению разницы фаз φ между напряжением $u_2(t)$ и током намагничивания $i_{\text{нам}}(t)$. Тогда выражение (7) может принять следующий вид:

$$U_{2\text{ср}} = I_{\text{нам(ср)}} R_2 + \frac{4\Psi_{2\text{макс}}}{T}, \quad (12)$$

где $I_{\text{нам(ср)}}$ – средневыпрямленное значение тока намагничивания $i_{\text{нам}}(t)$.

Для определения индуктивности цепи намагничивания L_s на основе СХН в соответствии с выражением (3)

необходимо использовать скорректированное значение напряжения с учетом омического сопротивления R_2 :

$$U'_{2cp} = U_{2cp} - I_{нам(ср)} R_2. \quad (13)$$

С помощью испытательного комплекса РЕТОМ-25 проведено снятие ВАХ в амплитудных значениях для вторичной обмотки с классом точности 10Р трансформатора тока ТЛК-СТ-10 для экспериментального определения индуктивности L_s с учетом омического сопротивления R_2 . Результаты снятия ВАХ представлены в таблице 1.

Таблица 1. ЗНАЧЕНИЯ НАПРЯЖЕНИЯ НА ВЫВОДАХ ВТОРИЧНОЙ ОБМОТКИ И ТОКА НАМАГНИЧИВАНИЯ

Средневыпрямленное, приведенное к действующему, значение напряжения U_{2cp} , В	Амплитудное значение тока намагничивания, А	Средневыпрямленное, приведенное к действующему, значение тока намагничивания I_{2cp} , А
13,2	0,067	0,051
27,9	0,155	0,100
36,7	0,450	0,177
38,6	1,5	0,330
39,5	3,1	0,600
40,3	6,2	1,1
40,6	9,9	1,5
40,9	12,5	2,2
41,0	15,9	2,5
41,2	17,6	3,2

Для определения угла наклона участка насыщения ВАХ в амплитудных величинах используются две крайние точки характеристики. Значение индуктивности L_s может быть рассчитано в соответствии с экспериментальными данными и выражением (3):

$$L_s = \frac{1}{4 \cdot 50 \cdot 1,11} \cdot \frac{41,2 - 41,0}{17,6 - 15,9} = 5,3 \cdot 10^{-4} \text{ Гн}. \quad (14)$$

Рассчитанное значение получено на основе упрощенных выражения для определения максимального значения потокосцепления (7). Для расчета индуктивности L_s с учетом омического сопротивления R_2 , равного 0,17 Ом, необходимо определить скорректированные значения напряжения в соответствии с выражением (13):

$$U'_{2cp1} = 41,0 - 2,5 \cdot 0,17 = 40,58 \text{ В}. \quad (15)$$

$$U'_{2cp2} = 41,2 - 3,2 \cdot 0,17 = 40,66 \text{ В}. \quad (16)$$

Тогда индуктивность L_s может быть рассчитана с учетом скорректированных значений напряжений:

$$L'_s = \frac{1}{4 \cdot 50 \cdot 1,11} \cdot \frac{40,66 - 40,58}{17,6 - 15,9} = 2,1 \cdot 10^{-4} \text{ Гн}. \quad (17)$$

Рассчитанные по выражениям (14), (17) значения индуктивности цепи намагничивания отличаются более чем в два раза. Таким образом, омическое сопротивление вторичной обмотки может значительно влиять на величину расчетного значения цепи намагничивания. Стоит отметить, что полученное в выражении (17) значение

соответствует нулевой разнице фаз между напряжением на выводах вторичной обмотки $u_2(t)$ и принужденной составляющей тока $i_{нам}(t)$ при глубоком насыщении магнитопровода. В действительности значение разницы фаз находится в интервале $[0; \pi/2]$. Истинное значение индуктивности также принадлежит интервалу от $2,1 \cdot 10^{-4}$ до $5,3 \cdot 10^{-4}$ Гн в зависимости от действительного значения разницы фаз φ . Таким образом, определение индуктивности цепи намагничивания на участке насыщения СХН по ВАХ в амплитудных значениях является сложной задачей, требующей учета омического сопротивления вторичной обмотки.

IV. ЗАКЛЮЧЕНИЕ

Существующие способы определения параметров цепи намагничивания в схеме замещения трансформатора тока основаны на допущении о нулевом значении омического сопротивления вторичной обмотки. Установлено, что при определении индуктивности цепи намагничивания, соответствующей участку насыщения СХН, омическое сопротивление может оказывать существенное влияние. Предложен способ для расчета максимального значения потокосцепления с учетом омического сопротивления на основе средневыпрямленного значения тока намагничивания. Результаты проведенных экспериментальных исследований указывают на возможное уменьшение значения индуктивности цепи намагничивания на участке насыщения СХН в более чем два раза. Таким образом, для определения параметров цепи намагничивания рекомендуется не использовать вольт-амперные характеристики трансформаторов тока.

Список литературы

- [1] Атабеков Г. И. Релейная защита высоковольтных сетей. — Москва, Ленинград: Изд-во и тип. Госэнергоиздата в М., 1949. — 424 с.
- [2] Королев, Е.А. Расчеты допустимых нагрузок в токовых цепях релейной защиты. — Москва: Энергия, 1980. — 207 с.: ил.; 20 см.
- [3] ГОСТ Р 70507.2-2024. Трансформаторы измерительные. Часть 2. Технические условия на трансформаторы тока.
- [4] ГОСТ Р 58669-2019. Единая энергетическая система и изолированно работающие энергосистемы. Релейная защита. Трансформаторы тока измерительные индуктивные с замкнутым магнитопроводом для защиты. Методические указания по определению времени до насыщения при коротких замыканиях.
- [5] Дроздов А.Д., Кузнецов С.Л. Исследование формы вторичного тока защитных трансформаторов тока в переходных и установившихся режимах // Электричество. 1971. № 4. С. 27 – 32.
- [6] Вихарев, Д. Ю. Алгоритм восстановления приведенного первичного тока при насыщении электромагнитного трансформатора тока без использования характеристики намагничивания / Д. Ю. Вихарев, Н. А. Родин // Известия Российской академии наук. Энергетика. — 2022. — № 6. — С. 36-45. — DOI 10.31857/S0002331022060061. — EDN AGKYMW.
- [7] Хлебников С.Д., Подгорный Э.В. О выборе расчетной характеристики намагничивания трансформаторов тока в переходных режимах // «Электричество». 1966. №9, С. 87-90.
- [8] Никитский В.З. Новый способ снятия вольт-амперных характеристик трансформатора тока // «Электрические станции». 1964. №10. С. 75-80.

ПРИМЕНЕНИЕ ЦИФРОВЫХ ТЕХНОЛОГИЙ ДЛЯ ИНТЕГРАЦИИ ИНСТРУКЦИЙ ПО ЭКСПЛУАТАЦИИ ПРОТИВОАВАРИЙНОЙ АВТОМАТИКИ В ОПЕРАТИВНО-ИНФОРМАЦИОННЫЙ КОМПЛЕКС

Гатилов Н.С.

Филиал АО «СО ЕЭС» Красноярское РДУ, ФГАОУ ВО «Сибирский федеральный университет»,
Красноярск, Россия
e-mail: nikgatilov@mail.ru

Аннотация

Состояние вопроса: Развитие электроэнергетической системы за счёт противоаварийного управления (повышение степени использования имеющейся электрической сети) требует меньших затрат, как финансовых, так и временных, но имеет сложность эффективной организации, а также дальнейшей эксплуатации устройств противоаварийной автоматики (далее – ПА). Эксплуатация устройств ПА осуществляется на диспетчерском и объектовом уровне посредством инструкций по эксплуатации и оперативному обслуживанию устройств ПА. Объём текстовой информации, необходимой для организации эффективного противоаварийного управления, на текущий момент достигает критического значения для эффективного усвоения персоналом, а внедрение цифровых технологий с прогрессивными методами параллельной обработки информации позволяет интегрировать эксплуатационную документацию в различные программные среды (оперативно-информационный комплекс (ОИК) СК-11, SCADA системы) и повысить эффективность поиска, анализа информации и быстрого принятия решения в критической ситуации.

Материалы и методы: Анализ базы данных реального времени СК-11, CIM моделирование.

Результаты: разработана графическая форма представления инструкции по эксплуатации устройства ПА в ОИК СК-11 с привязкой к телеизмерениям и телесигналам из базы данных реального времени СК-11 посредством CIM-модели.

Выводы: Практическая значимость разработанной формы заключается в повышении эффективности анализа информации по устройствам ПА и снижении трудозатрат для диспетчерского персонала по операциям с устройствами ПА.

Ключевые слова: оперативно-информационный комплекс, противоаварийная автоматика.

APPLICATION OF DIGITAL TECHNOLOGIES FOR INTEGRATING EMERGENCY AUTOMATION OPERATING INSTRUCTIONS INTO THE OPERATIONAL INFORMATION COMPLEX

Nikita Gatilov

Branch of JSC «SO UPS» The Regional Dispatching Office of Krasnoyarsk, FSAEI HE «Siberian Federal University»,
Krasnoyarsk, Russian Federation
e-mail: nikgatilov@mail.ru

Abstract

Background: Development of the power system through emergency control (by increasing the utilization rate of the existing electrical network) requires less cost, both financial and temporal. However, it presents challenges in terms of effective organization and the subsequent operation of emergency automation devices (hereinafter - EA). The volume of textual information required for organizing effective emergency control has currently reached a critical level for normal comprehension by personnel. Meanwhile, the implementation of digital technologies with advanced methods of parallel information processing allows for the integration of operational documentation into various software environments (the SK-11 Operational Information Complex, SCADA systems). This enhances the efficiency of information search, analysis, and enables rapid decision-making in critical situations.

Materials and methods: Analysis of the SK-11 real-time database, CIM modeling.

Results: A graphical form for presenting the operating instructions for an EA device in the SK-11 Operational Information Complex has been developed, linked to telemetering and telesignaling data from the SK-11 real-time database via a CIM model;

Conclusions: The practical significance of the developed form lies in increasing the efficiency of information analysis for EA devices and reducing the labor costs for dispatch personnel during operations with EA devices.

Key words: operational information complex, emergency automation.

I. ВВЕДЕНИЕ

Повышение степени использования пропускной способности имеющейся электрической сети за счёт применения противоаварийного управления по сравнению с увеличением пропускной способности электрической сети за счёт дополнительного сетевого строительства, хоть и является менее затратным мероприятием, как с точки зрения капитальных вложений, так и с точки зрения времени реализации, но требует более высокой квалификации персонала на стадии разработки в последующей эксплуатации.

Под противоаварийным управлением понимается оснащение объектов энергосистемы автоматическими устройствами (комплексами) ПА, осуществляющими измерение и обработку параметров электрического режима электроэнергетической системы, передачу информации и команд управления, реализующие управляющие воздействия в соответствии с заданными алгоритмами и настройкой для предотвращения развития аварий в электроэнергетических системах, их локализации и ликвидации [1].

Развитие электроэнергетической системы России посредством противоаварийного управления приводит к увеличению количества вышеуказанных устройств (комплексов) ПА, которые довольно часто являются функционально зависимыми от эксплуатационного состояния ЛЭП, оборудования и других устройств РЗА.

Необходимость учёта большого количества факторов и взаимосвязей для организации эффективного противоаварийного управления ставит сложную и объёмную задачу по организации правильной эксплуатации устройств ПА на всех уровнях оперативно-диспетчерского управления, которая осуществляется при помощи инструкций по эксплуатации и оперативному обслуживанию устройств ПА, которые на текущий составляют сотни, а иногда и тысячи страниц текстовой информации.

В аварийных ситуациях выполнение быстрого анализа и принятия взвешенного решения диспетчерским и оперативным персоналом является крайне важной задачей, а развитие цифровых технологий в электроэнергетике открывает широкие возможности для решения, как данной задачи, так и в целом повышения качества эксплуатации устройств ПА на всех уровнях оперативно-диспетчерского управления.

II. СУЩЕСТВУЮЩИЕ НОРМЫ И ТРЕБОВАНИЯ К ИНСТРУКЦИЯМ ПО ЭКСПЛУАТАЦИИ ПА

В настоящее время в соответствии с правилами технической эксплуатации электрических станций и сетей Российской Федерации, утверждёнными приказом Министерства энергетики РФ от 04.10.2022 № 1070 (далее – ПТЭ), на объекте электроэнергетики в отношении всех находящихся в эксплуатации устройств ПА должны быть разработаны инструкции по эксплуатации и оперативному обслуживанию.

Основные требования к содержанию вышеуказанных инструкций также определены ПТЭ разделом XL. При этом требования по оформлению и степени детализации инструкций по эксплуатации и оперативному обслуживанию устройств ПА определяются уже локальными нормативно-методическими документами (далее – НТД) каждой организации.

Необходимо учитывать, что инструкции по эксплуатации и оперативному обслуживанию устройств ПА на уровне объекта эксплуатации разрабатываются на основании инструкций диспетчерского центра по обслуживанию локальных устройств и комплексов ПА (для устройств, являющихся объектами диспетчеризации), которые также имеют свои локальные требования и при разработке не ограничиваются только объектом электроэнергетики и учитывают специфику противоаварийного управления всего энергорайона или операционной зоны.

Как правило, инструкция по обслуживанию локальных устройств и комплексов ПА, разрабатываемая диспетчерским центром, имеет следующую структуру:

- Общие положения (назначение, кто руководствуется, взаимосвязь с другими инструкциями, термины и сокращения и пр.);
- Краткое описание (назначение устройства (комплекса) ПА, аппаратная реализация, функциональные возможности, нормальное эксплуатационное состояние и пр.);
- Указания по обслуживанию (операции при выводе выключателей, ЛЭП, блоков, АТ(Т), систем шин (с указанием порядка проведения операций), операции при неисправности измерительных цепей, операции по выводу из работы комплекса ПА (входящих в его состав отдельных устройств), операции при выводе из работы или неисправности УПАСК (телемеханики и связи) и пр.).

Довольно развитая структура и её детализация приводит к увеличению объёма информации, которая погружается в инструктивную документацию, что особенно заметно на уровне диспетчерских центров. Наложение большого количества указаний по изменению функционального состояния устройств ПА из-за их многофакторности для эффективного противоаварийного управления (пример рассмотрен в разделе III) приводит к колоссальному увеличению объёма инструкций по обслуживанию ПА.

При этом требованиями НТД определено содержание, но не графическая представление инструкций по обслуживанию ПА, что даёт возможность оптимизации и более наглядного представления большого объёма информации, но не исключает указаний по изменению функционального состояния ПА при изменении эксплуатационного состояния ЛЭП, оборудования, устройств РЗА.

III. МНОГОФАКТОРНОСТЬ ЭФФЕКТИВНОГО ПРОТИВОАВАРИЙНОГО УПРАВЛЕНИЯ

Рассматриваемый энергорайон, для которого выявлена необходимость учёта множество факторов с целью эффективного противоаварийного управления приведён на рис. 1.

В рассматриваемом энергорайоне имеется тепловая электростанция (далее – ТЭС), на которой установлено устройство частотной делительной автоматики (далее – ЧДА). ЧДА предназначена для предотвращения полного останова ТЭС при недопустимом снижении частоты в энергосистеме. ЧДА необходимо реализовывать на всех ТЭС установленной мощностью 25 МВт и более, а также осуществлять выделение электростанции, её частей или отдельных энергоблоков (генераторов) на собственные нужды (изолированный район нагрузки) [3].

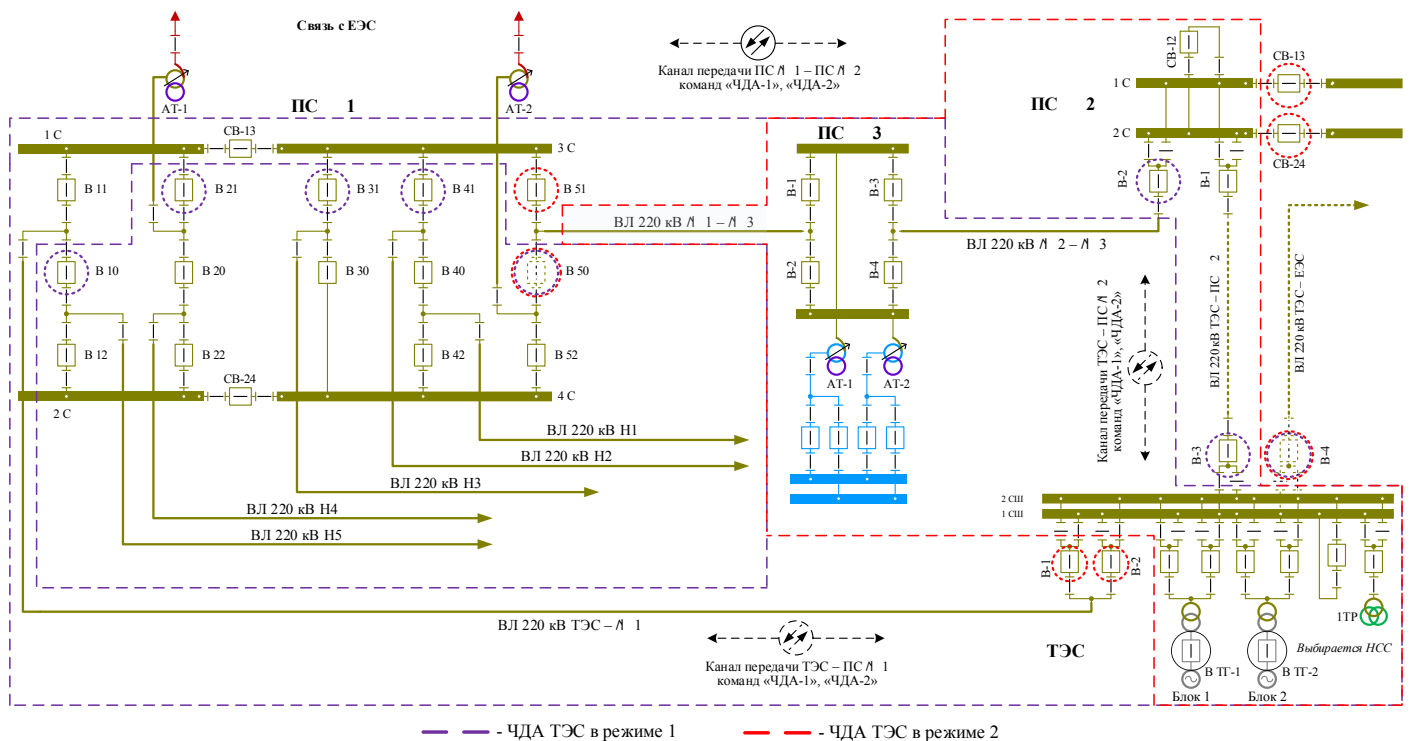


Рис. 1. Упрощённая схема рассматриваемого энергорайона

ЧДА позволяет ускорить восстановление электроснабжения потребителей в послеаварийном режиме и является «последним эшелоном обороны» противоаварийного управления, поэтому обеспечение правильной работы ЧДА является критически важной задачей, учитывая важную особенность, что пуск блока тепловой станции занимает крайне много времени, особенно после аварийного останова.

Ввиду большой величины единичной мощности блока 1 и блока 2 ТЭС, действие ЧДА направлено на выделение одного энергоблока (определяется начальником смены электростанции) на сбалансированный энергорайон (с нагрузкой ПС № 3). ПС № 1 и № 2 осуществляют питание мощного промышленного потребителя и сильно превышают установленную мощность ТЭС. Также ключевой особенностью является отсутствие прямой электрической связи между ТЭС и ПС № 3, исходя из этого, выделение ТЭС на нагрузку ПС № 3 возможно двумя способами:

1. Режим 1 – питание ПС № 3 через ПС № 1;
2. Режим 2 – питание ПС № 3 через ПС № 2.

ПС № 1 и ПС № 2 являются транзитными и важным условием для работоспособности ЧДА является её действие на отключение транзитных связей, как на самой ТЭС, так и на ПС № 1 и ПС № 2.

Исходя из вышеизложенного, для правильной работы ЧДА необходимы каналы для передачи управляющих воздействий, которые реализуются посредством УПАСК, организованными по ВОЛС.

Для надёжности функционирования предусмотрен также канал по ВОЛС между ПС № 1 и ПС № 2, тем самым обеспечивается высокая надёжность функционирования, позволяющая при неисправности любого из каналов сохранять работоспособность ЧДА.

Условия ввода режима 1/режима 2 ЧДА или вывода ЧДА, в зависимости от вышеописанных факторов, приведены в таблице 1.

Таблица 1. УСЛОВИЯ РАБОТСПОСОБНОСТИ ЧДА

№	Условия для режима 1 (должно быть в работе)	Условия для режима 2 (должно быть в работе)
1.	Блок 1 или Блок 2 на ТЭС	Блок 1 или Блок 2 на ТЭС
2.	В 11 и СВ-13 и В 51 на ПС № 1	В 3 на ТЭС
3.	В 1 или В 2 на ПС № 3	В 1 и В 2 и СВ-13 на ПС № 2
4.	АТ-1 или АТ-2 на ПС № 3	В 3 или В 4 на ПС № 3
5.	На ПС № 1 приёмник ТЭС – ПС № 1 или ПС № 1 – ПС № 2	АТ-1 или АТ-2 на ПС № 3
6.	На ПС № 2 приёмник ТЭС – ПС № 2 или ПС № 1 – ПС № 2	На ПС № 1 приёмник ТЭС – ПС № 1 или ПС № 1 – ПС № 2
7.	–	На ПС № 2 приёмник ТЭС – ПС № 2 или ПС № 1 – ПС № 2

Примечание: при невыполнении условий для режима 1 и режима 2 устройство ЧДА оперативно выводится.

Организация эксплуатации, в данном случае, попадает в зону ответственности диспетчерского центра и отражается в его инструкциях по обслуживанию устройств ПА. Представленный случай имеет практический аналог, но для наглядности крайне упрощен.

IV. ИНТЕГРАЦИЯ ИНСТРУКТИВНОЙ ДОКУМЕНТАЦИИ ПО УСТРОЙСТВАМ ПА В ОИК СК-11

Заданный в настоящее время вектор на развитие цифрового двойника электроэнергетической системы диктует необходимость высокой степени автоматизации процессов обработки и анализа информации. Созданная АО «СО ЕЭС» единая информационная модель ЕЭС России (ЕИМ) открывает широкие возможности для оптимизации.

На сегодняшний момент в диспетчерский центр поступает огромное количество телеинформации, а развитие программно-аппаратных средств позволяет не только ИТ, но и технологическим подразделениям обрабатывать необходимую телеинформацию для прикладных задач.

Аппаратная реализация	Функции	Контролируемые величины		Оперативные возможности										Нормальное эксплуатационное состояние	
		Описание	ТН	Функциональные		Группы уставок			Перевод на ОВ		Сигнализация		Управляющие воздействия		
				Описание	ТС	Описание	Факт	Треб.	О сраб.	О неспл.	Нормально введенные	Нормально выведенные			
АОПО системы ТЭС															
МП устройство типа ЭКРА 223 0108	АОПО ВЛ 220 кВ ТЭС – ПС № 1	Суммарный ток через В-1 и В-2	147	1. Вывод/ввод: – функция АОПО газдвй ЛЭП; – цель тока; – цель напряжения; – управляющих воздействий	Сост. Функции	3 группы: – «Зима» – «Мек» – «Лето»	Зима руч.	Зима	–	Имеется в т.ч. ТС	Имеется в т.ч. ТС	1. Отклонение в ТГ-2; 2. Отклонение с запретом АПВ В-1; 3. Отклонение с запретом АПВ В-2; 4. Пуск команды № 1 «ТО ВЛ» в ПРДУ ПРМ КЕДР по ВОЛС ТЭС – ПС № 1.	1. Пуск команды № 5 «ОН ПС № 1» в ПРДУ ПРМ КЕДР по ВОЛС ТЭС – ПС № 1.	Устройство введено в работу с: – контролем токов через В-1, В-2, В-3; – контролем напряжений от ТН1, выбранных автоматически; – введенными функциями АОПО всех ЛЭП; – введенным автоматическим изменением параметров настройки АОПО; – выбранной оперативно группой параметров настройки «Зима»; – нормально введенными управляющими воздействиями.	
	АОПО ВЛ 220 кВ ТЭС – ПС № 2	Напряжение от ТН1 или ТН2 (прим. 1)	237	2. Спер./Авт. изменение параметров настройки АОПО.	Сост. Функции	–	–	–	Имеется в т.ч. ТС	Имеется в т.ч. ТС	1. Отклонение в ТГ-2; 2. Отклонение с запретом АПВ В-3; 3. Пуск команды № 1 «ТО ВЛ» в ПРДУ ПРМ КЕДР по ВОЛС ТЭС – ПС № 2.	1. Пуск команды № 5 «ОН ПС № 2» в ПРДУ ПРМ КЕДР по ВОЛС ТЭС – ПС № 2.	–		
Примечание: 1. Контролируемый ТН выбирается автоматически по состоянию (включен/отключен) выключателей В-1, В-2 и по положению шинных разъединителей этих выключателей. 2. Контролируемый ТН выбирается автоматически по положению шинных разъединителей соответствующего выключателя. 3. Воздействие на отклонение в ТГ-2 формируется функцией АОПО при направлении активной мощности от шин Станции 1 в контролируемый ЛЭП. 4. Воздействия на сигнализацию, отклонение с запретом АПВ выключателей перегруженной ЛЭП, на пуск команды № 1 «ТО ВЛ» формируются АОПО независимо от направления активной мощности (наличие и исправности цепей напряжения).															
АЛАР ВЛ 220 кВ ТЭС – ПС № 1															
МП устройство типа КПА-М	АЛАР ФЦС ВЛ 220 кВ ТЭС – ПС № 1	Суммарный ток через В-1 и В-2	147	Вывод/ввод: – функция АЛАР ФЦС; – цель тока; – цель напряжения; – управляющих воздействий.	Сост. Функции	4 группы	2-4 группа не используются	–	Имеется в т.ч. ТС	Имеется в т.ч. ТС	1. Отклонение с запретом АПВ В-1; 2. Отклонение с запретом АПВ В-2; 3. Пуск команды № 1 «ТО ВЛ» в ПРДУ ПРМ КЕДР по ВОЛС ТЭС – ПС № 1.	–	Устройство введено в работу с: – контролем токов через В-1, В-2, В-3; – выбранной автоматически; – введенной функцией АЛАР ФЦС; – введенной 1-ой группой уставок; – нормально введенными управляющими воздействиями.		
Примечание: 1. Контролируемый ТН выбирается автоматически по состоянию (включен/отключен) выключателей В-1, В-2 и по положению шинных разъединителей этих выключателей.															
ЧДА															
МП устройство типа МКПА	ЧДА	Напряжение от ТН1	237	1. Вывод/ввод: – функция ЧДА; – цель напряжения; – управляющих воздействий	Сост. Функции	2 режима	1 руч.	1	–	Имеется ТС отсут.	Имеется ТС отсут.	1. Отклонение в ТГ-1; 2. Отклонение в ТГ-2; 3. Отклонение с запретом АПВ В-1; 4. Отклонение с запретом АПВ В-2; 5. Отклонение с запретом АПВ В-3; 6. Отклонение с запретом АПВ В-4; 7. Пуск команд «ЧДА-1», «ЧДА-2» в устройство ПРДУ ПРМ КЕДР по ВОЛС ТЭС – ПС № 1; 8. Пуск команд «ЧДА-1», «ЧДА-2» в устройство ПРДУ ПРМ КЕДР по ВОЛС ТЭС – ПС № 2.	–	Устройство введено в работу с: – контролем напряжений от ТН1 и ТН2; – введенной функцией ЧДА; – введенным 1-ым режимом; – нормально введенными управляющими воздействиями.	
Примечание: 1. Функция ЧДА состоит из двух идентичных алгоритмов ЧДА 1 СШ-220 кВ и ЧДА 2 СШ-220 кВ, имеющих одинаковую настройку и управляющие воздействия. 2. Имеет три режима работы (выбирается оперативно) определяющих схему выделения ТЭС на изолированный ЭЭС России энергорайон: • Режим 1 – действует на выделение ТЭС с нагрузкой ПС № 3 через ПС № 1. • Режим 2 – действует на выделение ТЭС с нагрузкой ПС № 3 через ПС № 2. 3. Выбор выделяемого генератора определяется начальником смены ТЭС.															

Рис. 2. Графическая интерпретация инструкции по обслуживанию ПА ТЭС

Оперативно-информационный комплекс (ОИК СК-11) является неотъемлемой частью диспетчерского управления и позволяет осуществлять графическую интерпретацию инструкций по обслуживанию устройств ПА, а самое важное создавать правила необходимости изменения функционального состояния устройств ПА в зависимости от множества факторов (эксплуатационное состояние ЛЭП, оборудования, устройств РЗА).

Для более точного приближения к реальному объекту электроэнергетики в ОИК СК-11 разработана графическая интерпретация инструкции по обслуживанию устройств ПА ТЭС, приведенная на рис. 2, и в дополнение к ЧДА добавлено описание устройств АОПО и АЛАР

Приведённое описание соответствует структуре инструкций по обслуживанию ПА, описанной в разделе II. Высокая автоматизация объектов электроэнергетики и получение большого количества телеинформации, и применение CIM модели позволила:

1. Выполнить привязку телеизмерений для каждой функции, хотя это и не посредственное измерение фиксируемого устройством ПА, но это в значительной мере повышает скорость анализа функционирования. Для АОПО имеется возможность привязки фактической токовой уставки для каждой ступени, что является дальнейшим направлением развития;

2. Выполнить привязку телесигнализации об эксплуатационном состоянии функций, а также о неисправности и срабатывании, что позволяет выполнять анализ и планирование электроэнергетического режима;

3. Создать правила, при которых необходимо изменение группы уставок АОПО (по телеизмерению температуры) и режима работы ЧДА (по телесигнализации эксплуатационного состояния ЛЭП, оборудования, устройств РЗА, указанных в таблице I).

4. Экспортировать разработанную таблицу в текстовом формате с возможностью дальнейшего редактирования (исключение данных телеметрии) и погружения в текстовую часть инструкций по обслуживанию ПА.

V. Выводы

Представленная в статье графическая интерпретация инструкции по обслуживанию ПА позволяет значительно повысить скорость восприятия и анализа информации по устройствам ПА для диспетчерского персонала. Автоматический учёт множества факторов для эффективного противоаварийного управления позволяет исключить ошибки персонала и ускорить время отдачи команд на функциональные изменения в устройствах ПА.

Одним из дальнейших путей развития является разработка экспортного шаблона для погружения в физическую инструкцию с исключением текстового описания аналогичной информации и интеграции необходимых данных в SCADA системы объекта посредством CIM модели, что сопровождается внесением изменений в требования к содержанию и оформлению инструкций по ПА.

Список литературы

- [1] ГОСТ Р 57114-2022. Единая энергетическая система и изолированно работающие энергосистемы. Электроэнергетические системы. Оперативно-диспетчерское управление в электроэнергетике и оперативно-технологическое управление. Термины и определения. – Введ. 2023-02-01. – М.: Российский институт стандартизации, 2023. – 36 с.
- [2] Правила технической эксплуатации станций и сетей РФ (приказ Минэнерго РФ от 04.10.2022г. №1070).
- [3] ГОСТ 34045-2023. Электроэнергетические системы. Оперативно-диспетчерское управление. Автоматическое противоаварийное управление режимами энергосистем. Противоаварийная автоматика энергосистем. Нормы и требования. – Введ. 2023-06-01. – М.: Российский институт стандартизации, 2023. – 27 с.

ОРГАНИЗАЦИЯ ВЫСОКОЧАСТОТНОЙ СВЯЗИ ПО ВОЗДУШНЫМ ЛИНИЯМ ЭЛЕКТРОПЕРЕДАЧИ С ПОМОЩЬЮ ГАММА-СОГЛАСУЮЩЕГО УСТРОЙСТВА

Гранская А.А.¹, Мустафин Р.Г.¹, Касимов В.А.¹, Минуллин Р.Г.¹
¹ФГБОУ ВО «Казанский государственный энергетический университет»
Казань, Россия
e-mail: annamiss35@gmail.com

Аннотация

Состояние вопроса: Традиционно для реализации задач высокочастотной связи по воздушным линиям (ВЛ) используются устройства высокочастотной (ВЧ) обработки: ВЧ-заградители (ВЧЗ), конденсаторы связи (КС) и фильтры присоединения (ФП), каждый из которых характеризуется определенными преимуществами и недостатками. К тому же одной из существующих проблем является отсутствие или демонтаж на ВЛ каналов ВЧ обработки, что не позволяет организовать локационный мониторинг состояния проводов ВЛ. Описывается принципиально новая технология локационного метода и аппаратуры мониторинга повреждений и гололеда на проводах воздушных линий электропередачи напряжением 35 – 330 кВ, с использованием подвешенного локатора, размещенного на фазном проводе высоковольтной ЛЭП, получающего питание от его тока и инжектирующего импульс на фазный провод с помощью так называемого гамма-согласующего устройства (гамма трансформатора).

Материалы и методы: В программном комплексе PSCAD была создана модель распространения локационных сигналов по существующей ВЛ 110 кВ «Кутлу Букаш – Рыбная Слобода – Камская», изучены свойства гамма-согласующего устройства.

Результаты: Проведено моделирование работы гамма-согласующего устройства в программе PSCAD. Изучена зависимость наведенного сигнала при изменении параметров гамма-согласующего устройства. Показаны преимущества предлагаемого метода локационного мониторинга ВЛ перед методами мониторинга с использованием ВЧ обработки ВЛ, используемыми сегодня.

Выводы: Предложен новый подход организации высокочастотной связи по воздушным линиям электропередачи, исключающий необходимость ВЧ обработки линии. В его основе находится автономный подвешенный локатор, питающийся от тока провода и обеспечивающий прямую инжекцию измерительного импульса в фазный провод через гамма-согласующее устройство.

Ключевые слова: воздушные линии электропередачи, локационный мониторинг, определение места повреждения, гамма-согласующее устройство.

ORGANIZING HIGH-FREQUENCY COMMUNICATIONS OVER OVERHEAD POWER LINES USING A GAMMA MATCHING DEVICE

Anna Granskaya¹, Ramil Mustafin¹, Vasil Kasimov¹, Renat Minullin¹
¹Kazan State Power Engineering University
Kazan, Russia
e-mail: annamiss35@gmail.com

Abstract

Background: Traditionally, high-frequency (HF) processing devices are used to implement high-frequency communication tasks over overhead lines (OL): HF suppressors, coupling capacitors (CC), and coupling filters (CF), each of which has its own advantages and disadvantages. Furthermore, one of the existing problems is the absence or dismantling of HF processing channels on OL, which prevents the organization of location monitoring of the power transmission line wires. A fundamentally new technology is described for a location method and equipment for monitoring damage and ice on overhead power lines with a voltage of 35–330 kV, using a suspended locator placed on the phase conductor of a high-voltage transmission line, powered by its current and injecting a pulse onto the phase conductor using a so-called gamma-matching device (gamma transformer).

Materials and methods: In the PSCAD software package, a model of the propagation of location signals along the existing 110 kV «Kutlu Bukash – Rybnaya Sloboda – Kamskaya» overhead power line was created, and the properties of the gamma-matching device were studied.

Results: The operation of a gamma-matching device was simulated using PSCAD. The dependence of the induced signal upon changing the gamma-matching device parameters was studied. The advantages of the proposed method for power transmission line location monitoring over current monitoring methods using high-frequency processing of power transmission lines are demonstrated.

Conclusions: A new approach to organizing high-frequency communication over overhead power lines is proposed, eliminating the need for RF processing. It is based on an autonomous overhead locator powered by the wire's current and providing direct injection of a measuring pulse into the phase conductor via a gamma-matching device.

Key words: overhead power lines, location monitoring, fault location determination, gamma matching device.

1. ВВЕДЕНИЕ

В настоящее время энергетический сектор переживает цифровую трансформацию, которая предъявляет новые требования к системам связи: необходимы высокая скорость и исключительная надежность. Воздушные линии электропередачи, помимо своей основной функции, представляют собой готовую инфраструктуру для передачи высокочастотных информационных сигналов, что позволяет существенно экономить на прокладке дополнительных каналов связи.

Традиционно для реализации задач высокочастотной связи по ВЛ используются устройства ВЧ-обработки: ВЧ-заградители (ВЧЗ), конденсаторы связи (КС) и фильтры присоединения (ФП), каждый из которых характеризуется определенными преимуществами и недостатками. Однако сегодня также существуют примеры обеспечения надежной ВЧ-связи без эксплуатации данного оборудования, которые представлены в исследованиях Ferreira H.C., Hooijen O. [1] и Gomez-Garcia R. [2].

Отказ от применения аппаратуры присоединения, в свою очередь, приводит к необходимости установки и использования специальных устройств для ввода сигналов в фазный провод. Эти сигналы являются основой для локационного мониторинга – наиболее прогрессивного метода диагностики воздушных линий. В отличие от волновых методов и анализа параметров аварийного режима, локационный метод не только обнаруживает повреждения, но и точно определяет их местоположение и характер.

Принцип локационного зондирования основан на подаче в линию зондирующего импульса и анализе времени распространения этого сигнала до любой неоднородности в линии (обрыв, короткое замыкание, конец линии, отпайка) и обратно. Для этого применяется устройство, называемое рефлектометром. Его функциональная схема показана на рис. 1.

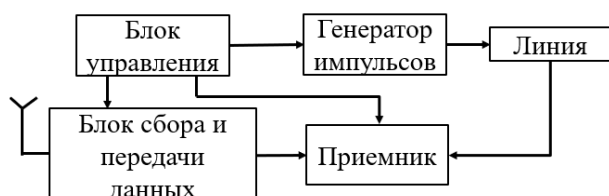


Рис. 1. Функциональная схема импульсного рефлектометра

Расстояние до дефекта определяется по временной задержке эхо-сигнала, а его вид – по полярности этого сигнала (она сохраняется при обрыве и меняется при коротком замыкании). Таким образом, основными информативными параметрами являются запаздывание и форма эхо-сигнала. Поскольку задержка отсчитывается от начала зондирующего импульса до начала эхо-сигнала, ключевой задачей для точного измерения расстояния становится четкое определение фронта отраженного импульса.

Расстояние до повреждения определяется на основе измерения интервала времени между отправкой зондирующего импульса и приемом его отражения от неоднородности (время двойного пробега). Расчет выполняется по формуле с использованием рефлектометров, которые также применяются для обнаружения гололедных отложений.

Параметры реальной линии электропередачи зависят от частоты. Эта частотная зависимость, проявляющаяся в амплитудно- и фазочастотных характеристиках, приводит к дисперсии – явлению, при котором спектральные составляющие сигнала распространяются с разной скоростью. Основной причиной дисперсии в ЛЭП является проникновение электромагнитного поля в грунт. Сильнее всего дисперсия искажает сигналы с широким спектром, такие как короткие импульсы: чем шире спектр, тем значительнее изменение формы. В результате отраженный импульсный сигнал оказывается деформированным, что создает серьезные трудности для его детектирования на фоне помех и точного измерения амплитуды и временной задержки.

Подробное описание технологии контроля состояния ВЛ локационным методом представлено в работе Минуллина Р.Г. и др. [3].

Для реализации рефлектометрических измерений на ВЛ в условиях, исключающих использование устройств присоединения, предлагается метод инжекции импульса через грозозащитный трос [4]. Данный подход основан на эффекте сильной магнитной связи между тросом и фазными проводами, что позволяет вводить зондирующий сигнал непосредственно в линию.

В статье предлагается использовать подвесной локатор, устанавливаемый непосредственно на фазный провод высоковольтной ВЛ и питаемый от его тока. Ключевое преимущество такого решения – возможность проведения рефлектометрических измерений на ВЛ без необходимости ВЧ-обработки линии. При установке локатора в начале линии можно регистрировать отраженные сигналы как от её конца, так и от возможных повреждений на проводах [4].

Подвесные локаторы могут подключаться к проводам ЛЭП по различным схемам. Наибольшее распространение получили симметричные шунтовые схемы (дельта- и Т-образная) и асимметричная (Г-образная). Наиболее перспективной считается асимметричная схема, или гамма-согласование. По сравнению с симметричными аналогами она конструктивно проще и позволяет использовать в качестве линии питания стандартный коаксиальный кабель. Подробный анализ этих и других методов согласования штыревых антенн представлен в работе Окунева Е.В. и соавторов [5].

В данной работе предлагается метод инжекции зондирующего импульса рефлектометра в фазный провод с применением гамма-согласующего устройства (гамма-трансформатора). Данный тип трансформаторов нашел практическое применение для согласования кабелей с коротковолновыми антеннами [6, 7].

Преимуществами гамма-согласования являются его широкий рабочий частотный диапазон и устойчивость к высоким фазным токам, в отличие от трансформаторов на ферритовых сердечниках, склонных к насыщению.

Классическая схема гамма-согласования показана на рис. 2. Её основными элементами являются основной провод длиной l_1 и диаметром d_1 , и параллельный ему коаксиальный кабель с сопротивлением 60–75 Ом, длиной l_2 и диаметром d_2 , расстояние до провода e . Перемещаемая перемычка используется для снижения асимметрии возбуждения. Подбором этих параметров достигается требуемый коэффициент стоячей волны [5].

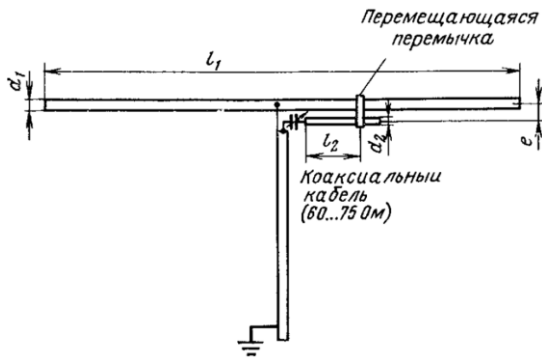


Рис. 2. Схема гамма-согласования

II. МАТЕМАТИЧЕСКАЯ МОДЕЛЬ

Моделирование работы гамма-согласующего устройства выполнено в программной среде PSCAD на основе модели распространения локационных сигналов по действующей воздушной линии 110 кВ «Кутлу Букаш – Рыбная Слобода – Камская», состоящей из двух участков протяжённостями 40 и 30 км [9]. На рис. 3 представлена схема этой модели, включающая участки с ВЧ-обработкой на разных фазах.

Модель ВЧ-тракта включает следующие основные компоненты: резисторы, катушки индуктивности, конденсаторы, трансформаторы, частотно-зависимые модели кабелей линий электропередачи, генераторы сигналов и измерительные приборы. ВЧ тракт начинается с генератора прямоугольных видеоимпульсов и заканчивается устройством присоединения, представленным нагрузкой 75 Ом. Для регистрации сигналов в точке С1 подключён осциллограф $Ea0$, который записывает зондирующий и отражённые сигналы с заданным шагом. На основе этих данных строится рефлектограмма линии.

При моделировании учтены фактические параметры ВЛ: фильтры присоединения ФПМ-6400, конденсаторы связи СМП-110/√3-6400, заградители ВЗ-630-0,5, а также провода марок АС-120/19 и АС-150/19, расположенные по треугольной схеме.

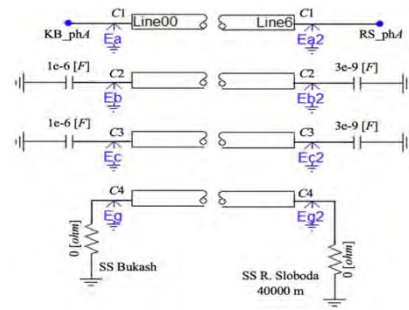


Рис. 3. Модель распространения локационных сигналов по ВЛ «Кутлу Букаш – Рыбная Слобода – Камская» в PSCAD [8]

Исходная модель была модифицирована следующим образом: устройства присоединения (ВЧЗ, ФП, КС) были исключены, а на некотором расстоянии от подстанции добавлена Г-образная антенна, выполненная из грозозащитного троса, проложенного вдоль трассы ВЛ (см. рис. 4). Для задания длины участка линии, отходящего от подстанции, в модель PSCAD был введён элемент Line00 длиной 300 м. Общие принципы моделирования высоковольтных линий переменного тока в среде PSCAD подробно изложены в работе [9].

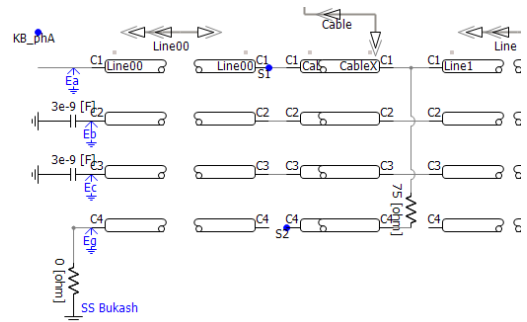


Рис. 4. Модель ВЛ с Г-образной антенной в PSCAD

На рис. 4 показаны (сверху вниз) фазные провода A , B , C и грозозащитный трос. Импульс рефлектометра подаётся между двумя точками: $S1$ (на фазном проводе A) и $S2$ (на грозотросе). Участок троса от точки $S2$ до активной нагрузки 75 Ом, подключённой к фазе A , формирует Г-образную линию связи, которая обеспечивает инжекцию зондирующего импульса в фазный провод.

Для эффективного наведения сигналов на второй участок линии (CableX) длина используемого грозотроса l установлена равной 75 метрам путём его изоляции от основной системы грозозащиты. Данный отрезок троса размещён на расстоянии $x = 5$ см от фазного провода A , а его дальний конец подключён к фазе через согласующее сопротивление $R_p = 75$ Ом.

III. РЕЗУЛЬТАТЫ

С помощью вольтметра полученные данные были выведены в виде осциллограммы (рис. 5). Наведённое в фазный провод напряжение U представлено в относительных единицах как диапазон амплитуд, где за опорный уровень (единицу) принята амплитуда передающего импульса рефлектометра.

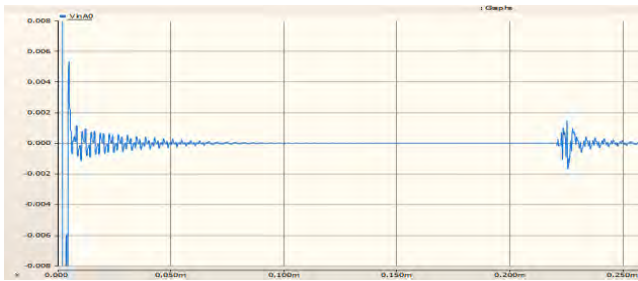


Рис. 5. Результаты наведенного сигнала

В ходе исследования была выявлена зависимость амплитуды наведенного сигнала от варьирования исходных параметров. Результат моделирования для базового набора параметров ($l=75$ м, $R_{п}=75$ Ом, $R_{г}=100$ Ом, $x=5$ см), представленный на рис. 5, был принят в качестве эталона. Его сравнивали с результатами, полученными при изменении следующих величин: длины грозотроса (l), сопротивления перемычки ($R_{п}$), выходного сопротивления генератора ($R_{г}$) и расстояния до фазного провода (x).

Результаты моделирования зависимости от длины грозотроса (l) представлены на рис. 6. Наблюдается прямая зависимость: амплитуда наведенного сигнала возрастает с увеличением длины l .

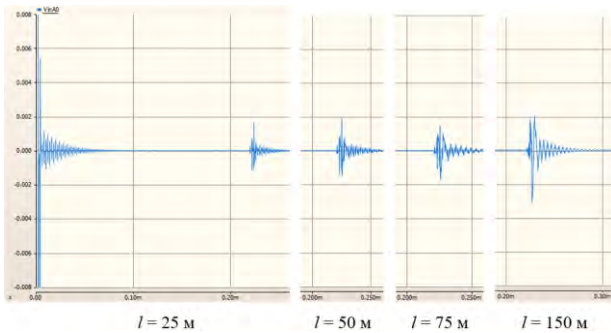


Рис. 6. Изменение диапазона амплитуд наведенного сигнала при увеличении длины грозотроса, используемого в качестве гамма-согласующего устройства

Результаты моделирования при варьировании остальных параметров при фиксированных эталонных значениях остальных переменных представлены в таблицах 1–4.

Таблица I. Значения диапазона амплитуд U в о.е. наведенного сигнала (амплитуды отраженного импульса) при различной длине грозотроса

l , м	25	50	75	150
U , о.е.	0,0029	0,0036	0,0036	0,0053

Таблица II. Значения диапазона амплитуд U в о.е. наведенного сигнала при различных сопротивлениях присоединения грозозащитного троса к фазному проводу

$R_{п}$, Ом	0	25	75	150
U , о.е.	0,0050	0,0039	0,0036	0,0025

Таблица III. Значения диапазона амплитуд U в о.е. наведенного сигнала при различных сопротивлениях генератора сигналов

$R_{г}$, Ом	10	30	100
U , о.е.	0,0005	0,0014	0,0036

Таблица IV. Значения диапазона амплитуд наведенного сигнала при увеличении расстояния между фазным проводом и грозотросом

x , см	2	5	10
U , о.е.	0,0016	0,0036	0,0041

Анализ показал, что амплитуда наведенного сигнала возрастает с увеличением длины грозотроса l , расстояния до фазы x до 10 см и сопротивления генератора $R_{г}$, и уменьшается при росте сопротивления перемычки $R_{п}$.

Таким образом, результаты моделирования показывают, что для максимальной эффективности наведения сигналов на ЛЭП с помощью Г-образной антенны оптимальными являются следующие значения параметров: длина грозотроса $l = 150$ м, сопротивление перемычки $R_{п} = 0$ Ом, выходное сопротивление генератора $R_{г} = 100$ Ом, расстояние до фазного провода $x = 10$ см.

IV. ЗАКЛЮЧЕНИЕ

Предложен новый подход организации высокочастотной связи по воздушным линиям электропередачи с модельной апробацией, исключающий необходимость ВЧ обработки линии. В его основе находится автономный подвесной локатор, питающийся от тока провода и обеспечивающий прямую инъекцию измерительного импульса в фазный провод через гамма-согласующее устройство.

Список литературы

- [1] Hendrik C. Ferreira, Henricus M. Grové, Olaf Hooijen, A. J. Han Vinck Power Line Communication. John Wiley & Sons, 2002. [Online]. Available: <http://dx.doi.org/10.1002/047134608X.W2004>
- [2] Gomez-Garcia R. et al. Avoiding RF isolators: Reflectionless microwave bandpass filtering components for advanced RF front ends // IEEE Microwave Magazine. – 2020 – Vol. 21 – № 12 – P. 68–86.
- [3] Р.Г. Минуллин Локационный мониторинг гололеда и повреждений на линиях электропередачи / Р.Г. Минуллин.–Казань: КГЭУ, 2022. 440 с.
- [4] Р.Г. Минуллин, А.А. Гранская, Э.Ю. Абдуллазянов, И.Г. Ахметова, Р.Г. Мустафин, В.А. Касимов Способы подключения аппаратуры локационного мониторинга к воздушным линиям электропередачи //Известия ВУЗ. Проблемы энергетики. Казань: КГЭУ, 2024, № 26 (3), С 16–32.
- [5] Е.В. Окунев, А.О. Жуков, В.О. Скрипачев, А.Ю. Сабадаш, А.С. Новиков Вариант согласования штыревых антенн с проводящей поверхностью, Вопросы электромеханики. Труды ВНИИЭМ, Т.174 №1. 2020. С 26-30
- [6] О. И. Бирюков, Н. А. Гилев, Ю. О. Филимонова, К. А. Лайко Сogласующая система укороченной антенны коротковолнового диапазона. Вестник Воронежского государственного технического университета. – 2024. – Т. 20, № 3. – С. 103-108.
- [7] Патент на полезную модель № 149835 U1 Российская Федерация, МПК H01Q 9/00. Антенна УКВ диапазона : № 2014121146/08 : заявл. 23.05.2014 : опубл. 20.01.2015 / К. П. Брагин, В. Н. Елисеев, А. А. Катанович [и др.] ; заявитель Открытое Акционерное Общество "Научно-исследовательский институт автоматизированных систем и комплексов связи "Нептун".
- [8] А. А. Гранская Исследование влияния состояния ЛЭП на сигналы локационного зондирования / А. А. Гранская, В. А. Касимов // Диспетчеризация и управление в электроэнергетике, Казань, 26–28 ноября 2024 года. – Казань: Казанский государственный энергетический университет, 2025. – С. 295-298.
- [9] Р. Г. Минуллин, И. Г. Ахметова, В. А. Касимов [и др.] Локационный мониторинг воздушных линий электропередачи как система дистанционного зрения цифровой подстанции & Кибернетика энергетических систем : Сборник материалов XLVI Международной научно-технической конференции, Новочеркасск, 19–21 октября 2024 года. – Новочеркасск: Южно-Российский государственный политехнический университет (НПИ) им. М.И. Платова, 2024. – С. 181-190.

ОПРЕДЕЛЕНИЕ ОПТИМАЛЬНЫХ НАСТРОЕК АРВ В СЕТЯХ С ВИЭ

Дмитриева А.А.
НИЦ «Прософт-Системы»
Екатеринбург, Россия
e-mail: aa.dmitrieva@prosoftsystems.ru

Аннотация

Состояние вопроса: Интеграция возобновляемых источников энергии снижает инерцию энергосистем, что требует адаптации классических методов регулирования возбуждения. Статические уставки автоматических регуляторов возбуждения становятся неоптимальными в изменяющихся режимах.

Материалы и методы: Для идентификации применены подпространственные методы (MOESP, CVA, SSARX). Идентифицированные модели использованы для расчета оптимальных параметров АРВ методом D-разбиения.

Результаты: Разработан и испытан автоматизированный алгоритм адаптивной настройки АРВ.

Выводы: Предложенный подход открывает путь к созданию адаптивных систем управления, способных эффективно функционировать в условиях роста доли возобновляемых источников энергии и снижения системной инерции.

Ключевые слова: форматирование, стили, вставка.

DETERMINATION OF OPTIMAL AVR SETTINGS IN POWER NETWORKS WITH RENEWABLE ENERGY SOURCES

Anna Dmitrieva
RC "Prosoft-Systems"
Yekaterinburg, Russia
e-mail: aa.dmitrieva@prosoftsystems.ru

Abstract

Background: The integration of renewable energy sources reduces power system inertia, which necessitates the adaptation of classical excitation control methods. The static settings of automatic voltage regulators become suboptimal under changing operating conditions.

Materials and Methods: Subspace identification methods (MOESP, CVA, SSARX) were used for the identification. The identified models were then used to calculate the optimal AVR parameters using the D-decomposition method.

Results: An automated algorithm for adaptive AVR tuning has been developed and tested.

Conclusions: The proposed approach paves the way for the development of adaptive control systems capable of effective operation under conditions of increasing renewable energy penetration and declining system inertia.

Key words: control system, modelling, PMU, Excitation Regulation, Static Stability, Identification, D-Partition, Renewable Energy Sources, Adaptive Algorithm

I. ВВЕДЕНИЕ

Интеграция возобновляемых источников энергии (ВИЭ) снижает инерцию энергосистем, что угрожает их устойчивости, особенно при высокой доле ВИЭ. Ключевая роль в поддержании стабильности принадлежит системам автоматического регулирования возбуждения (АРВ).

Исследования показывают, что ВИЭ резко снижают системную инерцию. Это приводит к опасным колебаниям частоты и снижает эффективность традиционных систем регулирования, что подтверждается реальными авариями, напр. произошедшей на Пиренейском полуострове. [1]

Повысить эффективность АРВ можно за счет адаптации их уставок под текущие условия, так как традиционная настройка, требующая большого объема данных, часто неоптимальна. Однако главным препятствием является сложность создания точных динамических моделей энергосистем в реальном времени из-за трудностей сбора данных и громоздкости расчетов. [2]

II. ТЕОРЕТИЧЕСКИЕ ДАННЫЕ

Для построения актуальных моделей энергосистем (ЭС) используются устройства синхронизированных векторных измерений (УСВИ). В отличие от SCADA, УСВИ предоставляют высокочастотные замеры параметров ЭС,

что позволяет создавать точные цифровые двойники для анализа динамических процессов.

Методы построения моделей делятся на:

- детерминированные — обеспечивают оптимальное решение, но требуют больших вычислений; [3]
- метаэвристические (генетические алгоритмы) — универсальны, но затратны и не гарантируют оптимум; [4]
- машинное обучение — эффективно для нелинейных моделей, но требует много данных и вычислительных ресурсов; [5]
- гибридные — комбинируют преимущества методов, но могут наследовать их недостатки. [6]

A. Подпространственные методы идентификации

Задачей теории идентификации является определение параметров модели с заданной структурой, отвечающих некоторому критерию оптимальности. Рассматриваемые в работе методы строят модель в пространстве состояний. [2]

В отличие от классических подходов, где сначала определяется передаточная функция модели, а затем определяется пространство состояний, с помощью которого можно найти векторы состояний, подпространственные методы идентификации по исходным входным и выходным параметрам с помощью инструментов линейной алгебры строят вектор состояний. Модель строится при помощи методов наименьших квадратов, в дальнейшем при необходимости появляется возможность найти ее передаточную функцию.

Преимуществом подпространственных методов идентификации является то, что они основаны на методах линейной алгебры и статистики, что значительно облегчает математические вычисления и делает их менее емкими. В данной работе использовались такие подпространственные методы как Многопараметрический подпространственный метод идентификации по ошибке предсказания (MOESP), Метод канонического вариационного анализа (CVA), Авторегрессионный метод с внешним входом (SSARX).

B. Метод определения настроек устройств APB

Выбор метода зависит от конкретных задач и условий настройки регулятора. В рамках данной работы для определения оптимальных настроек APB использовался метод D-разбиения. Суть Метода D-разбиения заключается в построении областей устойчивости, т.е. определении таких областей значений параметров регулятора, при которых система оказывается устойчивой. Построение может осуществляться в плоскости одного или двух параметров. [7]

Пусть необходимо определить все сочетания двух параметров k_1 и k_2 автоматизированной системы, при которых характеристическое уравнение этой системы имеет только корни, расположенные в левой полуплоскости, тогда примем, что характеристическое уравнение линейно зависит от этих параметров:

$$D(p) = k_1 A(p) + k_2 B(p) + C(p) = 0.$$

В данном методе для $p=j\omega$ ($\omega=(-\infty;+\infty)$) и определяются значения k_1 и k_2 при которых $D(j\omega)$ обратится в ноль, т.е. устанавливаются такие значения параметров k_1 и k_2 , при которых характеристическое уравнение имеет мнимый

корень. При этом считается, что k_1 и k_2 – действительные числа.

С помощью данного метода можно построить область устойчивой работы для устройства APB, коэффициенты усиления, принадлежащие этой области, обеспечивают устойчивую работу энергосистемы. Для любых параметров возможно установить, будет ли система с APB с такими настройками устойчива.

III. ЭКСПЕРИМЕНТАЛЬНЫЕ ДАННЫЕ

A. Построение модели одномашинной энергосистемы

Объектом исследования является модель энергосистемы, состоящей из генератора, снабженного устройством APB-СДП1, трансформатора и воздушной линии электропередач. Схема моделируемой в ПК Matlab сети представлена на рис. 1.

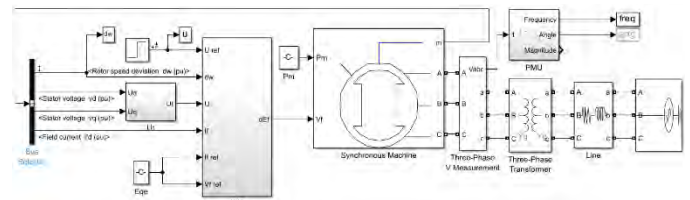


Рис. 1. Схема одномашинной сети

Идентификация проводилась на основе данных переходного процесса, вызванного изменением значения уставки по напряжению устройства APB. В качестве входных данных использовалось изменение уставки, в качестве выходного сигнала использовалось значение отклонения частоты вращения ротора генератора. Для построения модели энергосистемы использовались подпространственные методы MOESP, CVA, SSARX, описание которых приводится выше.

Первым критерием точности построения модели является точность восстановления переходного процесса исходной системы с помощью идентифицированной модели. Переходный процесс происходил в ответ на известное возмущение на окне наблюдения, использованным при идентификации.

Для определения качества полученных моделей при построении окна идентификации изменялись от 2 до 8 секунд, из которых 0,5 секунд расположены до времени возмущения, время возмущения – 10 секунд, частота дискретизации исходных данных – 0,02 секунды. Величина критерия была рассчитана как поточечное среднеквадратичное отклонение. Наименьшая погрешность характерна для метода CVA при окне, равном 7 секунд.

В качестве второго критерия точности использовался прогноз переходного процесса в ответ на известное возмущение. Данный критерий показывает, насколько точно полученные модели повторяют переходный процесс за окном идентификации. На рис. 3 приведено сравнение переходных процессов моделей, построенных различными методами для окна наблюдения 7 секунд. Для данного окна можно заметить, что модели, построенные с помощью методов MOESP и CVA достаточно точно повторяют переходный процесс исходной системы как на окне идентификации, так и за ним.

Третьим критерием является сравнение амплитудно-частотных характеристик (АЧХ) и фазо-частотных

характеристик (ФЧХ) идентифицированных моделей с АЧХ и ФЧХ линейризованной системы. Сравнение АЧХ и ФЧХ позволяет оценить на сколько точно идентифицированная модель воспроизводит динамические свойства реальной модели в целом, а не только реакцию на конкретное возмущение. На рис. 3 приведен пример сравнения АЧХ и ФЧХ моделей и исходной системы для окна идентификации, равного 7 секундам.

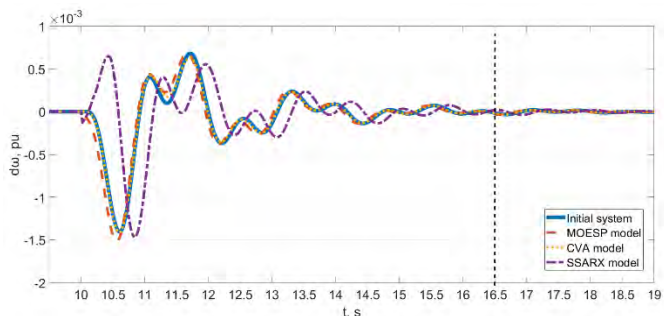


Рис. 2. Результат восстановления переходного процесса

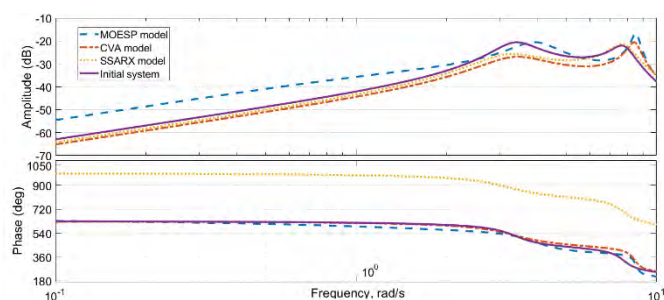


Рис. 3. Сравнение АЧХ и ФЧХ исходной системы и моделей

Из графиков видно, что максимум АЧХ исходной системы совпадает с максимум АЧХ модели, построенной методом CVA, максимумы моделей, построенных методами MOESP и SSARX расположены правее.

Таким образом на основе одномашинной сети показана принципиальная возможность построения динамической модели энергосистемы с помощью методов подпространственной идентификации.

В. Определение оптимальных настроек АРВ

На рис. 4 представлено сравнение областей D-разбиения моделей, построенных методом MOESP и CVA. Из рисунка 4 видно, что область модели, построенной методом CVA повторяет область исходной модели.

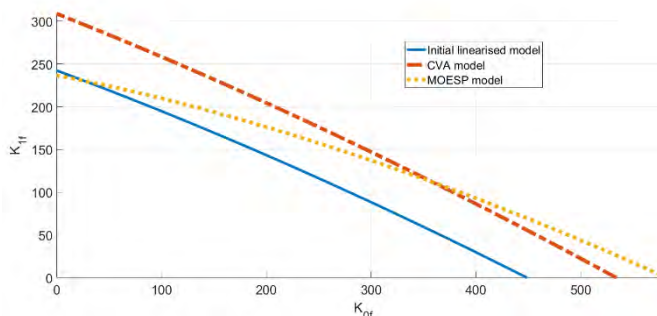


Рис. 4. Сравнение областей D-разбиения моделей и исходной системы

Для определения зависимости погрешности построения областей D-разбиения от погрешности восстановления

переходного процесса были найдены коэффициенты корреляции, значения которых сведены в таблицу I.

Таблица I. ЗНАЧЕНИЯ КОЭФФИЦИЕНТОВ КОРРЕЛЯЦИИ

Характеристика	MOESP	CVA	SSARX
АЧХ	0,9682	0,9985	0,9875
ФЧХ	0,6254	0,9003	0,7158
D-области	0,1306	0,5580	0,2408

Таким образом, модели, полученные подпространственными методами идентификации целесообразно использовать для практических расчетов при условии минимизации первого критерия качества.

С. Адаптивный алгоритм автоматического регулирования возбуждения

Для испытания предложенного алгоритма использовалась схема энергосистемы, соответствующая схеме из ГОСР Р 70609-2022 «Автоматические регуляторы возбуждения сильного действия синхронных генераторов. Испытания и проверка параметров настройки», на основе которой производится сертификация устройств АРВ.

Входные и выходные сигналы для идентификации модели энергосистемы методом CVA на окне 7 с в зависимости от состояния включенного оборудования представлены в таблице II.

Таблица II. ВХОДНЫЕ И ВЫХОДНЫЕ СИГНАЛЫ ДЛЯ ИДЕНТИФИКАЦИИ МОДЕЛИ ЭНЕРГОСИСТЕМЫ

Актуальная схема	Входной сигнал	Выходной сигнал
Все ВЭС отключены	ΔU_{ref}	F_{sg1}
Включена одна ВЭС	$\Delta U_{ref}, V_{wind1}$	
Включено две ВЭС	$\Delta U_{ref}, V_{wind1}, V_{wind2}$	

Для определения оптимальных параметров устройства АРВ был разработан алгоритм, блок схема которого представлена на рис. 5. Для определения оптимальных настроек при внедрении ВЭС ЭС №1 и ЭС №2 последовательно заменялись на ВЭС.

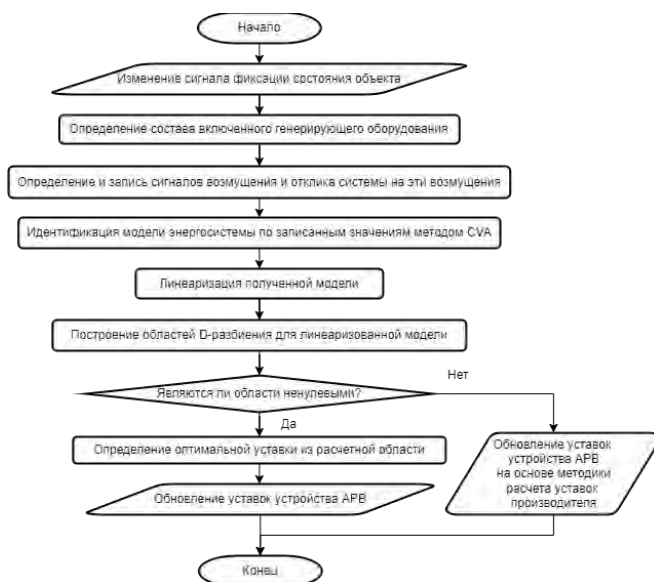


Рис. 5. Блок схема алгоритма определения оптимальных настроек

На рис. 6 представлено сравнение частот различных объектов до и после выбора оптимальных настроек АРВ. На рис. 7 приведены примеры результата работы программы: область D-разбиения идентифицированной модели энергосистемы и оптимальные коэффициенты усиления АРВ.

Из представленных результатов видно, что алгоритм работает корректно, при установке оптимальных уставок АРВ амплитуда и длительность колебаний ниже.

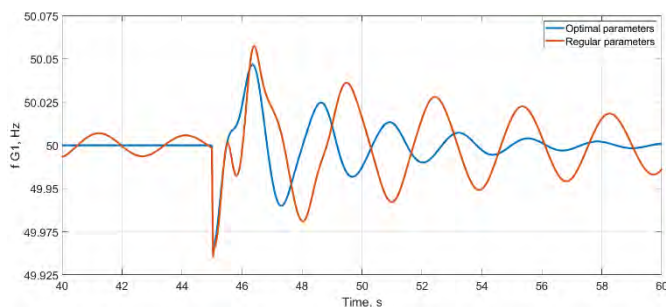


Рис. 6. Сравнение частот до и после выбора оптимальных настроек АРВ

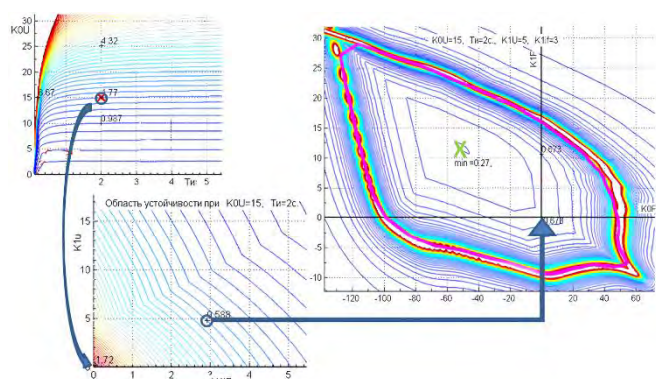


Рис. 7. Результат выбора оптимальной настройки АРВ

Алгоритм показал свою работоспособность как при отсутствии, так и при наличии ВЭС в исследуемой энергосистеме.

IV. ЗАКЛЮЧЕНИЕ

В ходе проведённого исследования была подтверждена принципиальная возможность и эффективность использования методов подпространственной идентификации для построения динамических моделей энергосистем в реальном времени. На примере

одномашинной системы показано, что наилучшие результаты продемонстрировал метод CVA при длине окна наблюдения 7 секунд.

Полученные модели успешно применены для решения задачи адаптивной настройки устройств АРВ с использованием метода D-разбиения. Показано, что модели, идентифицированные методом CVA, позволяют строить области устойчивости, близкие к областям исходной системы.

Разработан алгоритм автоматического выбора оптимальных настроек АРВ для меняющейся конфигурации ЭС. Данный алгоритм продемонстрировал свою работоспособность в условиях различной структуры энергосистемы, включая сценарии с интеграцией ветроэнергетических установок. Установка рассчитанных коэффициентов усиления позволяет существенно снизить амплитуду и длительность колебаний, повышая тем самым устойчивость системы.

Таким образом, предложенный подход открывает путь к созданию адаптивных систем управления, способных эффективно функционировать в условиях роста доли возобновляемых источников энергии и снижения системной инерции. Дальнейшие исследования будут направлены на апробацию алгоритма в реальной энергосистеме с ВЭС.

Список литературы

- [1] Ü. Çetinkaya, M. Yeşil, R. Bayındır and E. Irmak, "Technical Analysis and Strategic Insights from the 2025 Spain Blackout" (ICSMARTGRID, Glasgow, United Kingdom, 2025)
- [2] V.A., Tashilin "Analysis and selection of parameters for the stabilization of excitation control devices using identification methods" (Yekaterinburg, 2018).
- [3] A. M. Nassef, M. A. Abdelkareem, H. M. Maghrabie, and A. Baroutaji, "Review of metaheuristic optimization algorithms for power systems problems" (Sustainability, no. 15, p. 9434, 2023)
- [4] H. Shayeghi, A. Ghasemi "A multi objective vector evaluated improved honey bee mating optimization for optimal and robust design of power system stabilizers" (Int. J. Electr. Power Energy Syst., no. 62, pp. 630-645, 2014)
- [5] D. Salman, M. Kusaf, Y. K. Elmi, and A. Almasri, "Optimal power systems planning for IEEE-14 bus test system application" (ICSMARTGRID, Istanbul, Turkey, 2022)
- [6] G. H. Valencia-Rivera, M. T. Benavides-Robles, A. V. Morales, I. Amaya, J. M. Cruz-Duarte, J. C. Ortiz-Bayliss, J. G. Avina-Cervantes, "A systematic review of metaheuristic algorithms in electric power systems optimization," (Appl. Soft Comput, no. 150, 2024)
- [7] Y. Neymark, "On determining the parameters at which the automatic control system is stable" (Automation and telemechanics, no. 3, pp. 190-203, 1947)

РАЗРАБОТКА МОДЕЛИ МАШИННОГО ОБУЧЕНИЯ ДЛЯ КЛАССИФИКАЦИИ ВНУТРЕННИХ И ВНЕШНИХ КОРОТКИХ ЗАМЫКАНИЙ НА ЛЭП, ОТХОДЯЩИХ ОТ ВЭС И СЭС

Добрягина О.А., Польшалин И.С., Яковлев Д.П., Романов Д.А.
ФГБОУ ВО «Национальный исследовательский университет «МЭИ»
Москва, Россия
e-mail: polygalin2003@yandex.ru

Аннотация

Состояние вопроса: Одной из наиболее серьезных аварийных ситуаций в энергосистеме (ЭС) является короткое замыкание (КЗ), которое может привести к разрушению оборудования, масштабным отключениям электроэнергии и значительным экономическим потерям. В современных энергосистемах с высокой долей возобновляемых источников энергии (ВИЭ), таких как ветроэнергетические (ВЭС) и солнечные электростанции (СЭС), особенности работы инверторов могут затруднять однозначное определение положения точки КЗ традиционными методами. Это создает риск неправильной классификации повреждений, что может привести к нежелательным отключениям и снижению надежности, нарушая устойчивость ЭС. В связи с этим актуальной задачей является применение методов машинного обучения, которые способны анализировать сложные переходные процессы классификации для повреждений. Использование таких интеллектуальных алгоритмов повышает точность срабатываний защиты, способствует снижению числа ложных срабатываний и обеспечивает устойчивое функционирование электроэнергетической системы в условиях современных нагрузок и источников энергии.

Материалы и методы: Использовались модели рекуррентных нейронных сетей (SimpleRNN, LSTM, GRU и Bidirectional LSTM).

Результаты: Модель LSTM, обученная на данных осциллограмм RTDS, достигла высокой точности классификации повреждений электроэнергетической системы с показателями accuracy 99,92% и loss 0,0051, что свидетельствует о высокой эффективности работы модели. Метрики регрессии включают среднеквадратичную ошибку (RMSE), равную 0,0047, коэффициент детерминации (R^2) на уровне 0,996, а средняя абсолютная ошибка (MAE) составила 0,001. Такие значения RMSE и MAE говорят о минимальных ошибках прогноза, а высокий коэффициент R^2 подтверждает надежность модели. В совокупности эти результаты демонстрируют, что LSTM-модель обеспечивает точную и устойчивую классификацию нормальных режимов и различных типов повреждений (внутренних и внешних КЗ), превосходя традиционные нейросетевые архитектуры и позволяя применять ее в интеллектуальных системах релейной защиты и мониторинга состояния электрических сетей.

Выводы: Полученные результаты показывают реальную готовность методов глубокого обучения и, в частности LSTM-сетей, к практическому использованию в задачах релейной защиты. При грамотной интеграции в существующую архитектуру РЗА такие алгоритмы способны повысить чувствительность и устойчивость защит, сократить число ложных срабатываний и обеспечить более высокую гибкость к изменяющимся режимам современных энергосистем, включая сети с высокой долей возобновляемых источников энергии (ВИЭ) и сложными переходными процессами.

Ключевые слова: электроэнергетика, классификация, искусственный интеллект, рекуррентные нейронные сети, релейная защита.

DEVELOPMENT OF A MACHINE LEARNING MODEL FOR CLASSIFICATION OF INTERNAL AND EXTERNAL SHORT CIRCUITS ON TRANSMISSION LINES CONNECTED TO WIND AND SOLAR POWER PLANTS

Olga Dobriagina, Ivan Polygalin, Dmitry Yakovlev, Dmitry Romanov
National Research University "Moscow Power Engineering Institute"
Moscow, Russian Federation
e-mail: polygalin2003@yandex.ru

Abstract

Background: One of the most serious emergency situations in power systems (PS) is a short circuit (SC), which can lead to equipment destruction, widespread power outages, and significant economic losses. In modern power systems with a high share of

renewable energy sources (RES), such as wind power plants (WPPs) and solar power stations (SPSs), the peculiarities of inverter operation can complicate unambiguous determination of the SC location using traditional methods. This creates a risk of incorrect fault classification, potentially leading to unwanted disconnections and reduced reliability, thereby compromising PS stability. Accordingly, applying machine learning methods capable of analyzing complex transient processes for fault classification is a pressing task. The use of such intelligent algorithms improves protection accuracy, reduces false trips, and ensures stable operation of the power system under modern load conditions and energy sources.

Materials and methods: Recurrent neural network models were used, including SimpleRNN, LSTM, GRU, and Bidirectional LSTM.

Results: An LSTM model trained on RTDS oscillogram data achieved high accuracy in classifying faults in the power system, with accuracy of 99.92% and loss of 0.0051, demonstrating high model effectiveness. Regression metrics included root mean squared error (RMSE) of 0.0047, coefficient of determination (R^2) of 0.996, and mean absolute error (MAE) of 0.001. These RMSE and MAE values indicate minimal prediction errors, and the high R^2 confirms model reliability. Collectively, these results demonstrate that the LSTM model provides accurate and stable classification of normal operating modes and various fault types (internal and external short circuits), outperforming traditional neural network architectures and enabling its use in intelligent relay protection and power system monitoring applications.

Conclusions: Thus, the obtained results show the practical readiness of deep learning methods, particularly LSTM networks, for relay protection tasks. When properly integrated into existing relay protection automation architectures, such algorithms can enhance protection sensitivity and stability, reduce false trips, and provide greater flexibility for adapting to changing operating conditions of modern power grids, including those with a high share of renewable energy sources and complex transient processes.

Key words: power systems, classification, artificial intelligence, recurrent neural networks, relay protection.

I. ВВЕДЕНИЕ

Ключевую роль в предотвращении развития аварий в электрических сетях играют устройства релейной защиты и автоматики (РЗА). Классическая релейная защита, основанная на фиксированных параметрах срабатывания (уставках), зачастую сталкивается с фундаментальной проблемой — необходимостью надежно отключать внутренние повреждения и игнорировать внешние. Выполнение такого требования, как «селективность», становится особенно сложной задачей в условиях изменяющихся режимов работы сети, наличия распределенной генерации и сложных переходных процессов.

В этом контексте методы искусственного интеллекта и машинного обучения (МО) открывают новые возможности для создания «интеллектуальной» защиты. В отличие от традиционных алгоритмов, модели МО способны обучаться на больших объемах данных о аварийных режимах, выявляя сложные, неочевидные закономерности в форме сигналов токов и напряжений, которые отличают внутренние КЗ от внешних. Это позволяет повысить быстродействие, надежность и селективность защиты, минимизировав количество ложных срабатываний, что и определяет высокую актуальность данной работы.

II. ОБЗОР УСПЕШНЫХ ПРИМЕНЕНИЙ МОДЕЛЕЙ МАШИННОГО ОБУЧЕНИЯ В ОБЛАСТИ РЕЛЕЙНОЙ ЗАЩИТЫ

В соответствии с приоритетами государственной энергетической политики и задачами повышения эффективности функционирования электроэнергетических систем [1], методы машинного обучения становятся все более востребованными для решения задач классификации и прогнозирования. В частности, в области релейной защиты активно применяются различные архитектуры рекуррентных нейронных сетей, которые позволяют с

высокой точностью выявлять и классифицировать КЗ различного происхождения.

Современные исследования демонстрируют успешные применения таких методов в задачах классификации повреждений энергосистем. Работы, использующие вейвлет-преобразования и нечеткую логику для автоматической классификации коротких замыканий в линиях электропередачи [2], достигли точности более 96%, что уже значительно снижает число ложных срабатываний в релейной защите. Дальнейшее развитие связано с применением гибридных моделей, объединяющих глубокие нейросети и методы машинного обучения, что позволило повысить точность классификации до 99% и выше.

К таким успешным примерам относятся случаи применения Deep Belief Network в сочетании с LSTM для диагностики трансформаторов [3], а также комбинации CNN и LSTM для интеллектуальных схем защиты линий электропередачи [4], что подтверждает эффективность глубоких нейросетей для распознавания сложных паттернов при различных типах повреждений.

Кроме того, классические методы машинного обучения, такие как Random Forest и Support Vector Machines, также показывают высокие результаты, зачастую превосходя некоторые нейросетевые архитектуры в задачах с ограниченными данными или специфическими признаками. Их использование в качестве базовых или в составе ансамблей моделей способствует повышению общей надежности и точности систем защиты.

Таким образом, интеграция методов машинного обучения и глубоких нейронных сетей в архитектуры релейной защиты электрических сетей способствует значительному повышению чувствительности и стабильности работы защитных устройств, сокращает количество ложных отключений и обеспечивает адаптивность к динамическим изменениям режимов

современного электроэнергетической системы, включая в том числе сети с высоким содержанием ВИЭ.

III. ТРЕБОВАНИЯ К МОДЕЛИ. ПОДГОТОВКА ДАННЫХ ДЛЯ ОБУЧЕНИЯ МОДЕЛИ

Для разработки модели машинного обучения, предназначенной для классификации внутренних и внешних коротких замыканий в электрических сетях, были сформулированы ключевые требования, обеспечивающие соответствие задачам релейной защиты. Основными критериями стали высокая точность классификации (accuracy > 99%), минимальные значения функции потерь (loss < 0,01), устойчивость к шумам и возможность работы в реальном времени.

Входными параметрами для обучения модели являются:

1. Токи фаз с обеих сторон исследуемой линии (CT1_Q1_IA/B/C, CT3_Q2_IA/B/C);
2. Фазные напряжения подстанций (VT1/2_UA/B/C);
3. Дискретные сигналы FLTAPPLY_1 и FLTAPPLY_2, кодирующие возникновение внутреннего или внешнего КЗ.

В качестве выходного параметра в рамках данной работы был выбран категориальный вектор классов повреждений, закодированный в формате one-hot,

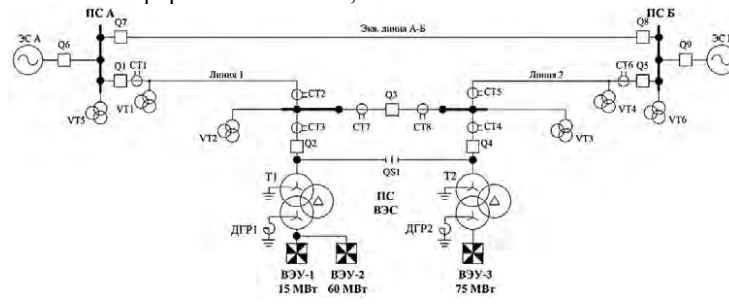


Рис. 1 – Исследуемая ЭЭС

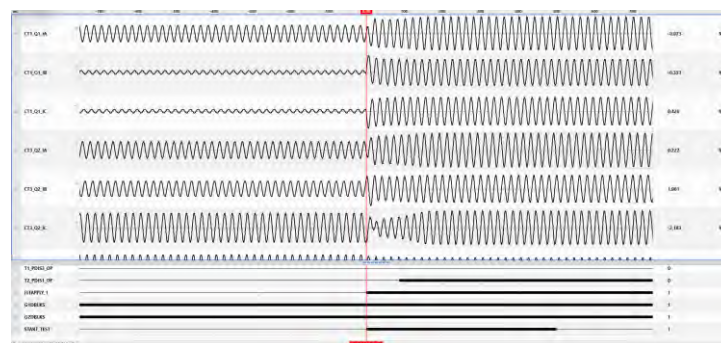


Рис. 1. Фрагмент осциллограммы, полученной в RTDS

соответствующий трем состояниям системы: 1 – внутренние короткие замыкания (FLTAPPLY_1=1 и FLTAPPLY_2=0), 2 – внешние короткие замыкания (FLTAPPLY_1=0 и FLTAPPLY_2=1).

Составление набора данных для обучения модели осуществлялось на основе осциллограмм, полученных с помощью программно-аппаратного комплекса RTDS. На рис. 1 представлена разработанная математическая модель реальной электрической сети, которая была верифицирована по токам КЗ. Для формирования датасета сгенерировано 600 COMTRADE-файлов (.cfg + .dat) с классами: 300 внутренних и 300 внешних КЗ. Данные содержат измерения токов и напряжений с периодичностью 1/4000 с. Для решения задачи предобработка включала усреднение и нормализацию на интервале 50 отсчетов. На рис. 2 представлен фрагмент осциллограммы, полученной в RTDS.

Для каждого временного интервала были извлечены сигналы CT/VT через стандарт IEEE C37.111 [5], обеспечивая согласованность с реальными условиями эксплуатации. Предобработка: конвертация COMTRADE в CSV; нормализация; one-hot кодирование; разделение данных на обучающую, валидационную и тестовую выборки.

IV. ОБУЧЕНИЕ И ТЕСТИРОВАНИЕ МОДЕЛЕЙ

Для выявления наиболее эффективной архитектуры для классификации коротких замыканий в электрических сетях были рассмотрены и протестированы следующие модели:

1. Простая рекуррентная нейронная сеть (SimpleRNN);
2. Долгая краткосрочная память (LSTM, Long Short-Term Memory);

3. Управляемый рекуррентный блок (GRU, Gated Recurrent Unit);
4. Двухнаправленная LSTM (Bidirectional LSTM).

Для обучения моделей набор данных был разделен на обучающую (70%), валидационную (15%) и тестовую (15%) выборки. Точность моделей оценивалась по следующим метрикам:

- Accuracy (точность классификации);
- Loss (функция потерь);

- Precision (точность по классам);
- Recall (полнота);
- Macro F1;
- ROC-AUC (Receiver Operating Characteristic – Area Under Curve).

Модели были протестированы с использованием оптимизатора Adam, функции потерь categorical_crossentropy, регуляризации Dropout и ранней остановки (EarlyStopping) по валидационной ошибке. Обучение проводилось с batch_size=32, sequence_length=50 на данных COMTRADE-файлов, полученных в RTDS.

В таблице I приведены результаты обучения и тестирования всех моделей на тестовой выборке:

Таблица I. ТОЧНОСТЬ КЛАССИФИКАЦИИ

Модель	Accuracy	Loss	Macro F1	ROC-AUC
SimpleRNN	0,9984	0,0083	0,9979	0,999
LSTM	0,9992	0,0051	0,9990	1,000
GRU	0,9421	0,1376	0,9267	0,987
Bidirectional LSTM	0,9958	0,0196	0,9946	0,998

По результатам экспериментов можно сделать вывод, что наилучшей моделью является LSTM с точностью 99,92% и loss 0,0051, немного превосходя остальные модели. Модель LSTM демонстрирует идеальные значения ROC-AUC=1,0 по всем классам (внутренние КЗ, внешние КЗ) и F1-score 0,9990, обеспечивая требуемую селективность для релейной защиты.

Дополнительно для оценки регрессионных характеристик моделей были рассчитаны следующие метрики на тестовой выборке:

- RMSE (квадратный корень из средней квадратичной ошибки);
- R² (Коэффициент детерминации);
- Средняя абсолютная ошибка (MAE).

Ниже в таблице II приведены результаты оценки.

Таблица II. РЕГРЕССИОННЫЕ МЕТРИКИ

Модель	RMSE	R ²	MAE
SimpleRNN	0,0085	0,91	0,0052
LSTM	0,0047	0,996	0,0010
GRU	0,1380	0,82	0,0894
Bidirectional LSTM	0,0201	0,94	0,0123

Регрессионные метрики подтверждают превосходство LSTM: RMSE=0,0047 указывает на минимальные квадратичные отклонения вероятностей, R²=0,996 демонстрирует высокую объяснительную способность, MAE=0,001 свидетельствует о близости средних предсказаний к истинным значениям.

V. ВРЕМЯ ОПРЕДЕЛЕНИЯ МОДЕЛЯМИ ТИПА КЗ

Оценка практической применимости разработанных моделей для задач РЗА дополнялась измерением времени определения типа КЗ. Была реализована специальная

процедура, моделирующая работу алгоритма на реальных файлах осциллограмм CSV. Из данных извлекались сигналы токов и напряжений, проходили предобработку, далее формировалась последовательность заданной длины, которая подавалась на вход обученных моделей.

Для исключения влияния единичных колебаний выполнялись «прогревочные» запуски, затем серия из 50–100 измеряемых прогонов с фиксацией времени от вызова функции до получения результатов. Рассчитывались среднее время, минимум, максимум и стандартное отклонение. Параллельно контролировался результат классификации и максимальная вероятность.

Первый замер времени определения моделями типа КЗ показал, что каждая их моделей значительно превышала порог реального времени (<10 мс) примерно в 10 раз, что недопустимо для устройств РЗА. Исходя из полученных результатов, было принято решения оптимизировать модели с помощью TensorFlow Lite (TFLite) – легковесной версии платформы машинного обучения TensorFlow, что значительно сократило время определения моделями типа КЗ. Результаты измерений времени представлены в таблице III.

Таблица III. ВРЕМЯ ОПРЕДЕЛЕНИЯ ТИПА КЗ

Модель	Время до оптимизации, (мс)	Время после оптимизации, (мс)
SimpleRNN	90-110	7,8
LSTM	90-110	9,2
GRU	100-120	8,2
Bidirectional LSTM	90-110	10,1

TFLite-оптимизация сократила время в 10-15 раз, при этом точность моделей осталась неизменной.

VI. РЕЗУЛЬТАТЫ

Таким образом, в ходе исследования была разработана и оптимизирована LSTM-модель классификации КЗ с точностью 99,92% и временем инференса 9,2 мс после TFLite. Средняя ошибка (loss) составляет 0,0051%, что обеспечивает требуемую селективность релейной защиты.

Список литературы

- [1] Энергетическая стратегия Российской Федерации на период до 2035 года / Официальный сайт Министерства энергетики Российской Федерации – Режим доступа: <https://minenergo.gov.ru/upload/iblock/d6a/Energostrategiya-RF-do-2050-goda.pdf> (Дата обращения: 22.10.2025)
- [2] Youssef, O. A. S. (2000). «Combined fuzzy-logic wavelet-based fault classification technique for power system relaying»
- [3] Sarma, G. S., Reddy, B. R., Nirgude, P., & Naidu, P. V. (2022). A long short-term memory based prediction model for transformer fault diagnosis using dissolved gas analysis with digital twin technology. International Journal of Power Electronics and Drive Systems (IJPEDS), 13(2), 1–15. DOI: 10.11591/ijpeds.v13.i2.pp1-15
- [4] Aloghareh, F. H., Shams, M., & Jannati, M. (2024). An efficient deep learning based scheme for adaptive auto-reclosing in power transmission lines. Alexandria Engineering Journal, 102, 327–338. DOI: 10.1016/j.aej.2024.06.001
- [5] IEEE Std C37.111-2013 (IEC 60255-24:2013). Measuring relays and protection equipment. Part 24: Common format for transient data exchange (COMTRADE) for power systems. – IEEE/IEC dual logo standard. – New York: IEEE, 2013.

РАЗРАБОТКА ОРГАНА РЕЛЕ НАПРАВЛЕНИЯ МОЩНОСТИ ПО ТОКОВОМУ ПРИНЦИПУ ДЛЯ РАСПРЕДЕЛИТЕЛЬНЫХ СЕТЕЙ 110 – 220 кВ

Ефимов В.В.^{1,2}, Стрижиченко А.В.²

Филиал АО «СО ЕЭС Региональное диспетчерское управление энергосистемы Волгоградской области»¹

Филиал ФГБОУ ВО «Национальный энергетический университет «МЭИ» в г. Волжском²

¹Волгоград, ²Волжский, Россия

e-mail: EfimVlad999@yandex.ru

Аннотация

Состояние вопроса: Выход из строя измерительных цепей напряжения распределительных сетей 110 - 220 кВ приводит к выводу из работы ступенчатых защит, таких как: токовая направленная защита нулевой последовательности, дистанционная защита, токовые направленные защиты, а также основных защит линии: направленная высокочастотная защита и высокочастотная блокировка. В случае работы блокировки при неисправности цепей напряжения автоматически вводится, согласно приказу МинЭнерго №101 п.43 [1], аварийная ненаправленная максимальная токовая защита (АМТЗ). Применение реле направления мощности (РНМ), работающего по токовому принципу, не использующего цепи напряжения, позволит отстроить АМТЗ от коротких замыканий за спиной, что, в свою очередь, увеличит чувствительность, селективность аварийной защиты и ее быстродействие. Необходимо разработать рабочий орган РНМ, работающий по токовому принципу.

Материалы и методы: Для моделирования работы реле направления мощности применялось программное обеспечение MATLAB Simulink, использованы математические методы «энергии и дифференциала» и «гистерезисного порога» для определения времени пересечения полупериодов тока.

Результаты: На основе проведенного моделирования рассчитана скорость определения направления протекания мощности токового органа РНМ.

Выводы: Апробирована методика определения направления протекания мощности токового органа РНМ. Модернизированная АМТЗ позволит реализовать отстройку от коротких замыканий за спиной, что повысит чувствительность данной защиты.

Ключевые слова: релейная защита, аварийная максимальная токовая защита, реле направления мощности по токовому принципу, защита линий электропередачи.

DEVELOPMENT OF A CURRENT-BASED POWER DIRECTION RELAY FOR 110 - 220 KV DISTRIBUTION NETWORKS

Vladislav Efimov^{1,2}, Aleksandr Strizhichenko²

Volgograd Regional Dispatch Management of Volgograd Energy System¹

«MPEI», Branch in Volzhskiy²

¹Volgograd, ²Volzhskiy, Russia

EfimVlad999@yandex.ru

Abstract

Background: Failure of the voltage measuring circuits of 110 - 220 kV distribution networks leads to the decommissioning of step protections, such as: zero-sequence directional current protection, remote protection, directional current protection, as well as the main line protections: directional high-frequency protection and high-frequency blocking. In case of blocking operation in case of voltage circuit malfunction, emergency non-directional maximum current protection is automatically introduced, according to the order of the Ministry of Energy No. 101, paragraph 43 [1]. The use of a power direction relay operating on a current principle that does not use voltage circuits will make it possible to set up emergency maximum current protection against short circuits behind the back, which, in turn, will increase the sensitivity, selectivity of emergency protection and its speed. It is necessary to develop a working body of a power direction relay operating on a current principle.

Materials and Methods: To simulate the operation of the power direction relay, MATLAB Simulink software was used, mathematical methods of "energy and differential" and "hysteresis threshold" were used to determine the time of intersection of current half-cycles.

Results: Based on the simulation, the speed of determining the direction of power flow of the current body of the power direction relay is calculated.

Conclusions: The method of determining the power flow direction of the current body of the power direction relay has been tested. The upgraded emergency maximum current protection will allow for short circuit protection behind the back, which will increase the sensitivity of this protection.

Key words: Relay protection, emergency overcurrent protection, current-based power direction relay, power transmission line protection.

I. ВВЕДЕНИЕ

Вопросы повышения надежности функционирования релейной защиты и автоматики распределительных сетей 110 – 220 кВ при срабатывании блокировки неисправностей цепей напряжения (БНН), на сегодняшний день, являются актуальными. Работа блокировки может быть вызвана локальными повреждениями, такими как: замыкания вторичных цепей напряжения, выгорание плавкой вставки предохранителя измерительного трансформатора. К внешнему фактору можно привести близкое трехфазное короткое замыкание, приводящее к снижению напряжения до нулевых значений. Применение технологии определения направления протекания мощности позволит ввести в работу защиты не использующие цепи напряжения в алгоритме своей работы.

II. ПРИНЦИП РАБОТЫ ТОКОВОГО ОРГАНА РЕЛЕ

Основой работы реле направления мощности, организованного по токовому принципу, является разница скорости протекания электромагнитных и электромеханических переходных процессов. Электромеханические переходные процессы протекают в течение нескольких секунд [2], примером является изменение частоты в энергосистеме. Электромагнитные переходные процессы, к которым относятся такие события как: короткие замыкания, изменение нагрузки потребителей, вследствие коммутационных переключений, протекают на протяжении нескольких периодов промышленной частоты [3].

В традиционной модели реле направления мощности применяется сравнение взаимного положения векторов напряжений и тока, например, оцифрованная 90-градусная схема, реализованная в цифровых шкафах ТОР - 200 / 300, выполненная при помощи произведения фазного вектора напряжения на линейный вектор тока [4]. Вектор напряжения на векторной плоскости можно рассмотреть как опорный, в то время как вектор тока будет указывать направление протекания мощности. Если же отбросить вектор напряжения, что и произойдет при работе БНН, то мы потеряем опорный вектор, результатом чего станет вращающийся вектор тока. Решением может стать применение «продления» тока предыдущего рабочего режима, называемым далее «опорным». Представленный

метод определения направления тока предложил д.т.н. Никитин К.И. [5,6] Визуальное изображение сравнение методов РНМ представлено на рис.1-2.

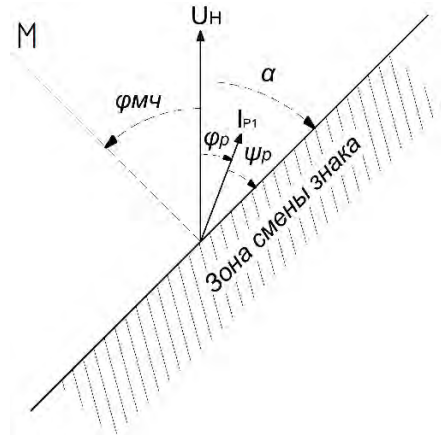


Рис. 1. Протекание мощности из шин в линию

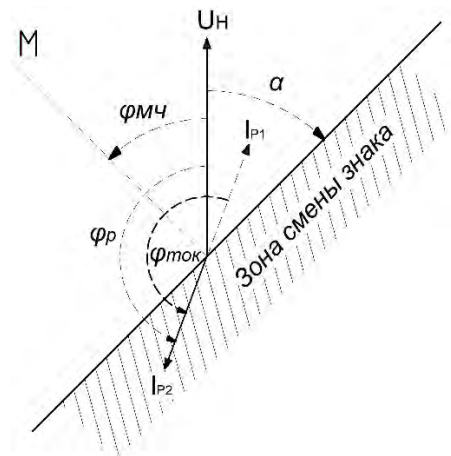


Рис. 2. Протекание мощности из линии в шины

Разница углов сдвига фаз между традиционным методом определения направления мощности φ_p и токовым методом $\varphi_{ток}$ будет заключаться в изменении взаимного расположения вектора напряжения ввиду применения другой точки отсчета. По результатам моделирования представленная погрешность не превышает 20-30°, и на точность работы реле направления мощности практически не влияет.

Основным ограничением в использовании токового принципа построения РНМ является невозможность применения данного реле вблизи солнечных и ветряных электростанций ввиду отсутствия или незначительной мощности форсировки инвертора электростанции при близком коротком замыкании, что ведет к «провороту» сигнала напряжения и высокому шансу неправильного срабатывания реле направления мощности.

III. МЕХАНИЗМ РАБОТЫ РЕЛЕ

Авторами предложено два математических аппарата верификации полупериодов тока. Первый способ основан на математическом ожидании перехода сигнала через нулевую точку при помощи метода производной и интеграла.

Данный метод позволяет анализировать крутизну фронта сигнала при помощи взятия производной сигнала и энергии остаточных колебаний. В окрестности пересечения точки «0», энергия будет стремиться к нулю, когда производная будет значительна. Энергия в окрестности нуля описывается формулой, а производная описывается пятиточечным рядом Тейлора (1).

$$t_{изм} = \begin{cases} E_k = \sum_{k=n-5}^{n+5} |I_k| \cdot \Delta t < K_1 \\ \left. \frac{dI}{dt} \right|_{t=t_n} = \frac{-I_{n+2} + 8 \cdot I_{n+1} + I_{n-2}}{12 \cdot \Delta t} > K_2 \end{cases} \quad (1)$$

где: E_k – Энергия сигнала, А·с, в k – отсчет времени (мс);
 I_k – Ток, протекающей через фазу, А, в k – отсчет времени (мс);
 $\Delta t = 1/4800$ сек – шаг дискретизации сигнала тока.

$\left. \frac{dI}{dt} \right|_{t=t_n}$ – мгновенная крутизна тока, А·с;

$I_{n \pm m}$ – амплитудное значение тока через m точек дискретизации, А;

K_1 – Уставка величины энергии сигнала, А·с;

K_2 – Уставка величины производной, А·с;

Второй метод основан на методе нулевых пересечений с применением гистерезисного порога и условиями положительного (2) и отрицательного (3) пересечения полупериода переменной тока.

$$t_{изм+} \approx I_k < -\varepsilon \cup I_{n+1} \geq +\varepsilon \quad (2)$$

$$t_{изм-} \approx I_k > +\varepsilon \cup I_{n+1} \leq -\varepsilon \quad (3)$$

где: ε – гистерезисный порог, А;

$t_{изм+}$ – положительная временная точка, соответствующая переходу сигнала через «0», мс;

$t_{изм-}$ – отрицательная временная точка, соответствующая переходу сигнала через «0», мс;

IV. МОДЕЛИРОВАНИЕ РАБОТЫ РЕЛЕ

В программном комплексе MATLAB Simulink произведено моделирование работы трех реле направления мощности: метод оцифрованного девяносто градусного реле, необходимого для качественного сравнения полученных результатов. и двух разрабатываемых токовых принципов построения РНМ: метод «гистерезисного

порога», широко распространенного в цифровой логике релейной защиты для определения частоты в сети, и «метод энергии и дифференциала», определяющий возможное окно пересечения переменной с нулевой точкой. Оба метода имеют высокую скорость работы ввиду маленького окна выдержки, но при этом подвержены влиянию высокочастотных и низкочастотных составляющих, явлению перенасыщения трансформатора тока, в связи с чем, необходима предварительная обработка сигнала. На рис 3. Представлена первичная схема моделируемого участка энергосистемы 220 кВ.

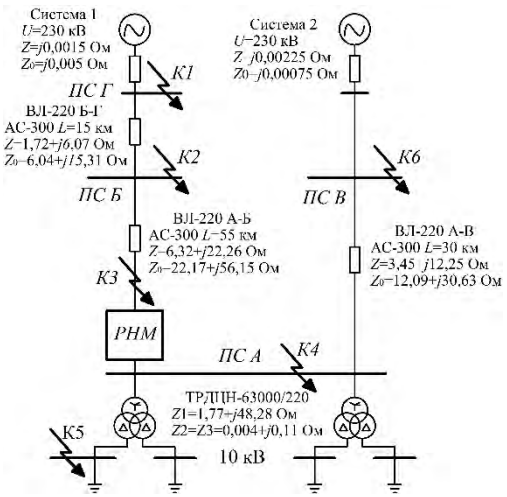


Рис. 3. Первичная схема энергосети

Схема замещения состоит из двух источников питания, «Система 1» и «Система 2». Сеть состоит из понизительных подстанций А, Б, В, Г. На подстанции А установлены два понизительных трансформатора ТРДЦН – 63000 / 220, в комплекте ступенчатых защит линии ПС А - Б установлено токовое РНМ. Рассмотрены 6 точек короткого замыкания (КЗ), множественные замыкания не рассматривались. Результаты расчетов сравнения быстродействия токовых реле направления мощности сведены в таблицу №1.

Таблица I. СРАВНЕНИЕ БЫСТРОДЕЙСТВИЯ ТОКОВЫХ МЕТОДОВ РНМ

Место КЗ	Вид короткого замыкания	Метод энергии и дифференциала		Метод гистерезисного порога	
		Угол			
		0гр	90 гр	0гр	90 гр
К1	Однофазное на землю	24 мс	30 мс	31 мс	19 мс
	Двухфазное на землю	20 мс	22 мс	31 мс	22 мс
	Трехфазное на землю	21 мс	24 мс	24 мс	19 мс
	Двухфазное	23 мс	24 мс	31 мс	20 мс
	Трехфазное	22 мс	23 мс	24 мс	19 мс
К2	Однофазное на землю	22 мс	30 мс	31 мс	19 мс
	Двухфазное на землю	22 мс	24 мс	31 мс	19 мс
	Трехфазное на землю	22 мс	24 мс	24 мс	19 мс
	Двухфазное	23 мс	24 мс	31 мс	18 мс
	Трехфазное	22 мс	24 мс	24 мс	19 мс
К3	Однофазное на землю	23 мс	30 мс	31 мс	20 мс

Место КЗ	Вид короткого замыкания	Метод энергии и дифференциала		Метод гистерезисного порога	
		Угол			
		$\theta_{гр}$	$90_{гр}$	$\theta_{гр}$	$90_{гр}$
	Двухфазное на землю	22 мс	24 мс	31 мс	19 мс
	Трехфазное на землю	22 мс	24 мс	24 мс	19 мс
	Двухфазное	22 мс	24 мс	32 мс	18 мс
	Трехфазное	22 мс	25 мс	24 мс	19 мс
К4	Все виды коротких замыканий	—	—	—	—
К5	Однофазное на землю	Не чувствительна			
	Остальные виды коротких замыканий	—	—	—	—
К6	Все виды коротких замыканий	—	—	—	—

Диапазон быстродействия РНМ, основанного на методе энергии и дифференциала, составляет от 22 до 30 мс, в то время как РНМ, основанное на методе гистерезисного порога, составляет от 18 до 31 мс, а скорость традиционного реле ~ 10 мс. Разница в скорости срабатывания между различными углами связана с тем, что работа РНМ в текущей модели настроены на сравнение положительных полуволн токов.

В рамках последующих исследований возможно уменьшить задержку, продублировав механизм для одновременного сравнения положительных и отрицательных полуволн, благодаря чему возможно достичь диапазона скоростей срабатывания от 18 до 25 мс.

V. ОСОБЕННОСТИ РАСЧЕТА АВАРИЙНОЙ МТЗ

Методика расчета максимальной токовой защиты основана на отстройке уставки срабатывания токового органа от максимального тока нагрузки, чувствительности ко всем видам КЗ в конце защищаемого объекта.

Аварийная МТЗ по условию функционирования должна иметь две ступени [7], однако, в связи с техническими особенностями, возможны два варианта исполнения защиты:

1. АМТЗ с двумя фазными ступенями, и двумя ступенями, реагирующими на утроенный ток нулевой последовательности.
2. АМТЗ с одной фазной ступенью, и одной ступенью, реагирующей на утроенный ток нулевой последовательности

Максимальной токовой отсечки защит линии 110 кВ и более отличается наличием следующих подходов и допущений [7,8]:

- Коэффициент отстройки от максимального тока нагрузки применяется равным $K_{отс} = 1,20$
- Чувствительность защиты ко всем видам КЗ в конце защищаемого объекта должна составлять $K_{ч} > 1,5$.

- Отсутствует отстройка от бросков тока намагничивания трансформаторов отпаечных подстанций и коротких замыканий за ними
- Отсутствует согласование от «встречного» тока короткого замыкания, благодаря чему при двухстороннем питании защищаемого объекта, линия отключится в каскадном режиме.
- Отсутствует согласования с уставками защит прилегающей сети.

Если защита не проходит проверку по чувствительности, то возможны следующие условия расчета уставки:

- Снизить коэффициент чувствительности с $K_{ч} = 1,5$ до 1,2.
- Отстроить уставку от длительно допустимого рабочего тока, вместо максимального тока нагрузочного режима.
- Произвести проверку чувствительности в единичной ремонтной схеме вместо «минимального режима»

В случаях, когда по указанным требованиям уставку выбрать невозможно, АМТЗ не используется.

VI. ВЫВОДЫ

Апробирована методика определения направления протекания мощности токового органа РНМ. Модернизированная АМТЗ позволит реализовать отстройку защиты от коротких замыканий за спиной, что приведет к увеличению чувствительности защиты.

Список литературы

- [1] Приказ Минэнерго России от 13.02.2019 № 101 «Об утверждении требований к оснащению линий электропередачи...» (с изменениями и дополнениями) Электронный ресурс: URL: <https://base.garant.ru/72232872/> (Дата последнего обращения 11.11.2025г.)
- [2] Ульянов, С.А. Электромагнитные переходные процессы. – М. : Энергия, 1970. – 520 с.
- [3] Веников, В.А. Переходные электромеханические процессы в электрических системах: учеб. для электроэнергет. спец. вузов – 4-е изд., перераб. и доп. – М.: Высш. шк., 1985. – 536 с.
- [4] Руководство по эксплуатации. Описание устройства и работы терминала. АИПБ.656122.025-003 РЭ2. – 2017. – 16 с. – URL: <https://clck.ru/3E2FKU> (дата обращения: 11.11.2025).
- [5] Никитин К.И. Алгоритм направленной защиты с одним входным токовым сигналом / К.И. Никитин, В.В. Грисько, Д.Е. Маруськин // Фундаментальные исследования. – 2012. - №1(107). – С.229-233.
- [6] Никитин, К. И. Токовый принцип определения направления мощности для релейной защиты / К. И. Никитин // Омский научный вестник. – 2012. – № 1(107). – С. 229-233.
- [7] Правила технологического функционирования электроэнергетических систем: утверждены постановлением Правительства Российской Федерации от 13.08.2018 № 937 (в редакции от 21.02.2025) // Собрание законодательства Российской Федерации. — 2018. — № 34. — Ст. 548
- [8] Методические указания по расчету и выбору параметров настройки резервных токовых защит линий электропередачи 110 кВ и выше / Системный оператор Единой энергетической системы. – Москва 2023. – 289 с.

МЕТОДИКА ОЦЕНКИ НЕБАЛАНСА РАБОЧЕЙ ВЕЛИЧИНЫ ОРГАНА БЛОКИРОВКИ ПРИ КАЧАНИЯХ В УСЛОВИЯХ ЭЛЕКТРОМЕХАНИЧЕСКИХ ПЕРЕХОДНЫХ ПРОЦЕССОВ

Ефремов Е.А.^{1,2}, Ефремов В.А.^{1,2}, Исмуков Г.Н.²

¹ФГБОУ ВО «Чувашский государственный университет имени И.Н. Ульянова», ²ООО «Релематика»

Чебоксары, Россия

e-mail: efremov_ea@relematika.ru

Аннотация

Состояние вопроса: В отечественной практике для исключения неселективной работы дистанционной защиты в режимах синхронных качаний и асинхронного хода преимущественно используются токовые пусковые органы, реагирующие на аварийные симметричные составляющие токов и получившие название «блокировки при качаниях». Пороговое значение измерительного органа блокировки при качаниях должно быть отстроено от небаланса рабочей величины в указанных режимах. Предполагаемый небаланс обычно оценивается по упрощённым методикам со значительным запасом. Целесообразна разработка более точной методики оценки небаланса, учитывающей не только параметры электромеханических переходных процессов в объекте применения, но также особенности применяемого фильтра аварийной составляющей. Сопоставление величин небаланса позволит провести сравнительный анализ разных реализаций фильтра между собой. Данному вопросу, по мнению авторов, в литературе уделено недостаточно внимания.

Материалы и методы: Используются методы теории фильтрации сигналов, математического анализа, а также численные методы оптимизации. Численное моделирование цифровых фильтров выполнено в среде MATLAB.

Результаты: Предложена методика уточнённой оценки тока небаланса органа блокировки при качаниях на основе фильтров аварийной составляющей первого, второго и третьего порядков. С помощью данной методики определены параметры фильтра аварийной составляющей, обеспечивающего оптимальную отстройку от небаланса в условиях электромеханических переходных процессов.

Выводы: Сравнительный анализ фильтров аварийной составляющей на основе предложенной методики подтвердил преимущества фильтра третьего порядка. Разработанная методика может быть применена при выборе уставок пусковых органов блокировки при качаниях.

Ключевые слова: дистанционная защита, блокировка при качаниях, ток небаланса, синхронные качания, асинхронный режим.

METHOD FOR ASSESSING THE UNBALANCE OF THE WORKING VALUE OF A BLOCKING ORGAN DURING SWINGS UNDER CONDITIONS OF ELECTROMECHANICAL TRANSIENT PROCESSES

Elisej Efremov^{1,2}, Valerij Efremov^{1,2}, Grigorij Ismukov²

¹Chuvash State University named after I.N. Ulyanov, ²LLC Relematika

Cheboksary, Russia

e-mail: efremov_ea@relematika.ru

Abstract

Background: In domestic practice, to prevent non-selective operation of distance protection during synchronous swing and asynchronous operation modes, current-based starting elements known as “swing blocking” are primarily used. These elements respond to emergency symmetrical current components. The threshold value for the measuring element of swing blocking must be adjusted based on the imbalance of operating quantities in these modes. The expected imbalance is usually estimated using simplified methods with a significant margin. It is advisable to develop a more accurate imbalance estimation method that takes into account not only the parameters of electromechanical transient processes at the facility but also the characteristics of emergency component filter. Comparison of imbalance values will allow a comparative analysis of different filter implementations. According to the authors, this issue has not received sufficient attention in the literature.

Materials and Methods: Methods from signal filtering theory, mathematical analysis, and numerical optimization methods were used. Numerical modeling of the digital filters was performed in MATLAB.

Results: A method for a more precise estimating the unbalance current of a blocking organ during swings is proposed using first-, second-, and third-order emergency component filters. Using this method, the parameters of the emergency component filter were determined, ensuring optimal unbalance correction under electromechanical transients.

Conclusions: A comparative analysis of emergency component filters based on the proposed method confirmed the advantages of a third-order filter. The developed method can be applied when selecting the settings for blocking organs during swings.

Key words: distance protection, swing lock, unbalance current, synchronous swings, asynchronous mode.

1. ВВЕДЕНИЕ

В отечественной практике для предотвращения неселективной работы дистанционной защиты в режимах синхронных качаний и асинхронного хода преимущественно используются токовые пусковые органы (ПО), реагирующие на аварийные составляющие токов прямой и обратной последовательностей [1]. Фильтры аварийных составляющих (ФАС) настраиваются таким образом, чтобы выявлять ступенчатое изменение основной гармоники тока и подавлять плавное изменение, характерное для качаний и асинхронного хода [2].

В режимах качаний и асинхронного хода наблюдается расхождение частот электродвижущих сил эквивалентных источников энергосистем. Это приводит к соответствующему биению токов в электрических связях между эквивалентными источниками. Нестационарные процессы и отклонение частоты от номинальной приводят к появлению небалансов на входе измерительного органа (ИО) модуля блокировки при качаниях (БК). Во избежание ложной работы защиты пороговое значение ИО БК должно отстраиваться от небаланса рабочей величины [3]. Выполнен анализ небаланса рабочей величины на основе ФАС 1-го, 2-го и 3-го порядков.

II. ИСХОДНЫЕ ДАННЫЕ

A. Модель тока асинхронного режима

Ток асинхронного режима (АР) в общем случае может быть представлен совокупностью гармонических компонентов, вызванных действием эквивалентных источников энергосистем [4]:

$$i_{AP}(k) = I_{m1} \cos(\omega_1 k T_s + \varphi_1) + I_{m2} \cos(\omega_2 k T_s + \varphi_2), \quad (1)$$

где I_{m1} , I_{m2} – амплитуды составляющих тока от энергосистем, T_s – период дискретизации, $k T_s$ – текущее дискретное время, k – номер отсчёта, ω_1 , ω_2 – частоты источников, φ_1 , φ_2 – начальные фазы.

B. Исследуемые модели модуля БК

В работе исследуются модели модуля БК, представленные комбинацией цифровых фильтров: фильтром ортогональных составляющих (ФОС) без фазовой коррекции и ФАС 1-го, 2-го и 3-го порядков. ФОС обнаруживает себя как линейный фильтр, извлекающий из периодического сигнала заданную гармонику [5]. ФАС представляет собой линейный нерекурсивный фильтр, выделяющий аварийную составляющую векторной или абсолютной электрической величины. Аварийная составляющая вектора тока АР на основе ФАС 1-го, 2-го и

3-го порядков определяется с помощью (2)-(4) соответственно [6].

$$\Delta I_{AP}^I(k) = K(I_{AP}(k T_s) - I_{AP}(k T_s - m N T_s)), \quad (2)$$

$$\Delta I_{AP}^{II}(k) = K(I_{AP}(k T_s) - 2I_{AP}(k T_s - m N T_s) + I_{AP}(k T_s - 2m N T_s)), \quad (3)$$

$$\Delta I_{AP}^{III}(k) = K(I_{AP}(k T_s) - 3I_{AP}(k T_s - m N T_s) + 3I_{AP}(k T_s - 2m N T_s) - I_{AP}(k T_s - 3m N T_s)), \quad (4)$$

где N – количество отсчётов на период номинальной частоты, m – количество периодов измерения аварийной составляющей, K – коэффициент переходной характеристики ФОС, учитываемый в реализации ФАС с укороченным окном ($K=1$ при $m \geq 1$, $K=2$ при $m=0,5$). Коэффициент K опускается при дальнейшем изложении.

Для удобства оценки небаланса рабочей величины изменим очерёдность указанных фильтров, применив ФАС к мгновенным значениям тока АР. На рис. 1 представлены исходная (а) и эквивалентная (б) структурные схемы модуля БК.

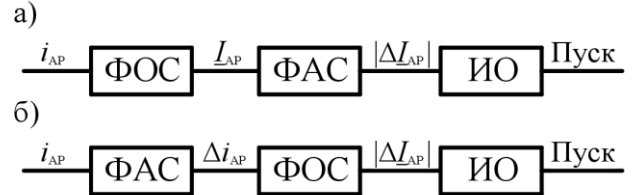


Рис. 1. Исходная (а) и эквивалентная (б) структурные схемы модуля БК

III. МОДЕЛЬ ТОКА НЕБАЛАНСА ИО БК

Применительно к (1) аварийные составляющие на основе ФАС 1-го, 2-го и 3-го порядков для $m=0,5+n$, где n – целое число, определяются из выражений:

$$\Delta i_{AP}^I(k) = I_{m1} \cos(\omega_1 k T_s + \varphi_1) + I_{m2} \cos(\omega_2 k T_s + \varphi_2) + I_{m1} \cos(\omega_1 (k T_s - m N T_s) + \varphi_1) + I_{m2} \cos(\omega_2 (k T_s - m N T_s) + \varphi_2); \quad (5)$$

$$\Delta i_{AP}^{II}(k) = I_{m1} \cos(\omega_1 k T_s + \varphi_1) + I_{m2} \cos(\omega_2 k T_s + \varphi_2) + 2I_{m1} \cos(\omega_1 (k T_s - m N T_s) + \varphi_1) + 2I_{m2} \cos(\omega_2 (k T_s - m N T_s) + \varphi_2) + I_{m1} \cos(\omega_1 (k T_s - 2m N T_s) + \varphi_1) + I_{m2} \cos(\omega_2 (k T_s - 2m N T_s) + \varphi_2); \quad (6)$$

$$\begin{aligned} \Delta i_{AP}^{III}(k) = & I_{m1} \cos(\omega_1 k T_s + \varphi_1) + I_{m2} \cos(\omega_2 k T_s + \varphi_2) + \\ & + 3I_{m1} \cos(\omega_1 (k T_s - m N T_s) + \varphi_1) + \\ & + 3I_{m2} \cos(\omega_2 (k T_s - m N T_s) + \varphi_2) + \\ & + 3I_{m1} \cos(\omega_1 (k T_s - 2m N T_s) + \varphi_1) + \\ & + 3I_{m2} \cos(\omega_2 (k T_s - 2m N T_s) + \varphi_2) + \\ & + I_{m1} \cos(\omega_1 (k T_s - 3m N T_s) + \varphi_1) + \\ & + I_{m2} \cos(\omega_2 (k T_s - 3m N T_s) + \varphi_2). \end{aligned} \quad (7)$$

Для оценки ортогональных составляющих сигналы (5)-(7) удобно представить в виде суммы двух гармоник с частотами эквивалентных источников. С помощью тригонометрических преобразований получено:

$$\Delta i_{AP}^I(k) = k_{m1} I_{m1} \cos\left(\omega_1 \left(k T_s - \frac{m N T_s}{2}\right) + \varphi_1\right) + \quad (8)$$

$$+ k_{m2} I_{m2} \cos\left(\omega_2 \left(k T_s - \frac{m N T_s}{2}\right) + \varphi_2\right),$$

$$\Delta i_{AP}^{II}(k) = k_{m1}^2 I_{m1} \cos\left(\omega_1 (k T_s - m N T_s) + \varphi_1\right) + \quad (9)$$

$$+ k_{m2}^2 I_{m2} \cos\left(\omega_2 (k T_s - m N T_s) + \varphi_2\right),$$

$$\Delta i_{AP}^{III}(k) = k_{m1}^3 I_{m1} \cos\left(\omega_1 \left(k T_s - \frac{3m N T_s}{2}\right) + \varphi_1\right) + \quad (10)$$

$$+ k_{m2}^3 I_{m2} \cos\left(\omega_2 \left(k T_s - \frac{3m N T_s}{2}\right) + \varphi_2\right),$$

где $k_{m1} = 2 \cos\left(\frac{\omega_1 m N T_s}{2}\right)$, $k_{m2} = 2 \cos\left(\frac{\omega_2 m N T_s}{2}\right)$ - амплитудные коэффициенты тока небаланса, не зависящие от времени.

IV. АНАЛИЗ СВОЙСТВ АМПЛИТУДНЫХ КОЭФФИЦИЕНТОВ

Для удобства анализа свойств амплитудных коэффициентов приведём их к следующему виду:

$$k_{m1} = 2 \cos\left(\frac{\omega_1 m N T_s}{2}\right) = 2 \cos(\pi f_1 m N T_s), \quad (11)$$

$$k_{m2} = 2 \cos\left(\frac{\omega_2 m N T_s}{2}\right) = 2 \cos(\pi f_2 m N T_s), \quad (12)$$

где f_1, f_2 - частоты источников, выраженные в Гц.

На основе (11)-(12) выполнено построение поверхности $k_{mi}(f_i, m)$, где i - порядковый номер источника. На рис. 2 представлена проекция указанной поверхности на плоскость (f_i, m) , отражающая зависимость амплитудных коэффициентов от частоты источников и количества периодов измерения аварийной составляющей в алгоритме ФАС для $N T_s = 0,02$ с.

Из рис. 2 видно, что наилучшим подавлением АР на номинальной частоте ожидаемо обладают ФАС с окном $m = 0,5 + n$, где n - целое число. Наилучшая стабильность по частоте наблюдается для $m = 0,5$: $|k_{mi}| < 1$ во всём рассмотренном диапазоне частот f_i от 45 до 55 Гц. Для $m = 1,5, 2,5$ и далее этот диапазон сужается. Отсюда следует, что:

- полупериодное окно ФАС больше подходит для подавления АР с учётом ухода частоты по сравнению с $m = 1,5, 2,5$ и далее;

- с увеличением порядка ФАС снижается небаланс за счёт возведения k_{mi} в степень.

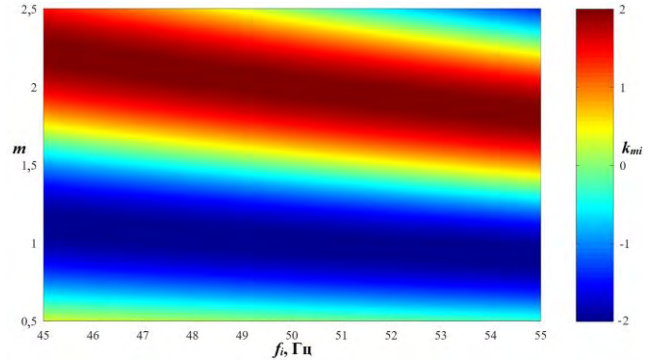


Рис. 2. Проекция поверхности $k_{mi}(f_i, m)$ на плоскость (f_i, m)

V. АППРОКСИМАЦИЯ АВАРИЙНЫХ СОСТАВЛЯЮЩИХ

С целью получения максимального значения тока небаланса выполнена аппроксимация двухчастотных аварийных составляющих (8)-(10) с помощью одной гармоники с частотой, равной центральной частоте $\omega_{ц}$ эквивалентных источников, в соответствии с (13)-(15).

$$\Delta i_{AP,app}^I(k) = (|k_{m1} I_{m1}| + |k_{m2} I_{m2}|) \times \quad (13)$$

$$\times \cos\left(\omega_{ц} \left(k T_s - \frac{m N T_s}{2}\right)\right),$$

$$\Delta i_{AP,app}^{II}(k) = (|k_{m1}^2 I_{m1}| + |k_{m2}^2 I_{m2}|) \times \quad (14)$$

$$\times \cos\left(\omega_{ц} (k T_s - m N T_s)\right),$$

$$\Delta i_{AP,app}^{III}(k) = (|k_{m1}^3 I_{m1}| + |k_{m2}^3 I_{m2}|) \times \quad (15)$$

$$\times \cos\left(\omega_{ц} \left(k T_s - \frac{3m N T_s}{2}\right)\right),$$

где $\omega_{ц} = \frac{\omega_1 + \omega_2}{2}$ - центральная частота источников.

На рис. 3 показан пример аппроксимации, где синей кривой представлена двухчастотная аварийная составляющая (8), а красной - её аппроксимирующая функция (13) для следующих условий: $I_{m1} = I_{m2} = 0,5$ о.е., $\omega_1 = 345,6$ рад/с, $\omega_2 = 282,7$ рад/с, $\varphi_1 = 0$ рад, $\varphi_2 = \pi$ рад, $N T_s = 0,02$ с, $m = 0,5$.

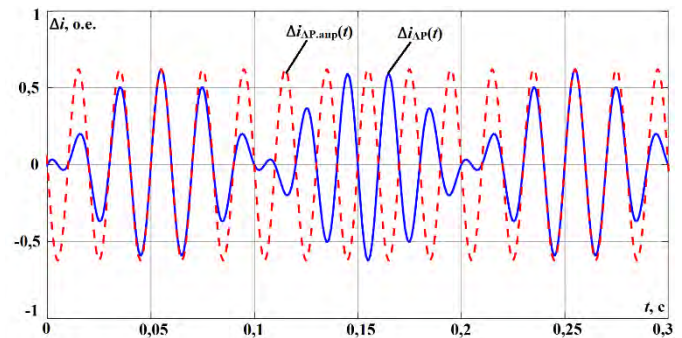


Рис. 3. Аварийная составляющая тока АР (8) и её аппроксимирующая функция (13)

Зная частоты источников, амплитуды составляющих тока АР, а также параметры ФАС, и воспользовавшись

амплитудно-частотной характеристикой ФОС, можно оценить амплитуду тока небаланса на входе ИО БК:

- ФАС 1 порядка:

$$I_{\text{нб.макс}}^I = (|k_{m1} I_{m1}| + |k_{m2} I_{m2}|) H_{\text{ФОС}}(\omega_{\text{ц}}), \quad (16)$$

- ФАС 2 порядка:

$$I_{\text{нб.макс}}^{II} = (|k_{m1}^2 I_{m1}| + |k_{m2}^2 I_{m2}|) H_{\text{ФОС}}(\omega_{\text{ц}}), \quad (17)$$

- ФАС 3 порядка:

$$I_{\text{нб.макс}}^{III} = (|k_{m1}^3 I_{m1}| + |k_{m2}^3 I_{m2}|) H_{\text{ФОС}}(\omega_{\text{ц}}), \quad (18)$$

где $H_{\text{ФОС}}(\omega_{\text{ц}})$ - коэффициент передачи ФОС на центральной частоте источников.

На рис. 4 синей кривой представлен отклик ФОС на двухчастотную аварийную составляющую (8), красной – на её аппроксимирующую функцию (13) для ранее рассмотренного примера.

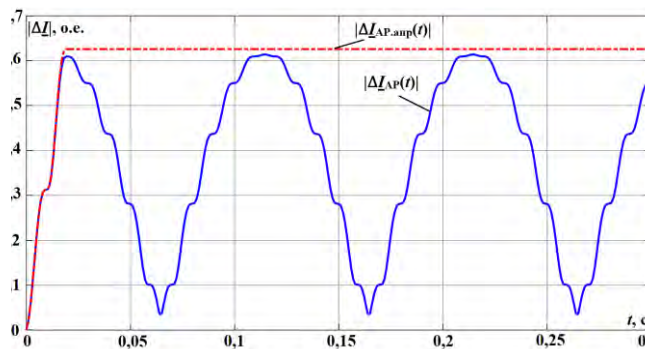


Рис. 4. Отклики ФОС на аварийную составляющую тока AP (8) и её аппроксимирующую функцию (13)

Из рис. 4 видно, что максимумы функции модуля ортогональных составляющих аппроксимирующей функции $|\Delta I_{\text{AP.апп}}(t)|$ больше максимумов функции модуля ортогональных составляющих двухчастотной аварийной составляющей $|\Delta I_{\text{AP}}(t)|$ на некоторую величину ошибки ε , которая определяется в соответствии с (19).

$$\varepsilon = \frac{\max(|\Delta I_{\text{AP.апп}}|) - \max(|\Delta I_{\text{AP}}|)}{\max(|\Delta I_{\text{AP}}|)} \cdot 100\%. \quad (19)$$

В табл. I представлена ошибка ε аппроксимирующей функции при разных частотах скольжения $f_{\text{ск}}=f_1-f_2$. При определении ошибки варьировались следующие параметры: частоты источников f_1 и f_2 в диапазоне от 45 до 55 Гц, а также отношение амплитуд составляющих тока AP I_{m1}/I_{m2} в диапазоне от 0,1 до 0,9 о.е. Параметры настройки ФАС: $NT_s=0,02$ с, $m=0,5$.

Табл. I демонстрирует малую ошибку аппроксимации – не более 2,5% при частоте скольжения до 10 Гц. По табл. I также видно, что ошибка мало различается для ФАС 1-го, 2-го и 3-го порядков. Это объясняется совпадением ошибок аппроксимации частоты и небольшим различием ошибок аппроксимации амплитуды.

В табл. I также приведены истинные максимальные значения тока небаланса на входе ИО БК для ФАС

рассматриваемых порядков. С увеличением порядка ФАС небаланс снижается, вследствие чего ПО БК на основе ФАС 3-го порядка наилучшим образом отстроен от асинхронного хода.

Таблица II. ОШИБКА АППРОКСИМИРУЮЩЕЙ ФУНКЦИИ

$f_{\text{ск}}$, Гц	max $ \Delta I_{\text{AP}} $, о.е.			$ \varepsilon $, %		
	ФАС I порядка	ФАС II порядка	ФАС III порядка	ФАС I порядка	ФАС II порядка	ФАС III порядка
1	0,635	0,196	0,060	0,462	0,462	0,462
2	0,621	0,190	0,058	0,830	0,866	0,875
3	0,609	0,186	0,058	1,137	1,200	1,243
4	0,596	0,183	0,057	1,405	1,495	1,556
5	0,584	0,183	0,057	1,591	1,713	1,783
6	0,596	0,183	0,057	1,875	1,967	2,064
7	0,608	0,186	0,057	2,058	2,174	2,263
8	0,619	0,189	0,058	2,204	2,324	2,426
9	0,629	0,194	0,060	2,308	2,312	2,362
10	0,639	0,201	0,063	2,079	2,395	2,079

VI. ВЫВОДЫ

Предложена методика уточнённой оценки небаланса рабочей величины органа блокировки при качаниях в асинхронном режиме при использовании классических цифровых фильтров аварийной составляющей первого, второго и третьего порядков. Сравнительный анализ фильтров аварийной составляющей на основе данной методики подтвердил преимущества фильтра третьего порядка. Предложенная методика может быть применена при выборе уставок измерительных органов блокировки при качаниях.

Список литературы

- [1] Федосеев А.М., Федосеев М.А. Релейная защита электроэнергетических систем: учеб. для вузов, 2-е изд., перераб. и доп. – М.: Энергоатомиздат, 1992. – 528 с.
- [2] Шнейерсон Э.М. Цифровая релейная защита. – М.: Энергоатомиздат, 2007. – 549 с.
- [3] Подшивалин А.Н. Исследование токового пускового органа дистанционной защиты в переходных режимах / А.Н. Подшивалин, Г.Н. Исмоков // Релейная защита и автоматизация энергосистем – 2023: Межд. науч.-практ. конф.: сб. докл. – Москва: АО «СО ЕЭС», 2023. – С. 227-232.
- [4] Федотов Д.А. Особенности применения модели сигнала асинхронного режима из стандарта по устройствам синхронизированных векторных измерений / Д.А. Федотов, В.И. Антонов, Н.А. Дони, А.В. Бычков // Современные тенденции развития цифровых систем релейной защиты и автоматики: материалы научно-технической конференции молодых специалистов форума «РЕЛАВЭКСПО-2025» - Чебоксары: Изд-во Чуваш. ун-та, 2025. – С. 98-104.
- [5] Антонов В.И. Общие начала теории фильтров ортогональных составляющих / В.И. Антонов, В.А. Наумов, Н.Г. Иванов, А.В. Солдатов, А.И. Фомин // Релейная защита и автоматизация. – 2016. -№1(22). – С. 17-26.
- [6] Рыжов Э.П. Испытания цифровых измерительных органов релейной защиты, реагирующих на приращения векторных величин, в режимах нелинейного изменения синусоидального тока / Э.П. Рыжов, А.С. Шалимов // Релейная защита и автоматизация. – 2024. №3(56). – С. 40-45.

ВЫБОР УСТАВОК ДИФФЕРЕНЦИАЛЬНОЙ ЗАЩИТЫ ШИН И ОШИНОВОК ГРАФИЧЕСКИМ МЕТОДОМ НА ОСНОВЕ МОДЕЛИРОВАНИЯ МОНТЕ-КАРЛО

Жидов С.С.

Филиал АО «СО ЕЭС» ОДУ Сибири

Новосибирск, Россия

e-mail: Sergrey.Zhidov@mail.ru

Аннотация

Состояние вопроса: Существующая практика выбора уставок дифференциальной защиты шин и ошинок (ДЗШ/ДЗО) основана на применении специализированных методических указаний (МУ) от каждого производителя устройств релейной защиты. Это приводит к значительным трудозатратам при эксплуатации и усложняет создание универсальных средств автоматизации процесса расчета уставок из-за различий в математических моделях, формулах и исходных данных.

Материалы и методы: В работе предложен унифицированный графический метод выбора уставок ДЗШ/ДЗО. Для учета погрешностей трансформаторов тока при построении тормозной характеристики используется метод Монте-Карло.

Результаты: Разработанная методика апробирована на реальном объекте энергосистемы. В результате моделирования для 25 расчетных режимов получены наглядные диаграммы, на которых четко идентифицируются кластеры точек, соответствующих внутренним и внешним коротким замыканиям, а также другим режимам. Это позволило обоснованно выбрать угловую тормозную характеристику, обеспечивающую требуемую чувствительность и селективность защиты.

Выводы: Показано, что предложенный графический метод на основе моделирования Монте-Карло является эффективной альтернативой традиционным подходам. Его ключевые преимущества — универсальность, наглядность и корректный учет инструментальных погрешностей. Метод позволяет сократить трудозатраты и служит основой для создания универсального программного комплекса для настройки ДЗШ/ДЗО различных производителей.

Ключевые слова: дифференциальная защита шин, ДЗШ, ДЗО, выбор уставок, метод Монте-Карло, тормозная характеристика, трансформатор тока, погрешность, короткое замыкание, релейная защита.

BUS BAR AND SECTION DIFFERENTIAL PROTECTION SETTING CALCULATION USING A GRAPHICAL METHOD BASED ON MONTE CARLO SIMULATION

Sergei Zhidov

Siberian Regional Dispatching Office branch of SO UPS

Novosibirsk, Russia

e-mail: Sergrey.Zhidov@mail.ru

Abstract

Background: The current practice for setting Bus Bar and Section Differential Protection (BBDP/BSDP) relays relies on manufacturer-specific guidelines. This leads to significant operational labor costs and complicates the development of universal automation tools for the setting calculation process, due to differences in mathematical models, formulas, and input data.

Materials and methods: This paper proposes a unified graphical method for selecting BBDP/BSDP settings. The Monte Carlo method is used to account for current transformer (CT) errors when plotting the restraint characteristic.

Results: The developed technique was tested on a real power system object. Simulation for 25 calculation scenarios yielded clear diagrams where clusters of points corresponding to internal and external short circuits, as well as other regimes, were clearly identified. This allowed for a reasoned selection of an angular restraint characteristic that ensures the required protection sensitivity and selectivity.

Conclusions: It is shown that the proposed graphical method based on Monte Carlo simulation is an effective alternative to traditional approaches. Its key advantages are universality, clarity, and the correct consideration of instrumental errors. The method reduces labor costs and provides a foundation for creating a universal software package for setting BBDP/BSDP relays from various manufacturers.

Key words: busbar differential protection, BBDP, BSDP, setting calculation, Monte Carlo method, restraint characteristic, current transformer, error, short circuit, relay protection.

I. ВВЕДЕНИЕ

В современной энергосистеме находят применение устройства дифференциальной защиты шин и ошинок (ДЗШ/ДЗО) от различных производителей. Существующая методология выбора параметров настройки (уставок) данных устройств основывается на использовании специализированных методических указаний (МУ), разработанных каждым производителем индивидуально. Подобный подход порождает ряд существенных недостатков: возрастают трудозатраты на проведение расчетов в процессе эксплуатации, а также усложняется задача автоматизации данного процесса.

Рост трудозатрат обусловлен необходимостью для специалиста детально изучать документацию конкретного устройства перед выполнением расчетов, даже при наличии у него значительного опыта. Сложность автоматизации связана с тем, что для устройств разных производителей требуются различные программные реализации, поскольку в МУ используются неидентичные математические модели, формулы и перечни исходных данных [1–4].

В данной работе предлагается унифицированный графический метод выбора уставок ДЗШ/ДЗО, основанный на применении метода Монте-Карло. Данный подход потенциально применим для устройств различных производителей. Следует, однако, отметить, что различия в реализации тормозных характеристик конкретных устройств не позволяют достичь полной абстракции от их типа.

II. ОПИСАНИЕ МЕТОДА ВЫБОРА УСТАВОК ДЗШ/ДЗО ГРАФИЧЕСКИМ МЕТОДОМ С ИСПОЛЬЗОВАНИЕМ МЕТОДА МОНТЕ-КАРЛО

Основная идея метода заключается в отказе от прямого расчета уставок по формулам, приведенным в МУ, в пользу графического отображения всех возможных режимов работы (внутренние и внешние короткие замыкания, нагрузочные режимы, обрывы токовых цепей, насыщение трансформаторов тока) в координатах тормозной характеристики. Первоначально требуется выполнить расчет токов короткого замыкания (КЗ). Однако, при моделировании внешних КЗ идеальная модель дает нулевой дифференциальный ток, что в реальных условиях не наблюдается из-за наличия погрешностей трансформаторов тока (ТТ). Для учета этих погрешностей предлагается использовать метод Монте-Карло.

Метод Монте-Карло заключается в многократном стохастическом моделировании процесса, описываемого математической моделью с использованием генераторов случайных величин. На основе накопленных данных определяются вероятностные характеристики рассматриваемого процесса [5]. В контексте данной работы метод Монте-Карло применяется для моделирования работы ДЗШ/ДЗО. Путем генерации случайных чисел имитируется погрешность измерения, вносимая ТТ. В результате строится тормозная характеристика, на которой отображается облако точек, соответствующее всем возможным замерам. Моделирование как внешних, так и внутренних КЗ позволяет получить два кластера точек, визуальное разделение которых позволяет обоснованно выбрать уставки, обеспечивающие чувствительность к внутренним КЗ и устойчивость к внешним.

Реализация предложенного метода включает четыре последовательных этапа:

1. Расчет токов короткого замыкания.

На данном этапе выполняется расчет токов КЗ для всех возможных видов повреждений (одно-, двух-, трехфазные, двойные замыкания на землю) как для внутренних, так и для внешних по отношению к защищаемой зоне повреждений, во всех рассматриваемых режимах работы энергосистемы. Расчет может быть выполнен с использованием любого расчетного комплекса. В рамках настоящего исследования использовался программный вычислительный комплекс (ПВК) «АРУ РЗА». Результаты расчетов должны быть представлены в машиночитаемом формате (например, xls) для последующей автоматической обработки.

2. Формирование скорректированного массива токов.

Цель этапа – коррекция расчетных токов с учетом погрешностей ТТ. В работе варьировались действующее значение вторичного тока ($\pm 10\%$) и его фаза ($\pm 5^\circ$). Вместо использования фиксированных граничных значений, метод Монте-Карло позволяет задать закон распределения этих величин и учесть все возможные комбинации погрешностей для разных присоединений. Для каждого режима было сгенерировано 100 таких стохастических реализаций. Дополнительно формируется массив данных, моделирующий режим обрыва вторичных цепей одного из присоединений, для оценки влияния данного фактора на работу защиты.

3. Визуализация данных в координатах тормозной характеристики.

Скорректированный массив токов отображается на плоскости в декартовых координатах, где по оси ординат отложен дифференциальный ток (I_d), а по оси абсцисс – тормозной ток (I_t).

4. Выбор уставок тормозной характеристики.

На полученном графике визуальными идентифицируются два кластера точек. Кластер, соответствующий внутренним КЗ, должен располагаться внутри зоны срабатывания защиты, определяемой тормозной характеристикой. Кластеры, соответствующие внешним КЗ, нагрузочным режимам и обрывам, должны находиться вне этой зоны. Положение характеристики (например, угол наклона и точка излома) графически выбирается таким образом, чтобы обеспечить надежное разделение этих кластеров.

III. ВЫПОЛНЕНИЕ РАСЧЕТОВ НА РЕАЛЬНОМ ОБЪЕКТЕ

В данном разделе представлены результаты применения предложенной методики для выбора уставок ДЗО 1АТ на одной из подстанций Объединенной энергосистемы Сибири. На рис. 1 представлена упрощенная схема исследуемого объекта.

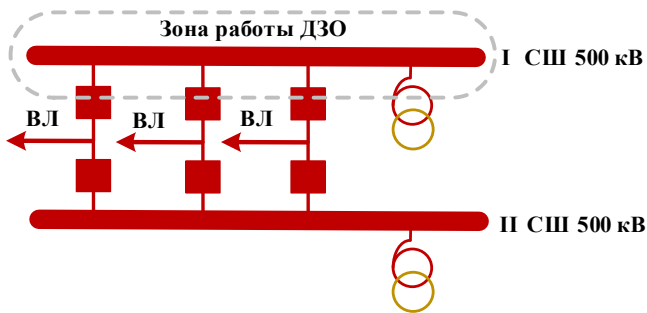


Рис. 1. Упрощённая схема объекта исследования

1. Расчет токов КЗ.

С использованием ПВК «АРУ РЗА» были рассчитаны токи КЗ для 25 различных режимов. Результаты расчетов были экспортированы в формате xls для последующей автоматизированной обработки.

2. Формирование скорректированного массива токов.

Для каждого режима и вида КЗ был сформирован массив, содержащий 100 вариаций токов с учетом погрешностей ТТ.

3. Визуализация данных

На рис. 2 представлено облако точек, соответствующее внутренним КЗ.

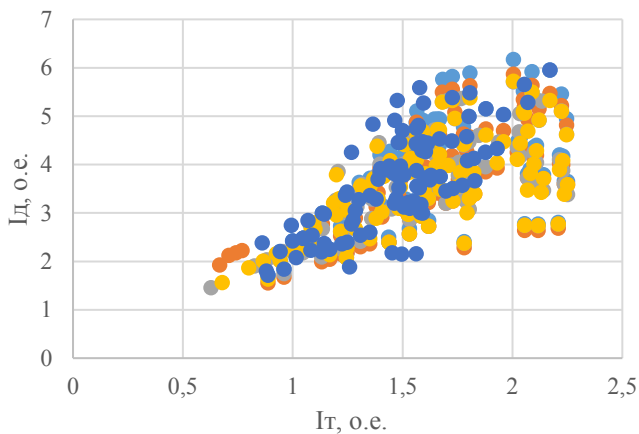


Рис. 2. Положение точек замера на тормозной характеристике при внутренних КЗ

На рис. 3 представлено облако точек, соответствующее внешним КЗ.

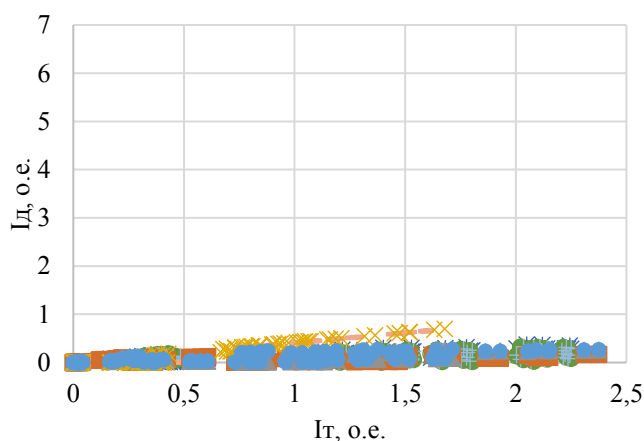


Рис. 3. Положение точек замера на тормозной характеристике при внешних КЗ

4. Выбор уставок

На Рис. 4 представлены совмещенные данные с Рис. 2 и 3, а также графически выбранная угловая тормозная характеристика, обеспечивающая надежное разделение кластеров.

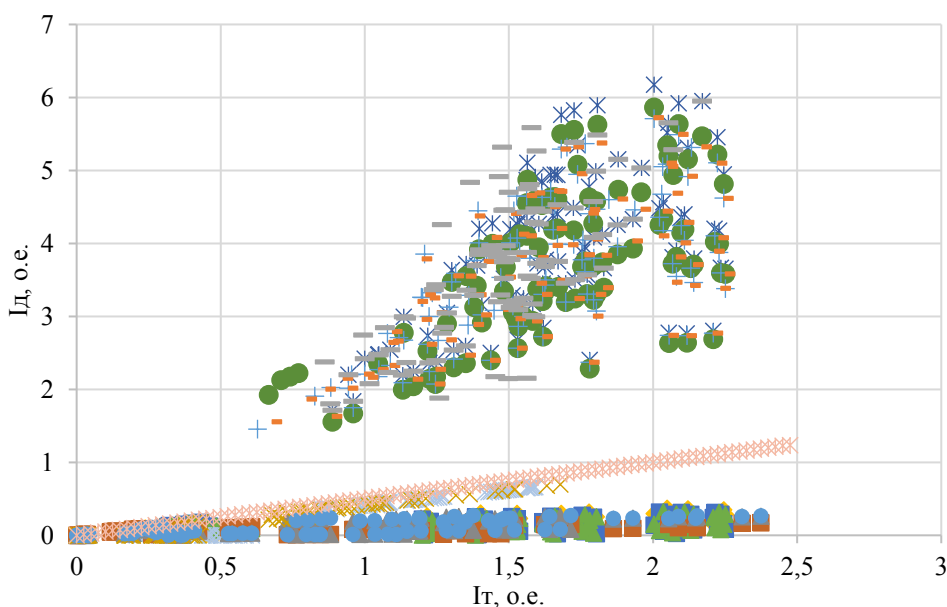


Рис. 4 – Совмещенное представление данных с выбранной тормозной характеристикой

IV. РЕЗУЛЬТАТЫ

В результате проведенного исследования разработан и апробирован унифицированный графический метод выбора уставок дифференциальной защиты шин и ошинок, основанный на применении метода Монте-Карло.

Ключевые преимущества предложенного подхода заключаются в следующем:

- **Универсальность.** Метод позволяет использовать единый алгоритм для устройств ДЗШ/ДЗО различных производителей, что снижает зависимость от специфических методических указаний и упрощает процесс автоматизации.
- **Наглядность.** Визуальное представление результатов расчета в виде кластеров точек на тормозной характеристике предоставляет инженеру интуитивно понятный инструмент для обоснованного выбора уставок, обеспечивающих как чувствительность, так и устойчивость защиты.
- **Учет неопределенностей.** Применение метода Монте-Карло позволяет корректно учесть совокупное влияние погрешностей трансформаторов тока, что повышает достоверность расчетов по сравнению с детерминированными методами, оперирующими лишь предельными значениями.
- **Комплексность.** Метод позволяет одновременно учитывать различные режимы работы системы, включая

внутренние и внешние КЗ, нагрузочные режимы и аварийные ситуации, такие как обрывы токовых цепей.

Апробация методики на реальном объекте электроэнергетической системы подтвердила ее практическую применимость и эффективность. Визуальное разделение кластеров внутренних и внешних повреждений позволило однозначно определить зону срабатывания защиты.

Перспективой дальнейших исследований является формализация процесса графического выбора характеристик, разработка алгоритмов автоматического построения оптимальной тормозной характеристики по кластерам точек, а также адаптация метода для более широкого класса дифференциальных защит.

Список литературы

- [1] Защита ошинок и сборных шин 110-750 кВ. Рекомендации по выбору уставок ЭКРА.650323.1356 Чебоксары, 2022.
- [2] Рекомендации по расчёту и выбору параметров и характеристик работы. Микропроцессорные устройства релейной защиты и автоматики GE/ALSTOM P40 Agile (MiCOM) –GE Grid Solutions, 2020 г.
- [3] Методические указания по выбору параметров срабатывания устройств РЗА серии SIPROTEC (Siemens AG) автотрансформаторов ВН 220-740 кВ. ОАО «ФСК ЕЭС», 2012.
- [4] Рекомендации по выбору уставок. Серия реле GE Multilin UR – 2006/
- [5] Соболев И.М. Численные методы Монте-Карло. М: Наука, 1973. 312 с.

ОПРЕДЕЛЕНИЕ МЕСТА ПОВРЕЖДЕНИЯ НА ВОЗДУШНОЙ ЛИНИИ 500 КВ С ИСПОЛЬЗОВАНИЕМ РЕАЛЬНЫХ ДАННЫХ ВЕКТОРНЫХ ИЗМЕРЕНИЙ И ОСЦИЛЛОГРАММ

Иванов И.Е., Лысов Д.А.
ФГБОУ ВО «ИГЭУ имени В.И. Ленина»
Иваново, Россия
e-mail: igor.e.ivanov.777@gmail.com, gtasamp415@gmail.com

Аннотация

Состояние вопроса: Повышение точности методов и средств определения места повреждения (ОМП) воздушных линий (ВЛ) электропередачи остаётся актуальной проблемой электроэнергетики. Выполненные ранее исследования показали перспективность применения синхронизированных векторных измерений (СВИ) для задачи ОМП. Учитывая относительно малое распространение устройств СВИ (УСВИ) на ВЛ, целесообразно проанализировать возможность воспроизведения доступных аварийных осциллограмм, зафиксированных при коротком замыкании (КЗ) на ВЛ, с расчётом векторов согласно алгоритму УСВИ и использованием их в выражениях ОМП.

Материалы и методы: В работе используются аварийные осциллограммы и соответствующие данные СВИ, зарегистрированные при однофазном КЗ на ВЛ 500 кВ Единой энергосистемы России. Полученные осциллограммы были воспроизведены на промышленном УСВИ в лабораторных условиях, а также преобразованы в вектора с помощью алгоритма, имитирующего функционирование УСВИ класса «Р» согласно ГОСТ Р 59365–2021. Получены оценки расстояния до КЗ по пяти различным выражениям одностороннего ОМП. Все расчёты выполнены в программном комплексе «MATLAB».

Результаты: Приведённые погрешности ОМП при использовании подходящего кадра данных, описывающего режимные параметры при КЗ, во всех случаях оказались менее 2,5 %, что удовлетворяет требованиям СТО 56947007-29.120.70.241-2017, распространяющимся на специализированные устройства ОМП. При этом наилучшая точность получилась при обработке аварийной осциллограммы функцией-имитатором УСВИ класса «Р».

Выводы: УСВИ, даже сконфигурированные по классу «М», обеспечивают необходимую точность и скорость выделения параметров аварийного режима для задачи ОМП. Цифровые фильтры УСВИ, особенно УСВИ класса «Р», могут быть использованы для обработки аварийных осциллограмм и применяться как конкурентоспособная альтернатива традиционным средствам ОМП.

Ключевые слова: воздушная линия, короткое замыкание, определение места повреждения, синхронизированные векторные измерения.

FAULT LOCATION ON A 500 KV OVERHEAD LINE THROUGH REAL-FIELD SYNCHROPHASOR MEASUREMENTS AND TRANSIENT WAVEFORMS

Igor Ivanov, Danil Lysov
Ivanovo State Power Engineering University named after V.I. Lenin
Ivanovo, Russia
e-mail: igor.e.ivanov.777@gmail.com, gtasamp415@gmail.com

Abstract

Background: Improving the accuracy of fault location (FL) on overhead transmission lines (OHLs) has been a troublesome issue in the electric power industry. The research carried out earlier has clearly shown that synchrophasor measurements could be utilized for FL purposes. Since the number of dedicated phasor measurement units (PMUs) installed at OHL terminals is still relatively low, transient waveforms captured under fault conditions on a line may come in handy to imitate how a PMU would have responded to a particular fault. Current and voltage phasors outputted by a PMU algorithm can then be used in FL expressions.

Materials and Methods: The research has been built around real-world transient waveforms and synchrophasors captured under a single line-to-ground fault on a 500 kV line in the Russian power system. The waveforms were then played back on a production-type PMU in a lab, as well as used as input data to a function imitating class P PMU digital signal processing. The fault

location was estimated through five one-end FL expressions. All of the calculations were carried out in the MATLAB environment.

Results: The FL errors (relative to the line length) turned out to be less than 2.5 % with all of the appropriately selected synchrophasor data frames, which is fully in compliance with a relevant standard for dedicated FL units. The best accuracy was achieved when the transient oscillograms were converted to synchrophasors via a function imitating class P PMU signal processing.

Conclusions: Even class M PMUs can be fast and accurate enough to derive faulty current and voltage phasors for FL purposes. PMU-like digital filtering, especially that of class P, can be exploited to process transient waveforms and provide competitive FL results.

Key words: overhead line, fault, fault location, synchronized phasor measurements.

I. ВВЕДЕНИЕ

Определение места повреждения (ОМП) на воздушных линиях (ВЛ) электропередачи в электрических сетях 110 кВ и выше осуществляется, главным образом, по параметрам аварийного режима. Точность специализированных устройств и программных функций ОМП во многих случаях не удовлетворяет требованию стандарта [1], что красноречиво подтверждается результатами анализа реальных случаев коротких замыканий (КЗ), описанными в [2]. Таким образом, актуальной является задача повышения точности ОМП, в том числе – за счёт альтернативных способов цифровой обработки аварийных сигналов.

Синхронизированные векторные измерения (СВИ) могут успешно использоваться для фиксации параметров электромагнитных переходных процессов. Эффективность применения данных от устройств СВИ (УСВИ) класса «М» [3] для задачи ОМП на ВЛ сверхвысокого напряжения неоднократно проиллюстрирована на реальных данных КЗ [4, 5]. Одной из причин конкурентоспособности УСВИ являются качественные механизмы цифровой обработки сигналов. Учитывая относительно небольшое распространение УСВИ, а также фактически повсеместную доступность аварийных осциллограмм (получаемых с регистраторов аварийных событий (РАС) или терминалов релейной защиты), целесообразно проанализировать возможность воспроизведения («проигрывания» в офлайн-режиме) осциллограмм с расчётом векторов согласно алгоритму УСВИ. Целью работы является анализ перспективности подобного подхода с использованием осциллограммы реального КЗ на ВЛ 500 кВ Единой энергосистемы России.

II. КРАТКОЕ ОПИСАНИЕ МЕТОДОЛОГИИ ИССЛЕДОВАНИЯ И РЕЗУЛЬТАТОВ

В работе используются аварийные осциллограммы и соответствующие данные от УСВИ класса «М», зарегистрированные при однофазном КЗ с одной стороны ВЛ 500 кВ (случай КЗ № 3 в [5]). По векторам класса «М», соответствующим кадру данных с максимальным током, реализуется одностороннее ОМП по пяти различным выражениям, применяемым в [5] и указанным в табл. I, после чего рассчитываются погрешности локации КЗ. Осциллограммы, полученные от регистраторов, подключенных к релейным обмоткам измерительных трансформаторов, «проигрываются» на промышленном

УСВИ «ТПА-02» (класс «М») в лабораторных условиях с помощью испытательного комплекса «СМС 356», после чего полученные от «ТПА-02» вектора также подставляются в использованные ранее формулы ОМП. Наконец, осциллограммы преобразуются в вектора с помощью алгоритма, имитирующего функционирование УСВИ класса «Р», с оконным преобразованием согласно [6]. Оценки расстояния до КЗ и соответствующие погрешности ОМП сопоставляются для всех трёх групп векторов.

На рис. 1 представлены осциллограммы напряжения и тока повреждённой фазы, а также действующие значения векторов, выделенные «ТПА-02» и функцией-имитатором УСВИ класса «Р» (крупно выделенные точки соответствуют кадрам данных, используемым в расчётных выражениях ОМП). На рис. 2 отражены приведённые к длине ВЛ погрешности одностороннего ОМП по пяти выражениям, указанным в табл. I.

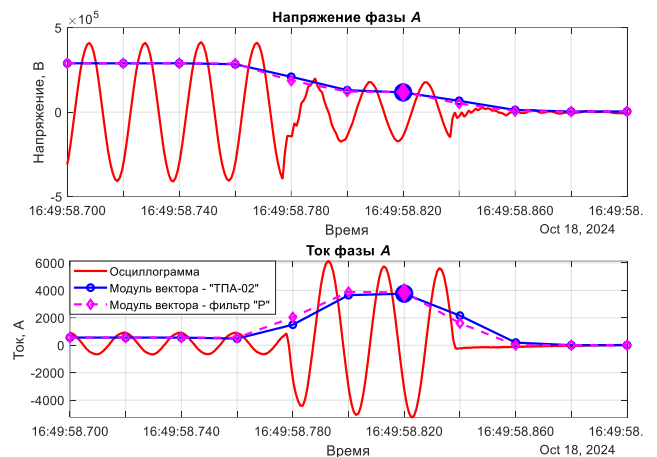


Рис. 1. Осциллограммы и действующие значения векторов повреждённой фазы ВЛ 500 кВ

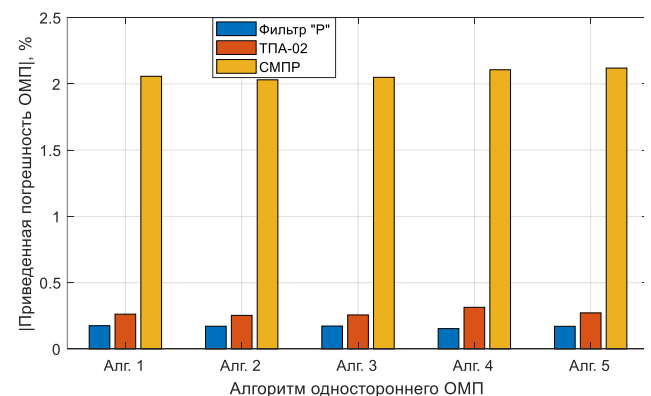


Рис. 2. Результаты одностороннего ОМП с использованием различных групп векторов

Таблица I. РАССМАТРИВАЕМЫЕ МЕТОДЫ ОДНОСТОРОННЕГО ОМП ПО ПАРАМЕТРАМ АВАРИЙНОГО РЕЖИМА

№ метода	Условное название для рис. 2	Выражение
1	“Алг. 1”	$\left\{ \begin{aligned} L &= \operatorname{Im} \left[\frac{\dot{U}'_A}{\dot{I}'_2} \right] / \operatorname{Im} \left[\frac{(\dot{I}'_A + \underline{K} \cdot \dot{I}'_0) \cdot \underline{z}_1}{\dot{I}'_2} \right] \\ \underline{K} &= \frac{\underline{z}_0 - \underline{z}_1}{\underline{z}_1} \end{aligned} \right.$
2	“Алг. 2”	$L = \operatorname{Im} \left[\frac{\dot{U}'_A}{\dot{I}'_0} \right] / \operatorname{Im} \left[\frac{(\dot{I}'_A + \underline{K} \cdot \dot{I}'_0) \cdot \underline{z}_1}{\dot{I}'_0} \right]$
3	“Алг. 3”	$\left\{ \begin{aligned} L &= \frac{\operatorname{Im} [\dot{U}'_A \cdot 3 \cdot \check{I}'_0 \cdot e^{-j\beta}]}{\operatorname{Im} [(\dot{I}'_A + \underline{K} \cdot \dot{I}'_0) \cdot \underline{z}_1 \cdot 3 \cdot \check{I}'_0 \cdot e^{-j\beta}]} \\ \beta &= \angle \left[\frac{\underline{Z}'_0 + \underline{Z}''_0 + \underline{z}_0 \cdot l}{(l-L) \cdot \underline{z}_0 + \underline{Z}''_0} \right] \end{aligned} \right.$
4	“Алг. 4”	$\left\{ \begin{aligned} a + j \cdot b &= \frac{\dot{U}'_A}{(\dot{I}'_A + \underline{K} \cdot \dot{I}'_0) \cdot \underline{z}_1 \cdot l} + \frac{\underline{Z}''_1}{\underline{z}_1 \cdot l} + 1 \\ c + j \cdot d &= \left(\frac{\dot{U}'_A}{(\dot{I}'_A + \underline{K} \cdot \dot{I}'_0) \cdot \underline{z}_1 \cdot l} \right) \cdot \left(\frac{\underline{Z}''_1}{\underline{z}_1 \cdot l} + 1 \right) \\ e + j \cdot f &= \left(\frac{3 \cdot \Delta \dot{I}'_1}{(\dot{I}'_A + \underline{K} \cdot \dot{I}'_0) \cdot \underline{z}_1 \cdot l} \right) \cdot \left(\frac{\underline{Z}'_1 + \underline{Z}''_1}{\underline{z}_1 \cdot l} + 1 \right) \\ L &= l \cdot \frac{a - \frac{b \cdot e}{f} \pm \sqrt{\left(a - \frac{b \cdot e}{f} \right)^2 - 4 \cdot \left(c - \frac{e \cdot d}{f} \right)}}{2} \\ \Delta \dot{I}'_1 &= \dot{I}'_1 - \dot{I}'_1^{(H)} \end{aligned} \right.$
5	“Алг. 5”	$\left\{ \begin{aligned} L &= \frac{\operatorname{Im} [\dot{U}'_A \cdot \Delta \check{I}'_1]}{\operatorname{Im} [(\dot{I}'_A + \underline{K} \cdot \dot{I}'_0) \cdot \underline{z}_1 \cdot \Delta \check{I}'_1]} \\ \Delta \check{I}'_1 &= \Delta \dot{I}'_1 \cdot e^{-2 \cdot j \cdot \angle \Delta \dot{I}'_1} \end{aligned} \right.$

Расшифровка обозначений основных величин, фигурирующих в табл. I, представлена ниже:

L, l – рассчитанное расстояние до места повреждения и длина линии, соответственно;

\dot{U}'_A – вектор фазного напряжения в начале линии (запись выражений соответствует КЗ в фазе A);

$\dot{I}'_{A(1,2,0)}$ – вектор фазного тока (вектор составляющей прямой, обратной, нулевой последовательности, соответственно) в начале линии (принятое положительное

направление токов – «от шин в линию»);

$\dot{I}'_1^{(H)}$ – ток прямой последовательности в начале линии в нагрузочном режиме, предшествующем повреждению;

$\underline{z}_{1(0)}$ – погонное сопротивление прямой (нулевой) последовательности ВЛ;

$\underline{Z}'_{1(0)}$ – полное сопротивление прямой (нулевой) последовательности

$\underline{z}''_{1(0)}$

эквивалентной системы со стороны
начала линии;
аналогичные параметры
эквивалентной системы со стороны
конца линии.

Во всех случаях погрешности оказались менее 2,5 %, что удовлетворяет требованиям [1], распространяющимся на специализированные устройства ОМП. Таким образом, регламент удовлетворён даже векторами от УСВИ класса «М» («СМПР» на рис. 2), подключаемыми в российской практике к измерительным обмоткам трансформаторов тока и напряжения. При этом наилучшая точность получилась при обработке аварийной осциллограммы функцией-имитатором УСВИ класса «Р», что свидетельствует о перспективности этого варианта цифровой обработки сигнала.

III. ЗАКЛЮЧЕНИЕ

В работе предпринята и успешно реализована попытка расчёта расстояния до КЗ с использованием трёх групп векторов – от двух специализированных УСВИ класса «М» и функции-имитатора УСВИ класса «Р». При выборе подходящего кадра данных обеспечены погрешности ОМП, с запасом удовлетворяющие требованиям отраслевого стандарта. Несмотря на малую длительность КЗ, цифровые фильтры УСВИ успевают выделять

информационные параметры режима КЗ. При этом наилучший результат обеспечен функцией-имитатором УСВИ класса «Р». Таким образом, реализованный подход с «проигрыванием» аварийных осциллограмм, зафиксированных РАС, на УСВИ можно считать перспективным.

Список литературы

- [1] Технические требования к микропроцессорным устройствам РЗА [Текст]: СТО 56947007-29.120.70.241-2017. – Введ. 2017 – 02 – 28. (Изм. 2019 – 12 – 11) – М.: ПАО «ФСК ЕЭС». – 2017.
- [2] Клошкин, Н.Г. Статистический обзор способов ОМП и проблем при расчете и отыскании мест повреждений ВЛ напряжением 110 кВ и выше [Текст] / Н.Г. Клошкин // Электроэнергия. Передача и распределение. – 2025. – № 4. – С. 98 – 102.
- [3] Единая энергетическая система и изолированно работающие энергосистемы. Релейная защита и автоматика. Система мониторинга переходных режимов. Устройства синхронизированных векторных измерений. Нормы и требования [Текст]: ГОСТ Р 59365–2021. – Введ. 2021 – 04 – 14. – М., 2021.
- [4] Lopes, F.V. Real-World case studies on transmission line fault location feasibility by using M-Class phasor measurement units [Text] / F.V. Lopes, A. Mouco, R.O. Fernandes, F.C. Neto // Electrical Power Systems Research. – 2021. – Vol. 196. – P. 1 – 7.
- [5] Иванов, И.Е. Определение места повреждения на линиях 500 кВ с применением синхронизированных векторных измерений и учётом бестоковой паузы [Текст] / И.Е. Иванов, Я.А. Умнов, А.А. Крайкина [и др.] // Электрические станции. – 2025. – № 5. – С. 45 – 55.
- [6] Measuring relays and protection equipment – Part 118–1: Synchrophasor for power systems –Measurements [Text]: IEEE/IEC International Standard 60255–118–1:2018. – IEC/IEEE, 2018. – P. 1 – 78.

ИДЕНТИФИКАЦИЯ ПАРАМЕТРОВ ПРЯМОЙ И НУЛЕВОЙ ПОСЛЕДОВАТЕЛЬНОСТЕЙ ЛЭП ПО РЕАЛЬНЫМ ДАННЫМ СВИ

Иванов И.Е., Умнов Я.А.
ФГБОУ ВО «ИГЭУ имени В.И. Ленина»
Иваново, Россия
e-mail: igor.e.ivanov.777@gmail.com, umnov2402@mail.ru

Аннотация

Состояние вопроса: Перспективность идентификации параметров схем замещения (ПСЗ) воздушных линий электропередачи (ЛЭП) по данным синхронизированных векторных измерений (СВИ) освещена во многих отечественных и зарубежных исследованиях. Подавляющее большинство работ посвящено идентификации ПСЗ только прямой последовательности линий и выполнено исключительно по данным моделирования. Идентифицировать ПСЗ нулевой последовательности воздушных ЛЭП по данным нормальных установившихся режимов не представляется возможным ввиду низких уровней несимметрии токов и напряжений. В связи с этим возникает необходимость оценки возможности идентификации ПСЗ воздушных ЛЭП по данным СВИ, зафиксированных в особых (несимметричных) режимах работы линий.

Материалы и методы: Исследование выполнено с использованием программного комплекса «*MATLAB*» и реальных архивов данных СВИ, зафиксированных в особых (несимметричных) режимах работы линий сверхвысокого напряжения.

Результаты: Погрешность идентификации реактивных ПСЗ прямой и нулевой последовательности воздушных ЛЭП по данным СВИ особых (несимметричных) режимов работы линий не превышает 5% и 10%, соответственно.

Выводы: Полученные результаты позволяют выявить режимы, способствующие идентификации отдельных ПСЗ прямой и нулевой последовательностей воздушных ЛЭП.

Ключевые слова: синхронизированные векторные измерения, параметры схемы замещения, линия электропередачи

OHL POSITIVE- AND ZERO-SEQUENCE PARAMETERS IDENTIFICATION USING REAL-WORLD SYNCHROPHASOR DATA

Igor Ivanov, Yaroslav Umnov
Ivanovo State Power University named after V. I. Lenin
Ivanovo, Russia
e-mail: igor.e.ivanov.777@gmail.com, umnov2402@mail.ru

Abstract

Background: The potential of identifying the overhead transmission lines (OHL) parameters using synchronized phasor measurement data (PMU data) has been highlighted in numerous domestic and international studies. The vast majority of these works focus solely on the identification of positive-sequence line parameters and are carried out exclusively using simulation data. It is not possible to identify these parameters of OHLs based on data from normal steady-state operating conditions due to insufficient levels of current and voltage unbalance. Therefore, it becomes necessary to assess the feasibility of identifying OHLs parameters using PMU data recorded during special (unbalanced) operating conditions.

Materials and Methods: The study was conducted using the «*MATLAB*» software package and real archives of PMU data recorded during special (unbalanced) operating conditions of extra-high voltage transmission lines.

Results: The identification error of the positive- and zero-sequence reactive OHLs parameters based on PMU data from special (unbalanced) operating conditions does not exceed 5% and 10%, respectively.

Conclusions: The obtained results make it possible to identify operating conditions that facilitate the identification of individual positive- and zero-sequence reactive OHLs parameters of overhead transmission lines.

Key words: synchronized phasor measurements, line parameters, overhead transmission lines

1. ВВЕДЕНИЕ

Параметры схем замещения (ПСЗ) воздушных линий электропередачи (ЛЭП) используются при решении различных задач электроэнергетики (оценивание состояния, расчеты режимов, запасов устойчивости, уставок дистанционной защиты и т.д.). Паспортные параметры, ввиду ошибок и погрешностей их расчета, могут не соответствовать фактическим. Помимо этого, параметры могут претерпевать изменения в процессе эксплуатации воздушных ЛЭП, особенно ПСЗ нулевой последовательности [1]. Указанные факторы обуславливают актуальность задачи идентификации фактических ПСЗ воздушных ЛЭП непосредственно по измерениям электрических величин по концам линии.

Во многих работах, в частности в [2], освещается перспективность применения технологии синхронизированных векторных измерений (СВИ) при идентификации ПСЗ воздушных ЛЭП. Однако подавляющее большинство исследований посвящено идентификации ПСЗ прямой последовательности воздушных ЛЭП и выполнено лишь по данным моделирования. Идентификация ПСЗ нулевой последовательности линий по данным СВИ нормальных установившихся режимов (УР) не представляется возможной, ввиду недостаточного уровня несимметрии токов и напряжений, а также наличия погрешностей измерений. Исследование [3] показывает возможность применения технологии СВИ для фиксации параметров физических процессов, сопровождающих короткие замыкания (КЗ) на линиях—с последующим циклом однофазного автоматического повторного включения (ОАПВ).

В связи с этим возникает необходимость оценки возможности идентификации ПСЗ не только прямой, но и нулевой последовательности воздушных ЛЭП по реальным данным СВИ особых режимов, возникающих при внешних несимметричных и внутренних однофазных КЗ.

2. МЕТОДОЛОГИЯ И РЕЗУЛЬТАТЫ ИССЛЕДОВАНИЯ

В исследовании рассматривается эффективность функционирования множества различных алгоритмов идентификации ПСЗ воздушных ЛЭП, описанных в [2]. Рассматриваемые алгоритмы реализуются по реальным данным СВИ особых режимов двух воздушных ЛЭП сверхвысокого напряжения, входящих в состав Единой энергетической системы Российской Федерации. Всего рассматривается шесть различных случаев возникновения несимметричных режимов указанных линий. На линии №1 рассматриваются три случая внешних несимметричных КЗ и один случай внутреннего однофазного КЗ с последующим циклом ОАПВ. На линии №2 анализируются два случая внутреннего однофазного КЗ с последующим циклом ОАПВ.

На рис. 1 представлен пример результатов идентификации реактивного сопротивления нулевой последовательности линии №1, при реализации

«однокадрового» алгоритма по данным СВИ, зафиксированных в режиме внешнего КЗ.

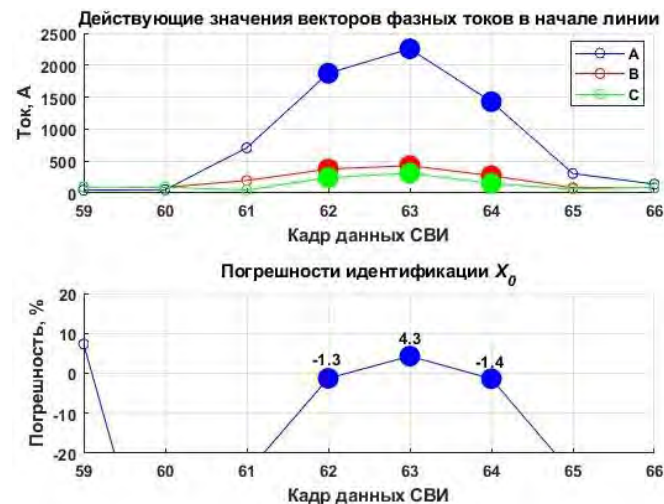


Рис. 1. Пример результатов идентификации реактивного сопротивления нулевой последовательности воздушной ЛЭП

Полученные результаты позволили выявить режимы, способствующие идентификации различных ПСЗ воздушных ЛЭП (таблица 1).

Таблица 1. РЕЖИМЫ, СПОСОБСТВУЮЩИЕ ИДЕНТИФИКАЦИИ ПСЗ ЛЭП

Режим	ПСЗ воздушной ЛЭП					
	R_1	X_1	B_1	R_0	X_0	B_0
Серия УР	+/-	+	+	-	-	-
Сквозное КЗ	-	-	-	+/-	+	-
ОАПВ	-	-	+	-	-	+

3. ЗАКЛЮЧЕНИЕ

В ходе выполнения настоящего исследования осуществлена оценка возможности идентификации ПСЗ прямой и нулевой последовательности воздушных ЛЭП по реальным данным СВИ, зафиксированных в особых (несимметричных) режимах линий. Полученные результаты позволили выявить режимы, способствующие идентификации реактивных ПСЗ линий с погрешностью не более 10%.

Список литературы

- [1] Иванов, И. Е. Совершенствование методов определения параметров воздушных линий электропередачи на основе синхронизированных векторных измерений : диссертация на соискание ученой степени кандидата технических наук / И. Е. Иванов. – Иваново, 2019. – 275 с.
- [2] I. E. Ivanov, Y. A. Umnov, A. A. Yablokov and A. R. Tychkin, "Comparison of transmission line parameter estimation algorithms through simulated and real-field PMU data," 2025 7th International Youth Conference on Radio Electronics, Electrical and Power Engineering (REEPE), Moscow, Russian Federation, 2025, pp. 1-7.
- [3] Иванов, И.Е. Определение места повреждения на линиях 500 кВ с применением синхронизированных векторных измерений и учётом бестоковой паузы / И.Е. Иванов, Я.А. Умнов, А.А. Крайкина, В.Ф. Лачугин, Д.М. Дубинин // Электрические станции. – 2025. – № 5. – С. 45 – 55.

ФУНКЦИЯ ИНЖЕКЦИИ ТОКОВ ОБРАТНОЙ ПОСЛЕДОВАТЕЛЬНОСТИ КАК АЛГОРИТМ УПРАВЛЕНИЯ СИЛОВЫМ ПРЕОБРАЗОВАТЕЛЕМ

Климова Т.Г., Максимов Р.С., Польшгалин И.С., Романов Д.А.
ФГБОУ ВО «Национальный исследовательский университет «МЭИ»
Москва, Россия
e-mail: polygalin2003@yandex.ru

Аннотация

Состояние вопроса: Постоянное увеличение количества подключений возобновляемых источников энергии (ВИЭ) с использованием силовой электроники на уровнях передачи и распределения создает новые проблемы для традиционных систем релейной защиты и автоматики (РЗА), вследствие чего появился интерес к оценке воздействия этих устройств на системы защиты, установленные в настоящее время на подстанциях (ПС). Традиционные защиты до сих пор разрабатывались для систем, в которых источниками тока короткого замыкания (КЗ) являются синхронные генераторы. Режимы работы синхронного генератора при КЗ хорошо известны. Поведение устройств РЗА при работе в сетях с ВИЭ отличается и может вызвать трудности при выполнении некоторых функций защиты. Поведение генераторных установок с инвертором (ГУИ) при несимметричных возмущениях непредсказуемы. Например, составляющая тока обратной последовательности (ОП) от ВЭУ 4 типа имеет малую амплитуду ($I_2 \approx 0$), а значение тока прямой последовательности (ПП) I_1 близко к номинальному. Некоторые сетевые кодексы зарубежных стран содержат требование к функции увеличения (инъекции) реактивного тока пропорционально снижению напряжения на выходе инвертора. Таким образом, необходимо разработать алгоритм управления, позволяющий определять значение коэффициента приращения инъекции реактивного тока, при котором сопротивление обратной последовательности (ОП) останется неизменным, независимо от вида и места КЗ.

Материалы и методы: Использовалась функция инъекции токов обратной последовательности для системы управления инвертором.

Результаты: Разработана и реализована функции инъекции токов ОП для системы управления силовым преобразователем ветроэнергетической установки. Установлено, что алгоритм управления обеспечивает подачу тока ОП I_2 , пропорционального измеренному напряжению ОП U_2 (по закону $I_2 = k \cdot U_2$), с целью эмуляции поведения синхронного генератора.

Выводы: Предложенный алгоритм показывает, что подача тока ОП оказывает значительное влияние на поведение ГУИ. Данный алгоритм позволяет предсказать поведение объекта ВИЭ, тем самым предотвратить сбой или ложное срабатывание устройств РЗА. Данная функция за счет внедрения тока ОП согласно рассчитанной уставки поддерживает постоянное значение сопротивления ОП, стратегия позволяет либо подавлять ток ОП при несбалансированных повреждениях, либо подавать определенное количество тока во время этих повреждений.

Ключевые слова: возобновляемые источники энергии, инверторные установки, силовые преобразователи, релейная защита и автоматика, инъекция токов.

NEGATIVE SEQUENCE CURRENT INJECTION FUNCTION AS A POWER CONVERTER CONTROL ALGORITHM

Tatiana Klimova, Roman Maximov, Ivan Polygalin, Dmitry Romanov
National Research University "Moscow Power Engineering Institute"
Moscow, Russian Federation
e-mail: polygalin2003@yandex.ru

Abstract

Background: The continuous increase in connections of renewable energy sources (RES) using power electronics at transmission and distribution levels creates new challenges for traditional relay protection and automation (RPA) systems, prompting interest in assessing the impact of these devices on existing substation protections. Traditional protections were developed for systems where short-circuit (SC) current sources are synchronous generators, whose SC behavior is well-known. RPA device performance in networks with RES differs and may cause issues in executing certain protection functions. Inverter-based generator unit (IBGU) behavior during asymmetrical disturbances is unpredictable; for example, Type 4 wind turbine unit

(WTU) negative sequence current (NSC) component has low amplitude ($I_2 \approx 0$), while positive sequence current (PSC) I_1 is near nominal. Some foreign grid codes require reactive current injection proportional to inverter output voltage drop. Thus, a control algorithm is needed to determine the reactive current injection increment coefficient that keeps negative sequence impedance (NSI) constant, regardless of SC type and location.

Materials and methods: The negative sequence current injection function was used for inverter control.

Results: A negative sequence current injection function was developed and implemented for the wind turbine unit power converter control system. The control algorithm ensures NSC supply proportional to measured negative sequence voltage ($I_2 = k \cdot U_2$), emulating synchronous generator behavior

Conclusions: The proposed algorithm demonstrates that NSC injection significantly affects IBGU behavior. It enables predictable RES object performance, preventing RPA failures or false trips. This function maintains constant NSI via calculated setpoint NSC injection, allowing strategies to either suppress NSC during unbalanced faults or inject a specific amount.

Key words: renewable energy sources, inverter units, power converters, relay protection and automation, current injection.

I. ВВЕДЕНИЕ

С целью повышения надёжности РЗА в энергосистемах с ВИЭ генераторные установки с инвертором могут быть оснащены функцией инжекции токов обратной последовательности. Такое управление положительно влияет на предсказуемость поведения при несимметричных КЗ, эмулируя характеристики синхронных генераторов и обеспечивая подачу тока I_2 пропорционально снижению напряжения обратной последовательности, так как малая амплитуда тока ОП ($I_2 \approx 0$) при номинальном токе ПП I_1 при несимметричных возмущениях может приводить к некорректной работе или ложным срабатываниям устройств РЗА.

В работе по проекту MIGRATE [1] выполнен анализ влияния стратегии управления инвертором с инжекцией тока обратной последовательности на алгоритмы выбора повреждённой фазы с испытаниями двух устройств РЗА на RTDS при однофазных КЗ на землю, двухфазных КЗ на землю и междуфазных КЗ; в качестве ГУИ рассматривались ВЭУ типа 4.

Применялись стратегии подавления и инжекции тока обратной последовательности, где стратегия инжекции являлась собственной разработкой; для ВЭС тестировались режимы выдачи мощности 40 МВт и 200 МВт с настройкой дистанционной защиты (ДЗ): зона первой ступени — 80% длины линии, второй ступени — 120% с выдержкой 400 мс. Результаты показали преимущество инжекции для надёжного выявления повреждённых фаз, хотя при малой мощности (40 МВт) алгоритмы работали неудовлетворительно из-за малых напряжений повреждённых фаз и погрешностей измерения «направленности» сопротивления.

Для предотвращения ошибок ДЗ при несимметричных КЗ рекомендуется использовать напряжения неповреждённых фаз, а при симметричных КЗ — использовать данные доаварийного режима с автоматической корректировкой настроек. Неправильный расчёт сопротивлений инверторных установок приводит к лишним отключениям или отказам защиты.

Компенсация сопротивления ОП путём контролируемой инжекции токов ОП позволяет

поддерживать постоянное значение сопротивления ОП независимо от типа и места КЗ.

II. МАТЕМАТИЧЕСКАЯ МОДЕЛЬ

Исследование проведено с использованием программно-аппаратного комплекса (ПАК) RTDS для моделирования поведения инверторных установок в реальном времени.

Модель, представленная на рис. 1, собрана на основе схемы реальной ветроэлектростанции (ВЭС) и прилегающей к ней сети.

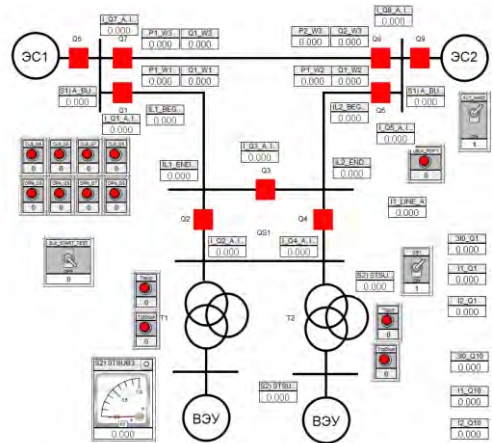


Рис. 1. Модель для анализа поведения инверторных установок, собранная в ПАК RTDS

Схема включает подстанцию ВЭС с двумя двухобмоточными трансформаторами, к нижним обмоткам которых подключены ветроэнергетические установки (ВЭУ) типа 4 суммарной установленной мощностью 150 МВт; для выдачи мощности на уровнях 10% и 100% применяются эквивалентные установки мощностью 15 МВт, 60 МВт и 75 МВт. Выдача мощности от ВЭС осуществляется по двум линиям на подстанции А и Б с эквивалентной линией связи между ними; исходное состояние — включены выключатели Q1–Q5, отключена ремонтная перемычка QS1, энергосистемы А и Б подключены к шинам соответствующих подстанций.

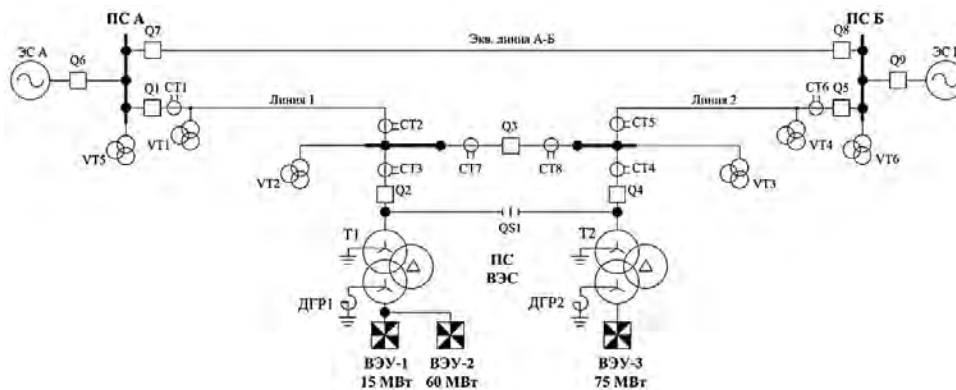


Рис. 2. Схема моделируемой сети

III. РАЗРАБОТКА ФУНКЦИИ ИНЖЕКЦИИ ТОКОВ ОБРАТНОЙ ПОСЛЕДОВАТЕЛЬНОСТИ

В ветроэнергетической установке с силовым преобразователем короткое замыкание обусловлено системой управления преобразователя на стороне генераторной установки (Grid Side Converter).

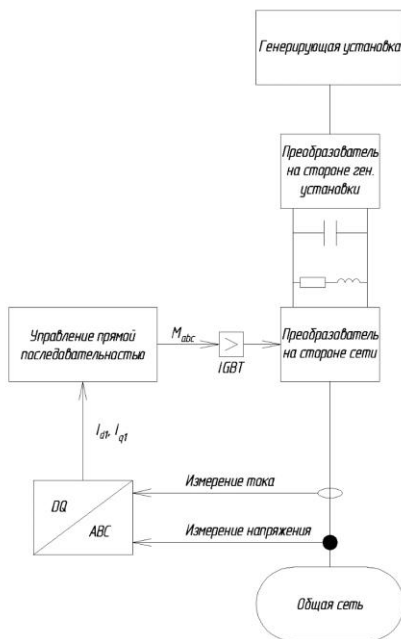


Рис. 3. Система управления преобразователем на стороне сети (GSC)

Блок разложения на прямую и обратную последовательности отвечает за передачу в блок управления прямой и обратной последовательностей измеренных токов и напряжений после применения соответствующего преобразования трехфазной неподвижной системы ABC во вращающуюся двухфазную систему dq. Как только составляющие I_{d1} , I_{q1} , I_{d2} и I_{q2} вводятся в блок управления прямой и обратной

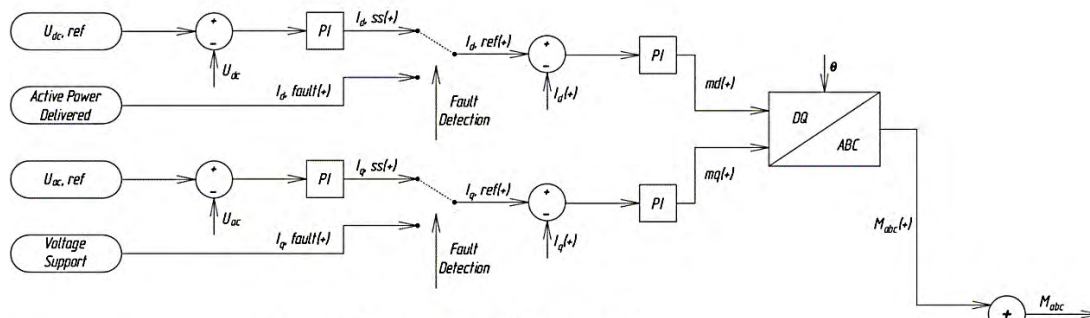
последовательностей, происходит сравнение их значений с эталонными, установленными стратегией управления. Контроль прямой последовательности отвечает за управление подачи активной и реактивной мощностей. В нормальном режиме работы сети переменного тока управление активной мощностью P определяется напряжением на шине постоянного тока, а управление реактивной мощностью Q определяется напряжением переменного тока на фильтре преобразователя.

В случае аварии в сети переменного тока система управления переключается в аварийный режим для подачи активного и реактивного тока в соответствии с требованиями сетевого кода (Grid code).

На рис. 4 изображен алгоритм управления токами ПП и ОП, функция, которого реализована в данной работе.

В нормальном режиме значение тока ОП I_2 около нулевого и им можно пренебречь. При возникновении аварийного режима в сети, срабатывает датчик Fault Detection, который реагирует на снижение напряжения прямой последовательности U_1 , и переключает систему управления в режим неисправности. Измеренные токи и напряжения ОП, полученные с датчиков, преобразуются из трехфазной системы координат ABC во вращающуюся двухфазную систему координат DQ. Далее происходит их сравнение с эталонными значениями. Эталонное значение для контура обратной последовательности рассчитывается следующим образом: происходит расчет эквивалентного сопротивления по обратной последовательности, в которое входит сопротивление инвертора, а также LCL-фильтра, после чего на основе полученного сопротивления рассчитывается значение проводимости, представленное коэффициентом k . Далее система управления измеряет напряжение обратной последовательности и пропорционально этому напряжению рассчитывается значение тока ОП ($I_2 = k \cdot U_2$), то есть уставка, которая будет инжестрирована в сеть.

Управление прямой последовательностью



Управление обратной последовательностью

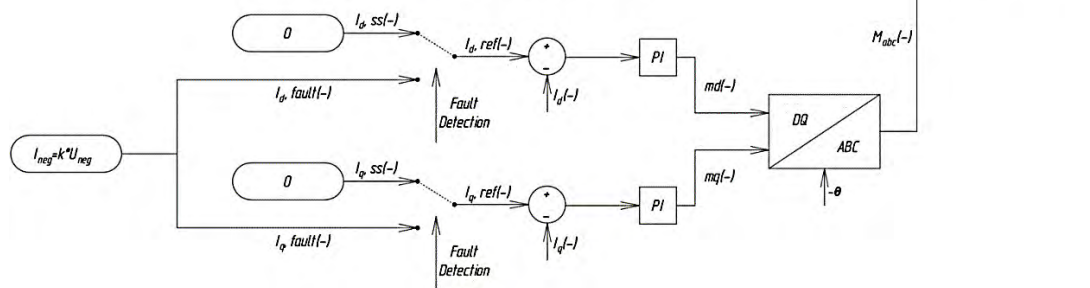


Рис. 4. Алгоритм управления токами ПП и ОП

Рис. 6. Зависимость тока обратной последовательности I_2 от выдаваемой инвертором в сеть активной мощности $P_{\text{факт}}$ после внедрения функции инжекции токов ОП

IV. РЕЗУЛЬТАТЫ

Ниже представлены рисунки зависимостей тока ОП от выдаваемой инвертором активной мощности до и после внедрения функции инжекции токов ОП в исследуемую модель.

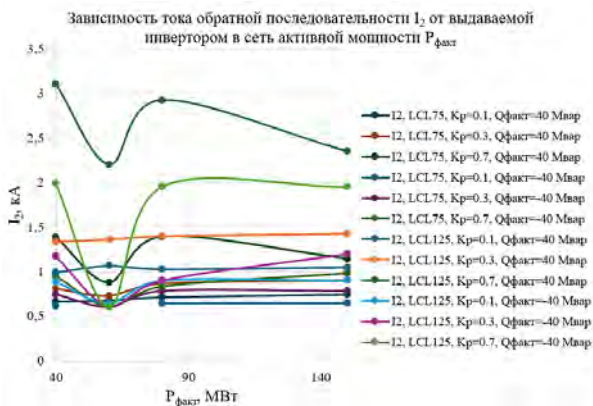
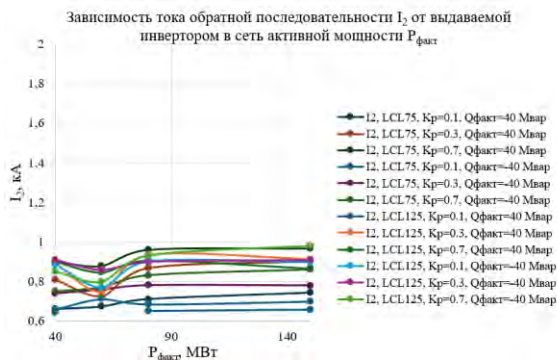


Рис. 5. Зависимость тока обратной последовательности I_2 от выдаваемой инвертором в сеть активной мощности $P_{\text{факт}}$ до внедрения функции инжекции токов ОП



Полученные результаты моделирования показывают, что инжекция тока обратной последовательности существенно влияет на поведение инверторных установок ВИЭ. Предложенный алгоритм обеспечивает предсказуемость поведения объекта, предотвращая сбои или ложные срабатывания РЗА путём контролируемой подачи тока I_2 согласно уставке, что ограничивает его рост.

Начальные условия (параметры инвертора и LCL-фильтра) существенно влияют на результаты: изменение одного параметра может привести к непредсказуемым колебаниям токов последовательностей. Нелинейная вольт-амперная характеристика инверторов делает стандартные расчёты переходных процессов неприменимыми, что требует специальных требований к настройке ГУИ и РЗА для их корректной работы. Таким образом, функция инжекции устраняет отрицательное влияние ВИЭ на защиту при правильном выборе уставок.

Список литературы

[1] С. Bao, X. Ruan, X. Wang, W. Li, D. Pan and K. Weng, 'Step by-Step Controller Design for LCL-Type Grid-Connected Inverter with Capacitor-Current-Feedback Active-Damping', IEEE Transactions on Power Electronics, Vol. 29, №3, pp. 1239 – 1253, 2014

ОСОБЕННОСТИ МОДЕЛИРОВАНИЯ ШКАФА ОТБОРА НАПРЯЖЕНИЯ

Красникова-Вербникова В.А., Самусик К.А., Рыбин И.В., Синянский И.В.

АО «НТЦ ЕЭС»

Санкт-Петербург, Россия

e-mail: samusik-ka@ntcees.ru

Аннотация

Состояние вопроса: Современные терминалы противоаварийной автоматики, реализующие функцию автоматического повторного включения (АПВ) с улавливанием и (или) контролем синхронизма, имеют множество различных реализаций и не всегда обрабатывают корректно, поэтому становится актуальной задача составления единых требований к устройствам синхронизации. Для этого необходимо изучить и воспроизвести на модели условия работы данной автоматики. Поскольку наиболее распространенной схемой включения устройств АПВ является включение на трансформатор напряжения с одной стороны и к шкафу отбора напряжения (ШОН) – с другой, необходимо исследовать условия работы шкафа отбора напряжения и воспроизведения его поведения на цифровой модели.

Материалы и методы: Использовались физический испытательный стенд и программная среда Matlab/Simulink.

Результаты: Определены условия работы шкафа отбора напряжения и выявлены ситуации, в которых возможна некорректная работа. Обозначены требования к цифровой модели, реализована и верифицирована модель наиболее требовательного к точности элемента – трансформатора отбора напряжения.

Выводы: В ходе работы было установлено, что в аварийных режимах работы при искажении напряжения могут возникать опасные скачки тока в шкафах отбора напряжения. Для анализа поведения устройств в подобных режимах была подготовлена модель шкафа отбора напряжения с трансформаторами тока на стороне вторичного оборудования, способными работать в условиях сильного искажения сигнала.

Ключевые слова: автоматическое повторное включение, шкаф отбора напряжения, цифровая модель, трансформатор тока.

FEATURES OF TENSION SELECTION CABINET MODELING

Viktoriya Krasnikova-Verbnikova, Konstantin Samusik, Ivan Rybin, Ivan Sinjanskij

Joint-Stock Company «Scientific and Technical Center of Unified Power System»

Saint Petersburg, Russia

e-mail: samusik-ka@ntcees.ru

Abstract

Background: Modern anti-emergency automation terminals that implement the automatic re-connection (AR) function with synchronization detection and (or) control have many different implementations and do not always work correctly, so it is important to establish uniform requirements for synchronization devices. To achieve this, it is necessary to study and simulate the operation of these devices. Since the most common method of connecting AR devices is to connect them to a voltage transformer on one side and to a voltage selection cabinet (VSC) on the other, it is important to investigate the operation of the voltage selection cabinet and simulate its behavior using a digital model.

Materials and methods: A physical test bench and the Matlab/Simulink software environment were used.

Results: The conditions of operation of the voltage selection cabinet have been determined, and situations in which incorrect operation is possible have been identified. The requirements for the digital model have been outlined, and the model of the most demanding element in terms of accuracy, the voltage selection transformer, has been implemented and verified.

Conclusions: During the work, it was found that in emergency modes, dangerous current surges can occur in voltage selection cabinets when the voltage signal is distorted. To analyze the behavior of devices in such modes, a model of a voltage selection cabinet with current transformers on the secondary equipment side was prepared, which can operate in conditions of severe signal distortion.

Key words: automatic re-enforcement, voltage selection cabinet, digital model, current transformer.

I. ВВЕДЕНИЕ

В энергосистеме России повсеместно применяются устройства АПВ для восстановления межсистемных и

внутрисистемных связей путем включения выключателей, отключенных релейной защитой. Это позволяет быстро ликвидировать перерывы в электроснабжении на одиночных питающих линиях, а

также восстановить нормальную схему энергосистемы, повысить ее надежность и пропускную способность в случае наличия нескольких источников питания у потребителей, а также в случае восстановления межсистемных связей, отключение которых может сказываться на устойчивости отдельных участков энергосистемы. При этом, включение в цикле АПВ может сопровождаться большими бросками уравнивающих токов в случае сильного расхождения фаз между двумя участками отдельно работающих энергосистем. Такие несинхронные включения могут негативно сказаться на потребителях, а также привести к качаниям в энергосистеме и даже к аварийным режимам.

Для того, чтобы избежать несинхронного включения, используются устройства контроля и улавливания синхронизма (КС и УС) в цикле АПВ, осуществляющие замеры напряжения по обе стороны выключателя и выдающие сигнал на включение при наиболее благоприятных для этого условиях (наименьшего фазового сдвига между напряжениями). При этом зачастую на шинах подстанции присутствует трансформатор напряжения (ТН), с которого могут быть произведены замеры напряжения, а на стороне линии измерение напряжения осуществляется от конденсатора связи (КС), к которому подключен ШОН.

На данный момент имеется большое количество различных алгоритмов, реализующих функции КС и УС, однако имели место случаи неправильного срабатывания устройств АПВ, из-за чего становится актуальной задача составления требований к данным устройствам. При этом важным становится и определение условий, в которых они работают, в частности, в наиболее распространенном случае – подключения контрольных органов АПВ к ТН со стороны подстанции и к ШОНу – со стороны линии. В описанной схеме подключения ТН является элементом, работающим надежно и предсказуемо, в то время как работа ШОНа является малоизученной. Частичная систематизация опыта работы с ними была произведена в [1], однако для более подробного изучения его работы в различных переходных режимах необходимо создание модели ШОНа и воспроизведения максимально достоверного сигнала в цифровой модели в различных условиях.

На рис. 1 представлена схема подключения ШОН к линии через конденсатор связи (КС).

На схеме видно, что ШОН подключен к тому же КС, что и фильтр присоединения (ФП), подключенный к ВЧ аппаратуре. Также в схеме присутствует два нелинейных элемента – трансформаторы отбора напряжения (ТОН). Два линейных элемента – дроссель (Др) и конденсатор разделительный (КР) – обеспечивают разделение ВЧ сигнала и тока промышленной частоты между ТОН и ФП на уровне LC фильтра 2-го порядка. Ко вторичным обмоткам ТОНов подключены контрольные органы АПВ, обозначенные на схеме нагрузкой (Rn1 и Rn2).

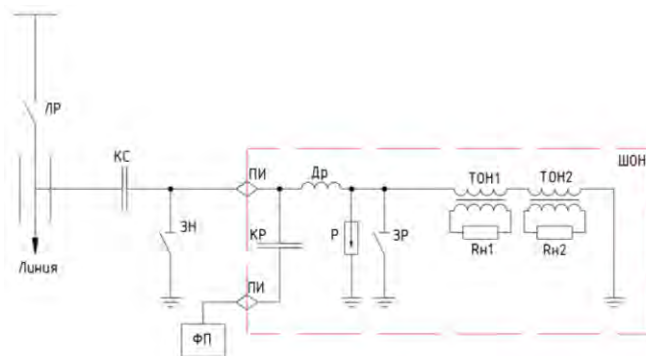


Рис. 1. Схема подключения ШОН для контроля синхронизма

II. СОЗДАНИЕ МОДЕЛИ ШОН ИЗ ЛИНЕЙНЫХ ЭЛЕМЕНТОВ

Для определения характера протекания токов и напряжений в ШОНе, с которого снимаются показания, был поставлен опыт с измерением значений амплитуды и угла всех рассматриваемых величин.

На основании измеренных у ТОНов значений активного и индуктивного сопротивлений, а также известных значений [1] емкостей конденсаторов для данного класса напряжений была создана модель в ПК Matlab/Simulink (рис. 2).

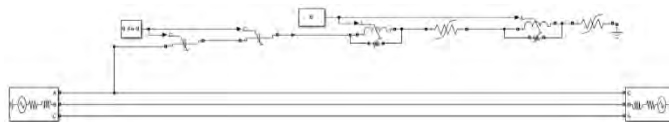


Рис. 2. Модель энергосистемы и ШОНа

В ходе моделирования были получены следующие значения напряжений:

$$U_{LR_{ЭКВ}} = 483,4 \cdot e^{j178,44^\circ} \text{ В,}$$

$$U_{C_{ЭКВ}} = 127501,52 \cdot e^{j0,00589} \text{ В.}$$

На рис. 3 показана векторная диаграмма (ВД) напряжений на элементах системы отбора напряжения в реальном масштабе. Падение напряжения на элементах ШОНа составляет 0,38% от общего, в связи с чем можно заключить, что значение тока в данной цепи определяется сопротивлением конденсатора и не зависит от сопротивления элементов в ШОНе и таким образом ТОНы работают в режиме трансформаторов тока.

Приблизив участок ВД, можно отметить, что влияние активного сопротивления незначительно и вектора направлены встречно.

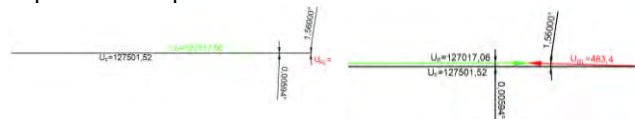


Рис. 3. Векторная диаграмма. Приблизен участок с напряжением U_{RL}

Поскольку полученная цепь является системой с двумя реактивными элементами, представляет интерес случай возникновения резонанса напряжений, параметры которого следует рассчитать.

III. ОПРЕДЕЛЕНИЕ ПАРАМЕТРОВ РЕЗОНАНСНОГО КОНТУРА

Условие резонанса выглядит следующим образом:

$$\omega = \sqrt{\frac{1}{L_{\text{ЭКВ}} \cdot C_{\text{ЭКВ}}}} = \sqrt{\frac{10^9}{3,2 \cdot 12}} = 5103,1 \text{ с}^{-1} \quad (1)$$

Частота при этом составит $f = \frac{\omega}{2 \cdot \pi} = 812,18 \text{ Гц}$ ($n = 16$).

Одним из случаев, когда 16-я гармоника может негативно повлиять на работу ПОНА, является случай скачкообразного изменения сигнала (например, КЗ на линии). Так при трехфазном КЗ на линии 220 кВ в момент исчезновения напряжения в фазах напряжение 16-й гармоники может достигать примерно 6 кВ (рис. 4 **Ошибка! Источник ссылки не найден.**), а ток при $R_{\text{ЭКВ}} = 100 \text{ Ом}$:

$$I_{800\text{Hz}} = \frac{U_{800\text{Hz}}}{R_{\text{ЭКВ}}} = \frac{5849}{100} = 58,5 \text{ А} \quad (2)$$

При номинальном токе первичной обмотки $I_{\text{НОМ}} = 0,128 \text{ А}$ очевидно, что ток многократно превышает допустимый и, несмотря на малую длительность, может привести к повреждению оборудования, а также к насыщению ТОНов.

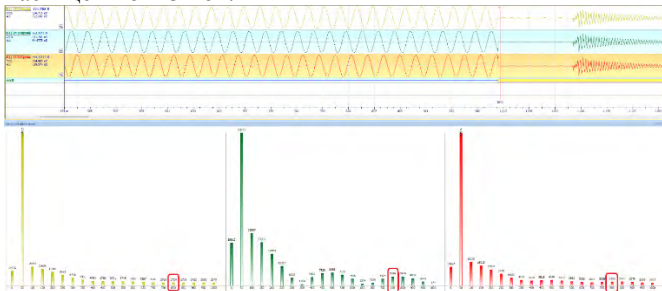


Рис. 4. Значение напряжений 16-й гармоники при КЗ на линии

Исходя из вышеприведенных условий можно заключить, что сигнал, приходящий на измерительное оборудование, может быть достаточно непредсказуемым по форме и амплитуде, что может сказаться на работе оборудования. Для максимально точного воспроизведения сигнала на измерительном оборудовании необходимо создать наиболее физически достоверную модель ТОНов. Среди моделей, способных достоверно воспроизводить поведение трансформатора тока, наиболее распространенной является модель Прейзаха.

IV. СОЗДАНИЕ И АПРОБИРОВАНИЕ МОДЕЛИ ПРЕЙЗАХА

A. Теоретическое описание

Теория Прейзаха [3,4] рассматривает магнитный сердечник трансформатора как совокупность диполей (рис. 10), имеющих два дискретных состояния (1 и -1 по оси В), принимающих свое значение при достижении одного из значений по оси Н (h_1 и h_2) в зависимости от направления изменения величины Н. Посредством распределения данных параметров между диполями возможно описать поведение магнитного сердечника с гистерезисом как функции напряженности магнитного поля [5]:

$$B(t) = \iint_S \mu(h_1, h_2) \gamma(h_1, h_2, H(t)) dh_1 dh_2, \quad (3)$$

где:

$\mu(h_1, h_2)$ – функция распределения диполей;

$\gamma(h_1, h_2, H(t))$ – характеристика гистерезиса одного диполя;

S – площадь треугольника Прейзаха.

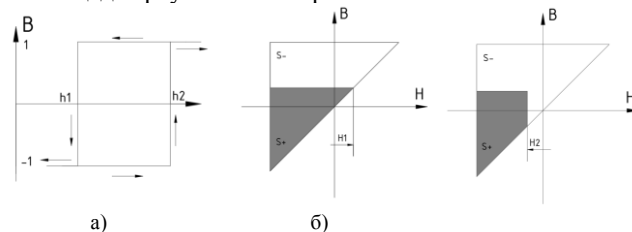


Рис. 5. Характеристика Гистерона (а); Принцип изменения прейзахова пространства (б)

Прейзахово пространство может быть разбито на два участка: $S+$, где домены положительные, и $S-$, где они отрицательные.

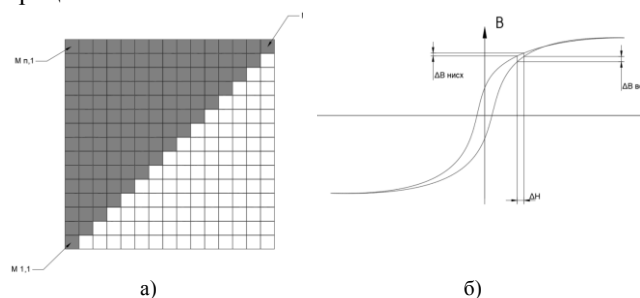


Рис. 6. Заполнение матрицы (а); Петля гистерезиса (б)

В модели ТТ треугольник Прейзаха реализуется через матрицу, в которой ненулевые значения заполняют ячейки, удовлетворяющие условию:

$$M(c, r) \neq 0 \text{ if } c \geq r,$$

где c и r – колонка и столбец соответственно (рис. 11).

Матрица заполняется из условия $\Delta H = const$ и условия [5,6]:

$$\begin{cases} \Delta B_{\text{восх}}(r) = \sum_{c=r}^n M(c, r); \\ \Delta B_{\text{нисх}}(c) = \sum_{r=c}^n M(c, r). \end{cases} \quad (4)$$

B. Создание модели

В качестве аппроксимирующей гистерезисную петлю кривой была выбрана аппроксимация Пономарева [7], представляющую из себя арктангенсоиду (рис. 7):

$$B = \frac{2}{\pi} \cdot B_s \cdot \text{atan} \left[\frac{\pi}{2} \cdot \left(\frac{H \pm H_{cs}}{H_s} \right) \right] \quad (5)$$

где:

B_s – индукция насыщения;

H_{cs} – коэрцитивная сила по предельному циклу.

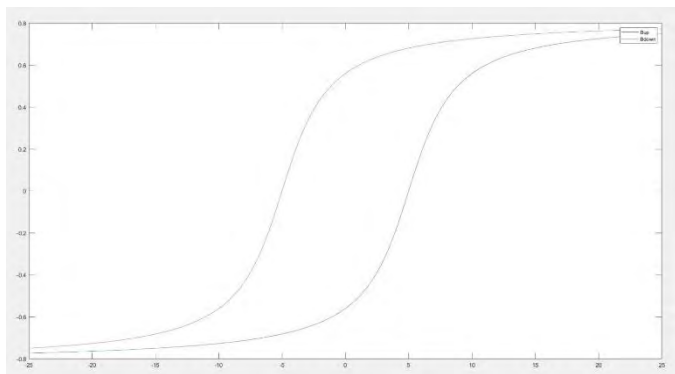


Рис. 7. Предельная петля гистерезиса, аппроксимированная арктангенсоидой

Для заполнения матрицы используется аппроксимированная петля гистерезиса. Матрица «обучается» в итеративном цикле путем корректировки ошибки между теоретической главной петлей гистерезиса и высчитанной в данном цикле. По каждому элементу ищется разность между приращением ΔB и суммой всех элементов строки (для $\Delta B_{\text{восх}}$) или столбца (для $\Delta B_{\text{нисх}}$) до тех пор, пока не будет выполнено условие $\max(M_{adj}(c, r) - M(c, r)) < \varepsilon$:

$$M_{adj}(c, r) = M(c, r) + \frac{\Delta B_{\text{восх}}(c) - \sum_{k=1}^c B(c, k)}{c} \quad (6)$$

$$M(c, r) = M_{adj}(c, r) \quad (7)$$

$$M_{adj}(c, r) = M(c, r) + \frac{\Delta B_{\text{нисх}}(r) - \sum_{k=r}^n B(k, r)}{n - r + 1} \quad (8)$$

$$M(c, r) = M_{adj}(c, r) \quad (9)$$

В случае получения $M(c, r) < 0$ необходимо обнулить значение.

Для приведенной на рис.1 петли гистерезиса получена матрица, представленная на рис. 8.

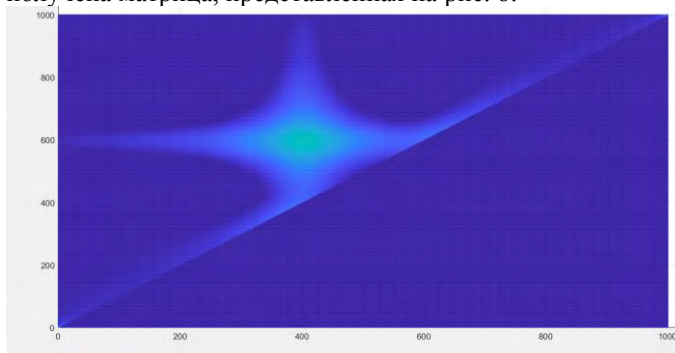


Рис. 8. Треугольник Прейзаха, воспроизводящий поведение магнитного сердечника ТТ

С. Отprobирование модели

Была создана модель ТТ с усредненными характеристиками для демонстрации работоспособности модели. Значение первичного тока и гистерезисной петли приведены на рис. 9.

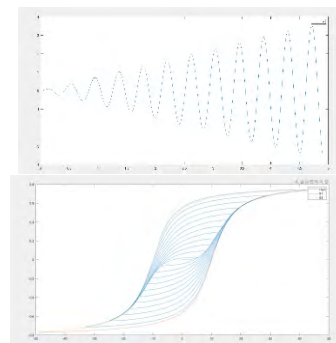


Рис. 9. Первичный ток и значения В и Н

V. ВЕРИФИКАЦИЯ МОДЕЛИ

А. Опыт холостого хода (ХХ)

Для получения данных о сердечнике конкретного ТТ проводится опыт ХХ с использованием схемы, приведенной на рис. 10.

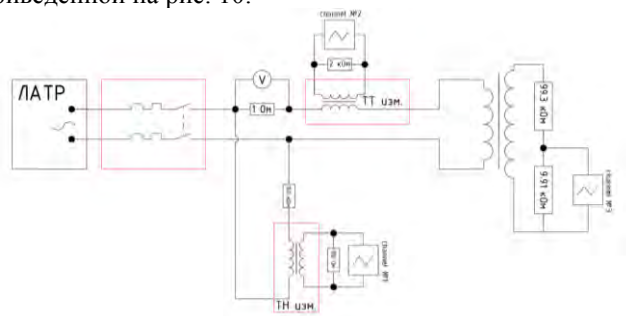


Рис. 10.Схема испытательного стенда для верификации ТТ

На схеме снимается опыт ХХ и высчитываются магнитная индукция и напряженность магнитного поля (рис. 11).

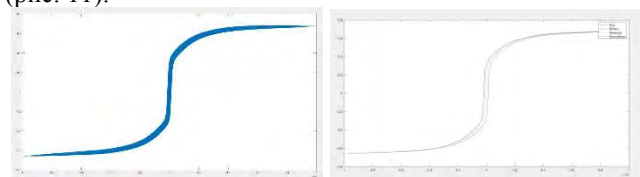


Рис. 11.Экспериментальная и нормированная петли гистерезиса

Самая широкая гистерезисная петля, полученная в опыте, выбирается в качестве главной, нормируется по условию $\Delta H = const$ и используется для формирования треугольника Прейзаха.

В. Запуск модели

Для проверки модели были заданы характеристики ТТ, с которого снимались данные, после чего подан ярко выраженный несинусоидальный сигнал, такой же как на реальный ТТ, после чего вторичный ток был сравнен с реальным, снятым с ТТ (рис. 12).

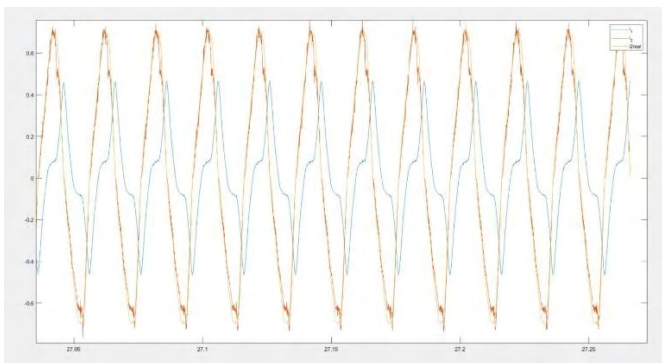


Рис. 12. Первичный ток (синий), вторичный реальный (желтый) и теоретический (оранжевый)

Несмотря на небольшую зашумленность сигнала, снятого с АЦП, вторичные токи совпали почти полностью, что говорит о качественной работе модели ТТ.

VI. ЗАКЛЮЧЕНИЕ

Полученная модель способна достоверно воспроизводить переходные процессы в ШОНе и может

применяться при проверке работоспособности алгоритмов АПВ в различных режимах работы.

Список литературы

- [1] Схемы АПВ в электрических сетях: использование емкостного отбора напряжения. Практическое пособие. – Litres, 2021.
- [2] Переходные процессы в линейных электрических цепях: учебное пособие/Л.Ф.Погромская; Балт.гос.техн.ун-т. – СПб., 2012. – 64с.
- [3] Preisach F., Fur Z. Phys. 94, 277 (1935).
- [4] Eichler Ja., Novák M., Košek M. Differences between Preisach Model and Experiment for Soft Ferromagnetic Materials, Effect of Instrument Accuracy. IEEE International Workshop of Electronics, Control, Measurement, Signals and their Application to Mechatronics (ECMSM), 2017.
- [5] Андреев М. В., Спица М. В., Киевец А. В. Математическая модель магнитного гистерезиса, базирующаяся на теории Преязаха //iPolytech Journal. – 2018. – Т. 22. – №. 8 (139). – С. 104-113.
- [6] Wawrzala P. Application of a Preisach hysteresis model to the evaluation of PMN-PT ceramics properties //Archives of metallurgy and materials. – 2013.
- [7] Матюк В. Ф., Осипов А. А. Математические модели кривой намагничивания и петель магнитного гистерезиса. Часть I. Анализ моделей //Неразрушающий контроль и диагностика. – 2011. – №. 2.

МЕТОД ОБЪЕДИНЕНИЯ ФАЗНЫХ ТОКОВ ДЛЯ ЗАЩИТЫ ОТ ОДНОФАЗНЫХ ЗАМЫКАНИЙ НА ЗЕМЛЮ В СЕТЯХ С ИЗОЛИРОВАННОЙ НЕЙТРАЛЬЮ

Куликов А.Л., Старшов И.С.

Нижегородский государственный технический университет им. Р.Е. Алексеева
Нижний Новгород, Россия
e-mail: ivanstarsh@yandex.ru

Аннотация

Состояние вопроса: Для защиты от однофазных замыканий на землю в распределительных электрических сетях 10 кВ применяются токовые защиты, использующие в основном действующее значение тока нулевой последовательности рабочей частоты. Интенсивные переходные процессы, возникающие в электросети при дугowych перемежающихся однофазных замыканиях на землю, негативно влияют на чувствительность и селективность защит такого вида. Для улучшения свойств защиты от однофазных замыканий на землю в качестве дополнительного показателя рассматриваются фазные токи, объединённые преобразованием Кларк. Такое объединение обеспечивает большую информативность и быстрдействие за счёт перехода от действующих значений к мгновенным значениям переходного тока.

Материалы и методы: Для объединения фазных токов в общий показатель использовалось преобразование Кларк. Исследование метода проводилось с применением имитационной модели электрической сети 10 кВ в программном комплексе Matlab.

Результаты: Разработан принцип использования преобразования Кларк для защиты от однофазных замыканий на землю. Представлен пусковой орган релейной защиты от однофазных замыканий на землю. Также проведена оценка чувствительности полученной защиты, показавшая лучший результат по сравнению с токовой защитой нулевой последовательности

Выводы: Разработанное решение может быть применено для защиты от однофазных замыканий на землю в качестве дополнительного информационного показателя, не требующего цепей напряжения и характеризующего режим при дугowym перемежающемся однофазном замыкании на землю.

Ключевые слова: изолированная нейтраль, преобразование Кларк, однофазное замыкание на землю, дуговой перемежающееся однофазное замыкание на землю.

METHOD OF PHASE CURRENT SUMMATION FOR SINGLE-PHASE-TO-GROUND FAULT PROTECTION IN ELECTRICAL NETWORKS WITH UNGROUNDED NEUTRAL

Aleksandr Kulikov, Ivan Starshov

Nizhny Novgorod State Technical University R.E. Alekseev
Nizhny Novgorod, Russia
e-mail: ivanstarsh@yandex.ru

Abstract

Background: For protection against single-phase earth faults in 10 kV distribution networks, current protection schemes are used, which primarily utilize the root mean square (RMS) value of the fundamental frequency zero-sequence current. The intensive transient processes that occur in the network during intermittent arcing single-phase earth faults adversely affect the sensitivity and selectivity of this type of protection. To improve the performance of single-phase earth fault protection, phase currents combined using the Clarke transform are considered as an additional indicator. This combination provides greater information content and faster response by transitioning from RMS values to the instantaneous values of the transient current.

Materials and Methods: The phase currents were combined into a unified indicator using the Clarke transform. The method was investigated using a simulation model of a 10 kV electrical network in the Matlab software environment.

Results: A protection principle based on the Clarke transform for single-phase earth faults has been developed, and a corresponding relay starting unit is presented. Sensitivity evaluation showed that the proposed method provides better performance compared to traditional zero-sequence current protection.

Conclusions: The developed solution can be used for protection against single-phase earth faults as an additional information indicator. It does not require voltage circuits and characterizes the system's behavior during an intermittent arcing single-phase earth fault.

Key words: isolated neutral, Clarke transform, single-phase earth fault, intermittent arcing single-phase earth fault.

I. ВВЕДЕНИЕ

Однофазные замыкания на землю (ОЗЗ) являются самыми распространёнными видами повреждений в электрических сетях 10 кВ с изолированной нейтралью. Несмотря на то, что ОЗЗ позволяет сохранить электроснабжение потребителей, существует риск перетекания повреждения в межфазное короткое замыкание. Наиболее опасный вид ОЗЗ – дуговое перемежающееся однофазное замыкание на землю сопровождается бросками переходного тока и перенапряжениями, угрожающими оборудованию энергосистемы. Поэтому задача быстрого и селективного выявления ОЗЗ является актуальной.

В распределительных электрических сетях с изолированной нейтралью получили широкое применение токовые защиты нулевой последовательности (ТЗНП). Их принцип действия основан на использовании в качестве контролируемой величины действующего значения тока нулевой последовательности, что снижает быстродействие и селективность защиты в моменты дуговых перемежающихся ОЗЗ.

Развитием данного метода является использование токовых направленных защит нулевой последовательности. За счёт применения напряжения нулевой последовательности, защита может определять направления протекания тока, что улучшает свойства защиты, но не позволяет однозначно обеспечить чувствительность при перемежающихся ОЗЗ. Дополнительно возникает требование в виде необходимости контроля цепей напряжения.

В настоящий момент развиваются методы защиты, использующие отношение токов и напряжений нулевой последовательности различных гармоник для получения проводимостей нулевой последовательности [1]. Такая защита обладает лучшей динамической устойчивостью при дуговых перемежающихся однофазных замыканиях на землю, но теряет часть полезных информационных признаков для задачи различия режимов в сети, так как использует только действующие значения величин.

Новизна работы заключается в исследовании свойств релейной защиты, построенной на принципе объединения нескольких информационных признаков с использованием преобразования Кларк для реализации защиты от ОЗЗ [4].

Практическая ценность заключается в возможности применения предложенного алгоритма в качестве в качестве дополнительного пускового органа релейной защиты.

Полученный результат может быть использован для внедрения в алгоритм многопараметрической релейной защиты от однофазных замыканий на землю.

II. ОПИСАНИЕ ИММИТАЦИОННОЙ МОДЕЛИ

Проверка свойств исследуемых алгоритмов защиты проводилась во всех возможных режимах, существующих в электрической сети с изолированной нейтралью. Для получения данных использовалась модель энергосистемы 10 кВ, применяемая в работах [2, 5].

Модель реализована в *SimPowerSystems* и *Simulink*, а также включает в себя кабельную сеть с активно-индуктивной нагрузкой.

На рис. 1 представлена схема замещения для построения имитационной модели.

Имитационная модель состоит из исследуемой кабельной линии и эквивалентированной внешней сети, заданной с сосредоточенными параметрами.



Рис. 1. Схема замещения электрической сети

III. ИСПОЛЬЗОВАНИЕ ПРЕОБРАЗОВАНИЯ КЛАРК

Трёхфазные токи защищаемого присоединения, представленные в дискретной форме, записываются в виде:

$$ia(n) = I_a \sin(2\pi fnt_0 + \varphi); \quad (1)$$

$$ib(n) = I_b \sin(2\pi fnt_0 + \varphi - \frac{2\pi}{3}); \quad (2)$$

$$ic(n) = I_c \sin(2\pi fnt_0 + \varphi + \frac{2\pi}{3}), \quad (3)$$

где I_a, I_b, I_c – амплитудные значения каждой из синусоидальных составляющих напряжения,

n – дискретный момент времени,

t_0 – интервал дискретизации,

φ – начальная фаза,

f – промышленная частота.

Для трехфазной системы дискретных токов $i_a(n), i_b(n), i_c(n)$ пространственный вектор (ПВ) задается в виде

$$is(n) = \frac{2}{3}(i_a(n) + a \cdot i_b(n) + a^2 i_c(n)), \quad (4)$$

где $a = j \cdot \frac{2\pi}{3}$.

Дополнительно ПВ может быть записан в комплексной форме:

$$is(n) = \left(\frac{\sqrt{2}}{\sqrt{3}}\right)[i\alpha(n) + j \cdot i\beta(n)] = A(n) + j \cdot B(n), \quad (5)$$

где реальная составляющая $i\alpha(n)$ и мнимая составляющая $j \cdot i\beta(n)$ являются компонентами преобразования Кларк:

$$\begin{pmatrix} i\alpha(n) \\ i\beta(n) \end{pmatrix} = \frac{\sqrt{2}}{\sqrt{3}} \cdot \begin{pmatrix} 1 & -\frac{1}{2} & -\frac{1}{2} \\ 0 & \frac{\sqrt{3}}{2} & -\frac{\sqrt{3}}{2} \end{pmatrix} \cdot \begin{pmatrix} i_a(n) \\ i_b(n) \\ i_c(n) \end{pmatrix}$$

Вектор прямого вращения A и вектор обратного вращения B , входящие в состав выражения (5) можно выразить путём следующих преобразований:

$$\begin{aligned} i\alpha(n) &= \frac{\sqrt{2}}{\sqrt{3}}(i_a(n) - \frac{1}{2} \cdot i_b(n) - \frac{1}{2} \cdot i_c(n)) = \\ &= \frac{\sqrt{2}}{\sqrt{3}}(I_a \sin(x + \varphi) - \frac{1}{2} \cdot I_b \sin(x - \frac{2\pi}{3}) - \frac{1}{2} \cdot I_c \sin(x + \frac{2\pi}{3})) = \\ &= \frac{1}{2} I_c (\sin(x) \cos(\frac{2\pi}{3}) + \sin(\frac{2\pi}{3}) \cos(x)) = \\ &= \frac{\sqrt{2}}{\sqrt{3}} ((I_a + \frac{I_b}{4} + \frac{I_c}{4}) \sin(x) + (\frac{\sqrt{3}I_b}{4} - \frac{\sqrt{3}I_c}{4}) \cos(x)) = \\ &= \frac{\sqrt{2}}{\sqrt{3}} ((I_a + \frac{I_b}{4} + \frac{I_c}{4}) (\frac{e^{jx} - e^{-jx}}{2j})); \end{aligned} \quad (6)$$

$$\begin{aligned} i\beta(n) &= \frac{\sqrt{2}}{\sqrt{3}} (\frac{\sqrt{3}}{2} \cdot i_b(n) - \frac{\sqrt{3}}{2} \cdot i_c(n)) = \\ &= \frac{\sqrt{2}}{\sqrt{3}} ((\frac{\sqrt{3}(I_b - I_c)}{4}) (\frac{e^{jx} - e^{-jx}}{2j}) + (\frac{3(I_b - I_c)}{4}) (\frac{e^{jx} + e^{-jx}}{2})), \end{aligned} \quad (7)$$

где $x = 2\pi fnt_0 + \varphi$.

После подстановки выражений (6) и (7) в формулу (5), определяются компоненты вращения прямой последовательности A и обратной последовательности B , получаемые по формулам:

$$A = \frac{-j \cdot \sqrt{6}}{6} (I_a + I_b + I_c); \quad (8)$$

$$B = \frac{\sqrt{2}}{4} (I_b - I_c) + \frac{j\sqrt{6}}{12} (2I_a - I_b - I_c). \quad (9)$$

Для реализации защиты можно применить величину N определяемую по выражению (10):

$$N = \left| \frac{B}{A^*} \right|, \quad (10)$$

где A^* – сопряженный комплекс вектора прямой последовательности.

IV. СХЕМА ПРЕДЛАГАЕМОЙ РЕЛЕЙНОЙ ЗАЩИТЫ

Использование скалярной величины N позволяет реализовать одномерную защиту, отличающуюся простотой задания уставочных значений. Схема защиты представлена на рис.2.



Рис. 2. Схема пускового органа одномерной защиты

Схема защиты состоит из трех основных блоков:

блок преобразования Кларк, в котором на вход поступают мгновенные значения, и вычисляется величина вектора N , используя формулы (8),(9) и (10);

блок, определяющий максимальное значение величины N за период. Блок позволяет обеспечить устойчивое срабатывание защиты при бросках тока, характерных для быстро протекающего переходного процесса во время дуговых перемежающихся однофазных замыканий на землю;

блок сравнения с уставкой использует заданное значение вектора N , при котором будет происходить срабатывание пускового органа.

С применением ранее описанной имитационной модели сети, проведены опыты ОЗЗ на присоединениях (собственном и соседнем). Осуществлялось сравнение результатов выявления ОЗЗ на основе измерений величины N .

Осциллограммы, иллюстрирующие сравнение зависимости величин N в режиме ОЗЗ на линии и в нормальном режиме, а также при ОЗЗ на соседнем присоединении представлены на рис.3.

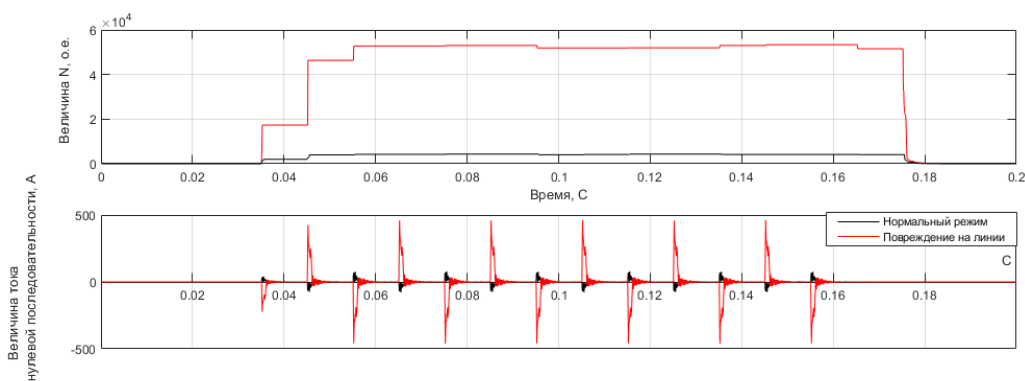


Рис. 3. Осциллограммы, иллюстрирующие изменение величины тока нулевой последовательности и N в двух режимах

Осциллограммы рис.3 показывают величину N , а также зависимости тока в двух режимах: дуговое перемежающееся ОЗЗ на собственном присоединении и дуговое перемежающееся ОЗЗ на соседнем присоединении.

Как видно из рис.3, в обоих случаях (ОЗЗ на собственном и соседнем присоединении) при появлении тока нулевой последовательности вектор N начинает возрастать и через некоторое время достигает своего максимального значения. Максимальное значение N при ОЗЗ на соседнем присоединении меньше, чем при ОЗЗ на собственном присоединении. Поэтому задать величину срабатывания пускового органа релейной защиты можно отстроившись от максимальной величины N при повреждении на соседнем присоединении. Таким образом, будет достигаться несрабатывание релейной защиты защищаемого присоединения при ОЗЗ на соседнем присоединении и обеспечиваться селективность.

Проведём сравнение по чувствительности разрабатываемого пускового органа и токовой защиты нулевой последовательности. На рис. 4 представлены зависимости от времени действующего значения тока нулевой последовательности и величины N для одного и того же опыта дугового перемежающегося однофазного замыкания на землю по аналогии с рис.3.

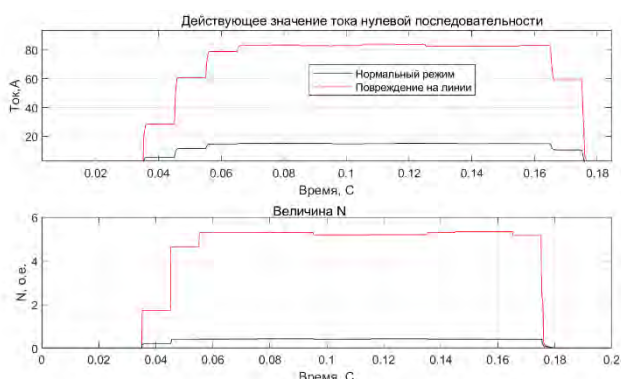


Рис. 4. Зависимости от времени действующего значения тока нулевой последовательности и величины N

Чувствительность связана с возможностью релейной защиты распознавать повреждение. Так как нормальный режим отличается от режима ОЗЗ величиной действующего значения тока или N , то необходимо оценить соотношение этих величин в разных режимах. Чем больше разница между нормальным режимом, и режимом

ОЗЗ на собственной линии, тем выше распознаваемость защитой повреждений.

Определим для одного и того же опыта и каждого из показателей (рис.4) отношение значений анализируемой величины в режиме

ОЗЗ на линии и нормальном режиме. Чем больше это отношение, тем лучше распознающая способность защиты, а следовательно выше ее чувствительность. Так как опыт одинаков, то путём сопоставления можно установить во сколько раз распознающая способность одного показателя выше другого.

Для величины N в условиях опыта (рис. 4) указанное выше отношение составило 12,3 о.е, а для действующего значения тока нулевой последовательности отношение соответственно 5,5 о.е. Поэтому разработанный пусковой орган, использующий величину N , превосходит по чувствительности ТЗНП в 2,2 раза.

V. ЗАКЛЮЧЕНИЕ

Предложен алгоритм организации защиты от ОЗЗ, использующий мгновенные значения фазных токов, объединённых с использованием преобразования Кларк.

Результаты моделирования показали, при дуговом перемежающемся однофазном замыкании на землю разработанный алгоритм защиты от ОЗЗ обеспечивает в 2,2 раза большую чувствительность по сравнению с используемой в эксплуатационной практике защитой ТЗНП.

Список литературы

- [1] В.А. Шуин, Воробьева Е.А., Добрягина О.А., и др. Способ повышения эффективности функционирования адмитансной защиты от замыканий на землю в кабельных сетях 6–10 кВ с изолированной нейтралью // Вестник ИГЭУ. №4. С.58–68.
- [2] Шуин В.А., Кутумов Ю.Д., Кузьмина Н.В., и др. Моделирование кабельных линий напряжением 6–10 кВ при расчетах переходных процессов при замыканиях на землю // Вестник ИГЭУ. 2021.№5. С. 30–40.
- [3] Куликов А.Л., Мисриханов М.Ш. Введение в методы цифровой релейной защиты высоковольтных ЛЭП. Учеб. пособие. –М.: Энергоатомиздат, 2007. –198 с.
- [4] Куликов А.Л., Севостьянов А.А., Ильющин П.В. Оценка искажений напряжения в системах электроснабжения промышленных предприятий // ЭЛЕКТРИЧЕСТВО. 2024 №5. С. 32–48.
- [5] Куликов А.Л., Старшов И.С. Исследование диагностических параметров режима однофазных замыканий на землю в электросетях 10 кВ // Известия высших учебных заведений. ПРОБЛЕМЫ ЭНЕРГЕТИКИ. 2025.Т.27№4.С.42–55.

О ВЕРИФИКАЦИИ МАТЕМАТИЧЕСКИХ МОДЕЛЕЙ СИЛОВЫХ ТРАНСФОРМАТОРОВ ДЛЯ РАСЧЁТОВ ТОКОВ КОРОТКОГО ЗАМЫКАНИЯ С ИСПОЛЬЗОВАНИЕМ АВАРИЙНЫХ ОСЦИЛЛОГРАММ

Кутумов Ю.Д.^{1,2}, Крунов М.А.¹.

¹ФГБОУ ВО «Ивановский государственный энергетический университет имени В.И. Ленина»

²АО «Системный оператор Единой энергетической системы»

Иваново, Россия

e-mail: kutumov97@mail.ru, maks.krunov@mail.ru

Аннотация

Состояние вопроса. На основе Единой информационной модели (СІМ) разрабатываются расчётные модели различного оборудования, в том числе силовых трансформаторов. В настоящее время актуальным является ряд вопросов, связанных с моделированием трансформаторов для расчётов токов короткого замыкания. Так, например, важным является вопрос о расчётах параметров схем замещения нулевой последовательности трансформаторов, т.к. указанные параметры существенно влияют на величины токов нулевой последовательности, что оказывает влияние на результаты проверки чувствительности устройств релейной защиты.

Материалы и методы. При составлении и анализе схем замещения силовых многообмоточных трансформаторов использовались положения классической теории анализа и синтеза электрических цепей. При определении параметров схем замещения силовых трансформаторов использовались программы просмотра аварийных осциллограмм (Waves, Transcop и пр.)

Результаты. Предложена методика определения параметров схем замещения силовых трансформаторов с помощью аварийных осциллограмм. Обозначена сфера применения аварийных осциллограмм для верификации (определения) параметров схем замещения трансформаторов. Приведены результаты определения различных параметров схем замещения силовых трансформаторов по аварийным осциллограммам.

Выводы. Аварийные осциллограммы, записанные устройствами релейной защиты и автоматики, являются средством, достаточным для определения/верификации параметров схем замещения силовых трансформаторов, однако существует ряд ограничений в их применении, связанных с величиной аварийных составляющих токов и напряжений, а также погрешностями трансформаторов тока.

Ключевые слова: силовые трансформаторы, СІМ-модель, эквивалентная схема замещения, аварийные осциллограммы

ON VERIFICATION OF MATHEMATICAL MODELS OF POWER TRANSFORMERS FOR CALCULATION OF SHORT-CIRCUIT CURRENT WITH THE USAGE OF EMERGENCY OSCILLOGRAMS

Yurii Kutumov^{1,2}, Maksim Krunov¹

¹Ivanovo State Power Engineering University named after V.I. Lenin

²System Operator of the United Power System, JSC

Ivanovo, Russia

e-mail: kutumov97@mail.ru, maks.krunov@mail.ru

Abstract

Background: On the basis of the Common Information Model (CIM), calculation models for various equipment, including power transformers, are being developed. Currently, a number of issues related to the modeling of transformers for calculating short-circuit currents are relevant. For example, calculating the parameters of transformer zero-sequence equivalent circuits is important, as these parameters significantly influence the magnitude of zero-sequence current, which affects the results of sensitivity tests of relay protection devices.

Materials and methods: For composition and analysis of power multi-winding transformers equivalent circuits, the provisions of the classical theory of analysis and synthesis of electrical circuits were used. When determining the parameters of the equivalent circuits of power transformers, programs for viewing emergency oscillograms (Waves, Transcop, etc.) were used.

Results: A methodology for determining the parameters of power transformer equivalent circuits using fault oscillograms is proposed. The scope of application of fault oscillograms for verifying (determining) the parameters of transformer equivalent circuits is outlined. The results of determining various parameters of power transformer equivalent circuits using fault oscillograms are presented.

Conclusions: Fault oscillograms recorded by relay protection and automation devices are a sufficient tool for determining/verifying the parameters of power transformer equivalent circuits. However, their use is limited by the magnitude of fault current and voltage components, as well as current transformer errors.

Key words: power transformers, CIM-model, equivalent circuit, emergency oscillograms.

1. ВВЕДЕНИЕ

В настоящее время в организациях, осуществляющих деятельность в сфере электроэнергетики (к которым относятся АО «СО ЕЭС» – субъект оперативно-диспетчерского управления, ПАО «Россети» и пр.) развивается процесс внедрения Единой информационной модели (Common Information model, CIM) Единой энергетической системы (ЕЭС) России.

Внедрение CIM позволит усовершенствовать информационный обмен между субъектами электроэнергетики, являющийся обязательным атрибутом отрасли [1]. Несмотря на очевидные преимущества CIM [2–3], в настоящее время существует ряд проблем при её внедрении. Например, в различных компаниях (и даже в различных службах одной компании) существуют методические различия при моделировании установившихся и переходных режимов в электроэнергетических системах (ЭЭС). Из-за этого предоставляемые для формирования расчетных моделей ЭЭС информационные модели могут иметь различную степень полноты. Например, для расчётов установившихся режимов вопрос определения параметров схем замещения нулевой последовательности линий электропередач (ЛЭП) и трансформаторов не столь актуален, как для расчётов токов короткого замыкания [4–7].

Модели оборудования должны верифицироваться теми организациями, в пределах которых они используются (например, в АО «СО ЕЭС» требование к верификации математических моделей сети для расчёта токов короткого замыкания обозначено в [4]). Одним из методов верификации является метод «модель-авария», при котором сопоставляются результаты расчетов токов и напряжений в математической модели сети и в реальности (по данным с регистраторов аварийных событий). Приемлемой считается точность расчета, соответствующая относительной погрешности 5...10%.

Тем не менее, следует отметить, что такой способ верификации охватывает участок энергосистемы целиком и не позволяет оценить погрешности в расчетах параметров отдельных единиц оборудования.

Среди прочих энергообъектов интересным для верификации параметров расчётной модели представляется силовой трансформатор. Актуальность вопроса связана также с неопределенностью в вопросе определения параметров нулевой последовательности трансформаторов.

Согласно [6], сопротивление нулевой последовательности трансформаторов следует приближенно принимать равным 85...90% от его сопротивления прямой последовательности: $x_{0r} = (0,85...0,9) \cdot x_{1r}$; согласно [5] – $x_{0r} = (0,8...1,0) \cdot x_{1r}$. Очевидно, что для трансформаторов со сложной конфигурацией обмоток (двухобмоточных трансформаторов с расщеплением, автотрансформаторов и пр.) такое приближение может оказаться некорректным.

Таким образом, ключевая цель работы – разработка методики верификации математических моделей силовых трансформаторов для расчёта токов короткого замыкания с применением аварийных осциллограмм (методом «модель-авария для отдельного объекта»).

II. МЕТОДИКА ВЕРИФИКАЦИИ МОДЕЛЕЙ ТРАНСФОРМАТОРОВ

Методика верификации моделей силовых трансформаторов зависит от их конфигурации (схемы соединения обмоток), режима работы нейтрали и пр. факторов.

Так, для двухобмоточных силовых трансформаторов с $U_{номВН} \geq 110$ кВ (рис. 1) сопротивления прямой и нулевой последовательности могут быть выражены из выражений:

$$\dot{U}_{1(1)} - \dot{U}_{2(1)} \cdot \underline{k}_{T(1)} = \dot{I}_{1(1)} \cdot \underline{Z}_{1T}, \quad (1)$$

$$\dot{U}_{1(0)} = \dot{I}_{1(0)} \cdot \underline{Z}_{0T}, \quad (2)$$

где \underline{Z}_{1T} , \underline{Z}_{0T} – сопротивления прямой и нулевой последовательности трансформатора, $\dot{U}_{1(1)}$, $\dot{U}_{1(0)}$, $\dot{U}_{2(1)}$ – напряжения прямой и нулевой последовательности в узлах 1 и 2, $\dot{I}_{1(1)}$, $\dot{I}_{1(0)}$ – токи прямой и нулевой последовательности в узлах 1 и 2, $\underline{k}_{T(1)}$ – коэффициент трансформации в схеме замещения прямой последовательности.

Для трехобмоточных силовых трансформаторов с $U_{номВН} \geq 110$ кВ (рис. 2) сопротивления прямой и нулевой последовательности могут быть выражены из выражений:

$$\dot{U}_{1(1)} - \dot{U}_{2(1)} \cdot \underline{k}_{T12(1)} = \dot{I}_{1(1)} \cdot \underline{Z}_{1B} + \dot{I}_{2(1)} \cdot \underline{Z}_{1H} / \underline{k}_{T12(1)}, \quad (3)$$

$$\dot{U}_{1(1)} - \dot{U}_{3(1)} \cdot \underline{k}_{T13(1)} = \dot{I}_{1(1)} \cdot \underline{Z}_{1B} + \dot{I}_{3(1)} \cdot \underline{Z}_{1C} / \underline{k}_{T13(1)}, \quad (4)$$

$$\begin{aligned} \dot{U}_{3(1)} \cdot \underline{k}_{T13(1)} - \dot{U}_{2(1)} \cdot \underline{k}_{T12(1)} = \\ = -\dot{I}_{3(1)} \cdot \underline{Z}_{1C} / \underline{k}_{T13(1)} + \dot{I}_{2(1)} \cdot \underline{Z}_{1H} / \underline{k}_{T12(1)}, \end{aligned} \quad (5)$$

$$\dot{U}_{1(0)} = \dot{I}_{1(0)} \cdot (\underline{Z}_{0B} + \underline{Z}_{0H}) = \dot{I}_{1(0)} \cdot \underline{Z}_{0T}. \quad (6)$$

В целом, последовательность верификации модели должна выполняться по следующему алгоритму:

- определение полноты исходных данных (осциллограмм);
- оценка корректности осциллограмм (отсутствие шумов, насыщения трансформаторов тока и пр.);
- расчёты симметричных составляющих токов и напряжений на сторонах трансформатора
- расчёты коэффициентов трансформации трансформаторов в текущем аварийном (или доаварийном) режиме с использованием значений токов на сторонах

$$\underline{k}_{Tij(1)} = \frac{\dot{I}_{j(1)}}{\dot{I}_{i(1)}}, \quad (7)$$

или, при отсутствии замеров токов на сторонах – по напряжениям на сторонах в доаварийном режиме

$$\underline{k}_{Tij(1)} = \frac{\dot{U}_{i(д/ав)}}{\dot{U}_{j(д/ав)}}, \quad (8)$$

- определение тех параметров схемы замещения трансформатора, которые могут быть определены;

д) оценка полученных результатов и возможная корректировка расчетной модели при формировании устойчивых массивов данных по авариям.

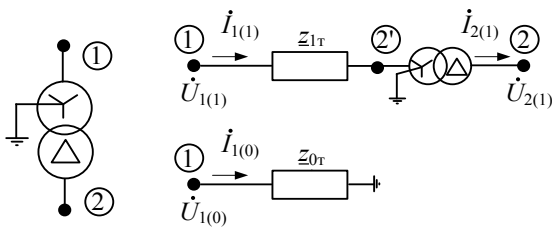


Рис. 1. Двухобмоточный трансформатор с группой соединения обмоток «Y-0/D-11» с $U_{номВН} \geq 110$ кВ

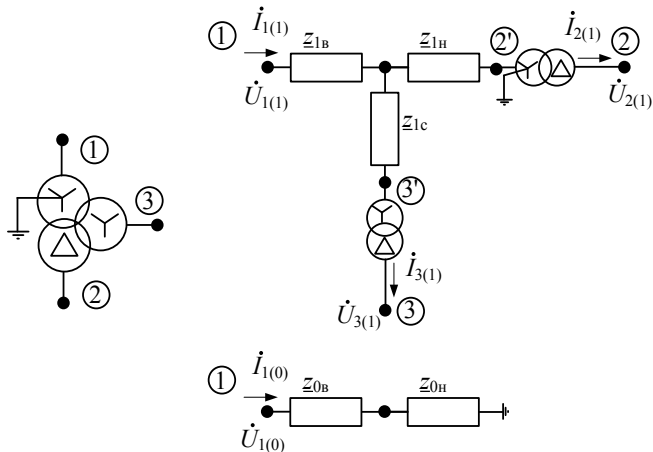


Рис. 2. Трехобмоточный трансформатор с группой соединения обмоток «Y-0/Y/D-11» с $U_{номВН} \geq 110$ кВ

III. Ход исследования и его результаты

А. Некоторые проблемные вопросы, требующие отдельного решения

В ходе исследования были обозначены следующие проблемные моменты, ограничивающие применение предложенной методики.

1. В настоящее время нет однозначно принятой методики расчёта сопротивлений многообмоточных трансформаторов при промежуточных положениях РПН. Были выделены три подхода: параболическая аппроксимация по трем наборам напряжений к.з. (PowerFactory); линейная аппроксимация (энергосетьпроект, работа №5481ТМ-Т1); степенная аппроксимация (Беляков Ю.С., ПЭИПК, 1995 г.). На рис. 3 для примера показаны значения сопротивления $X_{В,С}$ автотрансформатора связи Ивановских ПГУ АТ-203 АТДЦТН-200000/220 У1 при использовании различных подходов при различных анцапфах РПН (приведены к стороне 220 кВ).

2. Различные программы для просмотра аварийных осциллограмм могут по-разному вычислять значения симметричных составляющих токов, особенно при их относительно небольших значениях, сопоставимых с токами нагрузки (100-400 А), поэтому токи и напряжения симметричных составляющих целесообразно рассчитывать самостоятельно (рис. 4).

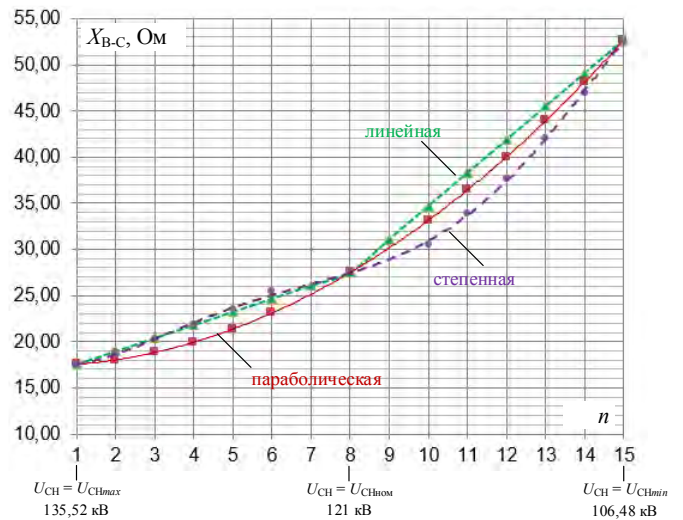


Рис. 3. Значения сопротивления $X_{В,С}$ автотрансформатора АТДЦТН-200000/220 У1 при использовании различных подходов к расчёту данного сопротивления при промежуточных анцапфах РПН

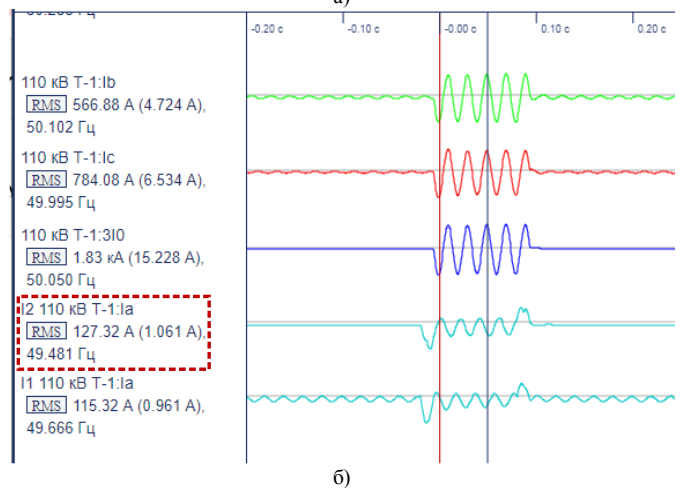


Рис. 4. Результаты расчёта тока обратной последовательности в программном комплексе Waves (а) и Transcop (б)

Б. Трехобмоточные трансформаторы с двухсторонним питанием и их сопротивления прямой и нулевой последовательности

Рассмотрим подобные трансформаторы на примере Т2 на ПС 110 кВ Ивановская-6 (ТДТН-63000/110/35/6) с номинальными параметрами: $S_{ном} = 63$ МВА, $u_{кВС\%} = 9,87\%$, $u_{кСН\%} = 6,69\%$, $u_{кВН\%} = 17,6\%$, $U_{ном} = 115/38,5/6,6$ кВ.

Регистратор аварийных событий «Парма» записывает значения фазных токов и напряжений на сторонах 110 и 35 кВ. Указанный массив данных не позволяет определить отдельные сопротивления в схеме замещения по рис. 2. Для определения лишь доступны величины

$$\underline{z}_{1BC} = \underline{z}_{1B} + \underline{z}_{1C}, \quad (9)$$

$$\underline{z}_{0T} = \underline{z}_{0B} + \underline{z}_{0H}. \quad (10)$$

Пример результатов определения величины \underline{z}_{0T} для 20 событий, связанных с однофазными короткими замыканиями (2015...2021 г.), приведены на рис. 5.

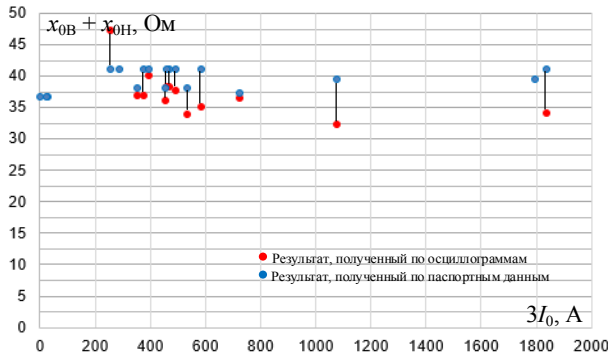


Рис. 5. Зависимости реактивного сопротивления нулевой последовательности x_{0T} трансформатора 1Т ПС 110 кВ Ивановская-6 от замеренного тока нулевой последовательности через трансформатор

Порядок расчёта и полученные результаты позволяют сделать вывод о том, что сопротивление нулевой последовательности трансформатора составляет $0,82...0,9$ от значения соответствующей суммы $\underline{z}_{1B} + \underline{z}_{1H}$.

Б. Двухобмоточные трансформаторы с двухсторонним питанием и их сопротивления нулевой последовательности

Рассмотрим двухобмоточный трансформатор ТДЦ-125000/110 (ЗТ Ивановской ТЭЦ-3) с параметрами: $S_{ном} = 125$ МВА, $u_k\% = 10,58\%$, $\Delta P_k = 413,14$ кВт, $U_{номВН} = 121$ кВ. Согласно расчетам по [7], сопротивление прямой последовательности трансформатора составляет $\underline{z}_{1T} = 0,387 + j12,39$ Ом. Анализ дал следующие результаты (рис. 6, 7):

- расчётные значения x_{0T} значительно ниже, чем x_{1T} , причем в ряде случаев ниже диапазонов, указанных в [5];
- с ростом величины $3I_0$ (т.е. с приближением места КЗ к электростанции) расчетная величина x_{0T} снижается и устанавливается на уровне $\sim 0,75x_{1T} \rightarrow$ т.е. при больших значениях токов и напряжений нулевой последовательности мы получаем более точный результат в части определения параметров трансформатора;
- в полученных значениях r_{0T} отсутствует некое медианное значение, что связано с величиной $r_{0T} \ll x_{0T}$, находящейся по сравнению с x_{0T} в пределах погрешности.

IV. ВЫВОДЫ ПО РЕЗУЛЬТАТАМ ИССЛЕДОВАНИЯ

Таким образом, сопротивления нулевой последовательности трехфазных трансформаторов на 10-25% меньше сопротивлений прямой последовательности \rightarrow для более точного исследования вопроса определения параметров нулевой последовательности трансформаторов для СИМ необходимо осуществить имитационное

моделирование их активных частей и электромагнитных полей в специализированных программных комплексах.

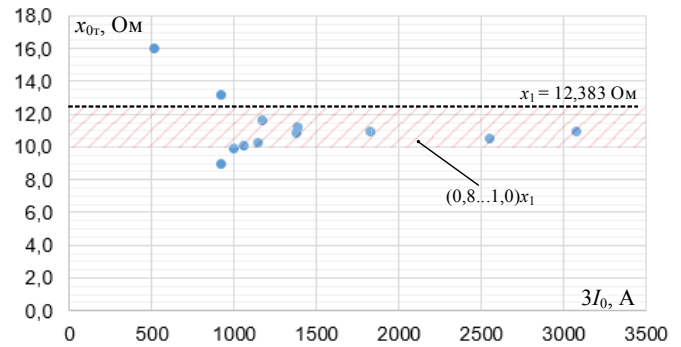


Рис. 6. Зависимости реактивного сопротивления нулевой последовательности x_{0T} трансформатора ЗТ Ивановской ТЭЦ-3 от замеренного напряжения нулевой последовательности на шинах электростанции для ряда замеров

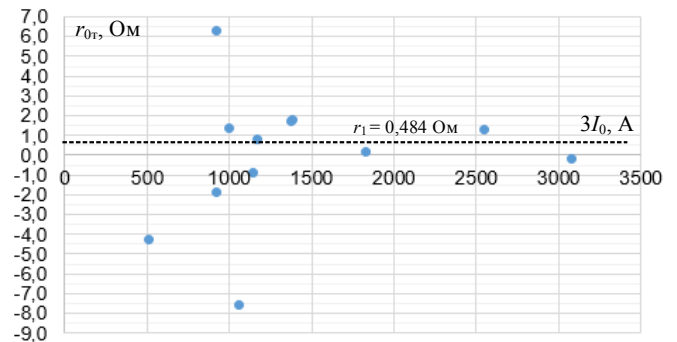


Рис. 7. Зависимости активного сопротивления нулевой последовательности r_{0T} трансформатора ЗТ Ивановской ТЭЦ-3 от замеренного напряжения нулевой последовательности на шинах электростанции для ряда замеров

Список литературы

- [1] Приказ Министерства энергетики Российской Федерации от 20.12.2022 № 1340 "Об утверждении Правил предоставления информации, необходимой для осуществления оперативно-диспетчерского управления в электроэнергетике" (Зарегистрирован 16.03.2023 № 72599).
- [2] Богомолов Р.А. Создание СИМ-модели в АО «СО ЕЭС» [Электронный ресурс]. – Режим доступа: <https://www.so-ups.ru/news/press/press-view/news/16056/> [Дата обращения 15.11.2025].
- [3] Системный оператор: в энергетике обеспечен сквозной процесс моделирования на базе СИМ [Электронный ресурс]. – Режим доступа: <https://eepir.ru/new/sistemnyj-operator-v-nbsp-energetike-obespechen-skvoznoj-process-modelirovaniya-na-nbsp-baze-cim/> [Дата обращения 15.11.2025].
- [4] Требования к формированию и актуализации математических моделей электрической сети для расчета параметров аварийного режима. Утверждены распоряжением №91р АО «СО ЕЭС» от 06.09.2018 г.
- [5] Руководящие указания по релейной защите. Выпуск 11. Расчеты токов короткого замыкания для релейной защиты и системной автоматики в сетях 110-750 кВ – М.: Издательство "Энергия", 1979. – 152 с.
- [6] Руководящие указания по расчету токов короткого замыкания и выбору электрооборудования / Под ред. Б.Н. Неклепаева. - М.: Изд-во НИЦ ЭНАС, 2002. – 152 с.
- [7] ГОСТ Р 52735-2007 Короткие замыкания в электроустановках. Методы расчета в электроустановках переменного тока напряжением свыше 1 кВ [Электронный ресурс] – Режим доступа: <https://files.stroyinf.ru/Data2/1/4293837/4293837777.pdf> [Дата обращения 29.12.2022].

ИССЛЕДОВАНИЕ ХАРАКТЕРИСТИК НЕРЕГУЛЯРНЫХ КОЛЕБАНИЙ АКТИВНОЙ МОЩНОСТИ ДЛЯ ВЫБОРА ПАРАМЕТРОВ НАСТРОЙКИ УСТРОЙСТВ ПРОТИВОАВАРИЙНОЙ АВТОМАТИКИ

Кутумов Ю.Д., Рожин А.А.

ФГБОУ ВО «Ивановский государственный энергетический университет имени В.И. Ленина»

АО «Системный оператор Единой энергетической системы»

Иваново, Россия

e-mail: kutumov97@mail.ru, rozhin200@mail.ru

Аннотация

Состояние вопроса: В настоящее время в АО «СО ЕЭС» активно разрабатываются методические указания по расчёту (выбору) параметров настройки устройств противоаварийной автоматики. Среди указанных устройств есть те, в которых уставки и объёмы управляющих воздействий рассчитываются на основе максимально допустимых перетоков активной мощности в контролируемых сечениях (различные функции автоматики предотвращения нарушения устойчивости).

Величина нерегулярных колебаний определяется с использованием расчетных выражений, полученных путем статистической обработки перетоков активной мощности в «слабых связях» в 1960-е гг. Тем не менее, в настоящее время на большей части Единой энергетической системы России связи и сечения не являются ни «слабыми», ни полными. Кроме этого, изменились возможности АО «СО ЕЭС» по измерению перетоков активной мощности в режиме реального времени, а причины возникновения нерегулярных колебаний могли качественно и количественно измениться с течением времени.

Указанное определяет актуальность цели работы, которая заключается в статистической обработке результатов измерения величины нерегулярных колебаний и разработке предложений по их определению в ходе производственной деятельности сотрудников Системного оператора.

Материалы и методы: При решении задач работы использовались методы статистической обработки информации.

Результаты: Дана количественная оценка величине отношения нерегулярных колебаний и текущему перетоку активной мощности в контролируемом сечении. Обозначена зависимость статистических характеристик нерегулярных колебаний от частоты измерения перетока активной мощности.

Выводы: Перспективным направлением в вопросе определения нерегулярных колебаний является определение их величины не как функции нагрузки в какой-то части энергосистемы, а как функции квадратного корня текущей величины перетока, для чего требуется исследование вопроса в масштабах всей страны.

Ключевые слова: противоаварийная автоматика, расчёты уставок устройств противоаварийной автоматики, контролируемое сечение, нерегулярные колебания.

RESEARCH OF CHARACTERISTICS OF ACTIVE POWER FLUCTUATIONS FOR EMERGENCY PROTECTION AUTOMATICS SETTINGS' SELECTION

Yurii Kutumov, Artem Rozhin

Ivanovo State Power Engineering University named after V.I. Lenin

System Operator of the United Power System, JSC

Ivanovo, Russia

e-mail: kutumov97@mail.ru, rozhin200@mail.ru

Abstract

Background: Currently, JSC “SO UPS” is actively developing guidelines for calculating (selecting) the parameters for configuring emergency protection automatics. Among these devices, there are those in which the settings and control actions are calculated on the basis of the maximum permissible active power flow values in the controlled interchanges (various functions of the automatic stability control devices).

The magnitude of power fluctuations is determined with the usage of calculation expressions obtained through statistical processing of active power flows in ‘weak’ links in the 1960s are offered to use. However, currently, in most of the United Power Energy System of Russia, links and interchanges are neither ‘weak’ nor ‘complete’. Furthermore, the capabilities of JSC SO UPS

to measure active power flows in real time have changed, and the causes of power fluctuations may have changed qualitatively and quantitatively over time.

This determines the relevance of the purpose of the research, which consists of statistical processing of the results of measuring the magnitude of power fluctuations and the development of proposals for their determination in the course of the production activities of the System Operator employees.

Materials and methods: When solving the problems of the work, methods of statistical processing of data were used.

Results: A quantitative assessment of the ratio of power fluctuations to the current active power flow in the monitored section is provided. The dependence of the statistical characteristics of power fluctuations on the active power flow measurement frequency is demonstrated.

Conclusions: A promising approach to identifying power fluctuations is to determine their magnitude not as a function of the load in a particular part of the power system, but as a square-root function of the current power flow, which requires a nationwide study.

Key words: emergency protection automatics, calculations of emergency protection automatics settings, controlled interchange, power fluctuations.

I. ВВЕДЕНИЕ. АКТУАЛЬНОСТЬ РАБОТЫ И ЕЁ ЦЕЛЬ

В настоящее время в АО «СО ЕЭС» ведется разработка методические указания по расчёту (выбору) параметров настройки устройств противоаварийной автоматики (ПА). Среди указанных устройств есть те, в которых уставки и объёмы управляющих воздействий рассчитываются на основе максимально допустимых перетоков активной мощности в контролируемых сечениях (МДП в КС) (различные функции автоматики предотвращения нарушения устойчивости). Например, максимальный требуемый объем разгрузки автоматики разгрузки при отключении сетевого и генерирующего оборудования (АРО СГО) может быть рассчитан по выражению [1]

$$\Delta P_{\text{разгр}} = k_{U\uparrow} \cdot (0,8P_{\text{пред д/ав}} - 0,92P_{\text{пред п/ав}} + \Delta P_{\text{н.к.}}), \quad (1)$$

где $k_{U\uparrow}$ – коэффициент, учитывающий возможность изменения значений пределов передаваемой мощности в сечении при различных вариациях режима (1...1,05), $\Delta P_{\text{н.к.}}$ – величина нерегулярных колебаний (НК).

Уровень перетока в сечении до аварии (уставка I ступени органа контроля предшествующего режима - КНР), начиная с которого автоматика вводится в работу, определяется по выражению [1]:

$$P_{\text{КНР}}^I = \frac{k_{U\downarrow} \cdot (P_{\text{л/ав}}(0,92P_{\text{пред п/ав}}) - \Delta P_{\text{н.к.}})}{k_{\text{отс}} \cdot k_{\text{ч}}}, \quad (2)$$

где $k_{U\downarrow} = 0,9 \div 1,0$ – коэффициент, учитывающий возможное снижение уровня напряжения и пределов передаваемой мощности по сравнению с расчетными, $k_{\text{ч}} = 1,1 \div 1,3$ – коэффициент чувствительности [2], $k_{\text{отс}} = 1,1 \div 1,2$ – коэффициент, учитывающий погрешность реле мощности, измерительных трансформаторов.

Требуемый объем разгрузки сечения действием автоматики разгрузки перегрузки по мощности (АРПМ) $\Delta P_{\text{разгр}}$ выбирается исходя из необходимости обеспечения нормативного запаса по статической аperiodической устойчивости в послеаварийном режиме с учётом величины нерегулярных колебаний:

$$\Delta P_{\text{разгр}} = P_{\text{сеч п/ав}} - 0,92P_{\text{пред п/ав}} + \Delta P_{\text{н.к.}}. \quad (3)$$

Величина НК рассчитывается по следующему расчетному выражению [2, 3]:

$$\Delta P_{\text{н.к.}} = K \cdot \sqrt{\frac{P_{\text{н1}} \cdot P_{\text{н2}}}{P_{\text{н1}} + P_{\text{н2}}}} \quad (4)$$

где $P_{\text{н1}}$, $P_{\text{н2}}$ – активная мощность потребления энергосистемы (части энергосистемы) с каждой из сторон контролируемого сечения, МВт; K – коэффициент, характеризующий способ регулирования перетока активной мощности в КС ($\sqrt{\text{МВт}}$), $K = 1,5$ – при оперативном регулировании перетока; $K = 0,75$ – при автоматическом регулировании или ограничении перетока активной мощности в КС.

Следует отметить, что выражение (4) было получено в 1960-70-е гг. для слабых связей [4, 5], и может объективно не учитывать процессов в реальных энергосистемах, где «слабые» связи отсутствуют и нельзя однозначно разделить энергосистему на две части (например, в ОЭС Центра).

Согласно [3] (п. 8.1), величину амплитуды НК рекомендуется определять на основании информации о фактическом изменении перетоков активной мощности в КС (рис. 1).

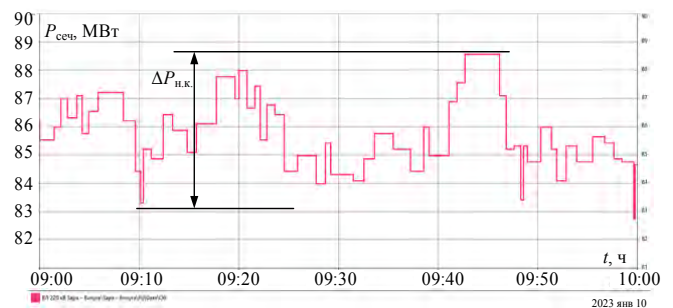


Рис. 1. Нерегулярные колебания активной мощности в час максимума потребления по ВЛ 220 кВ Вичуга-Заря

При этом следует отметить, что в [3] не приводится методики определения величины нерегулярных колебаний по результатам телеметрического замера перетока активной мощности в КС. Так, в ряде диспетчерских центров используется величина нерегулярных колебаний на час максимума потребления (рис. 1).

Вместе с этим вопросы, связанные с тем, насколько часто необходимо измерять активную мощность в КС для определения НК (дискретность измерения), в какой период суток/года необходимо измерять амплитуду НК – остаются нерешенными.

Указанное обуславливает актуальность основных задач работы:

- определение статистических характеристик нерегулярных колебаний активной мощности в КС при различных значениях частоты измерения;
- выявление зависимости величины нерегулярных колебаний от различных факторов, в частности, от величины перетока активной мощности в КС.

II. СТАТИСТИЧЕСКИЕ ХАРАКТЕРИСТИКИ НЕРЕГУЛЯРНЫХ КОЛЕБАНИЙ АКТИВНОЙ МОЩНОСТИ В КОНТРОЛИРУЕМЫХ СЕЧЕНИЯХ

А. Замечания об оптимальной дискретности (частоте) измерения активной мощности для определения величины нерегулярных колебаний

В рамках указанного раздела целесообразно рассчитать следующие статистические характеристики нерегулярных колебаний (примем, что искомая величина $\Delta P_{н.к.} = x$) [6]:

- функцию распределения величины нерегулярных колебаний $F(x) = P[x_1 < x \leq x_2]$;
- функцию плотности распределения вероятностей

$$f(x) = \frac{\partial F(x)}{\partial x}, \quad (5)$$

которая в случае нормального распределения исследуемой величины (что наблюдается, как показала практика, только при исследовании значений НК с учётом знака) может быть представлена в следующей форме

$$f(x) = \frac{1}{\sigma\sqrt{2\pi}} \cdot e^{-\frac{(x-\mu)^2}{2\sigma^2}}, \quad (6)$$

- математическое ожидание

$$\mu(x) = x_1 \cdot p_1 + x_2 \cdot p_2 + \dots + x_n \cdot p_n, \quad (7)$$

- дисперсию

$$D(x) = \sum_{n=1}^N p_n \cdot (x_n - \mu(x))^2, \quad (8)$$

- среднее квадратичное отклонение

$$\sigma(x) = \sqrt{D(x)}. \quad (9)$$

Математическое ожидание представляет собой наиболее вероятное значение случайно изменяющейся величины, а диапазон $[\mu - 3\sigma; \mu + 3\sigma]$ охватывает диапазон этой величины, который встретится с вероятностью в 99,7% [6].

Целесообразно полагать, дискретность (частота) измерения активной мощности:

- должна быть взята из такого диапазона, при котором статистические характеристики величины НК не претерпят изменения;
- должна иметь функцию плотности распределения вероятностей, близкую к нормальному распределению.

Рассмотрению подлежит пример полного КС «35-ВЛ» в энергосистеме Ивановской области (полное сечение; энергорайон с меньшей мощностью включает в себя Ивановскую ТЭЦ-2 и является избыточным).

В табл. I приведены результаты измерения статистических характеристик НК при различных Δt , на рис. 2 приведен график функции плотности вероятности для $\Delta t = 1$ мин. Из табл. I и результатов анализа нетрудно заметить, что

- с ростом величины Δt увеличивается дисперсия величины НК и (соответственно) 99,7%-й «доверительный интервал (что приводит к росту расчетной величины НК);

- максимальное и минимальное значение НК не подчиняются никакой монотонной зависимости от дискретности изменения активной мощности;
- диапазон ожидаемых значений нерегулярных колебаний растёт, но рост его замедляется;
- распределение величины НК близко к нормальному в диапазоне $\Delta t = 1 \dots 20$ мин.

Таблица II. РЕЗУЛЬТАТЫ ИЗМЕРЕНИЯ СТАТИСТИЧЕСКИХ ХАРАКТЕРИСТИК НК ПРИ РАЗЛИЧНЫХ ЗНАЧЕНИЯХ Δt .

Δt , мин	$\Delta P_{н.к.}$ (max), МВт	$\Delta P_{н.к.}$ (min), МВт	μ , МВт	σ , МВт	$\mu - 3\sigma$, МВт	$\mu + 3\sigma$, МВт
1	2,81	-2,67	-0,0027	0,6441	-1,935	1,9296
2	3,55	-2,64	-0,00208	0,60688	-1,8227	1,8185
3	2,71	-3,09	-0,00401	0,7	-2,1043	2,0962
5	3,11	-3,85	0,00307	0,7643	-2,2901	2,2962
10	3,83	-2,98	0,00131	0,8049	-2,4133	2,4159
15	4	-2,9	0,00315	0,9596	-2,8756	2,8819

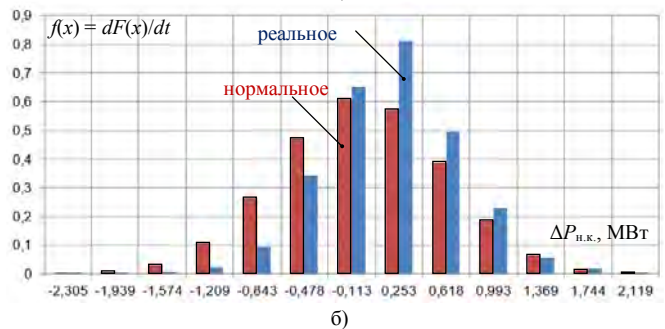
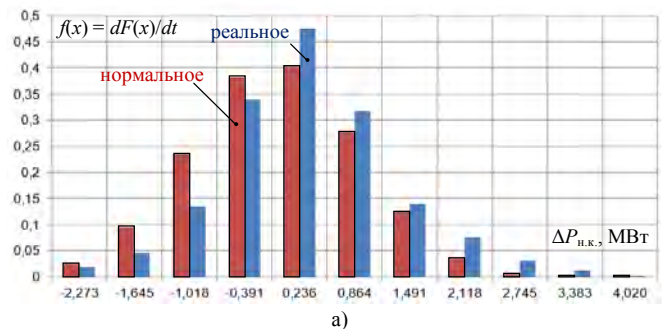


Рис. 2. Функция плотности распределения вероятности возникновения того или иного значения НК при $\Delta t = 1$ мин (а); 15 мин (б)

Б. Исследование зависимости амплитуды нерегулярных колебаний от различных факторов

В [2, 3] предполагается, что величина нерегулярных колебаний зависит от мощности нагрузки эквивалентных энергосистем. В рамках указанного раздела исследуем зависимость НК от следующих факторов:

- нагрузки энергосистемы $P_{нагр}$ (что актуально для полного сечения «35-ВЛ», рис. 3);
- перетока мощности через указанное сечение $P_{сеч}$ (что может быть актуально для любого иного сечения, в том числе и частичного – рис. 4, 5).

Результаты расчётов показали следующее:

- при уменьшении мощности, протекающей через сечение (как полное – рис. 4, так и частичное – рис. 5), размах нерегулярных колебаний увеличивается;
- кривая, охватывающая возможные значения НК (рис. 4, 5), описывается следующим расчетным выражением (как для полных, так и для частичных сечений):

$$\Delta P_{н.к.} = k \cdot \sqrt{P_{сеч}}. \quad (10)$$

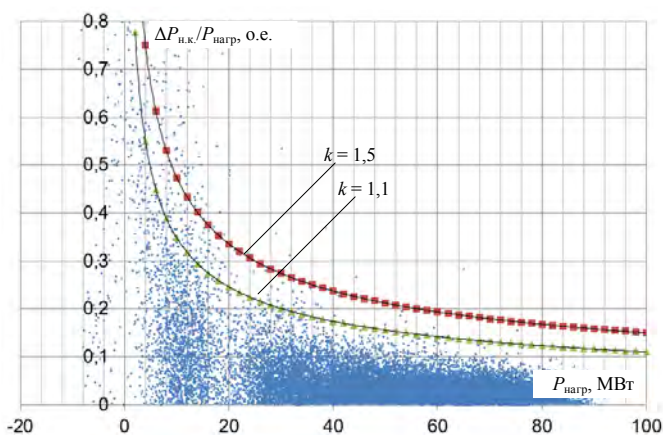


Рис. 3. Зависимость отношения $\Delta P_{н.к.}/P_{нагр}$ в сечении «35-ВЛ» от величины нагрузки энергосистемы $P_{нагр}$ (энергорайона Ивановской ТЭЦ-2) (замеры в течение 2025 г., дискретность 10 мин)

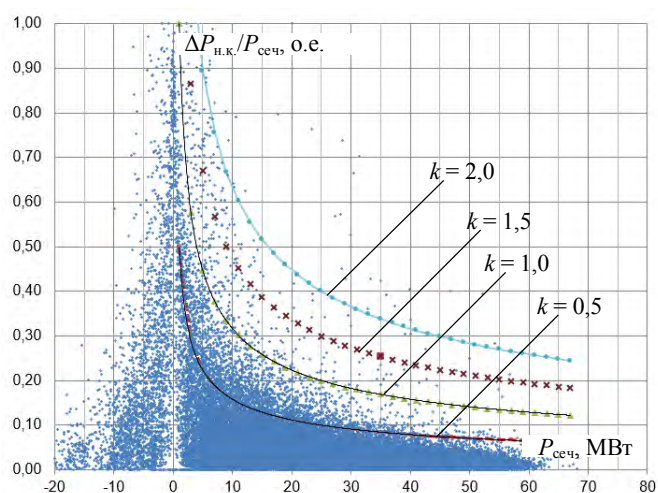


Рис. 4. Зависимость отношения $\Delta P_{н.к.}/P_{сеч}$ в сечении «35-ВЛ» от перетока мощности через сечение $P_{сеч}$ (замеры в течение 2025 г., дискретность 10 мин)

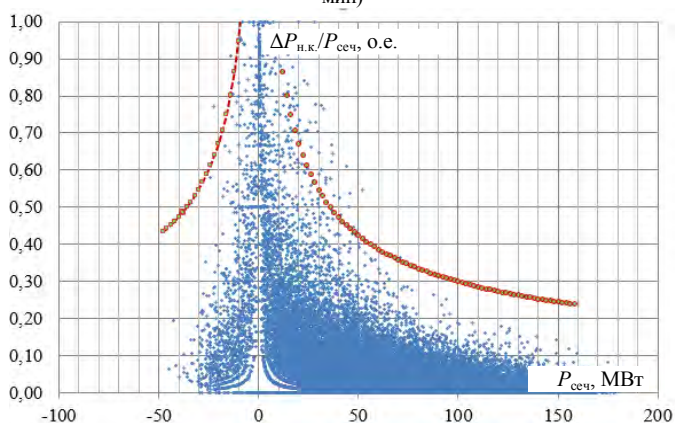


Рис. 5. Зависимость отношения $\Delta P_{н.к.}/P_{сеч}$ на ВЛ 220 кВ Вичуга-Заря от перетока мощности через сечение $P_{сеч}$ (замеры в течение 2025 г., дискретность 10 мин)

Значение k может быть найдено экспериментально путем обобщения данных о перетоках в сечениях различного состава. Так, для «35-ВЛ» было установлено, что при $k = 0,5$ кривая (10) охватывает 92,21% значений НК, при $k = 1$ – 97,66%, при $k = 1,5$ – 98,44% (рис. 6). Приемлемым будет считаться то значение k , при котором будет достигнут «охват» значений НК не ниже, чем процент правильной работы устройств РЗ (по данным АО «СО ЕЭС», равный ~96...96,5% за 2019-2025 гг.).

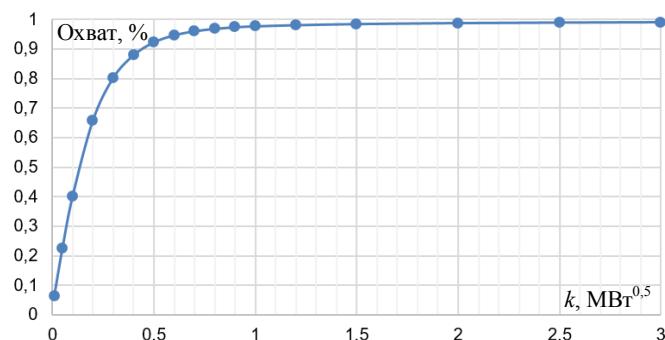


Рис. 6. Зависимость процента значений НК, охватываемых с применением полученного выражения от значения коэффициента k для исследуемого КС (35-ВЛ, $\Delta t = 10$ мин)

Для всех рассмотренных частичных сечений, находящихся в ОЗ Костромского и Вологодского РДУ, состоящих из ЛЭП напряжением 110-220 кВ, при значении $k = 3,0$, достигается охват функцией (10) значений НК, равный 96...97%, что приемлемо. Однако, для ЛЭП 500 кВ (например, ВЛ 500 кВ Костромская АЭС-Звезда) требуемое значение k составляет 7,0. Таким образом, значение k может быть различно для ЛЭП различного класса напряжения.

III. ВЫВОДЫ ПО РЕЗУЛЬТАТАМ ИССЛЕДОВАНИЯ. ПЕРСПЕКТИВЫ ИССЛЕДОВАНИЯ.

Таким образом, в рамках исследованной работы:

- определено, что для получения статистически обоснованной величины НК в КС целесообразно использовать дискретность взятия отсчёта по активной мощности, равную 10-15 минут;

- выявлены закономерные зависимости величины НК от перетока мощности через сечение $P_{сеч}$, получены параметры указанных зависимостей (k), которые, тем не менее, нуждаются в более детальной проработке в масштабах ЕЭС России.

Указанные результаты позволяют обеспечить более корректную настройку устройств (функций) ПА.

Список литературы

- [1] Гуревич Ю.Е., Либова Л.Е., Окин А.А. Расчеты устойчивости и противоаварийной автоматики в энергосистемах. М.: Энергоатомиздат, 1990. - 390 с.
- [2] Приказ Минэнерго России от 03.08.2018 N 630 (ред. от 20.12.2022) "Об утверждении требований к обеспечению надежности электроэнергетических систем, надежности и безопасности объектов электроэнергетики и энергопринимающих установок "Методические указания по устойчивости энергосистем" (Зарегистрировано в Минюсте России 29.08.2018 N 52023) [Электронный ресурс]. – Режим доступа: https://www.sops.ru/fileadmin/files/laws/regulations/Metod_uk_ust_2018.pdf [Дата обращения 25.11.2025].
- [3] СТО 59012820.27.010.004-2020 (АО «СО ЕЭС»). Правила определения максимально допустимых и аварийно допустимых перетоков активной мощности в контролируемых сечениях [Электронный ресурс]. – Режим доступа: https://www.sops.ru/fileadmin/files/laws/standards/st_max_power_rules_004-2020_090720.pdf [Дата обращения 15.11.2025].
- [4] Портной М.Г. Учет колебаний мощности при определении устойчивости слабых связей в энергосистемах / М.Г. Портной, В.Ф. Тимченко // Электричество. – 1968. – № 9. – С. 13-16.
- [5] Портной М.Г., Рабинович Р.С. Управление энергосистемами для обеспечения устойчивости – М.: Энергия 1978 г – 352 с ил.
- [6] Тюрин Ю.Н., Макаров А.А. Анализ данных на компьютере. Изд. 3-е, перераб. и доп./Под ред. В. Э. Фигурнова — М.: ИНФРА-М, 2002. — 528 с., ил.

ЛОГИЧЕСКАЯ ЗАЩИТА ЛИНИЙ РАСПРЕДЕЛИТЕЛЬНЫХ СЕТЕЙ 6–10 кВ

Лачугин В.Ф., Вертогузов Д.А.
ФГБОУ ВО «Национальный исследовательский университет «МЭИ»
Москва, Россия
e-mail: s@ndman.ru

Аннотация

Состояние вопроса: Основными видами релейной защиты линии электропередачи сети 6–10 кВ являются токовые защиты с относительной селективностью, обладающие выдержками времени. При наличии канала связи оптимальным способом повышения быстродействия может стать логическая защита линии (ЛЗЛ). Надежность ЛЗЛ обеспечивается обменом комбинированных сигналов и применением дополнительных пусковых органов. Разработанный алгоритм подходит для реализации в высокоавтоматизированных распределительных сетях.

Материалы и методы: Данная работа выполнена с использованием теории релейной защиты и автоматики и программного комплекса PSCAD.

Результаты: Были разработаны технические решения по применению ЛЗЛ в радиально-магистральных сетях 6–10 кВ.

Выводы: Применение ЛЗЛ позволяет повысить быстродействие комплекса РЗА в сетях 6–10 кВ без аппаратной модернизации.

Ключевые слова: распределительные сети, логическая защита линий, комбинированные сигналы.

LOGICAL LINE PROTECTION IN DISTRIBUTION GRID 6–10 kV

Vladimir Lachugin, Daniil Vertoguzov
National Research University «Moscow Power Engineering Institute»
Moscow, Russia
e-mail: s@ndman.ru

Abstract

Background: The main types of relay protection of a 6-10 kV power transmission line are overcurrent relay with time delays. If there is a communication channel, logical line protection (LLP) can be the optimal way to increase performance. The reliability of the LLP is ensured by the exchange of combined signals and the use of additional starting relays. With an integrated approach to the LLP organization, performance can also be improved in the event of a failure of the RS devices or the communication channel. The developed algorithm is suitable for implementation in highly automated distribution grids.

Materials and Methods: This work was performed using the theory of relay protection and automation and PSCAD software package.

Results: Technical solutions have been developed for the using of LLP in 6-10 kV distribution grids.

Conclusions: The using of LLP makes it possible to increase the performance of the RPA complex in 6-10 kV grids without hardware modernization.

Key words: distribution networks, logical line protection, combined signals.

1. ВВЕДЕНИЕ

В настоящее время особое внимание уделяется интеллектуальной сети [1], [2]. Для перехода к таким сетям требуется использования цифровых устройств, связанных между собой каналами связи. Это достигается применением микропроцессорных устройств релейной защиты и автоматики (МП УРЗА). В качестве каналов связи применяются волоконно-оптические линии связи (ВОЛС) в сетях 110 кВ и выше или мобильная связь в сетях 6–35 кВ.

В распределительных сетях 6–10 кВ основными защитами линий электропередачи (ЛЭП) являются защиты с относительной селективностью — токовые отсечки (ТО), максимальные токовые защиты (МТЗ) и защиты от однофазных замыканий на землю (ЗОЗЗ) [3].

Однако применение быстродействующих защит положительно влияет на надежность электроснабжения. Уменьшение времени отключения КЗ с нескольких секунд до значений, не превышающих 100 мс, позволяет снизить требования в части термической стойкости [4] и сократить длительность недопустимого изменения напряжения [5].

Одним из эффективных решений может быть применение логической защиты линии (ЛЗЛ), принцип работы которой основан на косвенном сравнении величин по концам защищаемого объекта с передачей разрешающих или блокирующих сигналов (РС и БС) [6]. ЛЗЛ может быть реализована на каждом участке между реклоузерами или автоматическими пунктами секционирования. По сравнению с дифференциальной защитой ЛЗЛ не требует аппаратного обновления УРЗА, а также предъявляет меньшие требования к каналам связи.

Предполагается, что для надежной работы ЛЗЛ требуется использования комбинированного подхода к передаче сигналов в отличие от традиционной передачи только РС или БС. Для формирования РС должны использоваться отдельные пусковые органы (ПО).

II. ЛОГИЧЕСКАЯ ЗАЩИТА ЛИНИИ

ЛЗЛ с двумя типами сигналов используется как защита от междуфазных КЗ. Алгоритм устройства ЛЗЛ, установленного со стороны питания, может быть описан следующей функционально-логической схемой (рис. 1).

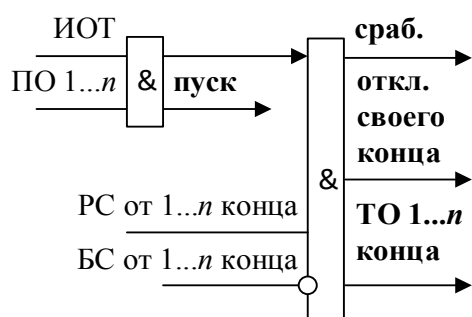


Рис. 1. Функционально-логическая схема функции ЛЗЛ в комплекте со стороны питания

По факту срабатывания измерительных органов тока (ИОТ) и собственных ПО формируется пуск защиты. Далее ожидается получение РС или БС с n -го количества концов объекта — от устройств РЗА в реклоузерах (Р), в распределительных пунктах (РП) или на

трансформаторных подстанциях (ТП). При получении РС со всех концов подается команда на отключение ЛЭП с конца, где установлено устройство, а также сигнал телеотключения (ТО) на другие концы ЛЭП.

А. Расчет параметров срабатывания измерительных органов тока

В качестве основных измерительных органов тока применяются ИОТ междуфазного контура (ИОТ МФ) и ИОТ обратной последовательности (ИОТ ОП). Первые выполняются аналогично МТЗ, однако, у них отличается набор расчетных условий.

В соответствие с [7], при расчете МТЗ линий рассматриваются следующие расчетные условия:

- отстройка от максимального расчетного тока ЛЭП;
- отстройка от тока самозапуска асинхронных двигателей;
- согласование по току с защитами смежных участков сети.

Данный набор расчетных условий справедлив при наличии выдержки времени, однако для ИОТ МФ он должен быть дополнен следующими расчетными условиями:

- отстройка от внешних КЗ при наличии подпитки от двигательной нагрузки;
- отстройка от броска тока намагничивания (БТН).

Отстройка от внешних КЗ необходима, если подпитка от двигательной нагрузки внутри защищаемой зоны приводит к срабатыванию ИОТ МФ. Отстройка от БТН требуется учитывать, если отсутствие технических решения по его подавлению.

Очевидно, что при невыполнении требований к чувствительности могут быть применены типовые технические решения по её увеличению, заключающиеся в применении пускового органа напряжения (ПОН) для отстройки от токов самозапуска и орган направления мощности (ОНМ) для отстройки от внешних КЗ.

Расчет ИОТ ОП должен проводиться по следующим расчетным условиям:

- отстройка от внешних КЗ;
- отстройка от обрыва фазного проводника;
- отстройка от тока небаланса в нагрузочном режиме.

Основным условием следует рассматривать первое, так как в большинстве случаев ток ОП максимален в режиме двухфазного КЗ в конце смежных участков. Однако если смежным элементом является короткая ЛЭП, которая обладает значительно меньшим сопротивлением, чем защищаемая, то вместо первого расчетного условия следует выполнить согласование с ИОТ ОП комплекта в конце участка.

В. Комбинированные пусковые органы

Для определения КЗ в защищаемой зоне со стороны питания используются ИОТ. Со стороны нагрузки определение КЗ с помощью ИОТ максимального типа не представляется возможным. В этом случае следует рассматривать применение дополнительных ПО для выявления трехфазных и двухфазных КЗ. Перспективным

является применение комбинированных ПО напряжения и тока, что позволяет повысить надежность ЛЗЛ.

Для выявления трехфазного КЗ могут быть применены ПО минимального напряжения и тока (ПО U_{\min} и I_{\min}) или ПО аварийной составляющей напряжения и тока (ПО $U_{\text{ав}}$ и $I_{\text{ав}}$). Применение ПО U_{\min} и I_{\min} в сетях с большим процентом двигательной нагрузки затруднено в виду относительно медленного затухания подпитки тока КЗ от двигательной нагрузки. Для АД различных серий [8] полное затухание тока при удаленном КЗ может происходить с длительностью более 100 мс. Это приводит к замедлению ЛЗЛ при внутренних КЗ.

В этом случае требуется использовать ПО $U_{\text{ав}}$ и $I_{\text{ав}}$. Аварийные составляющие позволяют выделить напряжения и токи, обусловленные возникающими повреждениями [9]. Соответственно, независимо от подпитки места КЗ двигательной нагрузкой будут возникать аварийные составляющие, достаточные для ПО.

Для выявления двухфазных КЗ должны применяться ПО тока и напряжения обратной последовательности (ПО U_2 и I_2). Логика работы ПО основана на наличии источника ОП и равенстве токов прямой и обратной последовательности в месте повреждения [10]. Для блокировки ПО при обрывах должны использоваться дополнительные блокировки по минимальному току (бл. $I <$) и максимальному линейному напряжению (бл. $U >$).

Описанные выше ПО срабатывают и при КЗ на смежных участках. Это не приводит к излишнему или ложному срабатыванию, так как несмотря на получение РС комплектом со стороны питания от одного из концов, итоговое решение об отключении зависит и от срабатывания собственных ИОТ комплекта. Полная функционально-логическая схема ПО РС представлена на рис. 2.

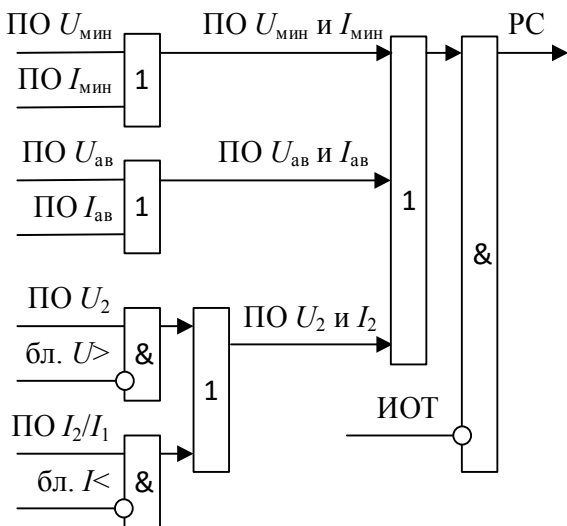


Рис. 2. Функционально-логическая схема ПО РС в составе функции ЛЗЛ в комплексе со стороны нагрузки

III. МОДЕЛИРОВАНИЕ РАБОТЫ ЛЗЛ

Для проверки достоверности предложенного решения были проведены опыты в программном комплексе PSCAD на схеме сети (рис. 4). Рассматривались трехфазные и двухфазные КЗ $K^{(3)}$ и $K^{(2)}$ в разных точках сети.

Исследовалось поведение ИОТ комплекта со стороны питания, поведение ИОТ и ПО РС комплекта со стороны нагрузки и общее срабатывание ЛЗЛ. Результаты моделирования работы ЛЗЛ представлены в табл. 1.

Таблица 1. РЕЗУЛЬТАТЫ МОДЕЛИРОВАНИЯ БЫСТРОДЕЙСТВИЯ ЛЗЛ

тип повр.	место повр.	ЛЗЛ 1	ЛЗЛ 2		Сраб. ЛЗЛ (мс)
		ИОТ (мс)	ИОТ (мс)	ПО РС (мс)	
$K^{(3)}$	1	6	нет	9	19
	2	8	нет	9	19
	3	8	9	8	нет
	4	нет	нет	9	нет
	5	13	нет	9	14*
$K^{(2)}$	1	8	нет	8	13
	2	9	нет	8	13
	3	9	9	8	нет
	4	нет	нет	8	нет
	5	13	нет	8	13*

Для точки 4 КЗ моделировалось в случае отсутствия комплекта ЛЗЛ в ТП Т2. Соответственно, в этом случае следует рассматривать возможность отстройки от КЗ за трансформатором, кроме случаев, когда ЛЗЛ на ТП подключена к каналам связи. В этом случае требуется также, как и на реклоузере Р2, реализовать комплект с ИОТ и ПО РС. При заведении РС и БС от ТП Т2 ЛЗЛ не срабатывает.

В ходе экспериментов была установлена эффективность распознавания КЗ с помощью разделенных ИОТ и ПО РС, что позволяет добиться необходимого быстродействия ЛЗЛ. Также может быть отмечено:

- ПО U_{\min} и I_{\min} и ПО $U_{\text{ав}}$ и $I_{\text{ав}}$ срабатывают и при двухфазных КЗ, что программно резервирует действие ПО U_2 и I_2 ;

- в свою очередь, ПО U_2 и I_2 при трехфазных КЗ ускоряет формирование РС ввиду возникающей в начальный момент КЗ несимметрии;

- время срабатывания ЛЗЛ в основном зависит от времени срабатывания ПО РС комплектов со стороны нагрузки, что связано с задержками в логике работы отдельных ПО и блокировок.

IV. ЗАКЛЮЧЕНИЕ

В распределительных сетях 6–10 кВ возможно применение ЛЗЛ с использованием комбинированных сигналов (блокирующих от ИО и разрешающих от ПО комплектов по концам защищаемого участка). По результатам проведенной работы можно сделать следующие выводы:

1. Применение одновременно и РС, и БС надежно блокирует ЛЗЛ в случае неисправности каналов связи или устройств по концам защищаемого объекта.

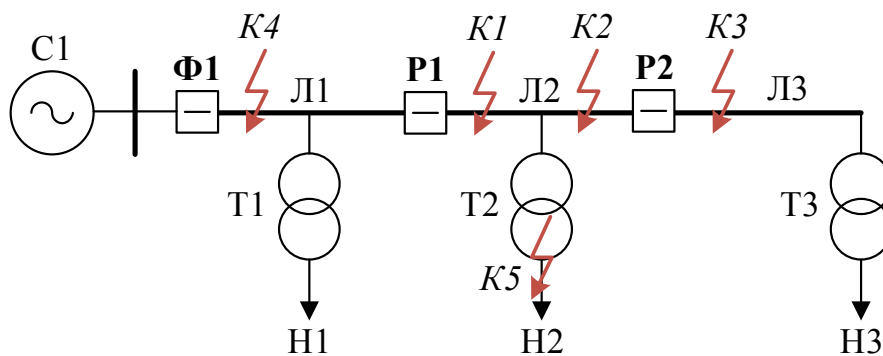


Рис. 3. Схема радиально-магистральной сети с указанием точек повреждений, использующихся в опыте

2. Комбинированные ПО для выявления трехфазных и двухфазных КЗ позволяют увеличить распознаваемость КЗ на защищаемом участке в составе ЛЗЛ.

3. Для ИОТ и ПО РС должны применяться дополнительные расчетные условия, учитывающие быстрдействие защиты по сравнению с МТЗ.

Применение ЛЗЛ позволяет добиться значительного снижения длительности протекания токов КЗ через первичное оборудование, провалов и прерываний напряжений, так как в этом случае поврежденный участок отключается со всех сторон с задержкой, зависящей только от логики работы ПО РС и передачи сигналов.

Предлагаемое решение с применением комбинированных сигналов РС и БС и комбинированных ПО позволяет надежно распознавать КЗ на защищаемом участке. Описанные технические решения учитывают возможные неисправности каналов связи, УРЗА и измерительных трансформаторов. ЛЗЛ рекомендуется к применению в высокоавтоматизированных сетях радиально-магистрального типа.

Список литературы

- [1] Кобец, Б. Б. Инновационное развитие электроэнергетики на базе концепции SMART GRID : монография / Б. Б. Кобец, И. О. Волкова. – Москва : ИАЦ Энергия, 2010. – 207 с.
- [2] Логинов, Е. Л. Развитие "интеллектуальных сетей" в электроэнергетике отраслей, регионов, городов России / Е. Л. Логинов // Управление мегаполисом. – 2011. – № 5. – С. 92-100.
- [3] Соловьев, А. Л. Релейная защита городских электрических сетей 6 и 10 кВ : Учебное пособие / А. Л. Соловьев, М. А. Шабад. – Санкт-Петербург : Политехника, 2012. – 175 с.
- [4] ГОСТ Р 52736-2007. Короткие замыкания в электроустановках. Методы расчета электродинамического и термического действия тока короткого замыкания.
- [5] Севостьянов, А. А. О влиянии провалов и прерываний напряжения на режимы функционирования промышленных систем электроснабжения / А. А. Севостьянов // Электроэнергия. Передача и распределение. – 2023. – № 6(81). – С. 50-56.
- [6] Шнеерсон, Э. М. Цифровая релейная защита / Э. М. Шнеерсон ; Э. М. Шнеерсон. – Москва : Энергоатомиздат, 2007. – 548 с.
- [7] СТО 56947007-29.120.70.305-2020. Методические указания для выбора параметров настройки и срабатывания МП устройств РЗА оборудования 6-35 кВ объектов ЕНЭС.
- [8] Жуков, В. В. Короткие замыкания в узлах комплексной нагрузки электрических систем / Под ред. А. Ф. Дьякова. – М.: Издательство МЭИ, 1994. – 224 с.
- [9] Кочетов, И. Д. Теоретические и прикладные аспекты выделения локальной составляющей наблюдаемого процесса / И. Д. Кочетов, Ю. Я. Лямец, Ф. А. Макашкин // Современные тенденции развития цифровых систем релейной защиты и автоматики : Материалы научно-технической конференции молодых специалистов в рамках

форума «РЕЛАВЭКСПО-2021», Чебоксары, 20–22 апреля 2021 года. – Чебоксары: Чувашский государственный университет имени И.Н. Ульянова, 2021. – С. 34-39.

- [10] Крючков, И. П. Электромагнитные переходные процессы в электро-энергетических системах: Учебное пособие для вузов / И. П. Крючков. — М.: Изд-во МЭИ, 2000. – 168 с.

ПОВЫШЕНИЕ ЭФФЕКТИВНОСТИ ФУНКЦИОНИРОВАНИЯ РЕЛЕЙНОЙ ЗАЩИТЫ В РАСПРЕДЕЛИТЕЛЬНЫХ СЕТЯХ С ПОМОЩЬЮ АВТОМАТИЧЕСКОГО СИНТЕЗА

Лачугин В.Ф., Мартынов М.Е
Национальный исследовательский университет «МЭИ»
Москва, Россия
e-mail: martynovmichail28ya@yandex.ru

Аннотация

Состояние вопроса: Анализ состояния вопроса выявил ключевые проблемы релейной защиты в сетях 6-10 кВ: недостаточную адаптивность максимальной токовой защиты, низкую селективность защит от замыканий на землю и ограниченную эффективность автоматики в условиях распределенных источников энергии.

Материалы и методы: Разработана методология автоматического синтеза алгоритмов РЗ на основе онтологического подхода и искусственного интеллекта. Описанная методология включает использование математического моделирования в MATLAB/Simulink и ПАК ЦДЭС для верификации алгоритмов.

Результаты: Проработан метод автоматического синтеза алгоритмов релейной защиты и способ его программной реализации.

Выводы: Методология позволяет повысить адаптивность и надежность релейной защиты. Перспективы работы связаны с интеграцией машинного обучения и разработкой цифровых двойников систем защиты.

Ключевые слова: релейная защита, городские распределительные сети, сельские распределительные сети, автоматический синтез алгоритмов.

IMPROVING THE EFFICIENCY OF RELAY PROTECTION IN DISTRIBUTION NETWORKS USING AUTOMATIC SYNTHESIS

Vladimir Lachugin., Mihail Martynov
National Research University «Moscow Power Engineering Institute»
Moscow, Russia
e-mail: martynovmichail28ya@yandex.ru

Abstract

Background: The analysis of the issue revealed the key problems of relay protection in 6-10 kV networks: insufficient adaptability of maximum current protection, low selectivity of earth fault protection and limited automation efficiency in conditions of distributed energy sources.

Materials and Methods: A methodology for the automatic synthesis of RE algorithms based on an ontological approach and artificial intelligence has been developed. The described methodology includes the use of mathematical modeling in MATLAB/Simulink and the DTSP complex for algorithm verification.

Results: A method of automatic synthesis of relay protection algorithms and a method of its software implementation have been developed.

Conclusions: The methodology makes it possible to increase the adaptability and reliability of relay protection. The prospects of the work are related to the integration of machine learning and the development of digital counterparts of security systems.

Key words: relay protection, urban distribution networks, rural distribution networks, automatic synthesis of algorithms.

1. ВВЕДЕНИЕ

Современные распределительные электрические сети 6-10 кВ характеризуются возрастающей сложностью конфигурации, ростом нагрузок и активным внедрением

распределенных источников энергии, что предъявляет повышенные требования к эффективности функционирования релейной защиты (РЗ). Актуальность проблемы обеспечения устойчивого функционирования систем РЗ обусловлена необходимостью минимизации

ущерба от аварийных ситуаций и сохранения качества электроснабжения потребителей. Особую значимость эти вопросы приобретают в условиях разнородности городских и сельских сетей. Для первых характерны высокая плотность нагрузки и сложная топология, для вторых — большие протяженности, влияние погодных факторов и ограниченность ресурсов.

Целью настоящего исследования является комплексный анализ современных проблем функционирования релейной защиты в распределительных сетях 6-10 кВ и разработка научно-обоснованных подходов к повышению ее эффективности. В задачи работы входит: критическая оценка традиционных методов РЗ, выявление ключевых недостатков существующих систем, обоснование перспективных направлений развития и разработка методологии автоматического синтеза адаптивных алгоритмов защиты.

II. АНАЛИЗ СУЩЕСТВУЮЩИХ ПРОБЛЕМ

При анализе современного состояния релейной защиты в распределительных сетях 6 – 10 кВ был выявлен ряд существенных ограничений традиционных подходов при проектировании и эксплуатации релейной защиты. Например, максимальная токовая защита (МТЗ), которая на данный момент остается основным видом защиты от коротких междуфазных замыканий, демонстрирует пониженную надежность при изменяющихся режимах работы сети. Ее эффективность существенно снижается при наличии двигательной нагрузки и в условиях нестабильных режимов [1]. Токовая отсечка (ТО), несмотря на её быстрое действие, обладает ограниченной зоной действия и не обеспечивает полного охвата защищаемой линии.

Наиболее сложной проблемой остается обеспечение селективности защит от замыканий на землю (ЗЗН) в сетях с изолированной и компенсированной нейтралью. Традиционные защиты, основанные на контроле тока нулевой последовательности, демонстрируют недостаточную эффективность при дуговых и перемежающихся замыканиях, а также при высоких переходных сопротивлениях [2]. Отсутствие универсальных алгоритмов идентификации вида повреждения приводит к ложным срабатываниям или отказам от действия.

Существующие системы автоматического повторного включения (АПВ) и автоматического ввода резерва (АВР) также требуют модернизации. Стандартные алгоритмы АПВ демонстрируют ограниченную эффективность на кабельно-воздушных линиях, в то время как традиционный АВР не всегда обеспечивает требуемое быстрое действие для сохранения устойчивой работы двигательной нагрузки [3].

На основе этого можно зафиксировать ключевыми недостатками современных систем РЗ:

- низкая адаптивность к изменяющимся режимам сети;
- ограниченные возможности координации в сложно конфигурированных сетях;
- недостаточная эффективность при работе с распределенной генерацией;

- отсутствие интегрированных систем диагностики и самоконтроля.

Перечисленные ограничения свидетельствуют о необходимости разработки новых подходов к построению систем релейной защиты, основанных на принципах цифровизации, интеллектуальности и адаптивности.

III. ПЕРСПЕКТИВНЫЕ НАПРАВЛЕНИЯ РАЗВИТИЯ РЕЛЕЙНОЙ ЗАЩИТЫ

Современные тенденции развития релейной защиты распределительных сетей 6-10 кВ характеризуются переходом к интеллектуальным адаптивным системам, способным функционировать в условиях динамически изменяющихся режимов работы. Ключевым направлением является цифровая трансформация устройств РЗ, основанная на внедрении микропроцессорных терминалов с расширенным функциональными возможностями. Современные устройства обеспечивают не только базовые функции защит, но и реализуют сложные алгоритмы анализа переходных процессов, самодиагностики и прогнозирования режимов [4].

Особое значение приобретает разработка адаптивных алгоритмов, автоматически корректирующих уставки в реальном времени в зависимости от текущей конфигурации сети, нагрузки и параметров короткого замыкания. Перспективным направлением является применение методов искусственного интеллекта (в частности нейронных сетей и машинного обучения) для идентификации видов повреждений и прогнозирования аварийных режимов [5]. Многопараметрический анализ, учитывающий высшие гармоники, активные и реактивные составляющие токов, позволяет повысить селективность защит от замыканий на землю в сетях с изолированной нейтралью [6].

Важным аспектом является интеграция устройств РЗ в единое информационное пространство цифровой подстанции в соответствии с требованием стандарта МЭК 61850. Это обеспечивает возможность обмена данными между устройствами в режиме реального времени, координацию действий защит и автоматики, а также удаленный мониторинг и управление [7].

Разработка методов автоматического синтеза алгоритмов РЗ на основе формальных моделей и онтологий представляет собой новое направление, позволяющее генерировать оптимальные наборы защит и логики их срабатывания для конкретных условий эксплуатации. Данный подход особенно актуален для сетей со сложной и быстро меняющейся конфигурацией, а также при увеличивающемся распространении распределенных источников энергии.

IV. МЕТОДОЛОГИЯ АВТОМАТИЧЕСКОГО СИНТЕЗА АЛГОРИТМОВ РЕЛЕЙНОЙ ЗАЩИТЫ

Разработка методологии автоматического синтеза алгоритмов релейной защиты представляет собой перспективное направление совершенствования систем защиты распределительных сетей 6-10 кВ. Основная концепция заключается в создании формализованного подхода к реализации оптимальной логики срабатывания защитных устройств на основе анализа параметров сети и требований к защите.

Формальное описание требований к защите является фундаментальным этапом этой методологии. Для этого предлагается использовать онтологический подход, позволяющий структурировать знания о различных типах повреждений, характеристиках защищаемого оборудования и требованиях к функционированию защит. Онтология включает следующие основные компоненты:

- классификация видов повреждений (междуфазные и замыкания на землю);
- характеристики защищаемого оборудования (трансформаторов, воздушных и кабельных линий, электродвигателей);
- ограничения по термической стойкости оборудования.

Процесс синтеза алгоритмов должен включать несколько последовательных этапов. На первом этапе необходимо осуществлять анализ топологии сети и параметров оборудования с формированием математической модели с учетом особенностей режимов и характеристик. Второй этап предполагает расчет режимов короткого замыкания для различных точек сети и видов повреждений. На третьем этапе производится генерация логики срабатывания на основе формальных правил, учитывающих взаимное расположение защитных устройств и требования к селективности.

Механизм логического вывода реализуется с использованием методов искусственного интеллекта, в частности, продукционной системы с базой правил, содержащей эвристики опытных разработчиков релейной защиты. Правила имеют вид: "ЕСЛИ <условие>, ТО <действие>", где условия описывают параметры сети и виды повреждений, а действия определяют логику срабатывания защит.

Верификация и валидация синтезированных алгоритмов должна осуществляться с помощью математического моделирования в специализированных программных комплексах типа MATLAB/Simulink, RastrWin или ПАК ЦДЭС. В них будет проводиться анализ правильности срабатывания защит для различных видов повреждений и режимов работы сети, оцениваться показатели селективности и быстродействия.

Практическая реализация методологии предполагает создание программного комплекса, интегрированного с системами проектирования и управления распределительными сетями. Комплекс должен обеспечивать:

- импорт данных о конфигурации сети из стандартных форматов (CIM, IEC 61850);
- автоматическую генерацию алгоритмов защиты для различных типов оборудования;
- экспорт настроек в форматы, совместимые с современными микропроцессорными терминалами;
- документирование и протоколирование процесса синтеза.

Предложенная методология автоматического синтеза алгоритмов релейной защиты представляет собой качественно новый подход к проектированию систем РЗ, позволяющий преодолевать существенные ограничения

традиционных методов. Разрабатываемая методология позволит существенно сократить время проектирования систем релейной защиты, повысить их качество и адаптивность к изменяющимся условиям работы сети. Комплексное использование методов искусственного интеллекта, формальной верификации и современного моделирования обеспечивает создание эффективных и надежных алгоритмов защиты для сложных распределительных сетей напряжением 6-10 кВ. Дальнейшее развитие метода связано с интеграцией машинного обучения для оптимизации алгоритмов на основе накопленных данных о реальных срабатываниях защит.

Разработанное решение автоматического синтеза алгоритмов релейной защиты (РЗА) сетей 6-10 кВ реализовано как интегрированная система на базе онтологического подхода и искусственного интеллекта, позволяющая генерировать адаптивные алгоритмы защиты с учетом изменяющихся режимов, включая распределенные источники энергии (ВИЭ). Система состоит из четырех ключевых модулей: онтологической базы знаний, генератора алгоритмов на основе нейронных сетей и генетических алгоритмов, верификатора на базе математического моделирования и экспортера конфигураций для реальных РЗА по IEC 61850.

V. ОНТОЛОГИЧЕСКАЯ БАЗА И ГЕНЕРАЦИЯ АЛГОРИТМОВ

Онтология формализует домен РЗА в Protégé: классы (линия, трансформатор, РЗА, КЗ), свойства (ток, напряжение, время выдержки, топология) и аксиомы (правила селективности, чувствительности по ГОСТ Р МЭК 60255). Для синтеза применяется гибридная нейросеть CNN-LSTM: вход — вектор признаков из однопериодного окна сигналов (RMS токов/напряжений, симметричные составляющие, ΔI , активная мощность), выход - вектор решений (пуск/отключение, ступень, тип КЗ: трехфазное/однофазное/земля). Генетический алгоритм (библиотека DEAP) оптимизирует архитектуру сети и уставки: fitness-функция минимизирует ложные срабатывания (вес $FN=10 \times FP$) при селективности $>98\%$ и времени реакции менее 0.1 с. Пример: для фидера 10 кВ с 20% ВИЭ синтезируется МТЗ с адаптивными ступенями $I1=1.2 \ln(t1=0.5c)$, $I2=5 \ln(t2=0.3c)$, корректируемыми на нагрузку ($Iset=Ibase \cdot kDER$, где $kDER \in [0.8; 1.2]$). $mdpi+2$ [8]

Синтезированные алгоритмы проверяются в MATLAB/Simulink (модель сети 6-10 кВ с SimPowerSystems: 5 ветвей, DER 1-5 МВт, переходные сопротивления до 50 Ом). Генерируется датасет 10^5 сценариев (нормальные режимы, КЗ, качания, шум ТТ), разметка — по эталонной координации из RastrWin. Тестирование в ЦДЭС (имитирует реальные IED: 100 сценариев подтверждают надежность 99.5%, превосходство над фиксированными уставками на 25% (селективность ОЗЗ выросла с 85% до 100% за счет алгоритма Ватта с NN-коррекцией направления). Постпроцессор обеспечивает безопасность: trip только при $p > 0.95$ на 5 отсчетов, fallback [9] на пороговую логику при деградации модели.

Таблица I. СРАВНЕНИЕ И РЕЗУЛЬТАТЫ РЕАЛИЗАЦИИ

Характеристика	Традиционные РЗА	Автоматический синтез (NN+GA)
Адаптивность уставок	Фиксированные	Динамическая ($\pm 30\%$ по DER)
Селективность КЗ/ОЗЗ	85-92%	98-100%
Время синтеза	>10 ч (ручное)	5-15 мин
Быстродействие	0.1-0.5 с	<0.05 с (CNN inference)
Интеграция IEC 61850	Частичная	Полная (GOOSE/SV/MMS)

ПО на Python (OWLready2 для онтологии, TensorFlow Lite для NN) экспортирует алгоритмы как XML/CID для микроконтроллеров. В пилотной сети 10 кВ (МЭИ тестовая площадка) время отключения КЗ сократилось на 40%, ложные — на 90%. Перспективы: интеграция Deep RL для онлайн-адаптации и цифровых двойников [10].

Список литературы

- [1] Федосеев А.М. Релейная защита электроэнергетических систем. - М.: Энергоатомиздат, 1992.
- [2] Шабад М.А. Расчеты релейной защиты и автоматики распределительных сетей. - СПб.: Политехника, 2007.
- [3] Соловьев А.Л. Релейная защита городских электрических сетей 6 и 10 кВ. - СПб.: Политехника, 2007.
- [4] Шнесрсон Э.М. Цифровая релейная защита. - М.: Энергоатомиздат, 2007.
- [5] Илюшин, П. В. Автоматика управления нормальными и аварийными режимами энергорайонов с распределенной генерацией : / П. В. Илюшин, А. Л. Куликов. – Нижний Новгород : Нижегородский институт управления - филиал федерального государственного бюджетного образовательного учреждения высшего образования "Российская академия народного хозяйства и государственной службы при Президенте Российской Федерации", 2019. – 364 с.
- [6] Принципы построения интеллектуальной релейной защиты электрических сетей / В. Ф. Лачугин, Д. И. Панфилов, А. Л. Куликов [и др.] // Известия Российской академии наук. Энергетика. – 2015. – № 4. – С. 28-37.
- [7] IEEE Std C37.238-2017. Standard for Common Format for Transient Data Exchange
- [8] Наракидзе Н. Д. Разработка и апробация алгоритмического и математического обеспечения информационной системы диагностики цифровых подстанций на базе тензорной методологии и технологий NATIONAL INSTRUMENTS //Современные наукоемкие технологии. – 2020. – №. 8. – с. 57-63.
- [9] Bakkar M. et al. Overcurrent protection based on ANNs for smart distribution networks with grid-connected VSI //IET Generation, Transmission & Distribution. – 2021. – Т. 15. – №. 7. – С. 1159-1174.
- [10] Петросов Д. А. Адаптивный структурно-параметрический синтез больших дискретных систем с заданным поведением с использованием искусственных нейронных сетей класса RAAM //НАУКОЕМКИЕ ТЕХНОЛОГИИ И ИНТЕЛЛЕКТУАЛЬНЫЕ. – 2017. – С. 69.

ПРИМЕНЕНИЕ ПРОГРАММНОГО КОМПЛЕКСА PSCAD ДЛЯ МОДЕЛИРОВАНИЯ ТЯГОВОЙ СЕТИ ПЕРЕМЕННОГО ТОКА

Леваков Д.А.¹, Куликов А.Л.², Осокин В.Л.¹

¹Нижегородский государственный инженерно-экономический университет

²Нижегородский государственный технический университет им Р.Е. Алексеева

¹Княгинино, ²Нижний Новгород, Россия

e-mail: dmitriy.levakov@mail.ru; inventor61@mail.ru; osokinvl@mail.ru

Аннотация

Состояние вопроса: Известны способы формирования детализированных математических моделей тяговой сети, отличающихся высокой степенью адекватности. С точки зрения уменьшения погрешности при определении расстояния до места короткого замыкания (КЗ) в контактной сети, использование таких моделей является наиболее целесообразным при реализации алгоритмов дистанционного определения мест повреждений (ОМП) тяговой сети. В статье приведен обзор современного подхода к составлению детализированной модели тяговой сети переменного тока, предложен способ моделирования системы тягового электроснабжения (СТЭ) с использованием программного комплекса (ПК) *PSCAD*.

Материалы и методы: Для составления компьютерной модели тяговой сети и проведения имитационных экспериментов использован ПК *PSCAD*; для верификации модели использован алгоритм расчета параметров установившегося режима, основанный на реализации метода узловых потенциалов и метода Зейделя.

Результаты: Разработана модель СТЭ, содержащая стандартные компоненты основной библиотеки ПК *PSCAD*.

Выводы: По результатам имитационных экспериментов сделаны выводы о возможности применения ПК *PSCAD* для моделирования тяговой сети, а также о необходимости усовершенствования модели.

Ключевые слова: определение мест повреждений, тяговая сеть, имитационное моделирование, программный комплекс *PSCAD*.

APPLICATION OF THE PSCAD SOFTWARE PACKAGE FOR AN AC TRACTION NETWORK MODELING

Dmitriy Levakov¹, Aleksandr Kulikov², Vladimir Osokin¹

¹Nizhny Novgorod State University of Engineering and Economics

²Nizhny Novgorod State Technical University n.a. R.E. Alexeev

¹Knyaginino, Nizhny Novgorod, Russia

e-mail: dmitriy.levakov@mail.ru; inventor61@mail.ru; osokinvl@mail.ru

Abstract

Background: Methods for development of detailed mathematical models of traction network characterized by a high degree of accuracy are known. From the point of view of reducing errors in determining the distance to a short circuit fault in the catenary network, the use of such models is most appropriate when implementing algorithms for remote fault locating in traction network. The article provides an overview of a modern approach to development a detailed model of an AC traction network and proposes a method for modelling a traction power supply system using the PSCAD software package.

Materials and Methods: The PSCAD software package was used to develop a computer model of the traction network and perform simulations; a steady-state parameters calculation algorithm based on the implementation of the nodal potentials method and the Seidel method was implemented to verify the model.

Results: A traction power supply system model containing standard components of the master library of the PSCAD has been developed.

Conclusions: Based on the results of simulation experiments, conclusions were drawn about the possibility of using the PSCAD for the traction network modeling, as well as need to improve the model.

Key words: fault locating, traction network, simulation modeling, PSCAD software package.

1. ВВЕДЕНИЕ

В настоящее время наиболее приоритетным требованием, предъявляемым к средствам дистанционного ОМП контактной сети, является минимальная величина ошибки при оценке удаленности места КЗ, максимальное приемлемое значение которой составляет около 250 м. Поскольку для выполнения этого требования при реализации алгоритмов ОМП, основанных на анализе измеренных значений параметров аварийного режима (ПАР), необходимо использование математической модели исследуемой сети, к числу наиболее актуальных направлений совершенствования подходов к решению задачи ОМП относится разработка адекватных моделей СТЭ.

Как известно, в наибольшей степени требованию адекватности удовлетворяют детализированные модели тяговой сети. Современный подход к составлению схем замещения СТЭ основан на точном воспроизведении структуры сети, учете индуктивной связи между контурами «проводник – земля», утечки тока из рельсовой сети через шпалы и балластный слой, а также большого числа других факторов, влияющих на параметры нормальных и аварийных режимов. Реализация этого подхода позволяет приблизить расчетные значения ПАР, получаемые по результатам вычислительных экспериментов, к реальным значениям этих параметров. В контексте проблемы ОМП контактной сети это означает уменьшение погрешности задачи, в связи с чем использование детализированных моделей является наиболее целесообразным решением, с точки зрения повышения точности ОМП.

Вместе с тем, повышение степени детализации схемы замещения приводит к значительному усложнению модели и, как следствие, затрудняет проведение вычислительных экспериментов. Такие эксперименты сводятся к решению задачи расчета параметров режима в нелинейной электрической цепи с разветвленной топологией, что обуславливает актуальность проблемы использования современной вычислительной техники в совокупности со специализированными программными комплексами для моделирования электроэнергетических систем. Поскольку СТЭ имеют существенные отличия от трехфазных систем электроснабжения стационарных потребителей в части своего устройства и условий функционирования, для их моделирования требуется реализация методик, отличных от применяемых при моделировании электрических сетей общего назначения. В статье проанализирована возможность применения программного комплекса *PSCAD* в целях моделирования СТЭ, предложен способ моделирования тяговой сети переменного тока с использованием стандартных компонентов воздушных ЛЭП и произведена оценка адекватности разработанной модели путем сравнения результатов имитационных экспериментов в среде *PSCAD* с результатами расчетов параметров установившегося режима КЗ, выполненных с использованием методики, описанной в работе [1].

II. АНАЛИЗ ПОДХОДОВ К МОДЕЛИРОВАНИЮ ТЯГОВОЙ СЕТИ ПЕРЕМЕННОГО ТОКА

Согласно выводам, предложенным в работах [1–3], среди известных подходов к составлению схем

замещения СТЭ наиболее перспективным является способ моделирования, в основу которого положены следующие принципы:

1. детализированное представление тяговой сети как совокупности контуров «проводник – земля» и минимальное применение эквивалентирования многопроводных элементов тяговой сети, таких как контактная сеть и рельсы;
2. учет зависимости сопротивлений рельсов от тока, а также учет шунтирующего влияния балласта и грунта, обуславливающих различие токораспределения в рельсах и земле в различных точках сети;
3. разделение моделируемого участка тяговой сети на ряд условно однородных сегментов, как показано на рис. 1, и введение допущения о равенстве параметров сети во всех точках каждого из выделенных сегментов.

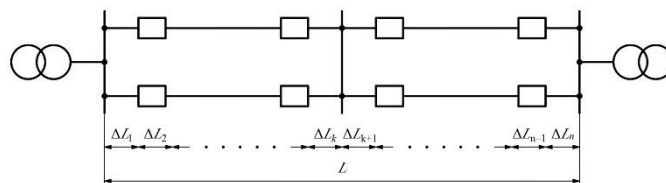


Рис. 1. Принципиальная схема тяговой сети двухпутного участка, условно разделенного на n сегментов длиной ΔL

Применение подхода к моделированию СТЭ, подробно изложенного в работах [1–3], позволяет точно учесть специфику устройства тяговой сети, заключающуюся в:

1. разнотипности проводов и тросов контактной сети;
2. различии габаритов тяговой сети вдоль трассы пути;
3. сложности топологии рельсовой сети и наличии проводимости между рельсами и землей;
4. прерывистом характере подвеса тросов группового заземления опор;
5. наличии питающих линий, посредством которых выполняется подключение контактной сети к распределительным устройствам тяговых подстанций;
6. присутствии электроподвижного состава в различных точках тяговой сети и т.д.

Главным преимуществом является значительное повышение степени адекватности получаемых математических моделей по сравнению с моделями, разработанными с использованием упрощенных методик. Целесообразность применения детализированных моделей вызвана тем, что при исследовании влияния различных факторов на параметры режима и реализации дистанционных методов ОМП по ПАР наиболее приоритетным требованием к модели исследуемой сети является ее адекватность, что означает необходимость точного отражения наиболее существенных свойств исследуемой системы [4]. Поскольку упрощенные модели тяговой сети, составление которых требует принятия большого числа допущений, не обладают достаточной адекватностью, их использование препятствует правильному решению практических и теоретических задач и представляет собой наиболее существенный фактор, обуславливающий невозможность решения

задачи дистанционного ОМП с приемлемой погрешностью.

Результатом реализации современных подходов к моделированию, является детализированная схема замещения, разделенная на заданное количество условно однородных участков, фрагмент которой представлен на рис. 2.

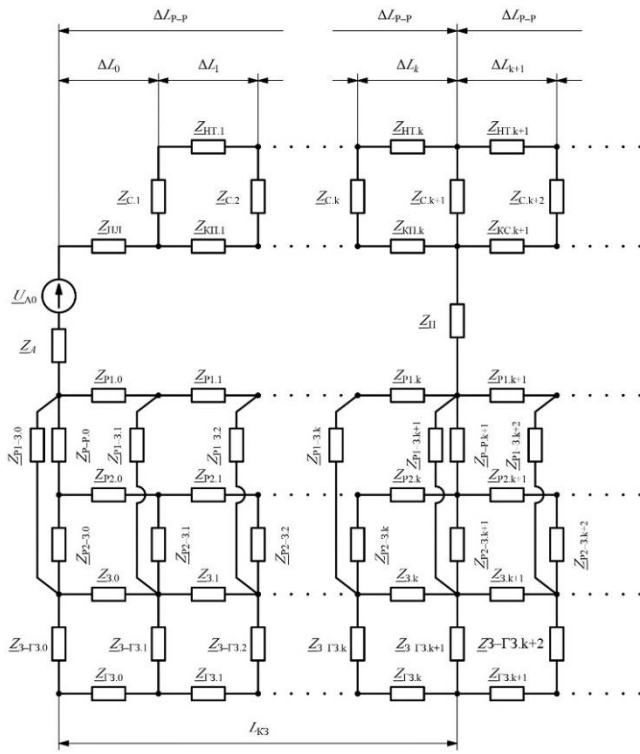


Рис. 2. Фрагмент детализированной схемы замещения тяговой сети: Z_{HT} , $Z_{КП}$, Z_P , Z_3 , $Z_{Г3}$ – сопротивления несущего троса, контактного провода, рельса, верхнего и нижнего слоев земли; Z_C , Z_{P-P} , Z_{P-3} , $Z_3-Г3$ – сопротивления струн, междурельсовых соединителей, балласта и переходное сопротивление между слоями земли; Z_{II} – переходное сопротивление в месте КЗ; U_{A0} , Z_A – напряжение холостого хода и сопротивление ТП

III. МОДЕЛИРОВАНИЕ ТЯГОВОЙ СЕТИ В СРЕДЕ PSCAD

Из рисунков 1 и 2 видно, что детализированные модели тяговой сети, составленные на основе вышеперечисленных принципов, характеризуются сложностью топологии, большим числом узлов и ветвей, а также наличием сопротивлений взаимной индукции между ветвями схемы. Определение параметров в сложной нелинейной цепи по методике, предложенной в [1], требует выполнения большого количества итераций. В связи с этим, минимизация остаточной погрешности используемого численного метода решения сопряжена с значительным снижением экономичности математической модели. Кроме того, рассматриваемый способ расчета позволяет определять только действующие значения напряжений и токов установившихся режимов на заданной частоте, что обуславливает невозможность его использования при решении ряда задач, к числу которых относится исследование переходных процессов и работы электрических машин в условиях КЗ в контактной сети.

Наличие этих проблем обуславливает целесообразность моделирования тяговой сети с

использованием ПК PSCAD и модуля EMTDC, используемого для решения дифференциальных уравнений во временной области для электромагнитных и электромеханических систем, которые в настоящее время широко применяются для проведения имитационных экспериментов с использованием моделей электроэнергетических систем [5].

Поскольку основная библиотека ПК PSCAD не содержит стандартных компонентов тяговой сети, для ее моделирования в рамках данного исследования был использован компонент воздушной ЛЭП, определение которого представлено на рис. 2,б.

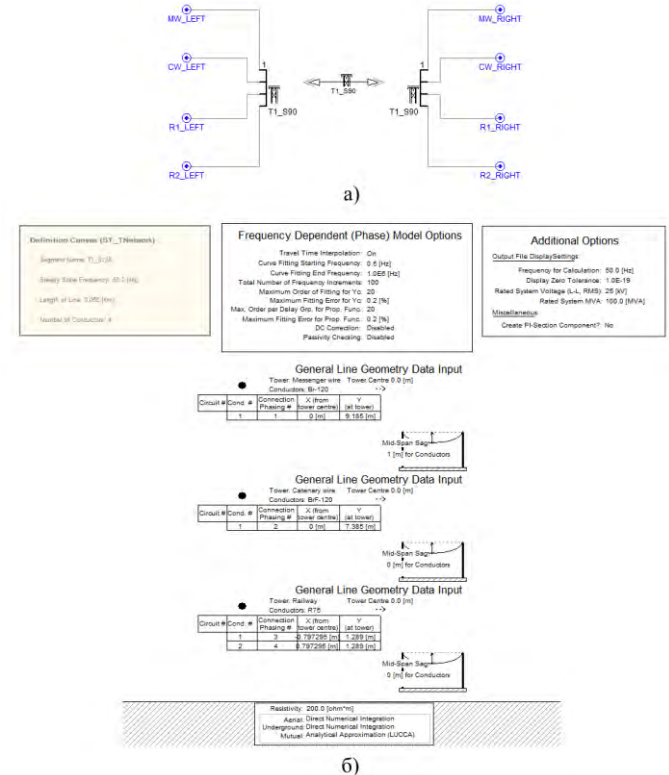


Рис. 3. Конфигурация и интерфейс (а), определение (б) компонента воздушной ЛЭП при моделировании тяговой сети

В данном случае тяговая сеть однопутного участка, схема замещения сегмента которой приведена на рис. 2, представлена фазовой частотно-зависимой моделью четырехпроводной воздушной ЛЭП. Выбор частотно-зависимой модели с распределенными параметрами обусловлен возможностью более подробного представления системы в частотном диапазоне и осуществления решения с большей точностью по сравнению с моделью Бержерона [5]. Помимо заданного числа описанных выше сегментов тяговой сети, предлагаемая модель СТЭ включает следующие компоненты:

1. тяговые подстанции, представленные источниками ЭДС, активно-индуктивными сопротивлениями системы внешнего электроснабжения и выключателями;
2. питающие линии и подъездные пути тяговых подстанций, представленные соответственно одно- и двухпроводными ЛЭП;
3. поперечные соединения между несущим тросом и контактным проводом, соответствующие эквивалентным

сопротивлениям струн, а также стальным междурельсовым соединителям, представленным компонентом ветви с переменным комплексным сопротивлением и пользовательскими компонентами, реализующими алгоритм расчета сопротивлений в зависимости от величины тока.

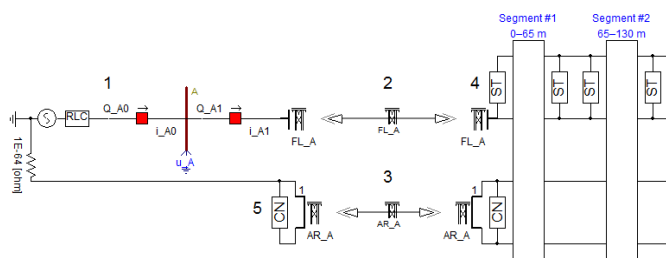


Рис. 4. Фрагмент разработанной модели СТЭ:

1 – ТП, 2 – питающая линия, 3 – подъездной путь, 4 – эквивалентные сопротивления струн, 5 – междурельсовые соединители

IV. РЕЗУЛЬТАТЫ ИМИТАЦИОННЫХ ЭКСПЕРИМЕНТОВ С ИСПОЛЬЗОВАНИЕМ РАЗРАБОТАННОЙ МОДЕЛИ ТЯГОВОЙ СЕТИ

Оценка адекватности разработанной модели СТЭ производилась путем сравнения значений параметров установившегося режима КЗ, определенных двумя способами:

1. при имитационном моделировании в ПК *PSCAD*;
2. при проведении вычислительного эксперимента с использованием математического аппарата, описанного в [1].

В обоих случаях производилось моделирование тяговой сети однопутного участка длиной 13 км. Тяговая сеть в рассматриваемой зоне имеет двухстороннее питание от смежных ТП с напряжениями холостого хода $27,5e^{0^\circ}$ кВ и $27,0e^{5^\circ}$ кВ и сопротивлениями $4,0e^{75^\circ}$ Ом и $4,5e^{80^\circ}$ Ом. Тяговая сеть представлена контактной сетью КС-200 и рельсами Р75, питающие линии длиной 100 м и 200 м выполнены проводами АС-120/19, подъездные пути длиной 250 м и 300 м выполнены рельсами Р65. При расчете ПАР методом Зейделя итерационный процесс завершался при погрешности напряжений узлов менее 0,001 В и небалансе токов в узлах менее 1 А. Значения параметров режима, определенные при металлическом КЗ в 3900 м от места измерения ПАР, приведены в таблице 1.

Таблица 1. РЕЗУЛЬТАТЫ ИМИТАЦИОННЫХ ЭКСПЕРИМЕНТОВ

Параметры	Имитационное моделирование в ПК <i>PSCAD</i>	Расчет по методу Зейделя
Ток фидера ТП А, кА, °	$4,717e^{-j73,849}$	$4,63e^{-j71,607}$
Напряжение ТП А, кВ, °	$9,065e^{-j1,628}$	$9,068e^{-j6,944}$
Ток в месте КЗ, кА, °	$7,824e^{-j72,966}$	$7,64e^{-j69,469}$
Сопротивление петли КЗ, Ом, °	$1,922e^{j72,221}$	$1,961e^{j64,671}$
Активное сопротивление петли КЗ, Ом	0,587	0,839
Реактивное сопротивление петли КЗ, Ом	1,83	1,772

Различия между значениями параметров объясняются невозможностью задания зависимости относительной магнитной проницаемости рельсов от тока при

реализации описанного подхода к моделированию, а также остаточной погрешностью метода Зейделя.

V. Выводы

На основании анализа результатов имитационных экспериментов и их сопоставления с результатами расчета ПАР с использованием вычислительного алгоритма, приведенного в работе [1], могут быть сделаны следующие выводы:

1. применение ПК *PSCAD* в целях моделирования тяговой сети является целесообразным, с точки зрения уменьшения остаточной погрешности расчета и трудоемкости имитационных экспериментов;
2. использование стандартных компонентов воздушных ЛЭП позволяет приближенно учесть свойства тяговой сети переменного тока;
3. для применения разработанной модели в целях решения задач ОМП требуется повышение степени ее адекватности в части учета нелинейности параметров рельсов;
4. практическая значимость данного исследования заключается в подтверждении возможности реализации современного подхода к моделированию СТЭ с использованием ПК *PSCAD*.

Список литературы

- [1] Куликов, А.Л. Повышение точности расчетов при определении мест повреждений контактной сети железнодорожного транспорта. / А.Л. Куликов, В.Л. Осокин, Д.А. Леваков // Электроэнергетика глазами молодежи – 2024. Материалы XIV международной научно-технической конференции. В 2-х томах. Ставрополь, 2024. С. 243–246.
- [2] Куликов, А.Л. Моделирование контактной сети железнодорожного транспорта для определения мест повреждений / А.Л. Куликов, Д.А. Леваков // Электричество. 2024. №3. С. 45–58.
- [3] Крюков, А.В., Закарюкин, В.П., Черепанов, А.В., Крюков, А.Е., Середкин, Д.А., Фесак, И.А. Моделирование трехфазных систем тягового электроснабжения железных дорог переменного тока. Екатеринбург: УрГУПС, 2023. – 171 с.
- [4] Моделирование режимов работы электроэнергетических систем: учебное пособие / И.А. Муратаев [и др.] – Казань: Казан. гос. энерг. ун-т, 2019. – 94 с.
- [5] Куликов А.Л., Лоскутов А.А. Моделирование электроэнергетических систем и алгоритмов РЗ и А в программном комплексе *PSCAD*: учеб. пособие / А.Л. Куликов, А.А. Лоскутов; Нижегород. гос. техн. ун-т им. Р.Е. Алексеева. – Нижний Новгород, 2021. – 479 с.

ИССЛЕДОВАНИЕ РАСПОЗНАВАНИЯ РЕЖИМОВ ПРОДОЛЬНО-ПОПЕРЕЧНОЙ НЕСИММЕТРИИ

Малиночка С.А.

ФГБОУ ВО «Южно-российский государственный политехнический университет имени М.И. Платова»
Новочеркасск, Россия
e-mail: sofya.malinochka@mail.ru

Аннотация

Состояние вопроса: В распределительных сетях напряжением 6–110 кВ встречаются режимы продольно-поперечной несимметрии (ППН), обусловленные разрывом фазных проводов воздушных линий (ВЛ) и одновременным коротким замыканием (КЗ) в сети с эффективно заземленной нейтралью либо замыканием на землю в сети с изолированной или в сети с компенсацией емкостных токов. Возникновение режимов ППН и их длительное существование приводит к потерям энергии в распределительных сетях, а также может вызвать повреждения силовых трансформаторов и электроприемников, чувствительных к несимметрии напряжения (электродвигателей). При этом чувствительность существующих защит к данному режиму не всегда обеспечивается.

Материалы и методы: Метод контурных токов, матричный метод нахождения токов.

Результаты: Была разработана математическая модель участка электрической сети. Данная модель позволяет производить расчёт нормальных и аварийных режимов работы сети с учетом наличия продольно-поперечной несимметрии. Так же имеется возможность автоматически варьировать параметры элементов схемы и формировать области существования режимов работы различных пространствах информационных признаков. Моделирование проводилось в среде Mathcad.

Выводы: Был изучен подход к расчёту режима ППН, построена математическая модель участка электрической сети с возможностью расчёта рассматриваемого режима и определены области существования нормальных режимов и режимов продольно-поперечной несимметрии. Сделан вывод о возможности распознавания данного режима со стороны ответвительной подстанции.

Ключевые слова: продольно-поперечная несимметрия, математическая модель, области существования режимов.

STUDY OF RECOGNITION OF LONGITUDINAL-TRANSVERSE ASYMMETRY MODES

Sofiya Malinochka

South Russian State Polytechnic University
Novocherkassk, Russia
e-mail: sofya.malinochka@mail.ru

Abstract

Background: In distribution networks with voltages of 6–110 kV, longitudinal-transverse asymmetry (LTA) modes are observed, caused by phase conductor breaks in overhead lines (OL) and simultaneous short circuits (SC) in a network with an effectively grounded neutral, or ground faults in networks with an isolated neutral or with compensation of capacitive currents. The occurrence of LTA modes and their prolonged existence lead to energy losses in distribution networks, and can also cause damage to power transformers and electrical receivers sensitive to voltage asymmetry (electric motors). At the same time, the sensitivity of existing protections to this mode is not always ensured.

Materials and methods: Method of loop currents, matrix method for finding currents.

Results: A mathematical model of an electrical network section has been developed. This model allows for the calculation of normal and emergency operating modes of the network, taking into account the presence of longitudinal-transverse asymmetry. It also provides the ability to automatically vary the parameters of circuit elements and to form the regions of existence of operating modes in various feature spaces. The modeling was carried out in the Mathcad environment.

Conclusions: The approach to calculating the PPN mode was studied, a mathematical model of the power grid section capable of calculating the considered mode was developed, and the areas of existence of normal modes and modes of longitudinal-transverse asymmetry were determined. A conclusion was made about the possibility of recognizing this mode from the branch substation.

Key words: longitudinal-transverse asymmetry, mathematical model, domains of mode existence.

I. ВВЕДЕНИЕ

Одним из видов сложного повреждения в электроэнергетической сети является продольно-поперечная несимметрия (ППН), возникновение которой обусловлено разрывом фазных проводов воздушных линий и одновременным коротким замыканием. Возникновение ППН и её длительное существование может привести к повреждению высоковольтного оборудования [5]. На данный момент в распределительных электрических сетях 6-110 кВ отсутствует специальная защита от данных видов повреждения.

II. МАТЕМАТИЧЕСКАЯ МОДЕЛЬ

Была построена математическую модель участка электрической сети (рис.1), чтобы выявить различия между режимом продольно-поперечной несимметрии и нормальным режимом, изучить сложности его выявления, а также в дальнейшем произвести анализ возможности распознавания данного режима. В данной работе будет рассмотрен такой вид повреждения как однофазное короткое замыкание с разрывом фазы. Исходная схема содержит источники энергии G1, G2, линии электропередачи W1-W5, двухобмоточные трансформаторы T1 и T2, потребляемые мощности S1-S4.

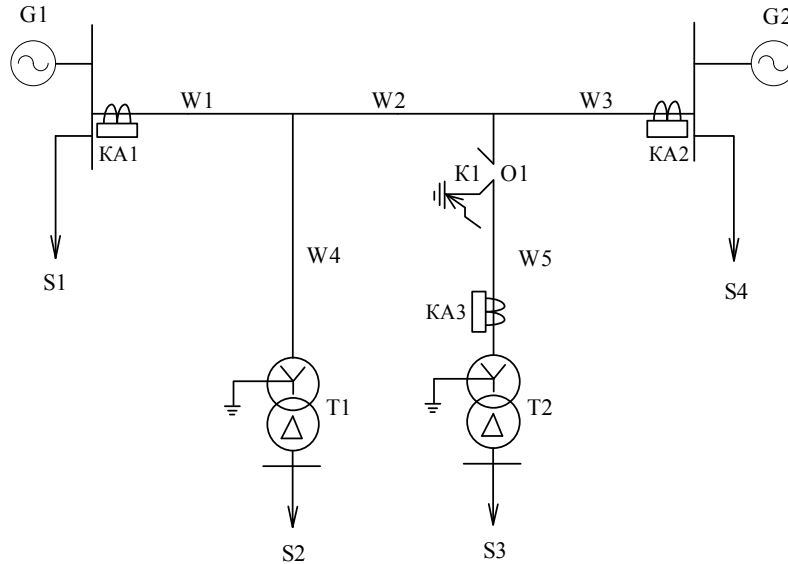


Рис. 1. Исходная схема участка сети 110 кВ

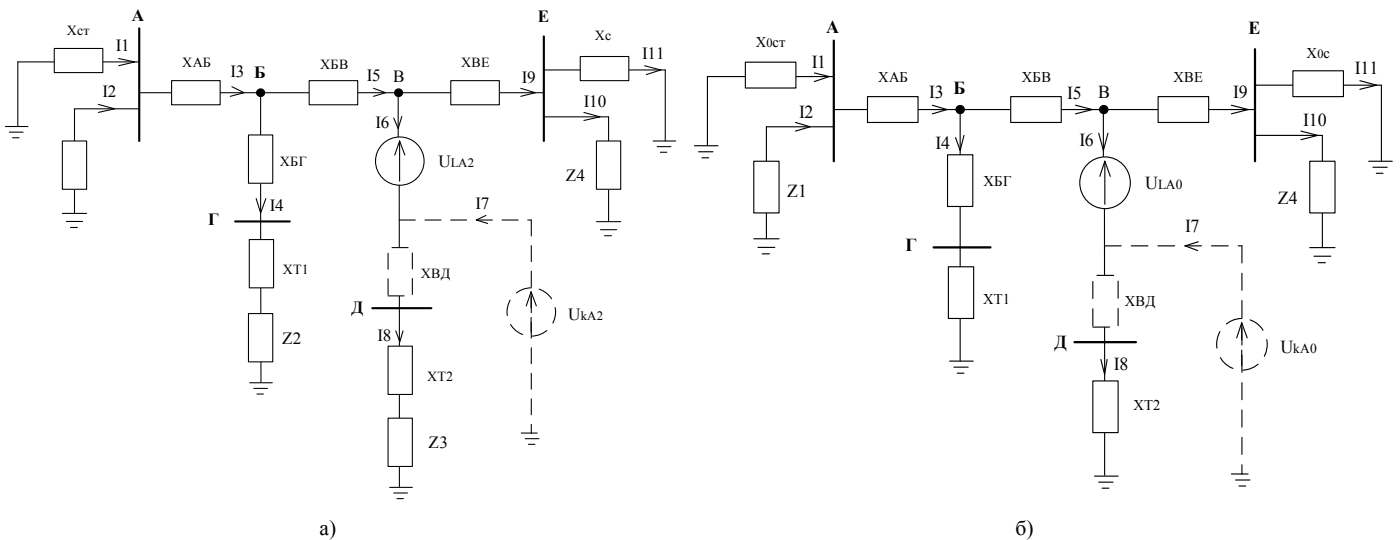


Рис. 2. Схема замещения а) обратной б) нулевой последовательностей

На рис.2 представлены схемы замещения обратной а) и нулевой б) последовательностей, составленные по методике использованной в [2,3,4].

Граничные условия, вытекающие из данного вида повреждения, будут следующие [1]:

а) Для короткого замыкания:

$$I_{kA1} = I_{kA2} = I_{kA0} \quad (1)$$

$$U_{kA1} + U_{kA2} + U_{kA0} = 0 \quad (2)$$

б) Для обрыва:

$$\Delta U_{LA1} = \Delta U_{LA2} = \Delta U_{LA0} \quad (3)$$

$$I_{LA1} + I_{LA2} + I_{LA0} = 0 \quad (4)$$

Токи прямой последовательности были найдены благодаря составлению дополнительно вводимой схемы замещения. Сопротивления такой схемы, представленные в комплексной схеме замещения (Рис.3), определяются следующим образом:

$$X_K = X_{K2} + X_{K0} - \frac{(X_{KL2} - X_{KL0})^2}{X_{L2} + X_{L0}} \quad (5)$$

$$X_L = \frac{X_{L2} \cdot X_{L0}}{X_{L2} + X_{L0}} \quad (6)$$

$$X_{KL} = -\frac{X_{KL2} \cdot X_{L0} + X_{KL0} \cdot X_{L2}}{X_{L2} + X_{L0}} \quad (7)$$

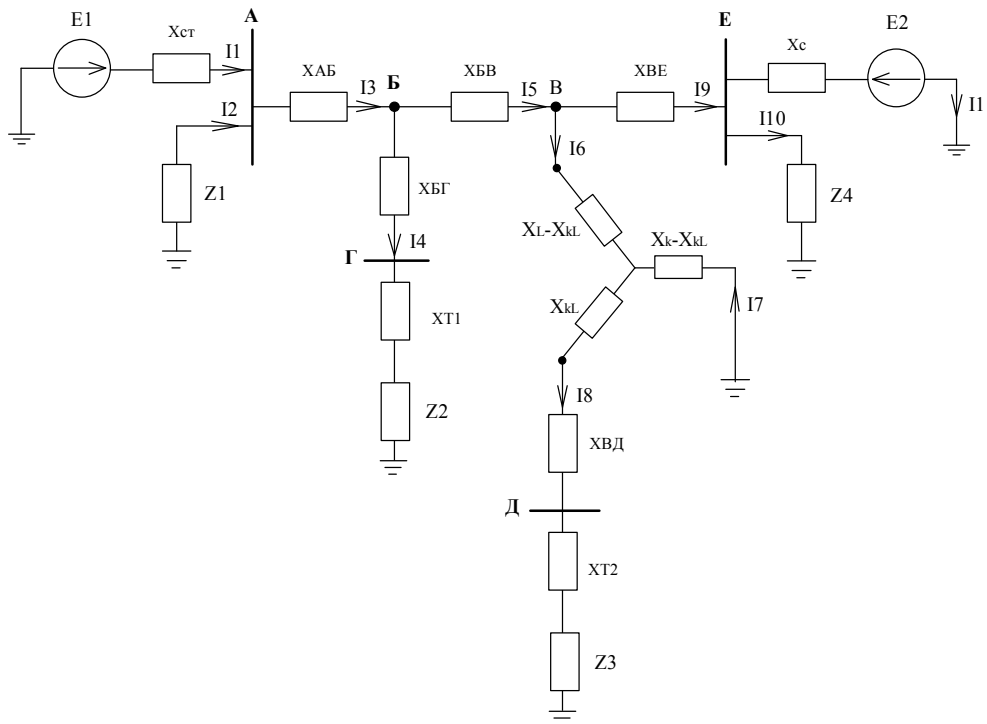


Рис. 3. Комплексная схема замещения ППН

Воспользовавшись I и II законами Кирхгофа, были найдены токи прямой последовательности по всем ветвям схемы и напряжения в узлах места повреждения. Используя матричный метод нахождения токов, находим распределение токов прямой последовательности.

Аналогично находится распределение токов и напряжение в узлах сети для обратной и нулевой последовательностей, за исключением того, что вместо сопротивлений дополнительно вводимой схемы в место повреждения включается источник напряжения соответствующей последовательности.

III. ПОСТРОЕНИЕ ОБЛАСТЕЙ ИССЛЕДУЕМЫХ РЕЖИМОВ

В программном комплексе MathCad была разработана программа, позволяющая выполнять расчет всех требуемых режимов в рассматриваемой сети.

Расчёт необходимо начать с нахождения сопротивлений соответствующей последовательности относительно точки КЗ при полном разрыве фазы X_{K2} и X_{K0} ($I_{LA2}=0$ и $I_{LA0}=0$), относительно места разрыва при отсутствии КЗ X_{L2} и X_{L0} ($I_{KA2}=0$ и $I_{KA0}=0$), а также взаимные сопротивления между точкой КЗ и местом разрыва X_{KL2} и X_{KL0} . Благодаря этим сопротивлениям, получены сопротивления в месте разрыва и составлена комплексную схему замещения.

Аналогично находится распределение токов и напряжение в узлах сети для обратной и нулевой последовательностей, за исключением того, что вместо сопротивлений дополнительно вводимой схемы в место повреждения включается источник напряжения соответствующей последовательности.

Был задан диапазон данных для E2 63..69 кВ, $\varphi -3^\circ..3^\circ$; S3 1..10 МВА, $\cos\varphi 0,8..0,9$; S4 1..40 МВА, $\cos\varphi 0,8..0,9$. Остальные параметры будут иметь статические значения.

На рис.4-рис.6 представлены области существования исследуемых режимов через установленную защиту КАЗ в полярных координатах тока прямой, обратной и нулевой последовательностей.

Области существования режимов обозначены следующими цветами: нормальный режим – зелёным, режимов обрыва фазного провода – синим, ППН – красным.

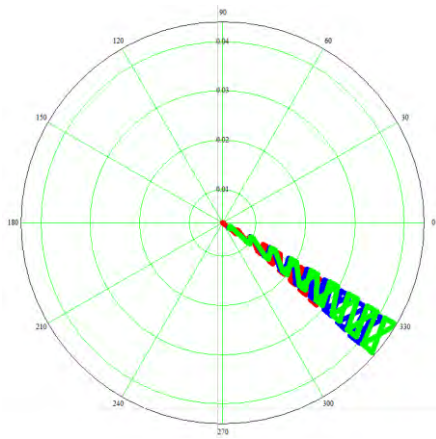


Рис. 4. Области существования нормальных режимов, режимов обрыва фазного провода и ППН для защиты КАЗ в полярных координатах тока прямой последовательности

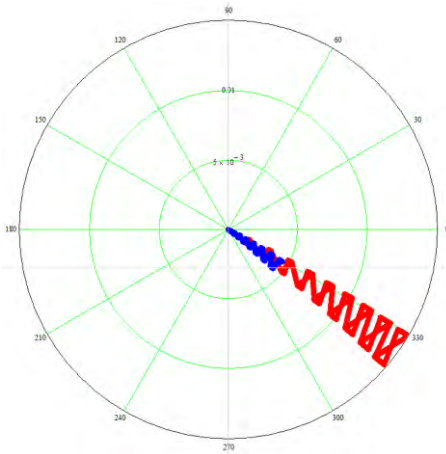


Рис. 5. Области существования нормальных режимов, режимов обрыва фазного провода и ППН для защиты КАЗ в полярных координатах тока обратной последовательности

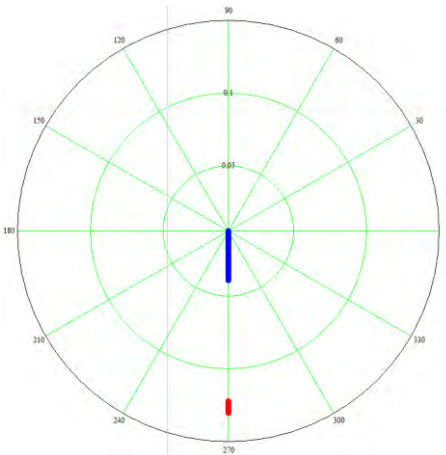


Рис. 6. Области существования нормальных режимов, режимов обрыва фазного провода и ППН для защиты КАЗ в полярных координатах тока нулевой последовательности

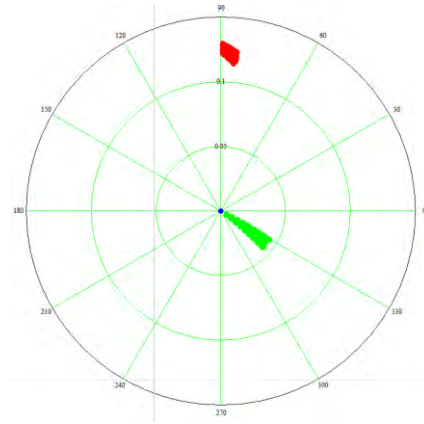


Рис. 7. Области существования нормальных режимов, режимов обрыва фазного провода и ППН для защиты КАЗ в полярных координатах тока фазы А.

Анализируя круговые диаграммы, можно сделать следующие выводы:

1. Выявление режима ППН для прямой последовательности является весьма затруднительно, в связи с пересечением областей данных;
2. Режим ППН и обрыва фазного провода по обратной последовательности имеет незначительное количество пересечений в области данных;
3. Режим ППН и обрыва фазного провода по нулевой последовательности не имеет пересечений в области данных.

Выявление продольно-поперечной несимметрии является достаточно проблематичным. В ходе исследования и анализа данного вида повреждения, может быть предложено следующее техническое решение: токовая защита КАЗ по поведению токов обратной и нулевой последовательностей способна выявить продольно-поперечную несимметрию. Далее защита может подействовать на отключение своего трансформатора, в случае опасности его повреждения, а также, при необходимости, передать информацию.

Список литературы

- [1] Ульянов С.А. Электромагнитные переходные процессы в электрических системах. – М., «Энергия», 1970;
- [2] Ананичева С.С., Мызин А.С. Схемы замещения и установившиеся режимы электрических сетей. Учебное пособие, 6-е изд., испр. Екатеринбург: УрФУ, 2012;
- [3] Идельчик В.И. Электрические системы и сети: Учебник для вузов. – М. : Энергоатомиздат, 1980;
- [4] Авербух А.М. Примеры расчётов неполнофазных режимов и коротких замыканий. Изд. 2-е, перераб. и доп. - Л., «Энергия», Ленингр.отд-ние, 1979;
- [5] Нагай В.В. Релейная защита элементов распределительных сетей 6-110 кВ от режимов продольно-поперечной несимметрии // Релейная защита и автоматика энергосистем 2004: Сб. докл. конф. ВВЦ РФ. ОАО «ФСК ЕЭС» – М., 2004. – С. 156–160.

На рис.7 представлены области существования исследуемых режимов через установленную защиту КАЗ в полярных координатах тока фазы А.

ИСПОЛЬЗОВАНИЕ GOOSE-СООБЩЕНИЙ ДЛЯ ПЕРЕДАЧИ КОМАНДЫ ТЕЛЕОТКЛЮЧЕНИЯ С ЗАПРЕТОМ АПВ НА СМЕЖНЫЕ ОБЪЕКТЫ ЭЛЕКТРОЭНЕРГЕТИКИ

Мамаев А.А.
Филиал АО «СО ЕЭС» Кемеровское РДУ
Кемерово, Россия
e-mail: MamaevAA@kuzb.so-ups.ru

Аннотация

Состояние вопроса: Устройство резервирования отказа выключателя (УРОВ) предназначено для ближнего резервирования устройств релейной защиты при отказе выключателя повреждённого присоединения. Одним из актуальных на данный момент вопросов в части реализации УРОВ является отсутствие возможности технической реализации передачи действия на отключение выключателя с запретом АПВ на противоположном конце ЛЭП.

Материалы и методы: Использовалось прикладное ПО «Wireshark» для анализа прохождения GOOSE-сообщений.

Результаты: Описан опыт передачи GOOSE-сообщений между объектами электроэнергетики. Предложен способ передачи команды телеотключения с запретом АПВ.

Выводы: При рассмотрении возможности передачи команды телеотключения с запретом АПВ от УРОВ посредством GOOSE-сообщений через IP-туннели выявлено, что технология работоспособна.

Ключевые слова: Устройство резервирования отказа выключателя, GOOSE-сообщение, IP-туннель, подстанция.

RESEARCH THE POSSIBILITY OF USING GOOSE IN POWER SYSTEM

Andrey Mamaev
Branch of Joint-stock Company «System Operator of the United Power System»
«Regional dispatching management of power systems of Kemerovo and Tomsk regions»
Kemerovo, Russia
e-mail: MamaevAA@kuzb.so-ups.ru

Abstract

Background: Circuit breaker failure protection device (CBFP) is designed for close backup of relay protection devices in case of failure of the circuit breaker of the damaged connection. One of the current issues in terms of the implementation of CBFP is the lack of technical capability to transfer the action to turn off the circuit breaker with the prohibition of automatic reclosing at the opposite end of the power transmission line

Materials and methods: Wireshark software was used to analyze the GOOSE traffic.

Results: Description of the experience of GOOSE transmission between electric power facilities. A universal algorithm CBFP is proposed.

Conclusions: When considering the possibility of transmitting signals from the CBFP by GOOSE through IP tunnels, it was found that the technology is efficient.

Key words: CBFP, GOOSE, IP tunnel, substation.

I. ВВЕДЕНИЕ

Устройство резервирования отказа выключателя (УРОВ) предназначено для ближнего резервирования устройств релейной защиты, при отказе выключателя повреждённого присоединения УРОВ осуществляет выделение повреждённого элемента сети отключением

смежных выключателей с минимальным ущербом для потребителей [1].

В настоящее время существуют следующие типы УРОВ:

1. По принципу исполнения:
 - индивидуальный;
 - централизованный.

2. По принципу функционирования:
 - с дублированным пуском;
 - с автоматической проверкой исправности выключателя.
3. По аппаратному исполнению, с использованием:
 - электромеханической элементной базы;
 - микроэлектронной элементной базы;
 - микропроцессорной элементной базы.
4. По способу реализации действия на отключение выключателя ЛЭП на противоположном конце:
 - передача команды телеотключения с запретом АПВ;
 - останов передатчика высокочастотной защиты [2].

Одним из актуальных на данный момент вопросов в части реализации УРОВ является отсутствие возможности технической реализации передачи действия на отключение выключателя с запретом АПВ на противоположном конце ЛЭП, так как ряд ЛЭП 110 кВ с двухсторонним питанием могут быть не оснащены основной высокочастотной защитой, ВЧ каналом или каналом связи по ВОЛС.

II. ПЕРЕДАЧА GOOSE-СООБЩЕНИЙ ПО СРЕДСТВОМ ТУННЕЛЯ GRE-IP

Протокол GOOSE является одним из наиболее широко известных протоколов, предусмотренных стандартом МЭК 61850, он предназначен для обмена дискретными сигналами между устройствами РЗА. Передача GOOSE-сообщений производится на канальном уровне, минуя сетевой уровень, и ограничивается одним ширококвещательным сегментом сети [3].

Технология IP-туннелирования позволяет инкапсулировать GOOSE-сообщения в IP-пакет и тем самым обеспечить возможность маршрутизации этих сообщений. Указанное снимает ограничение по передаче GOOSE-сообщений лишь только в рамках одного ширококвещательного сегмента, позволяя передавать их устройствам РЗА, являющимся членами других локальных сетей. В качестве протокола доставки выступает протокол IP, а инкапсуляция пассажирского протокола производится согласно протоколу GRE, туннель для доставки данных называется GRE-IP туннелем [4], рис. 1.

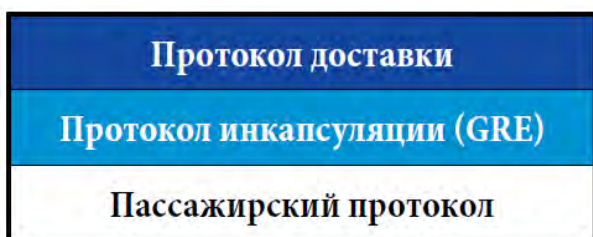


Рис. 1. Протокол инкапсуляции (GRE)

Если GOOSE используется в качестве пассажирского протокола, GRE – как протокол инкапсуляции, протокол IP – как протокол доставки, то формируется GRE-IP туннель для передачи GOOSE-сообщения по IP-сети, рис. 2.



Рис. 2. Инкапсуляция GOOSE по GRE-IP

III. ОПЫТ ПЕРЕДАЧИ GOOSE-СООБЩЕНИЙ ПО СРЕДСТВОМ ТУННЕЛЯ GRE-IP МЕЖДУ ОБЪЕКТАМИ ЭЛЕКТРОЭНЕРГЕТИКИ

В операционной зоне Филиала АО «СО ЕЭС» Кемеровского РДУ для исключения перегрузки ВЛ 110 кВ на участках ПС 110 кВ Северный Маганак – ПС 110 кВ Афонинская, ПС 110 кВ Беловская – ПС 110 кВ Красный Брод была выполнена установка устройств АОПО на ПС 110 кВ Беловская, ПС 110 кВ Красный Брод и ПС 110 кВ Афонинская с действием на отключение нагрузки на ПС 110 кВ Красный Брод и ПС 110 кВ Афонинская. В связи с отсутствием места на ПС 110 кВ Красный Брод для установки УПАСК было выполнено решение по организации связи между АОПО и УОН посредством передачи GOOSE-сообщений через IP-туннели, позже к данной системе был подключен УОН на ПС 110 кВ Уткинская, рис. 6. Данное техническое решение не противоречит действующим требованиям к каналам связи для РЗА, так как между указанными подстанциями организована наземная технологическая сеть связи.

После соединения локальных сетей, к которым подключены АОПО на подстанциях через IP-туннели, настройка обмена GOOSE в устройствах ПА выполнялась как при установке всех устройств на одной подстанции, рис. 3, рис. 4.

Параметры GOOSE_OUT_1	
Multicast MAC-адрес	01-0c-cd-01-00-09
Идентификатор приложения (AppID, hex)	3FF6
Идентификатор приложения (AppID, dec)	16374
Контрольный блок (GoobRef)	Goose_Out_9
Набор данных (DataSet)	Output_GOOSE
Идентификатор GOOSE (GoID)	Af_1_1
Версия конфигурации GOOSE (ConfRef)	1
Нормальный период отправки GOOSE, мс	1600
Разрешить VLAN	<input checked="" type="checkbox"/>
Идентификатор VLAN (VlanID)	29
Приоритет VLAN	4
Сетевой интерфейс	Ethernet 1

Рис. 3. Параметрирование устройства РЗА формирующего GOOSE-сообщений

При эксплуатации установлено, что примененная технология обеспечивает высокое быстродействие – 10 мс от появления сигнала срабатывания АОПО на одной подстанции, до появления сигнала действия на реле УОН на другой подстанции, рис. 5.

Название	Multicast MAC-адрес	ApplD (hex)	ApplD (dec)	Контрольный блок (Control block)	Набор данных (DataSet)	ID GOOSE (GoID)	Версия конфигурации GOOSE	Разрешить VLAN	ID VLAN
GOOSE_IN_1	01-0c-cd-01-00-05	3FFA	16378	Goose_out_5	Goose_DataSet	Bel_1_1	1	<input checked="" type="checkbox"/>	29
GOOSE_IN_2	01-0c-cd-01-00-06	3FF9	16377	Goose_out_6	Goose_DataSet	Bel_1_2	1	<input checked="" type="checkbox"/>	29
GOOSE_IN_3	01-0c-cd-01-00-08	3FF7	16375	Goose_out_8	Goose_DataSet	Bel_2_2	1	<input checked="" type="checkbox"/>	29
GOOSE_IN_4	01-0c-cd-01-00-07	3FF8	16376	Goose_out_7	Goose_DataSet	Bel_2_1	1	<input checked="" type="checkbox"/>	29
GOOSE_IN_5	01-0c-cd-01-00-09	3FF6	16374	Goose_out_9	Goose_DataSet	Af_1_1	1	<input checked="" type="checkbox"/>	29
GOOSE_IN_6	01-0c-cd-01-00-0a	3FF5	16373	Goose_out_10	Goose_DataSet	Af_1_2	1	<input checked="" type="checkbox"/>	29
GOOSE_IN_7	01-0c-cd-01-00-0c	3FF3	16371	Goose_out_12	Goose_DataSet	Af_2_2	1	<input checked="" type="checkbox"/>	29
GOOSE_IN_8	01-0c-cd-01-00-0b	3FF4	16372	Goose_out_11	Goose_DataSet	Af_2_1	1	<input checked="" type="checkbox"/>	29

Рис. 4. Параметрирование устройства РЗА принимающего GOOSE-сообщения

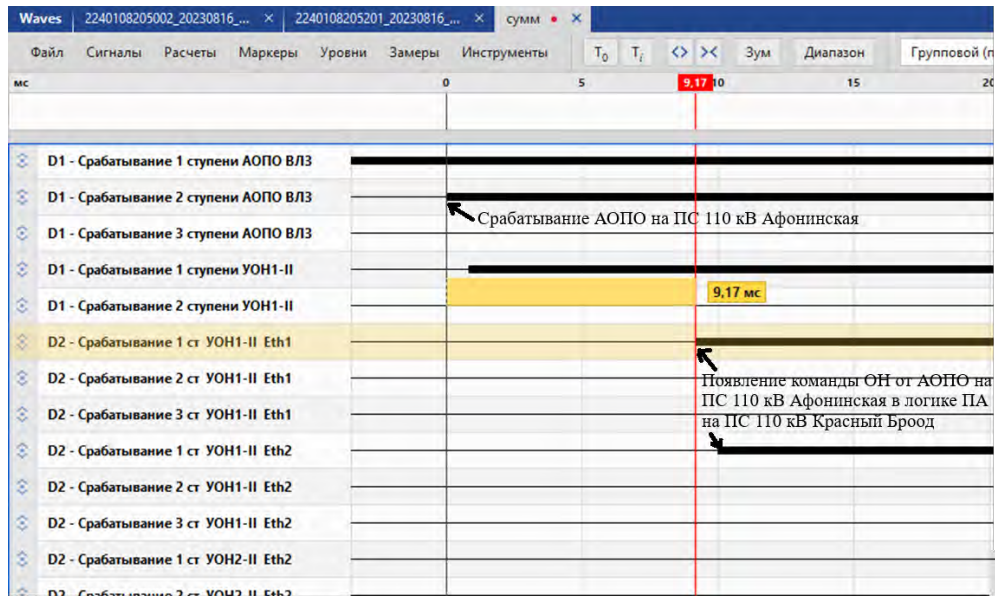


Рис. 5. Осциллограмм прохождения сигнала через IP-туннель

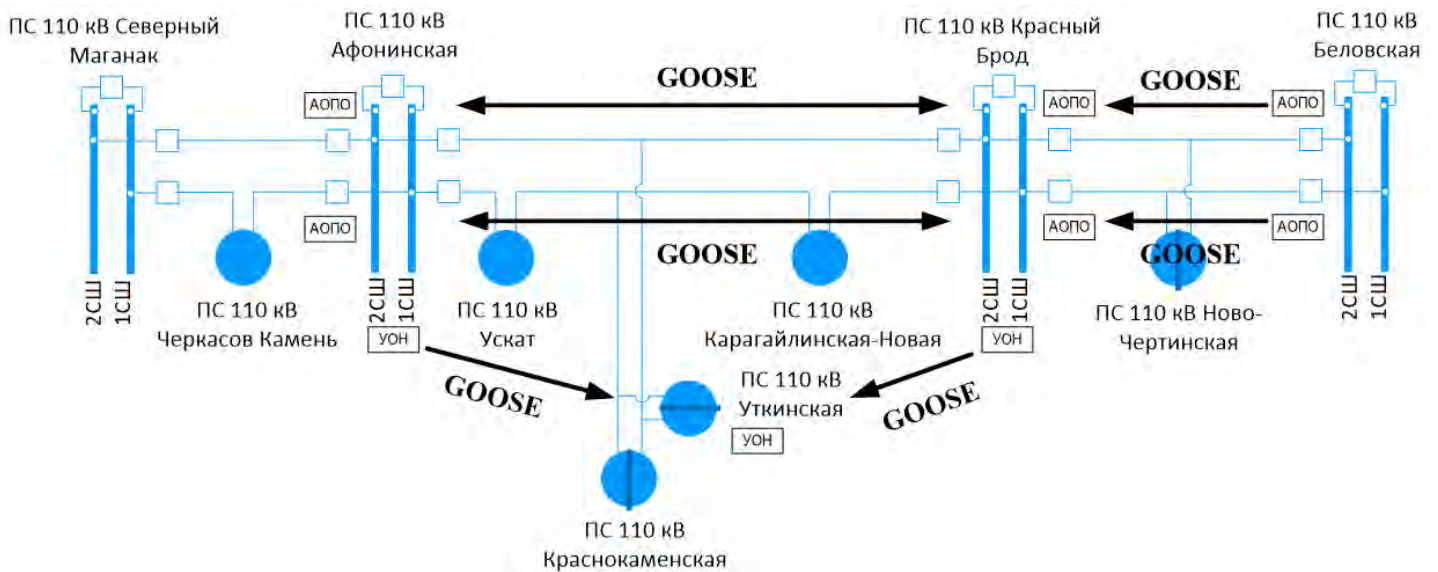


Рис. 6. Схема организации каналов связи через IP-туннели

IV. ПРЕДЛАГАЕМЫЙ ВАРИАНТ ИСПОЛЬЗОВАНИЯ GOOSE-СООБЩЕНИЙ

На данный момент существуют ЛЭП с двухсторонним питанием, не оснащенные основной высокочастотной защитой или каналом связи по ВЧ или ВОЛС, что затрудняет отключения выключателя действием УРОВ на противоположном конце данных ЛЭП, но при этом зачастую смежные подстанции принадлежат одному субъекту электроэнергетики и объединены изолированной наземной технологической сетью связи с достаточно высокой пропускной способностью. В таких случаях предлагается использовать данные технологические сети связи для передачи команды телеотключения с запретом АПВ от УРОВ, выполненных на микропроцессорной элементной базе, посредством GOOSE-сообщений через IP-туннели. Данное техническое решение является актуальным, так как время срабатывания УРОВ рассчитывается по формуле [5]:

$$t_{уров} = t_{откл.в} + t_{воз РТ} + t_{зап} + t_{тех} \quad (1)$$

где $t_{откл.в}$ – время отключения выключателя,

$t_{воз РТ}$ – время необходимое для возврата реле тока УРОВ,

$t_{тех}$ – технологическая задержка схемы УРОВ с дублированным пуском или автоматической проверкой исправности выключателя,

$t_{зап}$ – время запаса

и обычно находится в диапазоне 0,15 – 0,35 с, следовательно, не требует особенного быстрого действия. Передача в канале GOOSE-сообщений через IP-туннели с временем 10 мс для команды телеотключения с запретом АПВ от УРОВ является приемлемой и обеспечит минимизацию времени существования повреждения и реализует запрещение АПВ, необходимое согласно действующих нормативно-технических документов.

Решения по использованию передачи GOOSE-сообщений через IP-туннели в настоящее время рассматриваются, как возможные к применению, в рамках

реконструкции ДЗШ и УРОВ 110 кВ на ПС 110 кВ Беловская для реализации команды телеотключения с запретом АПВ от УРОВ на ПС 110 кВ Красный Брод.

V. ВЫВОДЫ

При рассмотрении возможности передачи команды телеотключения с запретом АПВ от УРОВ посредством GOOSE-сообщений через IP-туннели выявлено что:

- технология работоспособна;
- технология не противоречит требованиям НТД [6];
- скорость передачи команды удовлетворяет требованиям исходя из принципа действия УРОВ;
- выполняется наблюдаемость передаваемых команд;
- обеспечивается выполнение требований НТД в части реализации управляющих воздействий;

Предложен способ передачи команды телеотключения с запретом АПВ от УРОВ, который снижает материальные затраты, связанные с организацией канала по ЛЭП, с сохранением функциональных возможностей.

Список литературы

- [1] Руководящие указания по релейной защите. Вып.6. Устройства резервирования при отказе выключателей 35-500 кВ. – М.: Энергия, 1966. – 48 с.
- [2] Требования к оснащению линий электропередачи и оборудования объектов электроэнергетики классом 110 кВ и выше устройствами и комплексами релейной защиты и автоматики, а также к принципам функционирования устройств и комплексов релейной защиты и автоматики, утвержденных приказом Минэнерго России от 13.02.2019 № 101 (ред. от 10.07.2020 № 546).
- [3] МЭК 61850-8-1.
- [4] Generic Routing Encapsulation (GRE) (PROPOSED STANDARD - Updated by RFC 2890).
- [5] Таубес И.П. Устройства резервирования при отказе выключателя (УРОВ) в сетях 110-220 кВ. – М.: Энергоатомиздат.
- [6] Требования к каналам связи для функционирования релейной защиты и автоматики, утвержденные приказом Минэнерго России от 13.02.2019 № 97.

ЛАБОРАТОРНЫЕ ИСПЫТАНИЯ ЦИФРОВОГО ИЗМЕРИТЕЛЬНОГО ТРАНСФОРМАТОРА С ПОДДЕРЖКОЙ СВИ

Мартынов А.Н.^{1,2}, Мокеев А.В.^{1,2}

¹Северный (Арктический) федеральный университет имени М.В. Ломоносова

²ООО «Инженерный центр «Энергосервис»

Архангельск, Россия

e-mail: amartynov@ens.ru

Аннотация

Состояние вопроса: В настоящее время технология синхронизированных векторных измерений (СВИ) представляет всё больший интерес для совершенствования алгоритмов релейной защиты. В связи с этим актуальны вопросы, связанные с методами тестирования и испытаний устройств защиты и автоматики, а также цифровых трансформаторов, поддерживающих СВИ.

Материалы и методы: Испытательная установка, цифровой трансформатор с поддержкой СВИ, сетевой коммутатор, сервер времени, компьютер с программным комплексом для обработки и анализа полученных данных.

Результаты: Получено практическое подтверждение возможности использования цифровых измерительных трансформаторов с поддержкой цифровых потоков SV и потоков СВИ для выполнения функций релейной защиты.

Выводы: Цифровые трансформаторы тока и напряжения с поддержкой синхронизированных векторных измерений дают возможность повысить эффективность релейной защиты и автоматики как локальной, так и распределённой и централизованной.

Ключевые слова: синхронизированные векторные измерения, цифровой комбинированный трансформатор тока и напряжения, МЭК 61850, SV.

BENCH TESTING OF A DIGITAL INSTRUMENT TRANSFORMER WITH SYNCHROPHASORS

Andrey Martynov^{1,2}, Alexey Mokeev^{1,2}

¹Northern (Arctic) Federal University, ²Engineering Centre "Energoservice"

Arkhangelsk, Russia

e-mail: amartynov@ens.ru

Abstract

Background: At present, synchrophasor measurement technology is attracting increasing interest as a means of improving protection relay algorithms. In this regard, issues related to testing methods and commissioning of protection and automation devices, as well as digital transformers that support synchrophasors, are becoming highly relevant.

Materials and Methods: Multifunctional relay testing and calibration device, a digital transformer, a network switch, a time server, and a computer with software for processing and analyzing the acquired data.

Results: Practical confirmation was obtained for the possibility of using digital measuring transformers that support digital SV streams and synchrophasor streams for performing protection relay functions.

Conclusions: Digital current and voltage transformers with synchrophasor measurement support make it possible to improve the efficiency of protection and automation systems at the local, distributed, and centralized levels.

Key words: synchronized phasor measurements, digital combined current and voltage transformer, IEC 61850, SV.

I. ВВЕДЕНИЕ

Цифровая шина процесса для обмена данными между первичными измерительными устройствами и устройствами РЗА согласно требованиям группы

стандартов МЭК 61850 находит всё большее распространение. Накопленный опыт эксплуатации высокоавтоматизированных подстанций позволяет повышать надежность и отказоустойчивость цифровых технологий. Но вместе с этим растущие требования к

оборудованию, в том числе коммуникационному и вспомогательному, негативно сказываются на конечной стоимости системы, что является основным препятствием к массовому внедрению технологии шины процесса. Одним из вариантов упрощения и удешевления сетевой инфраструктуры для построения систем защиты распределительных устройств среднего напряжения является переход к совмещенной шине процесса и шине станции, в которой публикация потока мгновенных значений (SV) ограничивается границами ячейки, а обмен аналоговыми данными между присоединениями реализуется за счет использования синхронизированных векторных измерений (СВИ) [1], [2]. Этот способ позволяет использовать преимущества цифровой шины и внедрять новые принципы релейной защиты на объектах среднего класса напряжений, в том числе централизованные и распределенные системы релейной защиты.

В качестве источников данных синхронизированных векторных измерений могут использоваться цифровые трансформаторы тока и напряжения или устройства сопряжения с шиной процесса, подключенные к традиционным трансформаторам тока (ТТ) и напряжения (ТН). Второй вариант является менее предпочтительным, несмотря на то, что его реализация проще с точки зрения модернизации существующего оборудования, основным минусом является отсутствие нормированных характеристик ТТ и ТН в части измерения углов в динамических режимах, узкий частотный диапазон, а также явление насыщения и остаточного намагничивания у ТТ. Описанные ограничения не позволяют в полной мере использовать преимущества СВИ.

Этих недостатков лишены цифровые трансформаторы тока и напряжения, использующие альтернативные способы измерений параметров сети. В частности, датчики тока, использующие катушку Роговского, позволяют производить измерения в широком диапазоне, лишены эффектов насыщения и имеют высокую точность в большом динамическом диапазоне [3].

II. ЦИФРОВОЙ КОМБИНИРОВАННЫЙ ТРАНСФОРМАТОР

A. Описание

Для проверки возможности формирования синхронизированных векторных измерений был использован однофазный комбинированный измерительный трансформатор ЕСИТ-1 (№94207-24 в Госреестр СИ). Устройство предназначено для применения в сетях с номинальным напряжением до 15 кВ, соответствует классу точности 5PR по [4] для тока, поддерживает синхронизацию встроенных часов по протоколам PPS/IRIG/PTPv2 и формирование потоков SV в соответствии с [5].

В качестве первичного датчика напряжения в трансформаторе применен емкостной делитель, в качестве датчика тока – катушка Роговского. Восстановление дифференцированного сигнала тока осуществляется через аналоговый или цифровой интегратор, далее производится привязка выборок к шкале времени, формирование и публикация SV.

B. Алгоритмы измерения СВИ

В качестве алгоритмов обработки сигналов для СВИ принят подход из [6], использующий тот же принцип привязки к шкале времени, но доработанный для

обеспечения наибольшего быстродействия, в частности за счет применения цифровых фильтров с комплексной импульсной функцией. Более подробное описание алгоритмов рассмотрено в [1].

C. Передача данных в цифровом формате

Для передачи СВИ используется оптический интерфейс Ethernet и формат SV96 из [7][6], где вместо мгновенных значений тока и напряжения передаются рассчитанные значения составляющих синхронного вектора (далее SP). Основные преимущества использования такого формата:

- минимальные сетевые задержки за счет использования уровня L2;
- стандартизированная и распространённая технология, которая позволяет легко интегрировать новый функционал как в части передачи, так и для приема;
- фиксированная длина пакета, что позволяет ускорить формирование и разбор данных.

На первом этапе все опыты по передаче значений осуществлялись с частотой 4800 FPS, но в перспективе после проведения детальных исследований, частота дискретизации потока может быть снижена в несколько раз для минимизации коммуникационного трафика.

III. ИСПЫТАТЕЛЬНЫЙ СТЕНД

- Структурная схема испытательного стенда приведена на Рис. 1.

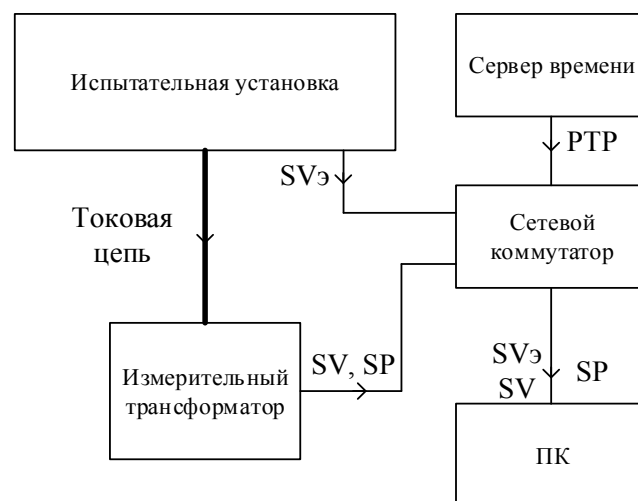


Рис. 1. Схема испытательного стенда

- В стенде использовалось следующее оборудование:
 - испытательная установка Omicron CMC256plus – предназначена для генерации аналогового сигнала и эталонного цифрового потока SVэ;
 - сервер времени – для синхронизации испытательной установки, источника и приемника цифровых потоков;
 - промышленный компьютер с ОС Linux и аппаратной поддержкой PTPv2 – используется для приема SV и SP потоков, записи дампов сетевого трафика, обработки и анализа данных;
 - измерительный трансформатор – комбинированный трансформатор тока и напряжения с поддержкой публикации потоков SV и SP;
 - сетевой коммутатор Hirschmann с поддержкой PTPv2 для объединения всех устройств в локальную сеть.

IV. МЕТОДИКА ИСПЫТАНИЙ

A. Состав опытов

Для первого этапа экспериментов были выбраны следующие тесты:

- медленное изменение частоты тока от 45 до 55 Гц с постоянной амплитудой;
- скачок фазы тока на 10 градусов с постоянной амплитудой;
- С-О-С-О тест.

Описание и результаты тестов приведены ниже в соответствующем пункте. Дополнительно по итогам тестов проводился анализ задержек при формировании кадров SV и SP в трансформаторе, стабильность передачи данных, корректность и целостность пакетов.

B. Ограничения методологии

В процессе исследования не проводилось детальное исследование метрологических характеристик трансформатора во всем заявленном амплитудном и частотном диапазоне. Этот вопрос прорабатывается в других исследованиях, например [8], т.к. зависит в большей степени не от используемых алгоритмов обработки данных для SV и SP, а от первичной и вторичной аналоговых цепей.

При оценке корректности формирования векторных измерений основное внимание уделялось точности привязки временных меток, величине задержек при передаче данных, а также амплитудной и угловой погрешности. Проверка полной погрешности вектора (TVE), которая, как правило, используется при исследовании синхронизированных векторных измерений, менее важна при реализации простых защит подстанции. В зависимости от области применения только одна из составляющих вектора оказывает решающую роль в принятии решения о наличии аварийного режима – амплитуда (в токовых защитах) или угол (в дифференциальных защитах).

Состав и формат тестов предназначен для первичной базовой оценки применимости технологии и соответствия стандартам [4], [7]. Исчерпывающие тесты для реализации конкретных функций защиты не рассматривались в рамках данного исследования.

C. Медленное изменение частоты

Испытательная установка генерирует токовый сигнал с амплитудой 30 А. Частота меняется в диапазоне от 45 до 55 Гц со скоростью 0,1 Гц/сек. В процессе экспериментов оценивалась амплитудная погрешность тока и задержки на формирование цифровых данных.

На Рис. 2 изображен график амплитуды тока, полученный в потоке SP, в зависимости от частоты сигнала.

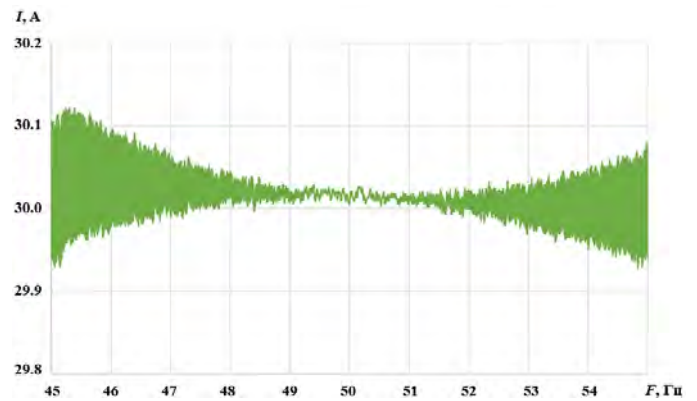


Рис. 2. График зависимости амплитуды вектора тока от частоты

Результат показывает стабильную погрешность амплитуды тока в области частот 50 ± 1 Гц. Погрешность нелинейно растет при отклонении частоты от номинальной как в положительную, так и в отрицательную стороны, при этом остается в рамках заявленного диапазона.

D. Скачок фазы тока

Испытательная установка генерирует токовый сигнал частотой 50 Гц с амплитудой 30 А, затем абсолютный угол тока скачком меняется на 10 градусов. В процессе экспериментов оценивалась амплитудная и угловая погрешность тока и задержки на формирование цифровых данных. На Рис. 3 изображены графики амплитуды и угла тока, полученный в потоке SP, а также графики SVэ, SV.

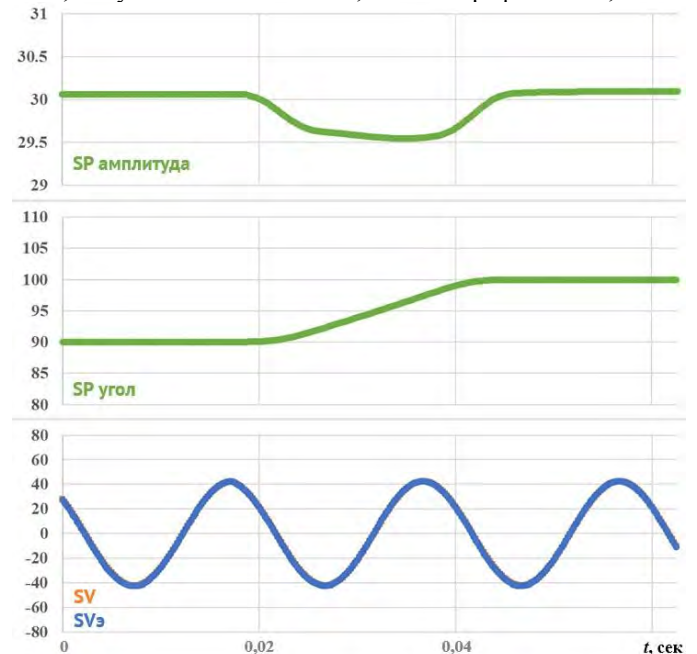


Рис. 3. Графики амплитуды и угла в потоке SP, а также SVэ, SV

Результат показывает влияние изменения угла на расчет амплитуды.

E. С-О-С-О тест

Динамический тест для испытаний ТТ с затухающей аperiодической составляющей, описанный в [4], используется в качестве комплексного теста на проверку корректности формирования векторных измерений в условиях резко изменяющейся амплитуды сигнала.

На испытательной установке формировался сигнал с амплитудным значением тока 30 А, частотой 50 Гц и аperiodической составляющей с постоянной времени

затухания 180 мс. Фрагмент одного из циклов приведен на Рис 4.

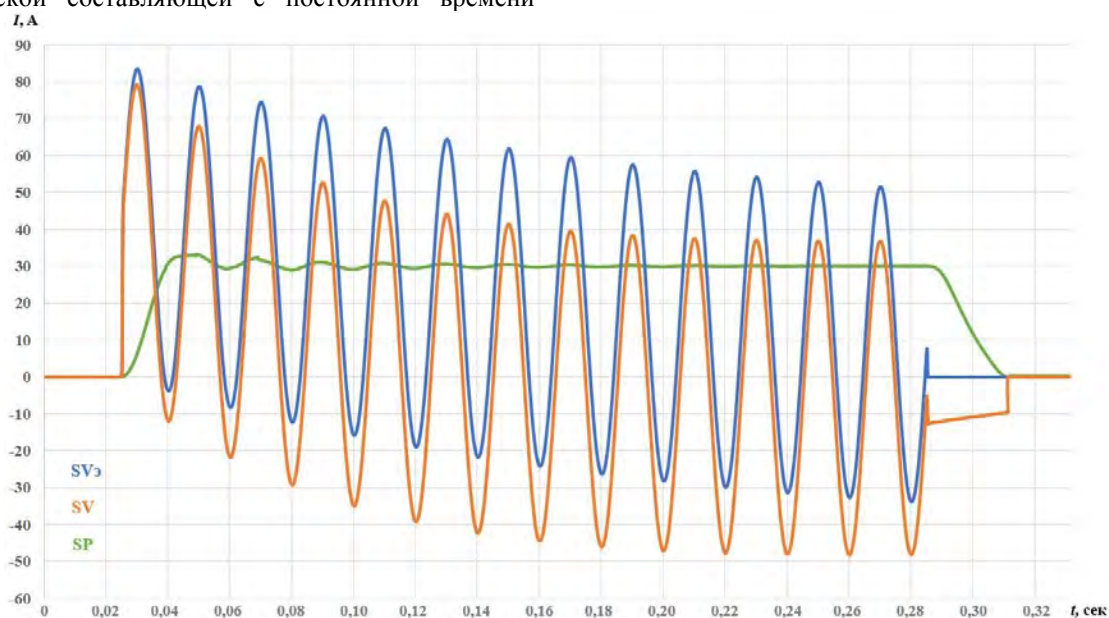


Рис. 4. Графики SVэ, SV и SP соотнесенные по метке времени ПК

Результат показывает влияние аperiodической составляющей на расчет амплитуды вектора. Задержка формирования SV потока относительно SVэ не превышает 100 мкс. Задержка формирования SP потока относительно SVэ не превышает 15,5 мс.

Ф. Оценка задержек формирования СВИ

В схеме выполнялась синхронизация часов ПК от сервера времени с высокой точностью, и при записи дампов с потоками SV и SP присваивались метки времени на уровне сетевой карты. Результат оценки задержки данных приведен в таблице 1.

Таблица II. СТАТИСТИКА ПРИНЯТЫХ ПОТОКОВ ПО ВСЕМ ТЕСТАМ

Параметр	SVэ	SV	SP
Принято пакетов	695114	695114	695114
Кол-во пакетов со статусом синхронизации Global	695114	695114	695114
Кол-во нарушений порядка следования счетчика SmpCnt	0	0	0
Кол-во нарушений целостности пакета	0	0	0
Кол-во пакетов с флагами качества invalid	0	0	0
Максимальное время между шкалой времени UTC и соответствующим номером SmpCnt, мс	0,35	0,35	15,6
Максимальное время между соседними пакетами, мкс	440	455	453

V. ВЫВОДЫ

Комбинированные трансформаторы тока и напряжения позволяют одновременно формировать цифровой поток данных как в стандартном формате в виде SV-потока, так и в виде потока СВИ.

Темп передачи СВИ в формате SP отвечает всем современным требованиям по точности и быстродействию, поэтому может быть использованы для задач релейной

защиты на уровне объекта, в том числе в качестве альтернативы SV для микропроцессорных устройств защиты и при реализации централизованных защит.

Список литературы

- [1] Цифровые комбинированные трансформаторы тока и напряжения с поддержкой синхронизированных векторных измерений. Ульянов Д.Н., Мокеев А.В., Пискунов С.А., Андреев П.И. Релейная защита и автоматизация. №3 – 2025
- [2] Мустафин Р. Г., Касимов В. А. Применение технологии синхронизированных векторных измерений для выполнения функций релейной защиты // Известия высших учебных заведений. Проблемы энергетики. – 2023. – Т. 25, № 2. – С. 110-123. - DOI 10.30724/1998-9903-2023-25-2-110-123.
- [3] Плакидин Р.С., Ульянов Д.Н., Андреев П.И., Мокеев А.В. Применение датчиков тока на основе катушки Роговского для комбинированных измерительных трансформаторов с цифровым выходом // Журнал «Релейщик» №02 (49). 2024. С.14-18.
- [4] IEC 61869-2:2012 Instrument transformers - Part 2: Additional requirements for current transformers
- [5] IEC 61850-9-2:2011 Communication networks and systems for power utility automation - Part 9-2: Specific communication service mapping (SCSM) - Sampled values over ISO/IEC 8802-3
- [6] IEEE/IEC 60255-118-1-2018 - Measuring relays and protection equipment - Part 118-1: Synchrophasor for power systems – Measurements.
- [7] IEC 61869-9:2016 Instrument transformers - Part 9: Digital interface for instrument transformers
- [8] Плакидин Р.С., Ульянов Д.Н., Мокеев А.В. Особенности разработки комбинированных измерительных трансформаторов // Журнал «Мир измерений» №3 2025. 2025. С.62-64.

МЕТОДЫ ОПРЕДЕЛЕНИЯ ПАРАМЕТРОВ ТРАНСФОРМАТОРОВ ТОКА С УЧЕТОМ ПЕРЕХОДНЫХ РЕЖИМОВ КОРОТКИХ ЗАМЫКАНИЙ

Михайлова Е.Н.
ООО НПП «ЭКРА»
Чебоксары, Россия
e-mail: mihailova_en@ekra.ru

Аннотация

Состояние вопроса: Определение параметров трансформаторов тока с учетом переходных режимов коротких замыканий является критически важным для обеспечения корректной работы устройств релейной защиты. Существующие методики расчета отличаются высокой сложностью или недостаточной точностью: одни требуют трудоемкого определения наихудшего угла включения для каждого участка кривой, а другие используют грубые упрощения, приводящие к значительному завышению требований к ТТ на начальном интервале времени.

Материалы и методы: Разработана упрощенная методика определения параметров ТТ на основе модификации подхода IEC TR 61869-100 с разделением временной характеристики на три участка. Проведены испытания на программно-аппаратном комплексе реального времени.

Результаты: Предложенная методика позволяет определять параметры ТТ с погрешностью не более 5,7% при сокращении трудоемкости вычислений. Определены оптимальные параметры для трансформаторов тока различных классов в режиме неуспешного АПВ.

Выводы: Методика обеспечивает баланс между точностью и сложностью расчетов, позволяя корректно определять параметры трансформаторов тока для современных быстродействующих устройств релейной защиты.

Ключевые слова: трансформатор тока, релейная защита, переходный режим, короткое замыкание, параметры ТТ.

METHODS FOR DETERMINING CURRENT TRANSFORMER PARAMETERS TAKING INTO ACCOUNT TRANSIENT SHORT- CIRCUIT CONDITIONS

Elena Mikhaylova
EKRA Ltd.
Cheboksary, Russia
e-mail: mihailova_en@ekra.ru

Abstract

Background: Determination of current transformer parameters taking into account transient short-circuit conditions is critically important for ensuring correct operation of relay protection devices. Existing calculation methods are characterized by high complexity or insufficient accuracy.

Materials and Methods: A simplified method for determining CT parameters was developed based on modification of the IEC TR 61869-100 approach with division of the time characteristic into three sections. Testing was performed using a real-time hardware-software complex.

Results: The proposed method allows determining CT parameters with an error not exceeding 5.7% while decreasing computational complexity. Optimal parameters were determined for various classes of current transformers in unsuccessful auto-reclosing mode.

Conclusions: The method provides a balance between accuracy and calculation complexity, enabling correct determination of current transformer parameters for modern high-speed relay protection devices.

Key words: current transformer, relay protection, transient performance, short circuit, CT parameters.

I. ВВЕДЕНИЕ

Современные быстродействующие устройства релейной защиты (УРЗ) предъявляют повышенные требования к трансформаторам тока (ТТ), особенно в переходных режимах коротких замыканий (КЗ) с наличием аperiodической составляющей. Определение параметров ТТ является ключевой задачей при выборе и проверке оборудования, однако существующие методики расчета обладают существенными недостатками.

Особую актуальность проблема приобретает применительно к защитам производства ООО НПП «ЭКРА», где значения минимально необходимого времени достоверного измерения тока $t_{рз}$ указываются для разных значений начальной фазы θ в зависимости от временного диапазона. Это требует разработки адаптированной методики, которая, с одной стороны, учитывала бы эту специфику для сохранения точности, а с другой — была достаточно простой для практического применения инженерами. Кроме того, отсутствуют четкие и обоснованные рекомендации по учету режима неуспешного автоматического повторного включения (АПВ), что также необходимо для комплексной оценки работоспособности защиты.

II. МАТЕРИАЛЫ И МЕТОДЫ

В настоящее время применяются два основных подхода к определению параметров ТТ:

1. Полная методика по IEC TR 61869-100 с разделением кривой на три участка и учетом наихудшего угла включения θ_{max}
2. Упрощенный подход с использованием огибающей кривой при $\theta = 0$

Первый подход обеспечивает высокую точность, но требует громоздких вычислений. Второй подход прост в применении, но приводит к завышению значений коэффициента переходного режима $K_{п.р}(t_{рз})$ на 100% и более для малых $t_{рз}$ (<10 мс).

$K_{п.р.\theta_{max}}(t)$	– кривая коэффициента переходного режима, соответствующая наихудшему значению угла θ в каждый момент времени (кривая красного цвета);
$K_{п.р.огиб.\theta_{max}}(t)$	– огибающая кривой $K_{п.р.\theta_{max}}(t)$ (кривая синего цвета);
$t_{нач.огиб.\theta_{max}}$	– момент времени, когда кривая $K_{п.р.\theta_{max}}(t)$ впервые касается своей огибающей $K_{п.р.огиб.\theta_{max}}(t)$;
$K_{п.р.нач.огиб}$	– значение кривой $K_{п.р.\theta_{max}}(t)$ в момент времени $t_{нач.огиб.\theta_{max}}$;
$t_{огиб.маx}$	– момент времени, когда огибающая $K_{п.р.огиб.\theta_{max}}(t)$ достигает максимального значения;
$K_{п.р.огиб.маx}$	– максимум огибающей $K_{п.р.огиб.\theta_{max}}(t)$ коэффициента переходного режима;
$K_{п.р.рез}(t)$	– результирующий коэффициент переходного режима, соответствует значениям $K_{п.р}(t_{рз})$

III. ПРЕДЛАГАЕМАЯ МЕТОДИКА

Разработана модифицированная методика на основе [3] со следующими упрощениями:

- Конец первого участка фиксируется при $t_{рз} = 14$ мс
- Для участков 2 и 3 используется $\theta = 0$
- Применяются упрощенные выражения для разных классов ТТ

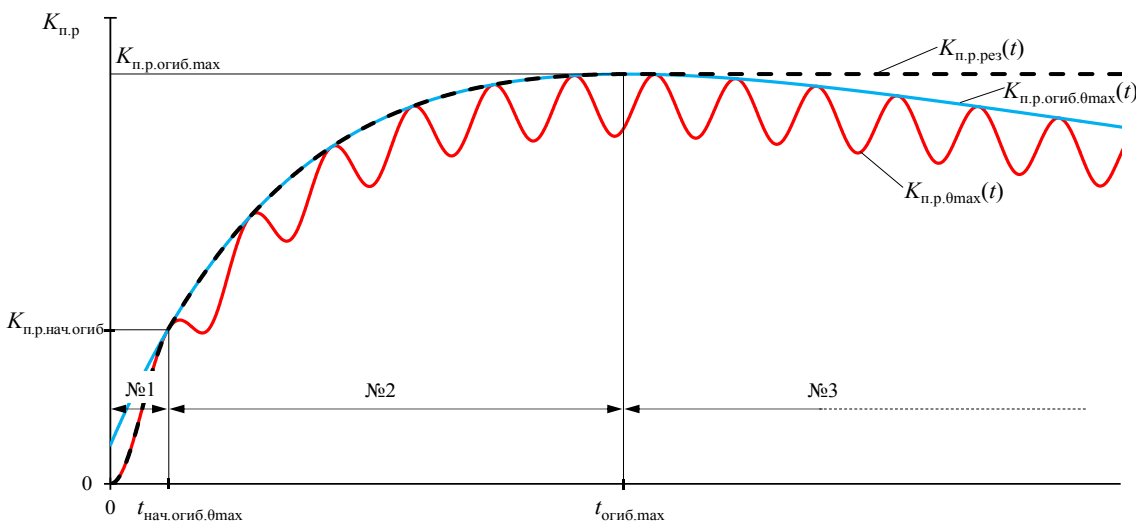


Рис. 1. Три характерных участка кривой

Алгоритм расчета разделен на три участка:

Участок 1 ($t_{p3} \leq 0,014$ с):

$$Y(t_{p3}) = \omega T_s - e^{-t_{p3}/T_s} (\omega T_s \cos(\omega t_{p3}) - \sin(\omega t_{p3}));$$

$$X(t_{p3}) = \frac{1}{T_a - T_s} \left[T_a (1 + \omega^2 T_s^2) e^{(t_{p3}/T_s - t_{p3}/T_a)} - T_s (1 + \omega^2 T_s^2 T_a) \right] - e^{-t_{p3}/T_s} [\cos(\omega t_{p3}) + \omega T_s \sin(\omega t_{p3})];$$

$$\theta_{\max}(t_{p3}) = \arctg \left(\frac{Y(t_{p3})}{X(t_{p3})} \right).$$

Для ТТ с немагнитным зазором:

$$K_{п.р}(t_{p3}) = \omega T_s \left[\frac{e^{-t_{p3}/T_s}}{T_p - T_s} \left(\cos(\theta_{\max}) \cdot T_a e^{-t_{p3}/T_s - t_{p3}/T_a} + \frac{\omega T_s \sin(\theta_{\max})(T_a - T_s) - T_s \cos(\theta_{\max})(1 + \omega^2 T_s^2 T_a)}{1 + \omega^2 T_s^2} \right) - \frac{\omega T_s \sin(\omega t_{p3} + \theta_{\max}) + \cos(\omega t_{p3} + \theta_{\max})}{1 + \omega^2 T_s^2} \right]$$

Для ТТ классов 5P и 10P:

$$K_{п.р}(t_{p3}) = \sin(\alpha) \cdot \cos(\theta_{\max}) \cdot e^{-\frac{t_{p3}}{T_a}} + \cos(\alpha) \cdot \cos(\theta_{\max}) \cdot \omega \cdot T_a \left(1 - e^{-\frac{t_{p3}}{T_a}} \right) - \sin(\omega \cdot t_{p3} + \alpha + \theta_{\max}) + \cos(\alpha) \cdot \sin(\theta_{\max})$$

Участок 2 ($0,014 < t_{p3} < t_{огиб.макс}$):

$$K_{п.р.огиб}(t_{p3}) = \frac{\omega \cdot T_s \cdot T_a}{T_a - T_s} \cdot \left(e^{-\frac{t_{p3}}{T_a}} - e^{-\frac{t_{p3}}{T_s}} \right) + 1$$

Участок 3 ($t_{огиб.макс} \leq t_{p3}$):

$$K_{п.р.огиб.макс} = \omega T_a \left(\frac{T_a}{T_s} \right)^{\frac{T_a}{T_s - T_a}} + 1$$

- $t_{нач.огиб}$ – момент времени, когда кривая $K_{п.р}(t)$ впервые касается своей огибающей;
- $K_{п.р}(t_{p3})$ – значение кривой $K_{п.р}(t)$, рассчитанной с помощью выражения (2), в точке равной t_{p3} ;
- $K_{п.р.макс.п3}$ – максимальное значение кривой $K_{п.р}(t)$, рассчитанной с помощью выражения (2), на интервале от 0 до t_{p3} ;
- $K_{п.р.огиб}(t_{p3})$ – значение кривой $K_{п.р.огиб}(t)$, рассчитанной с помощью выражения (1), в точке равной t_{p3}

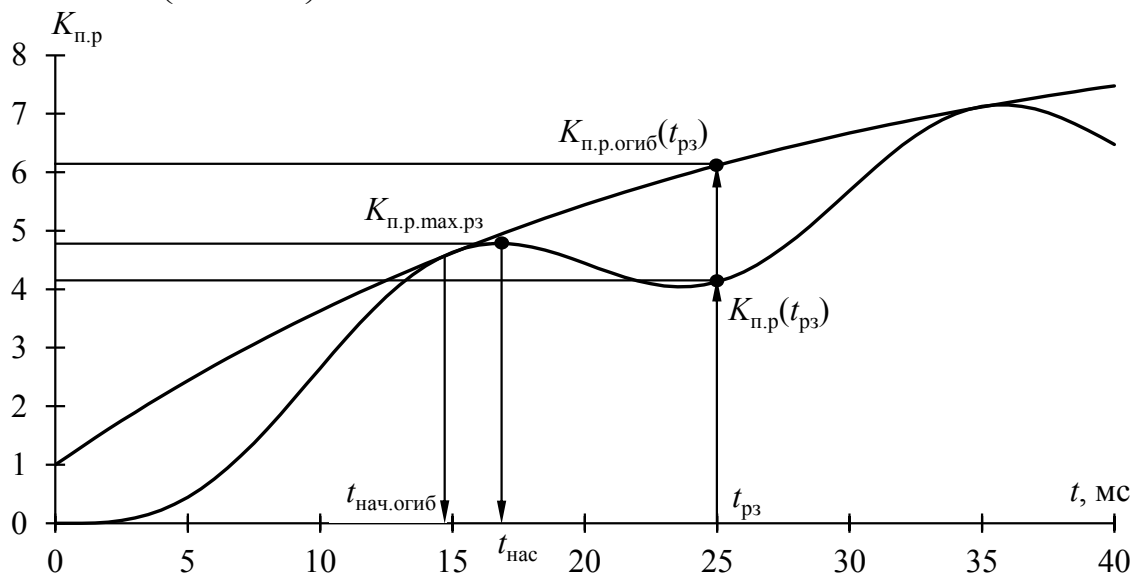


Рис. 2. Пример определения параметров ТТ

IV. РЕЗУЛЬТАТЫ

Сравнительный анализ точности. Проведено сравнение предложенной методики с существующими подходами. Результаты расчетов показали, что использование упрощенного подхода ($\theta=0$) приводит к завышению требований к ТТ на 6-500% для малых t_{p3} , в то время как предлагаемая методика обеспечивает погрешность не более 5,7%.

Определение параметров для режима неуспешного АПВ

Для учета режима неуспешного АПВ проведены испытания на ПАК РВ (RTDS) с использованием модели ТТ с гистерезисом Джилса-Атертона. Результаты испытаний выявили, что применение стандартных выражений для данного режима при определенных условиях (например, при $t_{p3} \geq 50$ мс и больших постоянных времени) может

приводить к нарушению критического условия работы защиты.

Определены оптимальные параметры для различных классов ТТ:

- Для $t_{p3} < 50$ мс и $T_a \leq 400$ мс рекомендуется использовать модифицированное выражение, которое обеспечивает положительный запас по времени до насыщения без чрезмерного завышения расчетных параметров.

- Для $t_{p3} \geq 50$ мс целесообразно применение ТТ класса TPZ, так как использование ТТ классов PR и TPY с расчетом по стандартным формулам не гарантирует требуемой работы защиты.

V. Выводы

1. Разработана упрощенная методика определения параметров ТТ, обеспечивающая погрешность не более 5,7% при сокращении трудоемкости вычислений. Методика основана на разделении кривой коэффициента переходного режима на три участка с дифференцированным учетом влияния наихудшего угла включения короткого замыкания.

2. Определены оптимальные параметры для трансформаторов тока различных классов в режиме неуспешного АПВ, обеспечивающие выполнение условия $t_{нас} > t_{рз.}$. Для малых времен срабатывания рекомендовано использование модифицированного расчетного выражения, исключающего как недопустимое занижение, так и избыточное завышение требований.

3. Методика апробирована для защит производства ООО НПП «ЭКРА» и может быть применена для других современных быстродействующих УРЗ.

4. Полученные результаты позволяют корректно определять параметры ТТ без использования специализированного программного обеспечения. Предложенный алгоритм является инженерно-практическим инструментом, обеспечивающим баланс между точностью и сложностью при решении задач выбора и проверки трансформаторов тока для переходных режимов.

Список литературы

- [1] IEC TR 61869-100:2017. Instrument Transformers. Part 100 Guidance for Application of Current Transformers in Power System Protection.
- [2] ГОСТ Р 58669-2019. «Единая энергетическая система и изолированно работающие энергосистемы. Релейная защита. Трансформаторы тока измерительные индуктивные с замкнутым магнитопроводом для защиты. Методические указания по определению времени до насыщения при коротких замыканиях». Введен в действие в РФ с 1 января 2020 г. – (<https://docs.cntd.ru>)
- [3] Дегтярев, А.А., Кужеков, С.Л., Дони, Н.А. Об определении требований к трансформаторам тока для релейной защиты в переходных режимах короткого замыкания / А.А. Дегтярев, С.Л. Кужеков, Н.А. Дони // Известия вузов. Электромеханика. – 2023. – № №4. – С. 48-57.
- [4] ООО НПП «ЭКРА». Шкафы РЗА серий ШЭ2607, ШЭ2710. Методические указания по проверке и выбору трансформаторов тока. ЭКРА.650323.085Д. [Электронный ресурс] // ООО НПП "ЭКРА" : [сайт]. – URL: <https://ekra.ru>
- [5] ГОСТ Р 71403-2024. Единая энергетическая система и изолированно работающие энергосистемы. Релейная защита и автоматика. Требования к работе устройств релейной защиты линий электропередачи классом напряжения 110 кВ и выше в переходных режимах, сопровождающихся насыщением трансформаторов тока. Введен в действие в РФ с 1 февраля 2023 г. (<https://protect.gost.ru/>)
- [6] Разработка методики выбора трансформаторов тока с учётом их работы в переходных режимах / А.А. Яблоков, А.В. Панащатенко, А.С. Лифшиц, А.Е. Петров // Энергетик. – 2024. – № №2. – С. 40-47.
- [7] Циглер, Г. Цифровая дифференциальная защита. Принципы и область применения. / Г. Циглер. – : М.: Энергоиздат, 2005. – 216 с.
- [8] Трансформаторы тока / В.В. Афанасьев, Н.М. Адоньев, В.М. Кабель [и др.]. – 2-е изд. – : Энерго- атомиздат. Ленингр. отд-ние, 1989. – 416 с.

РАЗРАБОТКА МЕТОДИКИ ОПРЕДЕЛЕНИЯ МИНИМАЛЬНОГО РАСЧЁТНОГО РЕЖИМА РАБОТЫ ЭНЕРГОРАЙОНА ПО УСЛОВИЯМ ОБЕСПЕЧЕНИЯ ЧУВСТВИТЕЛЬНОСТИ

¹ Новиков А.И., ² Жидов С.С., ¹Кац И.М.
¹ФГАОУ ВО «НИ ТПУ», ²Филиал АО «СО ЕЭС» ОДУ Сибири
Томск, Россия
e-mail: aleksnov-12@mail.ru

Аннотация

Состояние вопроса: в настоящее время для обеспечения чувствительности ступеней защит, обеспечивающих ближнее резервирование, с точки зрения состава сетевого оборудования, осуществляется определение минимального расчетного режима работы энергорайона (МРРЭ). При этом отсутствуют единые методики определения МРРЭ, а существующий подход предполагает анализ большого количества вариантов возможной топологии сети, при которых допускается осуществление отключения до половины присоединений к шинам подстанции. С целью снижения трудоемкости данного процесса необходима разработка формализованной и автоматизируемой методики.

Материалы и методы: расчет чувствительности, формирование и ранжирование перечней влияющих и не влияющих на чувствительность сетевых элементов, определение сочетаний отключаемых элементов, обеспечивающих требуемый минимальный коэффициент чувствительности, апробация методик проводилась с использованием программного комплекса «АРУ РЗА».

Результаты: разработана и апробирована методика определения минимального режима работы энергорайона. Для энергорайона НТЭЦ-4 определен итоговый МРРЭ, представляющий собой комбинацию отключаемых сетевых элементов, при котором обеспечивается чувствительность ТЗНП всех присоединений.

Выводы: предложенная методика позволяет формализовать и автоматизировать процесс определения МРРЭ, что в перспективе позволит существенно снизить временные затраты специалистов служб в диспетчерских центрах АО «СО ЕЭС».

Ключевые слова: минимальный расчетный режим энергорайона (МРРЭ), токовая защита нулевой последовательности (ТЗНП), чувствительность релейной защиты, ток короткого замыкания (КЗ), минимальный состав генерирующего оборудования (МСГО), алгоритм.

DEVELOPMENT OF A METHOD FOR DETERMINING THE MINIMUM CALCULATED OPERATING MODE OF AN ENERGY AREA UNDER THE CONDITIONS OF ENSURING SENSITIVITY

¹ Aleksandr Novikov, ² Sergei Zhidov, ¹Il'ya Katz
¹National Research Tomsk Polytechnic University, ²Russian Power System Operator
Tomsk, Russia
e-mail: aleksnov-12@mail.ru

Abstract

Background: at present, in order to ensure the sensitivity of the protection stages that provide short-term redundancy, in terms of the composition of network equipment, the minimum design mode of operation of the energy area (MRE) is being determined. At the same time, there are no uniform methods for determining the MRE, and the existing approach involves the analysis of a large number of options for a possible network topology, in which it is allowed to disconnect up to half of the connections to the substation buses. In order to reduce the complexity of this process, it is necessary to develop a formalized and automated technique.

Materials and Methods: calculation of sensitivity, formation and ranking of lists of network elements that affect and do not affect the sensitivity, determination of combinations of disconnected elements that provide the required minimum sensitivity coefficient, testing of methods was carried out using the ARU RZA software complex.

Results: a methodology for determining the minimum operating mode of the energy district has been developed and tested. For the energy area, the final MREM station determined, which is a combination of disconnectable network elements, in which the sensitivity of TZNP of all connections is ensured.

Conclusions: the proposed methodology makes it possible to formalize and automate the process of determining the SRE, which in the future will significantly reduce the time spent by service specialists in the dispatch centers of SO UPS.

Key words: minimum design mode of the power region (MRE), zero-sequence current protection (TZNP), relay protection sensitivity, short-circuit current (SC), minimum composition of generating equipment (MSGO), algorithm.

I. ВВЕДЕНИЕ

Минимальный расчетный режим работы энергорайона по условиям обеспечения чувствительности средств релейной защиты и автоматики (МРРЭ) — это такой режим работы энергетической системы (ЭЭС) (или ее части), при котором токи короткого замыкания (КЗ) имеют наименьшие возможные значения, но при этом все установленные устройства релейной защиты и автоматики (РЗА) должны сохранять свою требуемую чувствительность.

Результаты определения МРРЭ используются для решения следующих задач:

1. Определение допустимости режима работы ЭЭС по условиям функционирования устройств РЗА. В рамках данной задачи при рассмотрении ремонтных заявок специалисты служб РЗА анализируют допустимость сочетания одновременного вывода в ремонт нескольких сетевых элементов на этапе согласования ремонтных заявок, а также в случае отключений элементов ЭЭС в результате аварийных возмущений, может быть оперативно проанализирована чувствительность устройств РЗА.

2. Определение величин токов и напряжений КЗ диспетчерским центром и их передача собственникам объектов электроэнергетики [1]. Эти данные необходимы собственникам объектов электроэнергетики для выбора параметров настройки и алгоритмов функционирования устройств РЗА [2]. При этом используются как минимальные, так и максимальные величины токов КЗ.

На величины токов КЗ оказывают существенное влияние такие факторы, как режим работы ЭЭС, состав генерирующего оборудования и количество сетевых элементов, выведенных из работы в ремонт и/или в результате аварийных возмущений. Минимальные уровни токов КЗ определяются в условиях, при которых состав генерирующего оборудования определен в соответствии с МСГО [3] для соответствующего состава сетевого оборудования.

Определение МРРЭ осуществляется в программных комплексах для определения параметров срабатывания устройств РЗА вручную. При этом требуется рассмотреть большое количество различных вариантов и сочетаний взаимовлияющих факторов, что делает данную задачу очень трудоёмкой. Поэтому, разработка методики определения МРРЭ и ее последующая автоматизация позволит снизить временные затраты специалистов служб РЗА при решении данной задачи.

II. МЕТОДИКА ОПРЕДЕЛЕНИЯ МИНИМАЛЬНОГО РЕЖИМА

В настоящее время для определения МРРЭ отсутствуют единые подходы. В некоторых энергосистемах

применяется практика, в рамках которой осуществляется отключение до половины присоединений объекта электроэнергетики. В первую очередь выбираются присоединения, дающие наибольшую подпитку места КЗ.

Так как принцип действия защит разный, то при определении МРРЭ следует определять его исходя из чувствительности различных функций устройств РЗА.

На основе проведенных в рамках данной работы исследований был сформирован алгоритм определения МРРЭ, представленный на рис. 1.

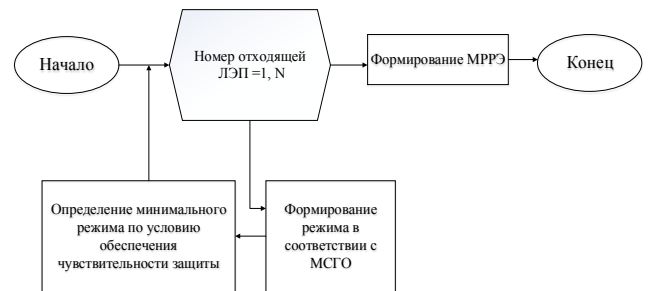


Рис. 1. Укрупненный алгоритм МРРЭ

На первом этапе работы определяется для соответствующей расчётной схемы состав МСГО. Далее осуществляется процесс определения МРРЭ по условиям обеспечения работы ТЗНП каждой ВЛ. При этом формируется набор влияющих и не влияющих элементов на чувствительность ТЗНП сетевых элементов и вариативная часть МРРЭ. Далее формируется итоговый МРРЭ исходя из обеспечения чувствительности устройств РЗА всех присоединений к шинам соответствующей подстанции.

Алгоритм определения режима по определению МРРЭ исходя из обеспечения чувствительности ТЗНП отдельно взятой ЛЭП показан на рис. 2. На первом этапе работы алгоритма осуществляется определение чувствительности в исходном режиме в нормальной схеме. Если на данном этапе чувствительность устройств РЗА не удовлетворяет требованиям, то дальнейшая работа алгоритма заканчивается. Далее формируется ранжированные перечни влияющих и не влияющих элементов в первом и втором поясе. Если в результате отключения сетевого элемента требования к чувствительности не выполняются, то данный сетевой элемент помечается в списке как элемент, отключение которого недопустимо по условиям обеспечения чувствительности, и он исключается из дальнейшего расчёта.

После этого определяются сочетания влияющих элементов, отключение которых приводит к обеспечению минимального коэффициента чувствительности. На следующем этапе работы алгоритма осуществляется отключение сетевых элементов из перечня не влияющих

для каждого сочетания влияющих сетевых элементов. По результатам выполнения алгоритма определяется МРРЭ.

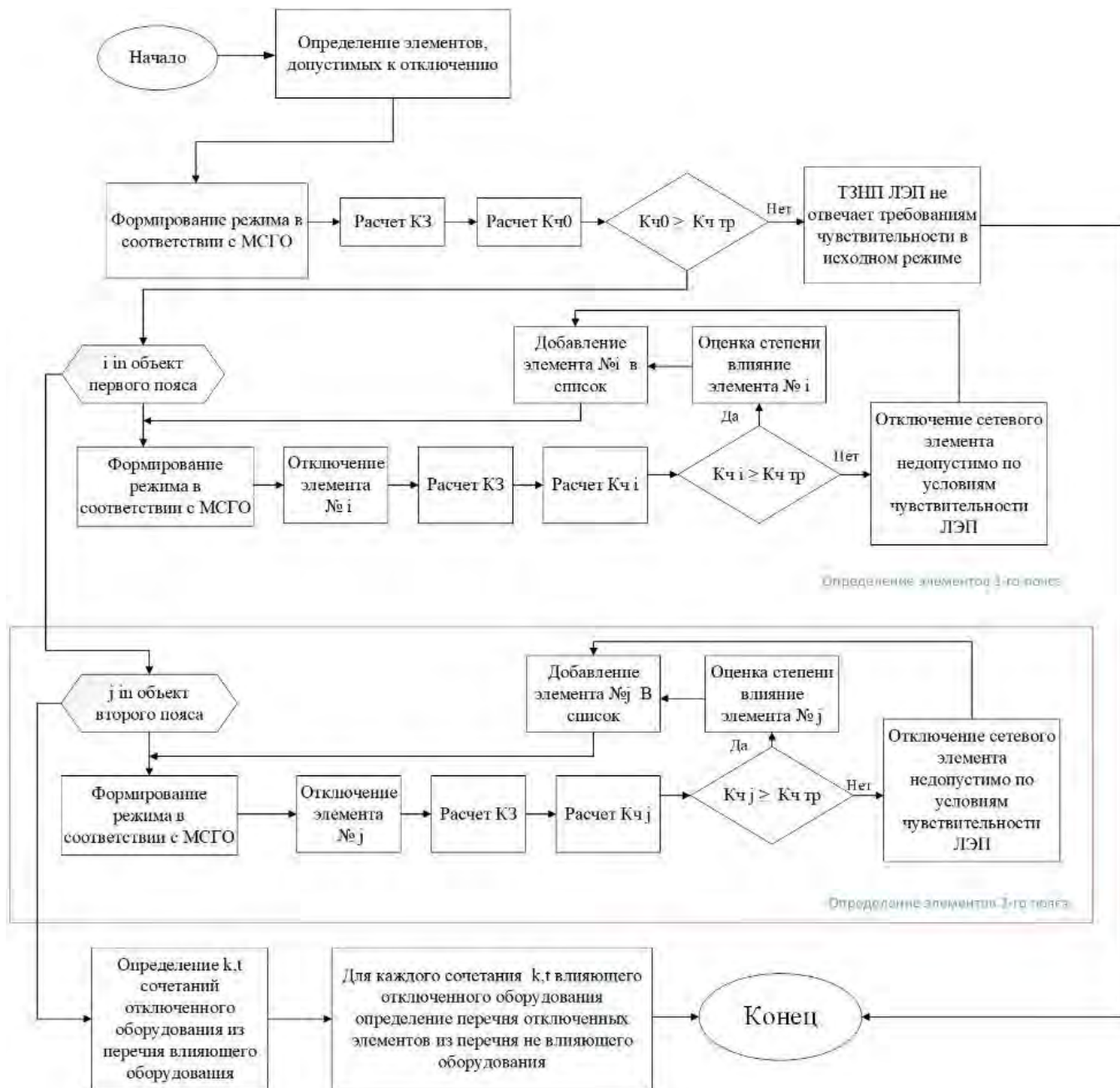


Рис. 2. Алгоритм для минимального режима работы энергорайона

III. ТЕСТИРОВАНИЕ РАЗРАБОТАННОГО АЛГОРИТМА

Рассмотрим применение методики определения МРРЭ на примере определения МРРЭ для шин 110 кВ Новосибирской ТЭЦ-4 (НТЭЦ-4). Расчеты в соответствии с разработанной методикой проводились в ПВК «АРУ РЗА» на расчётной модели ОЭС Сибири. В качестве исходных данных использовались данные об уставках ТЗНП, в соответствии с действующими картами уставок и МСГО.

На первом этапе был смоделирован режим в соответствии с МСГО для нормальной схемы. В качестве расчётного вида КЗ осуществлялся расчёт однофазного и двухфазного КЗ на землю на шинах ПС Северная (в конце защищаемого объекта).

Для примера, в таблицах 1 и 2 приведены результаты расчетов МРРЭ при обеспечении чувствительности ВЛ 110 кВ НТЭЦ-4 – Правобережная и ВЛ 110 кВ НТЭЦ-4 – Отрадная. Жирным шрифтом выделены влияющие элементы, обычным шрифтом показаны не влияющие элементы. Например, как показали результаты расчётов, отключение ВЛ 110 кВ НТЭЦ-4 – Северная, 2АТ ПС 110 Правобережная приводит к изменению коэффициента чувствительности более чем на 1%, поэтому для дальнейших расчётов они приняты как влияющие элементы.

Таблица I. РЕЗУЛЬТАТЫ ОПРЕДЕЛЕНИЯ МРРЭ ПРИ ОБЕСПЕЧЕНИИ ЧУВСТВИТЕЛЬНОСТИ ВЛ 110 кВ НТЭЦ-4 – ПРАВОБЕРЕЖНАЯ

ЛЭП	Минимальные расчетные схемы	З _{то} , А	К _ч
ВЛ 110 кВ НТЭЦ-4 - Правобережная	1АТ ПС 220 кВ Отрадная И 2АТ ПС 220 кВ Правобережная И ВЛ 110 кВ Северная-НТЭЦ-4 И ВЛ 110 кВ Правобережная-НТЭЦ-4 (цепь 1-3) И ВЛ 220 кВ НТЭЦ-3-Правобережная И ВЛ 220 кВ Заря- Правобережная И ВЛ 220 кВ Отрадная-НТЭЦ-3 И ВЛ 220 кВ Заря-Отрадная И ВЛ 110 кВ Библиотечный-Северная И 1Т И 2Т ПС 220 кВ Северная И ВЛ 110 кВ Отрадная-Пашино И ВЛ 110 кВ Восточная-Северная И ВЛ 110 кВ Волочаевская-Северная (цепь 1 или 2) ИЛИ ВЛ 110 кВ Мясокомбинат-Правобережная (цепь 1 или 2) ИЛИ ВЛ 110 кВ Правобережная-Челюскинская (цепь 1 или 2)	11405	1,190

Таблица II. РЕЗУЛЬТАТЫ ОПРЕДЕЛЕНИЯ МРРЭ ПРИ ОБЕСПЕЧЕНИИ ЧУВСТВИТЕЛЬНОСТИ ТЗНП ВЛ 110 кВ НТЭЦ-4 – ОТРАДНАЯ

ЛЭП	Минимальные расчетные схемы	З _{то} , А	К _ч
ВЛ 110 кВ НТЭЦ-4 – Отрадная	1АТ ПС 220 кВ Отрадная И 2АТ ПС 220 кВ Правобережная И ВЛ 110 кВ Северная-НТЭЦ-4 И ВЛ 110 кВ Правобережная-НТЭЦ-4 (цепь 1-3) И ВЛ 220 кВ НТЭЦ-3-Правобережная И ВЛ 220 кВ Заря-Правобережная И ВЛ 220 кВ Отрадная-НТЭЦ-3 И ВЛ 220 кВ Заря-Отрадная И ВЛ 110 кВ Библиотечный-Северная И 1Т И 2Т ПС 220 кВ Северная И ВЛ 110 кВ Отрадная-Пашино И ВЛ 110 кВ Восточная-Северная И ВЛ 110 кВ Волочаевская-Северная (цепь 1 или 2) ИЛИ ВЛ 110 кВ Мясокомбинат-Правобережная (цепь 1 или 2) ИЛИ ВЛ 110 кВ Правобережная-Челюскинская (цепь 1 или 2)	11522	1,709

Далее осуществлялась аналогичная оценка влияния состава включенного сетевого оборудования первой и второй периферии на чувствительность ТЗНП отходящих от шин НТЭЦ-4 присоединений при соответствующем МСГО и также определение уникальных и взаимное исключение повторяющихся вариантов отключенных сетевых элементов. Результирующий перечень МРРЭ приведен в таблице 3.

IV. ЗАКЛЮЧЕНИЕ

В рамках данной работы была разработана методика определения МРРЭ по условиям обеспечения чувствительности ТЗНП. Выполнена оценка корректности и применимости разработанной методики на примере

НТЭЦ-4, входящей в ОЗ Филиала АО «СО ЕЭС» ОДУ Сибири.

Полученная методика может применяться в диспетчерских центрах АО «СО ЕЭС» при определении МРРЭ. После дополнительных исследований, на основе полученной методике может быть разработано программное обеспечение, основанное на взаимодействии с программным комплексом PF.Protection. Применение разработанного программного обеспечения позволит существенно снизить временные затраты сотрудников служб РЗА АО «СО ЕЭС» при решении рассматриваемых задач.

Таблица III. МИНИМАЛЬНЫЙ РЕЖИМ РАБОТЫ ЭНЕРГОРАЙОНА ПС НТЭЦ-4

Наименование объекта	Минимальные расчетные схемы (Отключенные сетевые элементы)
НТЭЦ-4	<p>1АТ ПС 220 кВ Отрадная И 2АТ ПС 220 кВ Правобережная И ВЛ 110 кВ Северная-НТЭЦ-4 И три из ВЛ: ВЛ 110 кВ Правобережная-НТЭЦ-4 (цепь 1-4) И ВЛ 220 кВ НТЭЦ-3 –Правобережная И ВЛ 220 кВ Заря- Правобережная И ВЛ 220 кВ Отрадная-НТЭЦ-3 И ВЛ 220 кВ Заря-Отрадная И ВЛ 110 кВ ПП Библиотечный-Северная И 1Т И 2Т ПС 220 кВ Северная И три из ВЛ: ВЛ 110 кВ Отрадная-Пашино, ВЛ 110 кВ Восточная-Северная, ВЛ 110 кВ Волочаевская-Северная, ВЛ 110 кВ Мясокомбинат-Правобережная (цепь 1 или 2), ВЛ 110 кВ Правобережная-Челюскинская (цепь 1 или 2)</p> <p>ИЛИ одна из ВЛ: ВЛ 110 кВ НТЭЦ-4 – Северная (цепь1, цепь 2) И 2АТ ПС 110 кВ Правобережная И ВЛ 110 кВ Отрадная-Пашино (цепь 1 или 2) И ВЛ 110 кВ ПП Библиотечный-Северная (цепь 1 или 2) И ВЛ 110 кВ Волочаевская-Северная (цепь 1 или 2) И ВЛ 110 кВ Восточная-Северная (цепь 1 или 2) И ВЛ 110 кВ Мясокомбинат-Правобережная (цепь 1 или 2) И ВЛ 110 кВ Академическая-Северная (цепь 1 или 2) И 1Т или 2Т ПС 110 кВ Северная И ВЛ 110 кВ Правобережная-Челюскинская (цепь 1/2)</p>

Список литературы

- [1] Об утверждении Правил взаимодействия субъектов электроэнергетики и потребителей электрической энергии по вопросам координации уровней токов короткого замыкания: приказ Минэнерго России от 15.01.2024 № 5 // Официальный интернет-портал правовой информации. – URL: <http://www.pravo.gov.ru> (дата обращения: 25.11.2025).
- [2] Об утверждении Правил взаимодействия субъектов электроэнергетики, потребителей электрической энергии при подготовке, выдаче и выполнении заданий по настройке устройств релейной защиты и автоматики : приказ Минэнерго России от 13.02.2019 № 100 : зарег. в Минюсте России 29.03.2019 № 54235 // Официальный интернет-портал правовой информации. – URL: <http://www.pravo.gov.ru> (дата обращения: 25.11.2025).
- [3] Методические указания по определению минимального количества находящихся в работе генераторов тепловых электростанций по условиям функционирования релейной защиты : утв. распоряжением ОАО «СО ЕЭС» от 22.09.2014 № 98р : в ред. распоряжения от 25.12.2015 № 148р.

АНАЛИЗ ТОКА ОБРАТНОЙ ПОСЛЕДОВАТЕЛЬНОСТИ ПРИ ТРЁХФАЗНЫХ КОРОТКИХ ЗАМЫКАНИЯХ

Новобрицкий В.А.¹, Федосов Д.С.²
Филиал АО «СО ЕЭС» Иркутское РДУ¹, ФГБОУ ВО «ИРНТУ»²,
Иркутск, Россия
e-mail: novobritskiy-va@irk.so-ups.ru, fedosov_ds@istu.edu

Аннотация

Состояние вопроса: В релейной защите распространено мнение, что при трёхфазных коротких замыканиях в начальный момент повреждения всегда возникает несимметрия, достаточная для срабатывания органов по току обратной последовательности. Однако в сетях со слабой системой или на протяжённых линиях, где токи короткого замыкания малы, уставки таких органов выбираются из условия отстройки от нагрузки, и их срабатывание при реальном повреждении не гарантировано.

Материалы и методы: Применена теория симметричных составляющих, проведён анализ осциллограмм аварийных процессов с цифровых регистраторов на линиях 220 кВ и расчёт действующих значений токов прямой и обратной последовательностей в первые периоды после повреждения.

Результаты: По данным 12 реальных трёхфазных коротких замыканий, вызванных грозовыми перекрытиями, доля тока обратной последовательности относительно тока прямой последовательности составляет от 7,4% до 34,8%. Во всех случаях наблюдается кратковременный «всплеск» тока обратной последовательности, затухающий за 1-2 периода.

Выводы: Величина тока обратной последовательности при трёхфазных коротких замыканиях не всегда достаточна для надёжного срабатывания защиты. В слабых сетях предпочтительны блокирующие защиты (ВЧБ). Модифицированная токовая защита обратной последовательности с контролем отношения векторов токов обратной и прямой последовательностей, скорости изменения тока обратной последовательности и направления мощности повышает селективность, но не обеспечивает абсолютной надёжности при использовании в качестве единственного способа выявления трёхфазного повреждения.

Ключевые слова: релейная защита, трёхфазное короткое замыкание, обратная последовательность, прямая последовательность, линия электропередачи, пусковые органы, отключающие органы.

ANALYSIS OF NEGATIVE-SEQUENCE CURRENT DURING THREE-PHASE SHORT CIRCUITS

Vladislav Novobritsky¹, Denis Fedosov²
¹ Branch of JSC «SO UPS» RDS of Irkutsk, ² INRTU
Irkutsk, Russia
e-mail: novobritskiy-va@irk.so-ups.ru, fedosov_ds@istu.edu

Abstract

The state of the issue: In relay protection practice, it is commonly believed that an asymmetry sufficient to operate negative-sequence current elements always occurs at the initial moment of a three-phase short circuit. However, in power systems with weak power sources or on long transmission lines – where short-circuit currents are small – the settings of such elements are selected to ensure security against load conditions, and their operation during an actual fault is not guaranteed.

Materials and methods: The theory of symmetrical components was applied. Oscillograms of fault transients recorded by digital fault recorders on 220 kV transmission lines were analyzed, and RMS values of positive- and negative-sequence currents were calculated for the first cycles following fault inception.

Results: Based on data from 12 actual three-phase short circuits caused by lightning-induced flashovers, the ratio of the negative-sequence current to the positive-sequence current ranges from 7.4% to 34.8%. In all cases, a brief surge of negative-sequence current is observed, which decays within one to two power-frequency cycles.

Conclusions: The magnitude of the negative-sequence current during three-phase short circuits is not always sufficient for reliable operation of protective relays. In weak networks, blocking-type protection schemes (e.g., pilot-wire blocking scheme) are preferable. A modified negative-sequence overcurrent protection incorporating monitoring of the ratio of negative- to positive-sequence current phasors, the rate of change of the negative-sequence current, and the direction of negative-sequence power improves selectivity but does not provide absolute reliability when used as the sole method for detecting a three-phase fault.

Key words: relay protection, three-phase short circuit, negative sequence, positive sequence, power transmission line, starting elements, tripping elements.

1. ПОСТАНОВКА ЗАДАЧИ

Наиболее тяжёлым видом повреждений в электроустановках являются короткие замыкания (КЗ). Как известно, КЗ можно разделить на несимметричные и симметричные. К несимметричным относятся двухфазные $K^{(2)}$, а в электроустановках с заземлённой нейтралью расчётными также являются однофазные $K^{(1)}$ и двухфазные КЗ на землю $K^{(1,1)}$. К симметричным относятся трёхфазные КЗ $K^{(3)}$. Характерным признаком несимметричных КЗ является наличие тока обратной последовательности I_2 при разложении тока на симметричные составляющие. Для $K^{(1)}$ и $K^{(1,1)}$ в дополнение к этому появляется ток нулевой последовательности $3I_0$. В первом приближении симметричные КЗ $K^{(3)}$ характеризуются только присутствием тока прямой последовательности I_1 , равного по величине действующему значению фазного тока. Фазные токи А, В, С равны друг другу и определяются по (1):

$$\begin{cases} \dot{I}_A = I_{K3}; \\ \dot{I}_B = I_{K3} e^{-j120^\circ}; \\ \dot{I}_C = I_{K3} e^{j120^\circ}. \end{cases} \quad (1)$$

Такой способ моделирования $K^{(3)}$ применим только для идеального случая установившегося режима КЗ при полной симметрии проводников и при отсутствии переходного сопротивления [1]. Известны случаи, когда кратковременная несимметрия появляется при одновременном замыкании контактов силового выключателя и включении на заземляющие ножи при $K^{(3)}$. При этом считается, что ток I_2 всегда будет наблюдаться при $K^{(3)}$ в начальный момент времени в переходном режиме. На этом принципе основано действие реле блокировки при качаниях КРБ-126 для первых ступеней дистанционной защиты ЭПЗ-1636, реагирующего только на наличие I_2 , а также современных микропроцессорных основных защит, где дистанционный отключающий орган используется только как орган подхвата, при кратковременном срабатывании отключающих органов дифференциально-фазной защиты (ДФЗ) по I_2 при $K^{(3)}$ [2], как показано на рис.1.

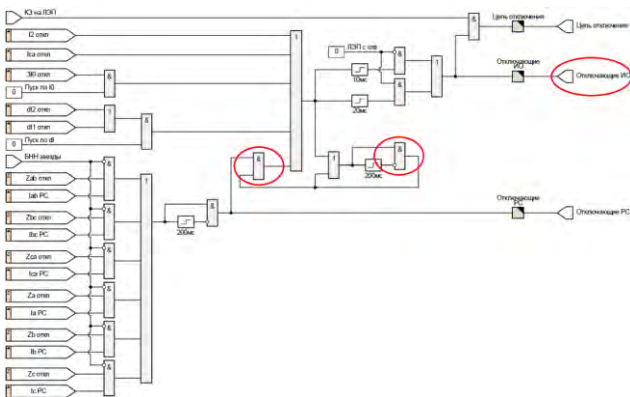


Рис. 1. Логическая схема подготовки цепи отключения ДФЗ

Однако актуальным остаётся вопрос расчёта конкретных величин тока I_2 при различных $K^{(3)}$, так как нельзя полагаться только на сам факт его наличия, чтобы утверждать, что устройство релейной защиты (РЗ)

гарантированно правильно сработает при той или иной величине тока $K^{(3)}$, поскольку уставки устройств РЗ выбираются в конкретных численных значениях.

Целью настоящей работы является количественная оценка доли тока I_2 при реальных $K^{(3)}$, и разработка рекомендаций по повышению надёжности пусковых органов РЗ на основе I_2 .

II. АНАЛИЗ ОСЦИЛЛОГРАММ ТРЁХФАЗНЫХ КЗ ДЛЯ ВЫЯВЛЕНИЯ НЕСИММЕТРИИ

Авторами обобщены имеющиеся данные о реальных случаях $K^{(3)}$ для получения ответа на вопрос, какая величина тока I_2 может наблюдаться при реальных $K^{(3)}$. Пример осциллограммы $K^{(3)}$ представлен на Рис. 2.

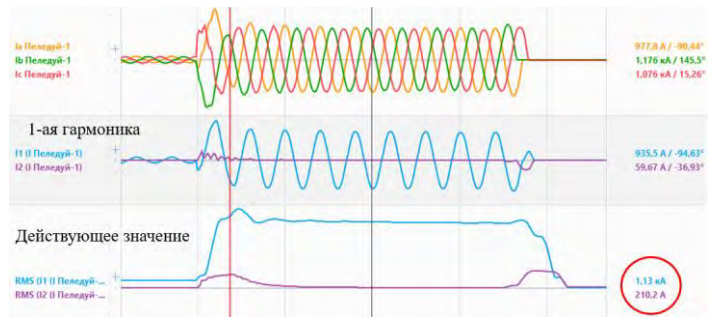


Рис. 2. Определение максимальной величины действующего значения тока I_2 при $K^{(3)}$

Как можно увидеть по рис. 2, при $K^{(3)}$ в первый момент времени из-за несимметрии фазных токов появляется некий «всплеск» мгновенного значения тока i_2 , являющегося несинусоидальной величиной и становящегося практически равным нулю по действующему значению уже через 2 периода основной частоты. В связи с этим будет производиться сравнение максимальной пиковой величины действующего значения тока I_2 с максимальной пиковой величиной тока I_1 при $K^{(3)}$. Это позволит ответить на вопрос, какую долю составляет ток I_2 при $K^{(3)}$ и на какую величину необходимо будет ориентироваться при выборе уставок пусковых и отключающих органов по I_2 . Последнее будет актуально, если токи $K^{(3)}$ малы, т. е. сопоставимы с нагрузочными токами при слабой сети или протяжённых ЛЭП более 100 км, где при этом нет возможности выбора уставки по условию чувствительности для органов по фазному I_{ϕ} , линейному I_L току или для органа по I_1 с обеспечением отстройки от токов нагрузки.

В таблице 1 представлены 12 действительных случаев $K^{(3)}$. Все случаи вызваны перекрытием проводников во время грозы с доаварийным нагрузочным режимом.

На основании таблицы 1 можно сказать, что разброс доли содержания тока I_2 при $K^{(3)}$ составляет от 7,4% до 34,8%, среднее значение 24,4%, медианное 28,6%. Для устройств РЗ используется робастный подход, а значит, в общем случае необходимо обеспечивать правильную работу РЗ при наихудшем возможном значении. Тогда, например, при токе $K^{(3)}$ в 300 А замер тока I_2 может в худшем случае составлять 22 А, в среднем 85 А. То есть даже в этом случае уставки для I_2 по условию чувствительности, например, у КРБ-126 или отключающих органов ДФЗ с $K_4 = 2$, не всегда могут быть отстроены от небалансов при нагрузочных режимах, особенно при наличии в сети тяговой

нагрузки. Следовательно, общее представление о том, что при $K^{(3)}$ всегда есть некая несимметрия, и её гарантированно хватит для традиционных пусковых органов обратной последовательности I_2 , является ошибочным и подлежит проверке для каждого случая.

Таблица I. Доля действующего значения тока I_2 при $K^{(3)}$

№	ВЛ 220 кВ	Сторона	MAX I_2 , А	MAX I_1 , А	Доля I_2 , %
1	Мамакан - Сухой Лог I цепь	1	54	726	7,4
2		2	132	1429	9,2
3	Пеледуй - НПС-9 № 1	1	210	1250	16,8
4		2	100	530	18,9
5	Ключи – БЦБК	1	395	1272	31,1
6		2	829	2816	29,4
7	Шелехово – БЦБК	1	330	1220	27,0
8		2	793	2782	28,5
9	Мамакан - Сухой Лог II цепь	1	357	1027	34,8
10		2	536	1708	31,4
11	Пеледуй - Сухой Лог № 2	1	170	565	30,1
12		2	390	1359	28,7

Далее представлен вариант выполнения защиты по I_2 , позволяющий реализовать пусковой орган по появлению несимметрии при КЗ, который может быть использован для повышения чувствительности и к $K^{(3)}$.

III. СПОСОБ ВЫЯВЛЕНИЯ НЕСИММЕТРИИ ПО ОТНОШЕНИЮ К ТОКУ ПРЯМОЙ ПОСЛЕДОВАТЕЛЬНОСТИ

Основная идея пуска дистанционных отключающих органов ДФЗ на Рис.1 заключается в наличии несимметрии токов при $K^{(3)}$, достаточной для срабатывания отключающих органов по I_2 . Главная сложность заключается в том, что указанные органы по I_2 не всегда могут быть отстроены от несимметричных нагрузочных режимов, особенно в сетях с большой долей тяговой нагрузки. Следовательно, если удастся решить задачу реализации органов по I_2 , алгоритм функционирования которых способен производить идентификацию КЗ и обеспечивать несрабатывание в нагрузочных режимах, то тогда эти органы могут быть использованы как пусковые и при $K^{(3)}$, реагируя на кратковременно наблюдаемый минимальный «всплеск» несимметрии.

Задаче реализации подобных органов, использующих для информации о наличии повреждения в первичной сети только замеры от трансформаторов тока без применения цепей напряжения, посвящена работа [3]. В ней проведена первичная оценка содержания токов I_1 и I_2 при различных видах несимметричной нагрузки. На Рис.3 можно увидеть содержание указанных симметричных составляющих при подключении несимметричной переменной нагрузки на три междуфазных напряжения.

Для выявления КЗ на фоне несимметричных нагрузочных режимов в работе [3] предлагается применить в качестве рабочей величины отношение векторов токов обратной и прямой последовательностей по формуле (2), обозначенное комплексным коэффициентом $\dot{\alpha}$:

$$\dot{\alpha} = \frac{\dot{I}_2}{\dot{I}_1} \quad (2)$$

При применении указанного способа при несимметричных КЗ могут наблюдаться картины замеров указанного коэффициента $\dot{\alpha}$ в соответствии с Рис.4.

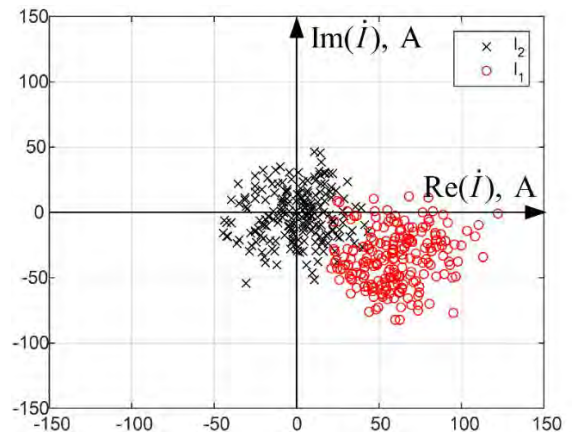


Рис. 3. Области токов I_1 и I_2 на комплексной плоскости при имитации несимметричной нагрузки на трёх междуфазных напряжениях

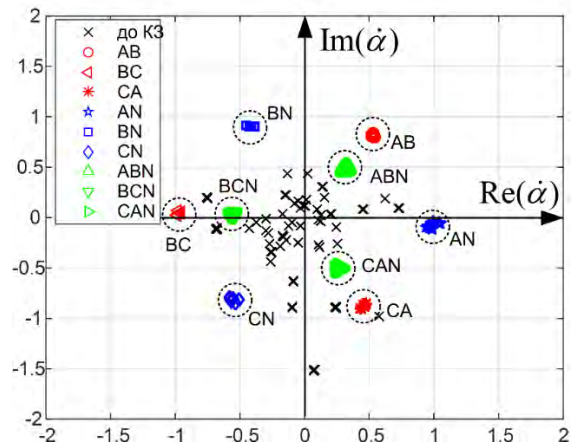


Рис. 4. Области коэффициентов $\dot{\alpha}$ на комплексной плоскости в нагрузочном режиме (отмечены как X) и при несимметричных КЗ

Моделирование доаварийного режима показывает, что коэффициент $\dot{\alpha}$ может оказаться в областях срабатывания, обозначенных пунктирными окружностями на Рис.5, и в отсутствие КЗ. Тогда в качестве условия, позволяющего отличить несимметричный нагрузочный режим от режима несимметричного КЗ может быть рассмотрен контроль скорости изменения тока I_2 за каждый период промышленной частоты. Уставка по скорости изменения тока I_2 должна быть отстроена от включения под напряжение максимально возможной несимметричной нагрузки на данном присоединении. Например, для однофазной нагрузки, включаемой на единственное междуфазное напряжение (для определённости, АВ) и потребляющую ток $I_{н.макс}$, максимальное приращение тока обратной последовательности $\Delta I_{2н.макс}$ при её включении будет определяться в соответствии с формулой (3):

$$\begin{aligned} \Delta I_{2н.макс} &= \left| \frac{1}{3} (\dot{I}_A + \dot{a}^2 \dot{I}_B + \dot{a} \dot{I}_C) \right| = \\ &= \left| \frac{1}{3} (I_{н.макс} - \dot{a}^2 I_{н.макс}) \right| = \frac{I_{н.макс}}{\sqrt{3}}, \end{aligned} \quad (3)$$

где \dot{a} – оператор поворота.

Таким образом, для срабатывания предлагаемой модифицированной токовой защиты обратной

последовательности (ТЗОП) необходимо выполнение следующих условий:

- величина тока I_2 превышает уставку соответствующей ступени ТЗОП;
- коэффициент α находится в одной из обозначенных пунктиром областей на Рис.4;
- скорость возрастания тока I_2 , запоминаемая на время, достаточна для срабатывания ступени ТЗОП и выше уставки, заведомо отстроенной от максимального изменения тока I_2 при набросе несимметричной нагрузки;
- произошло срабатывание органа направления мощности обратной последовательности (при реализации направленной ТЗОП).

IV. ВЫВОДЫ

Анализ 12 реальных случаев трёхфазных КЗ показал, что доля тока I_2 в начальный момент повреждения может варьироваться от 7,4% до 34,8% от тока I_1 . Это свидетельствует о том, что наличие I_2 при $K^{(3)}$ не гарантирует достаточной величины для надёжного срабатывания традиционных пусковых и отключающих органов РЗ, особенно в сетях со слабыми системами или на протяжённых линиях, где токи КЗ сопоставимы с нагрузочными.

В таких условиях ДФЗ, использующая только токовые органы по I_2 для подхвата при $K^{(3)}$, может оказаться недостаточно чувствительной. Более надёжным решением для выявления симметричных повреждений на указанных объектах являются защиты блокирующего типа (например, ВЧБ), реализующие дистанционный принцип и не зависящие от наличия несимметрии.

В то же время предложенный модифицированный алгоритм ТЗОП, основанный на совместном контроле абсолютного значения I_2 , комплексного коэффициента α , скорости изменения I_2 и направления мощности обратной последовательности, позволяет значительно повысить отстройку по отношению к несимметричным нагрузочным режимам (в том числе с переменной тяговой нагрузкой) и может быть использован как вспомогательный пусковой орган при $K^{(3)}$.

Тем не менее, с учётом кратковременного и стохастического характера появления I_2 , обусловленного неодновременностью замыкания фаз, переходным процессом в первичных и вторичных цепях и погрешностью РЗ, полная идентификация $K^{(3)}$ исключительно по токовым составляющим остаётся задачей с ограниченной надёжностью. Сложность имитационного моделирования указанных режимов при $K^{(3)}$ состоит в том, что несимметрия при $K^{(3)}$ вызвана неодновременностью перехода одного симметричного нагрузочного режима в режим симметричного КЗ и труднопрогнозируемой динамической погрешностью измерительных органов РЗ. Поэтому применение модифицированной ТЗОП целесообразно рассматривать в составе комплексной логики защиты, а не как самостоятельное решение для наиболее ответственных линий.

Список литературы

- [1] Назаров А.В., Хасаншин А. Влияние параметров двухцепных воздушных линий на величины фазных токов при трёхфазных

коротких замыканиях // Тинчуринские чтения: Тезисы докладов XIII молодежной научной конференции: В 3-х томах, Казань, 24–27 апреля 2018 года. Том 1. – Казань: Казанский государственный энергетический университет, 2018. – С. 391-394.

- [2] ГОСТ Р 58981-2020. Единая энергетическая система и изолированно работающие энергосистемы. Дифференциально-фазная защита линий электропередачи классом напряжения 110-220 кВ. Функциональные требования. – М., 2020 г. – 14 с.
- [3] Федосов Д.С. Модифицированная токовая защита обратной последовательности для работы в условиях несимметрии нагрузки / Д. С. Федосов // Релейная защита и автоматизация. – 2025. – № 3(60). – С. 4-11.
- [4] Висяшев А.Н., Тигунцев С.Г., Федосов Д.С., Зубова Е.В. Исследование несимметричных и несинусоидальных режимов в схеме электроснабжения железнодорожной тяги с учетом случайного характера изменения нагрузок // Электроэнергия. Передача и распределение. – 2025. – № 1(88). – С. 40-45.
- [5] Дементий Ю.А., Маслов А.Н., Кочетов И.Д. Предел распознаваемости трехфазного короткого замыкания с использованием расширенной информационной базы // Передовые инновационные разработки. Перспективы и опыт использования, проблемы внедрения в производство : Сборник научных статей по итогам Пятой международной научной конференции, Казань, 29 июня 2019 года. Том Часть 1. – Казань: Общество с ограниченной ответственностью "КОНВЕРТ", 2019. – С. 130-132.
- [6] Дементий Ю.А., Маслов А.Н., Кочетов И.Д. Расширение информационной базы релейной защиты при трёхфазных коротких замыканиях. // Передовые инновационные разработки. Перспективы и опыт использования, проблемы внедрения в производство: Сборник научных статей по итогам Пятой международной научной конференции, Казань, 29 июня 2019 года. Том Часть 1. – Казань: Общество с ограниченной ответственностью "КОНВЕРТ", 2019. – С. 126-129.
- [7] Демьянов Т.Г. Расчёт трёхфазного короткого замыкания / Т. Г. Демьянов // Инновации. Наука. Образование. – 2021. – № 30. – С. 940-944.
- [8] Серебряков А.С., Осокин В.Л. Несимметричная нагрузка и короткое замыкание трёхфазного трансформатора при соединении обмоток по схеме Y/Δ. // Вестник Ижевской государственной сельскохозяйственной академии. – 2017. – № 3(52). – С. 54-62.
- [9] Нурматов О.Е., Маткаримов С.К. Анализ переходного процесса в электроэнергетической системе при трёхфазном коротком замыкании // Энергетика и энергосбережение: теория и практика: Сборник материалов IV Всероссийской научно-практической конференции: электронный сборник, Кемерово, 19–21 декабря 2018 года / Под редакцией В.Г. Каширских, И.А. Лобур. – Кемерово: Кузбасский государственный технический университет имени Т.Ф. Горбачева, 2018. – С. 245.1-245.4.
- [10] Федосов Д.С. Исследование работы токовой защиты обратной последовательности в условиях несимметрии токов и напряжений. // Методические вопросы исследования надежности больших систем энергетики: Материалы 97-го заседания Международного научного семинара, Новосибирск, 06–12 июля 2025 года. – Иркутск: Институт систем энергетики им. Л.А. Мелентьева СО РАН, 2025. – С. 637-646.
- [11] Бринкис К. А., Паперно Л. Б., Эйгус Л. Е. Авторское свидетельство № 449412 А1 СССР, МПК H02H 3/00. Устройство для пуска быстродействующих релейных защит по току обратной последовательности с торможением током прямой последовательности: № 1866145/24-7: заявл. 04.01.1973: опубл. 05.11.1974.
- [12] Гельфанд Я. С., Левиуш А. И., Дони Н. А. Авторское свидетельство № 1176406 А1 СССР, МПК H02H 3/26. Реле тока обратной последовательности для защиты от короткого замыкания трехфазной электроустановки: № 3707371: заявл. 06.03.1984: опубл. 30.08.1985.
- [13] Козлов А.Н. Измерительный преобразователь тока обратной последовательности для цифровых защит // Вестник Амурского государственного университета. Серия: Естественные и экономические науки. – 2020. – № 89. – С. 87-90. – DOI 10.22250/jasu.22.
- [14] Сыздыкова М., Булатов Р.В., Ильин С.В., Дубина Д.С., Пашковская Е.Е. Разработка алгоритма ненаправленной токовой защиты обратной последовательности // Инновации. Наука. Образование. – 2021. – № 38. – С. 826-831.

ОПРЕДЕЛЕНИЕ И РАСЧЕТ ПОСТОЯННОЙ ВРЕМЕНИ АПЕРИОДИЧЕСКОЙ СОСТАВЛЯЮЩЕЙ ТОКА КОРОТКОГО ЗАМЫКАНИЯ T_a В СЛОЖНОЙ ЦЕПИ

Осипова Л.В.

ООО Научно-производственное предприятие «ЭКРА»

Чебоксары, Россия

e-mail: osipova_lv@ekra.ru

Аннотация

Состояние вопроса: Аперриодическая составляющая тока короткого замыкания (КЗ) оказывает существенное влияние на работу устройств релейной защиты и автоматики (РЗА). Точное определение постоянной времени ее затухания является критически важной задачей при проектировании и настройке защит. В сложных сетях с несколькими источниками питания традиционные методы расчета дают значительный разброс результатов, что приводит к ошибкам в выборе уставок и снижению эффективности защит.

Материалы и методы: Исследование проведено на модели сложной электрической цепи 220 кВ с использованием специализированного программного обеспечения. Проанализированы три метода расчета постоянной времени аперриодической составляющей: метод симметричных составляющих, метод промышленной частоты и метод взвешенного усреднения. Расчеты выполнены для различных точек короткого замыкания и видов повреждений с учетом двустороннего питания.

Результаты: Установлены границы применимости анализируемых методов. Для симметричных КЗ все методы демонстрируют сходимость без расхождений постоянной времени, а для несимметричных КЗ имеются расхождения между методами.

Выводы: Показано, что для различных задач РЗА требуются разные подходы к определению постоянной времени. Метод взвешенного усреднения является наиболее точным, но требует полных данных о сети. Метод промышленной частоты представляет собой оптимальный компромисс между точностью и трудоёмкостью. Для современных микропроцессорных терминалов РЗА обоснована необходимость реализации адаптивных алгоритмов, интеллектуально выбирающих метод расчёта на основе текущей конфигурации сети и вида повреждения.

Ключевые слова: аперриодическая составляющая, постоянная времени, РЗА, короткое замыкание.

DETERMINATION AND CALCULATION OF THE TIME CONSTANT OF THE APERIODIC COMPONENT OF SHORT-CIRCUIT CURRENT T_a IN A COMPLEX CIRCUIT

Lubov Osipova

Scientific and Production Enterprise "EKRA"

Cheboksary, Russia

e-mail: osipova_lv@ekra.ru

Abstract

Background: The aperiodic component of the short-circuit current (SCC) significantly affects the operation of relay protection and automation (RPA) devices. Accurate determination of its decay time constant is a critically important task in the design and setting of protections. In complex networks with multiple power sources, traditional methods for calculating yield significant result dispersion, leading to errors in setting selection and reduced protection effectiveness.

Materials and Methods: The study was conducted on a 220 kV complex electrical circuit model using specialized software. Three methods for calculating the time constant of the aperiodic component were analyzed: the symmetrical component method, the industrial frequency method, and the weighted averaging method. The calculations were performed for various short-circuit points and types of damage, taking into account double-fed operation.

Results: The limits of applicability of the analyzed methods have been established. For symmetric short circuit, all methods demonstrate convergence without time constant discrepancies, while for non-symmetric short circuit, there are discrepancies between the methods.

Conclusions: It is shown that different approaches to determining the time constant are required for different RPA tasks. The weighted averaging method is the most accurate, but it requires complete network data. The industrial frequency method is an optimal compromise between accuracy and complexity. For modern microprocessor-based RPA terminals, it is necessary to implement adaptive algorithms that intelligently select the calculation method based on the current network configuration and the type of fault.

Key words: aperiodic component, time constant, relay protection and automation (RPA), short circuit.

I. ВВЕДЕНИЕ

Корректное определение параметров тока КЗ представляет собой критически важную задачу при проектировании и эксплуатации электроэнергетических систем, особенно в контексте обеспечения надежности релейной защиты [1,8].

Переходные процессы в электрических сетях представляют собой сложное взаимодействие электромагнитных и электромеханических явлений, возникающих при нарушении установившегося режима [6] работы. Короткое замыкание как наиболее тяжелый вид нарушения сопровождается возникновением двух принципиально различных составляющих тока: периодической и аperiodической.

II. ТЕОРЕТИЧЕСКАЯ ЧАСТЬ

Аperiodическая составляющая обладает экспоненциальным характером затухания и оказывает влияние на корректность функционирования устройств релейной защиты, на ударный ток, определяющий требования к электродинамической стойкости, а также на тепловое воздействие, которое учитывается через интеграл Джоуля. [5]

Физическая природа аperiodической составляющей может быть проиллюстрирована на примере простейшей R-L цепи. При внезапном изменении режима такой цепи возникает переходный процесс, описываемый дифференциальным уравнением:

$$L \frac{di}{dt} + Ri = u(t),$$

где $L \frac{di}{dt}$ – ЭДС самоиндукции, Гн;

Ri – падение напряжения на активном сопротивлении, Ом;

$u(t)$ – мгновенное значение приложенного к цепи напряжения, кВ.

Решение этого уравнения для случая включения цепи на синусоидальное напряжение приводит к появлению свободной составляющей тока, затухающей по экспоненциальному закону постоянной времени:

$$T = \frac{L}{R},$$

где T – постоянная времени цепи, с;

L – полная индуктивность цепи, Гн;

R – полное активное сопротивление цепи, Ом.

В реальных энергетических системах ситуация существенно сложнее. Многоуровневая иерархия сетей, наличие множества источников питания, распределенный характер параметров линий электропередачи — все эти факторы превращают расчет постоянной времени из тривиальной задачи в серьезную методологическую проблему [7].

Рассмотрим методы вычисления постоянной времени аperiodической составляющей.

1. Метод симметричных составляющих (МСС)

Это основной метод расчёта несимметричных режимов в линейных электрических системах [2]. Он основан на представлении любой несимметричной трёхфазной системы (ЭДС, напряжений или токов) в виде суммы трёх симметричных трёхфазных систем: прямой, обратной и нулевой последовательности. Для каждого КЗ составляется своя формула для вычисления постоянной времени аperiodической составляющей.

Для трехфазного КЗ:

$$T_{a.эк} = \frac{x_{1эк}}{\omega \cdot R_{1эк}},$$

Для однофазного КЗ:

$$T_{a.эк} = \frac{x_{1эк} + x_{2эк} + x_{0эк}}{\omega \cdot (R_{1эк} + R_{2эк} + R_{0эк})},$$

Для двухфазного КЗ:

$$T_{a.эк} = \frac{x_{1эк} + x_{2эк}}{\omega \cdot (R_{1эк} + R_{2эк})},$$

Для двухфазного КЗ на землю:

$$T_{a.эк} = \frac{x_{1эк} + x_{2эк} // x_{0эк}}{\omega \cdot (R_{1эк} + R_{2эк} // R_{0эк})},$$

где $x_{1эк}, x_{2эк}, x_{0эк}$ – активные эквивалентные сопротивления схемы замещения прямой, обратной и нулевой последовательностей, Ом;

$R_{1эк}, R_{2эк}, R_{0эк}$ – индуктивные эквивалентные сопротивления схемы замещения прямой последовательности, Ом;

ω – угловая частота напряжения, рад/с.

2. Метод предельных частот

Эквивалентная постоянная времени определяется формулой с использованием индуктивного и активного сопротивлений:

$$T_{a.эк} = \frac{x_{эк(R=0)}}{\omega \cdot R_{эк(x=0)}},$$

где $x_{эк(R=0)}$ – эквивалентное сопротивление схемы замещения, в которой все элементы расчетной схемы учтены только их индуктивными сопротивлениями, Ом;

$R_{эк(x=0)}$ – эквивалентное сопротивление схемы замещения, в которой все элементы схемы учтены только активными сопротивлениями, Ом.

3. Метод промышленной частоты

Эквивалентная постоянная времени затухания аperiodической составляющей тока КЗ находится по формуле, с использованием составляющих комплексного эквивалентного(входного) сопротивления расчетной схемы, найденного при промышленной частоте (50 Гц):

$$T_{a.эк} = \frac{ImZ_{эк}}{\omega \cdot ReZ_{эк}},$$

где $Z_{эк}$ – комплексное эквивалентное сопротивление схемы замещения относительно точки КЗ, Ом;

$ImZ_{эк}$ – индуктивная составляющая комплексного эквивалентного сопротивления, Ом;

$ReZ_{эк}$ – активная составляющая этого сопротивления, Ом.

4. Метод взвешенного усреднения

Метод состоит из базовых функций комплексов расчета токов КЗ и из основных положений метода симметричных составляющих [2,3]:

$$T_{a.эк} = \frac{1}{I_{кз}} \left(\sum_{i=1}^n I_{кзи} \cdot T_{pi} \right),$$

где $I_{кз}$ – действующее значение суммарного тока КЗ, кА;

$I_{кзи}$ – действующее значение тока КЗ i-ой ветви, кА;

T_{pi} – постоянная времени затухания аperiodической составляющей тока в каждой i-ой ветви, питающий место КЗ, с.

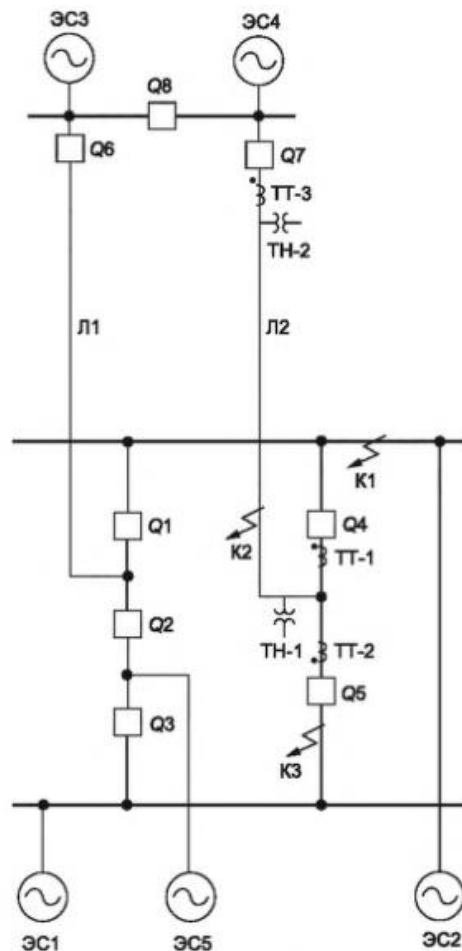


Рис. 1. Схема модели энергосистемы 220 кВ

III. ПРАКТИЧЕСКАЯ ЧАСТЬ

Исследование проведено на примере модели электроэнергетической системы (ЭЭС) 220 кВ (Рис. 1). Система включает в себя шесть эквивалентных генераторов, две линии электропередач, четыре генератора, трансформаторы тока и напряжения, силовые трансформаторы, а также выключатели. Расчеты выполнены для трех характерных точек КЗ в сложной цепи:

1. Точка К1 — внешнее КЗ на шинах РУ;
2. Точка К2 — близкое внутреннее КЗ вблизи шин РУ;
3. Точка К3 — внешнее КЗ на ошиновке РУ.

Таблица I. РЕЗУЛЬТАТЫ РАСЧЕТА ПОСТОЯННОЙ ВРЕМЕНИ АПЕРИОДИЧЕСКОЙ СОСТАВЛЯЮЩЕЙ В ТОЧКЕ К1

Присоединение	Вид КЗ	МСС, с	Метод пром. частоты, с	Метод взв. Усреднения, с
ЭС1	$K^{(3)}$	0,202	0,202	0,202
	$K^{(2)}$	0,202	0,202	0,202
	$K^{(1)}$	0,180	0,185	0,185
	$K^{(1.1)}$	0,193	0,185	0,185
ЭС2	$K^{(3)}$	0,202	0,202	0,202
	$K^{(2)}$	0,202	0,202	0,202
	$K^{(1)}$	0,180	0,185	0,185
	$K^{(1.1)}$	0,193	0,185	0,185
Л1	$K^{(3)}$	0,020	0,020	0,020
	$K^{(2)}$	0,020	0,020	0,020
	$K^{(1)}$	0,019	0,019	0,019
	$K^{(1.1)}$	0,020	0,019	0,019
Л2	$K^{(3)}$	0,020	0,020	0,020
	$K^{(2)}$	0,020	0,020	0,020
	$K^{(1)}$	0,019	0,019	0,019
	$K^{(1.1)}$	0,020	0,019	0,019
ЭС5	$K^{(3)}$	0,050	0,050	0,050
	$K^{(2)}$	0,050	0,050	0,050
	$K^{(1)}$	0,048	0,048	0,048
	$K^{(1.1)}$	0,049	0,048	0,048

По полученным данным таблицы можно сделать вывод, что по разным методам постоянная времени может изменяться. Расчеты показали, что постоянная времени симметричных коротких замыканий имеет одинаковое значение. Постоянная времени двухфазных замыканий также имеет одинаковое значение. Но при остальных коротких замыканиях постоянная времени имеет различия при вычислениях разными методами.

На основе проведенного анализа можно составить критерии выбора метода для расчета аperiodической составляющей:

1. Наличие данных. При полной информации о параметрах всех ветвей предпочтительнее метод взвешенного усреднения
2. Тип КЗ. Для симметричных КЗ достаточно метода промышленной частоты
3. Удаленность точки КЗ. Для удаленных КЗ повышается важность использования точных методов
4. Требования к точности. Для ответственных объектов обязателен метод взвешенного усреднения

IV. ВЫВОД

Проведенный сравнительный анализ методов расчета постоянной времени аperiodической составляющей тока КЗ на основе расчетных данных подтвердил существенные расхождения между методами для несимметричных повреждений. Максимальные расхождения наблюдаются для двухфазных КЗ на землю и однофазных КЗ, а для трехфазных и двухфазных КЗ все методы демонстрируют хорошую сходимость без расхождений.

Метод симметричных составляющих систематически занижает результаты для несимметричных КЗ, что связано с упрощениями в математической модели, не учитывающей особенности распределения токов по ветвям. Метод взвешенного усреднения является наиболее точным, но требует максимального объема исходных данных. Метод промышленной частоты представляет собой оптимальный компромисс между точностью и трудоемкостью.

Разработанные критерии выбора методов расчета позволяют оптимизировать процесс проектирования и настройки устройств РЗА. Для современных микропроцессорных терминалов перспективным направлением является реализация адаптивных алгоритмов, способных автоматически выбирать метод расчета постоянной времени аperiodической составляющей в зависимости от текущей конфигурации сети и вида повреждения.

Список литературы

- [1] Неклепаев Б.Н., Крючков И.П. Электрическая часть станций и подстанций. - М.: Энергоатомиздат, 1989. - 688 с.
- [2] Шабад М.А. Расчеты токов короткого замыкания в распределительных сетях. - СПб. Издательство ПЭИПК, 2006. - 320 с.
- [3] РД 153-34.0-20.527-98. Руководящие указания по расчету токов короткого замыкания и выбору электрооборудования. - М.: СПО ОРГРЭС, 1999.
- [4] Андреев В.А. Релейная защита и автоматика систем электроснабжения. - М.: Высшая школа, 2006. - 456 с.
- [5] IEEE Std C37.010-1999. IEEE Application Guide for AC High-Voltage Circuit Breakers Rated on a Symmetrical Current Basis.
- [6] Костюков В.Н., Фролов В.Я. Переходные процессы в электрических системах. - М.: Энергия, 2008. - 384 с.
- [7] ГОСТ Р 52735-2007* Короткие замыкания в электроустановках. Методы расчета в электроустановках переменного тока напряжением свыше 1 кВ.
- [8] Жежеленко И.В., Жежеленко А.И. Релейная защита электроэнергетических систем. - М.: Энергоатомиздат, 1998. - 5

РАЗРАБОТКА И ПРОВЕРКА АДЕКВАТНОСТИ МАТЕМАТИЧЕСКОЙ МОДЕЛИ РАСПРЕДЕЛИТЕЛЬНОЙ ПОДСТАНЦИИ 220/110 КВ В СРЕДЕ MATLAB SIMULINK ДЛЯ РАСЧЁТОВ РЕЛЕЙНОЙ ЗАЩИТЫ

Панова Е.А., Насибуллин А.Т.

ФГБОУ ВО «Магнитогорский государственный технический университет имени Г.И. Носова»

Магнитогорск, Россия

e-mail: panova.ea@magtu.ru, nasibullin.at@mail.ru

Аннотация

Состояние вопроса: Статья посвящена разработке математической модели ключевой подстанции промышленного предприятия. Традиционно обеспечение необходимой стабильности и надёжности энергоснабжения достигается путём проектировочных расчётов и математического анализа. Однако указанные подходы зачастую оказываются недостаточными для оценки всех возможных условий эксплуатации. Применение математической модели позволяет достичь большей точности расчета параметров системы в различных режимах её работы и создать унифицированную основу для решения широкого круга инженерных задач, схожих по своей математической постановке.

Материалы и методы: Модель узловой подстанции была разработана с использованием специализированного инструмента MATLAB Simulink. Данная среда моделирования обладает широкими возможностями построения и симуляции схем, применяя стандартные библиотечные элементы для представления математической модели подстанций. При построении учитывались характеристики нагрузки и возможные условия асимметричного режима работы оборудования.

Результаты: Проведённая оценка показала высокую степень адекватности разработанной математической модели. Она успешно отражает реальные процессы, происходящие в узле электрической сети промышленного предприятия, позволяя осуществлять точные расчеты параметров и выявлять критичные факторы, влияющие на стабильность энергоснабжения.

Выводы: Разработанная математическая модель узловой подстанции доказала свою эффективность и пригодна для дальнейшего использования в инженерной практике. Её внедрение позволит повысить качество проектирования и эксплуатации электрических сетей, обеспечивая надёжность и безопасность работы предприятий.

Ключевые слова: электропитание, математическая модель, релейная защита, адекватность, Matlab Simulink, подстанция.

DEVELOPMENT AND VERIFICATION OF THE ADEQUACY OF A MATHEMATICAL MODEL OF A 220/110 KV DISTRIBUTION SUBSTATION IN THE MATLAB SIMULINK ENVIRONMENT FOR RELAY PROTECTION CALCULATIONS

Evgeniya Panova , Artem Nasibullin

Magnitogorsk State Technical University G.I. Nosov

Magnitogorsk, Russia

e-mail: panova.ea@magtu.ru, nasibullin.at@mail.ru

Abstract

Background: The article is devoted to the development of a mathematical model of a key substation of an industrial enterprise. Traditionally, ensuring the necessary stability and reliability of energy supply is achieved through design calculations and mathematical analysis. However, these approaches are often insufficient to assess all possible operating conditions. The use of a mathematical model makes it possible to achieve greater accuracy in calculating system parameters in various modes of operation and to create a unified framework for solving a wide range of engineering problems that are similar in their mathematical formulation.

Materials and methods: The node substation model was developed using a specialized MATLAB Simulink tool. This modeling environment has extensive capabilities for building and simulating circuits, using standard library elements to represent a mathematical model of substations. During the construction, the load characteristics and possible conditions of the asymmetric operating mode of the equipment were taken into account.

Results: The conducted assessment showed a high degree of adequacy of the developed mathematical model. It successfully reflects the real processes occurring in the node of the electrical network of an industrial enterprise, allowing accurate calculations of parameters and identifying critical factors affecting the stability of energy supply.

Conclusions: The developed mathematical model of the nodal substation has proven its effectiveness and is suitable for further use in engineering practice. Its implementation will improve the quality of the design and operation of electrical networks, ensuring the reliability and safety of enterprises.

Key words: power supply, mathematical model, relay protection, adequacy, Matlab Simulink, substation.

I. ВВЕДЕНИЕ

Усложнение схем электроснабжения крупных промышленных предприятий и увеличение мощности потребителей оказывает сильное влияние на надежность работы систем электроснабжения в целом. Происходит повышение вероятности возникновения аварийных режимов работы и возникновения нарушений технологический процессов промышленных предприятий. Основным методом при исследовании является выполнение множества расчетов, что занимает продолжительное время. Для упрощения данной задачи наиболее эффективным является математическое моделирование нормальных и послеаварийных режимов в специализированных программных комплексах, которое дает возможность выполнять расчеты установившихся несимметричных режимов при различных режимах работы системы и анализировать селективность работы системы релейной защиты и автоматики, оценивать надежность работы сети без проведения прямых экспериментов.

При изучении литературных источников, посвященных тематике компьютерного моделирования энергетических систем, направлением современных исследований является моделирование элементов небольших систем: исследование напряжений и токов в силовых преобразователях, разработка демпфирующих цепей, исследование переходных процессов различных объектов системы электроснабжения в отдельности. Математическое моделирование в таких работах используется для решения конкретных задач и не учитывает влияние переходных процессов конкретного участка на энергосистему в целом [1,2].

Для математического описания элементов электроснабжения для упрощения расчетов применяются линейные дифференциальные или алгебраические уравнения. Для моделирования сложных нелинейных элементов и процессов, протекающих в них, необходимо использовать алгоритмическое моделирование, что в свою очередь, значительно снижает качество и точность расчетов. Недопустимым является принятие погрешности отклонения частоты сети более нормативного показателя. Данная модель снижает качество полученных данных, которые не отражают реальное поведение объекта исследования. При применении программного комплекса для моделирования системы электроснабжения, объекты должны иметь математическое описание системами сложных дифференциальных уравнений, что дает возможность наиболее точно охарактеризовать их взаимосвязь с энергосистемой.

В научной литературе представлено обширное количество работ, посвященных вопросам моделирования режимов энергетических систем. Тем не менее, модели промышленных систем электроснабжения обладают рядом специфических особенностей, отличающих их от других объектов электроэнергетики. К ним можно отнести

преобладание разомкнутых участков сети над замкнутыми, наличие нескольких ступеней трансформации, высокая плотность нагрузки, наличие нескольких узлов примыкания к энергосистеме и собственной генерирующей базы.

Особое внимание заслуживает проблема отсутствия универсальных методов адекватного описания поведения адаптивных релейных защит, функционирующих в условиях значительных колебаний сети и нелинейных нагрузок. Это обстоятельство обуславливает необходимость разработки специализированных методик, позволяющих учитывать особенности функционирования конкретных узлов энергосистемы.

При проведении численных экспериментов возникает дополнительная задача сокращения временных затрат на вычисления и снижения требований к аппаратному обеспечению. Повышенная детализация структурной схемы сетевого энергоузла неизбежно приводит к увеличению вычислительной нагрузки, особенно в условиях детального анализа динамических процессов. Для преодоления указанных трудностей представляется целесообразным применение процедуры упрощения исходной математической модели, направленной на исключение второстепенных факторов, незначительно влияющих на итоговые результаты расчетов.

Таким образом, использование программного комплекса MATLAB позволяет эффективно решать поставленные задачи путем реализации необходимых алгоритмов обработки данных и визуализации результатов моделирования.

II. РАЗРАБОТКА МАТЕМАТИЧЕСКОЙ МОДЕЛИ

Для разработки математической модели системы электроснабжения применен программный комплекс MATLAB, предназначенный для расчета и анализа установившихся режимов работы энергосистемы. Данный программный комплекс, предназначен для расчетов и анализа установившихся режимов, а также позволяет проводить статические и динамические эксперименты с учетом большого числа случайных величин. Схема рассматриваемой подстанции 220/110/10 кВ представлена на рис. 1.

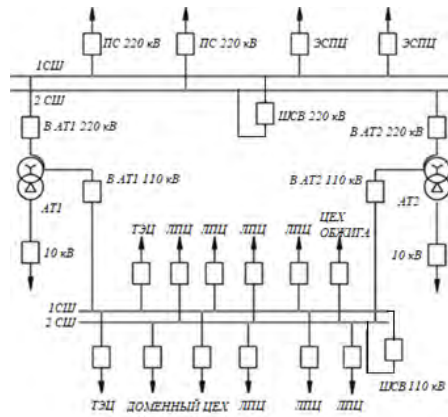


Рис. 1. Упрощенная однолинейная схема подстанции

Рассматриваемая подстанция со стороны 220 кВ питает таких потребителей, как дуговые сталеплавильные печи (ДСП) большой мощности с резкопеременным характером нагрузки, что представляет сложность при математическом моделировании. Такие потребители оказывают сильное влияние на сеть за счет большого потребления реактивной мощности и наличия в технологическом процессе трехфазного короткого замыкания. Для достижения большей адекватности модели подстанции в Matlab разработана упрощенная схема, представленная на рис. 2, где отображены ДСП, а также фильтры 2,3,4-й гармоник [1,2,3,4].

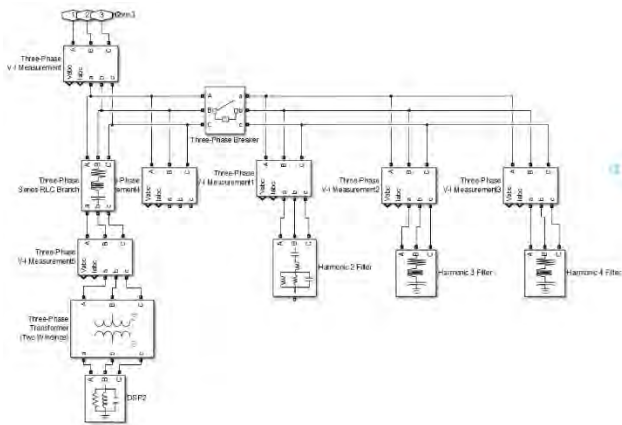


Рис. 2. Математическая модель дуговой печи

Моделирование остальных потребителей по стороне 110 кВ осуществляется на основе графиков нагрузок. График нагрузки потребителя 110 кВ представлен на рис. 3,4. На основе данных графиков определяются параметры мощности и значения напряжения.

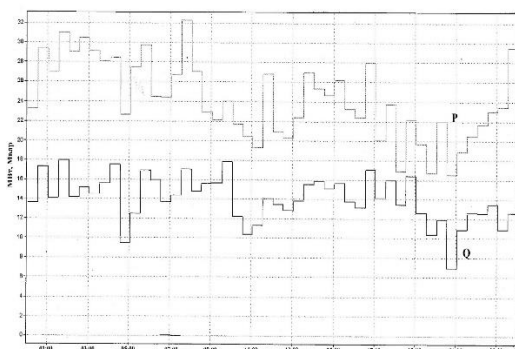


Рис. 3. Схема нагрузки линии электропередачи ТЭЦ

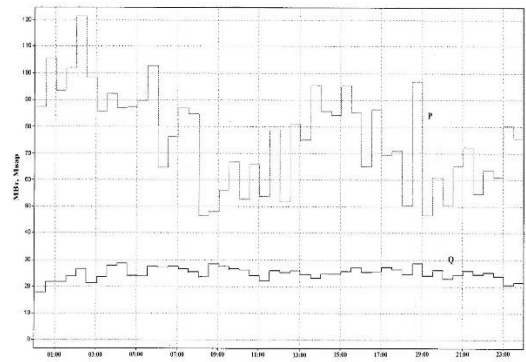


Рис. 4. Схема нагрузки приходящей линии с ПС 220 кВ

Математическая модель узловой подстанции со стороны 220 кВ представлена на рис. 5.

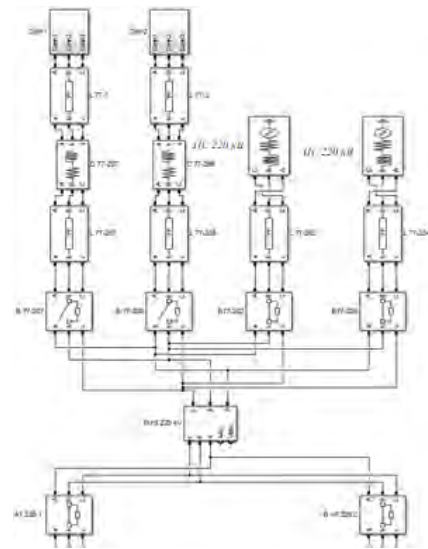


Рис. 5. Модель подстанции на стороне 220 кВ

Для проведения расчета применяется дискретизация математической модели, которая существенно сокращает время расчета. Величина шага дискретизации задается в окне параметров блока Powergui. Дискретизация осуществляется с применением метода Тастина, исключая зацикленные алгебраические системы уравнений. Точность расчета зависит от шага дискретизации. При большом шаге дискретизации увеличивается ошибка вычислений. Нахождение необходимого значения шага выполняется путем проведения нескольких расчетов с разными шагами дискретизации и сопоставлением с полученными данными по непрерывной модели. При сравнительном анализе полученных данных определено, что наибольшую точность при частоте 50 Гц обеспечивает шаг дискретизации равный 50 мкс.

III. ОЦЕНКА АДЕКВАТНОСТИ МАТЕМАТИЧЕСКОЙ МОДЕЛИ

Для проверки адекватности разработанной модели и величины погрешности полученных результатов расчетов установившихся режимов системы электроснабжения необходимо провести оценку отклонения модели от значения, характеризующего точность наблюдения на основе реальных данных мощности и напряжений в узлах сети 220/110 кВ. Для этого проведены повторные эксперименты при различных режимах работы узловой подстанции, при которых ошибка полученных результатов

по отношению к реальным данным минимальна. Результаты экспериментов приведены в таблицах 1,2.

Таблица I. РЕЗУЛЬТАТ МОДЕЛИРОВАНИЯ НА СТОРОНЕ 220 кВ

№ опыта	По результатам измерения	По результатам моделирования						
	$U_{изм}, кВ$	$U_1, кВ$	$U_2, кВ$	$U_3, кВ$	$U_4, кВ$	$U_5, кВ$	$U_{ср}$	
1	230,85	230,84	230,88	230,79	230,76	230,91	230,83	
2	229,18	229,21	229,32	229,09	230,09	229,32	229,40	
3	230,32	230,48	230,69	230,01	230,38	229,21	230,15	
4	231,31	231,65	231,21	231,09	231,76	231,4	231,42	
5	231,58	231,88	231,69	231,66	230,99	232,1	231,66	
6	230,5	229,33	231,01	230,68	229,33	229,67	230,00	
7	230,33	231,25	229,01	231,14	231,25	229,64	230,45	
8	231,25	230,2	231,01	229,15	230,2	229,63	230,03	
9	231,2	231,17	230,01	230,98	231,17	229,61	230,58	
10	229,17	230,56	231,01	230,44	230,77	229,6	230,47	

Таблица II. РЕЗУЛЬТАТ МОДЕЛИРОВАНИЯ НА СТОРОНЕ 110 кВ

№ опыта	По результатам измерения	По результатам моделирования						
	$U_{изм}, кВ$	$U_1, кВ$	$U_2, кВ$	$U_3, кВ$	$U_4, кВ$	$U_5, кВ$	$U_{ср}$	
1	113,75	113,65	113,06	112,89	113,62	113,69	113,38	
2	114,08	113,94	113,95	114,21	113,67	113,96	113,95	
3	112,65	112,43	113,01	112,98	112,54	112,61	112,71	
4	112,98	113,01	113,54	112,76	113,17	113,08	113,11	
5	112,87	112,25	114,07	115,67	112,78	113,47	113,65	
6	112,84	112,24	113,45	114,14	114,12	113,57	113,5	
7	112,83	112,23	112,99	113,57	112,8	113,27	112,97	
8	112,81	112,22	113,69	113,78	113,29	112,88	113,17	
9	112,8	112,22	113,47	112,89	113,45	114,12	113,23	
10	112,79	112,21	113,12	113,14	112,89	112,99	112,87	

В каждой точке наблюдений проведено $m_i=10$ экспериментов (пояснить, что за эксп и чем они отличаются). Тогда y_{ij} - это j -е наблюдение ($j=1, 2, \dots, m_i$) в i -й точке ($i=1, 2, \dots, N$). Для каждой точки определено среднее значение, согласно формуле (1):

$$y_{ср} = 1/m_i \sum y_{ij}. \quad (1)$$

Числа степеней свободы всех дисперсий одинаковы и равны $n-1$; $f_j=f=n-1$. В качестве дисперсии воспроизводимости берется среднее арифметическое дисперсий опытов s^2 .

Дисперсия адекватности определяется по формуле 2:

$$s_r^2 = Q_1/\varphi_1. \quad (2)$$

Сумма Q_1 состоит из N слагаемых, между которыми имеет место $k+1$ линейных связей (вычисленных по результатам наблюдений $k+1$ коэффициентов моделей). Поэтому с величиной Q_1 связано $\varphi_1=N-k-1$ степеней свободы.

Если гипотеза адекватности истинна, то согласно формуле 3, является случайной величиной, имеющей F – распределение (распределение Фишера) с φ_1 и φ_2 степенями свободы. Гипотеза адекватности отклоняется, если не выполняется условие (5).

$$F = (s_r^2)/(s_e^2) \quad (3)$$

Где s_e^2 - величина несмещенной оценки дисперсии наблюдения, которая определяется по формуле (4):

$$s_e^2 = Q_2/\varphi_2. \quad (4)$$

Где $F_{кр}$ - квантиль уровня α распределения Фишера с φ_1 и φ_2 степенями свободы, который определяется из условия (5):

$$p(F \geq F_{кр}) = 1 - p = \alpha \quad (5)$$

Где α - заданный уровень значимости проверки гипотезы адекватности.

Согласно формулам, представленным выше, произведен расчет и его результаты представлены в таблице 3.

Таблица III. РЕЗУЛЬТАТ РАСЧЕТА АДЕКВАТНОСТИ МОДЕЛИ

	sr^2	sc^2	F	$F_{кр}$
220 кВ	0,144547	0,152176	1,052779	3,33
110 кВ	0,082325	0,2915	3,140844	3,33

При выполнении сравнения F и $F_{кр}$, согласно условию (5) при уровне значимости 0,05, отмечено, что разработанная модель узловой подстанции является адекватной и позволяет ее использовать в дальнейшем для математического моделирования режимов работы рассматриваемого узла системы электроснабжения промышленного предприятия.

IV. ЗАКЛЮЧЕНИЕ

Разработанная математическая модель обеспечивает условия адекватности по отношению к исследуемому процессу и позволяет проводить расчеты установившийся нормальных и аварийных режимов с минимальной ошибкой вычислений. На основе данной модели осуществляется разработка алгоритмов повышения надежности и чувствительности устройств релейной защиты и внедрение адаптивных алгоритмов работы

Список литературы

- [1] Панова Е.А. Применение адаптивных алгоритмов работы релейной защиты на базе нейронной сети [Текст] / Е.А. Панова, А.Т. Насибуллин // Информационные технологии в электротехнике и электроэнергетике. - Чебоксары: ЧГУ им. И.Н. Ульянова. - 2016. - С. 266-267.
- [2] Панова Е.А. Разработка адаптивных алгоритмов функционирования устройств релейной защиты на базе нейронных сетей [Текст] / Е.А. Панова, А.Т. Насибуллин // Динамика нелинейных дискретных электротехнических и электронных систем. Материалы XII Всероссийской научно-технической конференции. - Чебоксары: ЧГУ им. И.Н. Ульянова. - 2017. - С. 245-246.
- [3] Панова Е.А. Разработка алгоритма работы адаптивной релейной защиты автотрансформатора узловой подстанции системы промышленного электроснабжения [Текст] / Е.А. Панова, А.Т. Насибуллин, А.И. Павлова // IX открытая молодежная научно-практической конференция "Диспетчеризация и управление в электроэнергетике". - Казань: КГУ. - 2014. - С. 335-339.
- [4] Панова Е.А. Разработка алгоритма работы адаптивной релейной защиты линий узловой подстанции системы промышленного электроснабжения [Текст] / Е.А. Панова, А.Т. Насибуллин // Электропривод, электротехнологии и электрооборудование предприятий. - Уфа: УГНТУ. - 2016. - С. 87-90.
- [5] Панова Е.А. Разработка алгоритма работы адаптивной токовой защиты нулевой последовательности линий высокого и среднего напряжения узловой подстанции системы промышленного электроснабжения [Текст] / Е.А. Панова, А.Т. Насибуллин // Энергетические и электротехнические системы. Международный сборник научных трудов. Под ред. С.И. Лукьянова, Н.В. Швидченко. - Магнитогорск: МГТУ им. Г.И. Носова. - 2015. - С. 101-109.

СОВЕРШЕНСТВОВАНИЕ РЕЛЕЙНОЙ ЗАЩИТЫ В СЕТЯХ С РАСПРЕДЕЛЕННОЙ ГЕНЕРАЦИЕЙ

Панько А.В.

Филиал АО «СО ЕЭС» Северокавказское РДУ
Пятигорск, Россия
e-mail: Alexeipanko8888@yandex.ru

Аннотация

Состояние вопроса: в современных условиях развития электроэнергетики релейная защита и автоматика (РЗА) играет ключевую роль в обеспечении надежной и безопасной работы энергосистем. Особенно актуальным становится вопрос совершенствования систем РЗА в связи с активным внедрением возобновляемых источников энергии (ВИЭ), что существенно влияет на электрические процессы в сети.

Материалы и методы: применялся программный комплекс АРМ СРЗА

Результаты: проведен краткий теоретический анализ функционирования РЗА в сетях с ВЭС на примере осциллограмм токов.

Выводы: приведенные результаты могут быть использованы для проектирования релейной защиты при подключении ВЭУ к электрической сети

Ключевые слова: ветровые электроустановки, ветровые электростанции, релейная защита, возобновляемые источники энергии

IMPROVEMENT OF RELAY PROTECTION IN NETWORKS WITH DISTRIBUTED GENERATION

Alexei Panko

Branch of «Russian System Operator» North Caucasus Regional Dispatch Office
Pyatigorsk, Russia
e-mail: Alexeipanko8888@yandex.ru

Abstract

Background: in today's evolving electric power industry, relay protection and automation (RPA) plays a key role in ensuring the reliable and safe operation of power systems. Improving RPA systems is becoming especially important due to the rapid adoption of renewable energy sources (RES), which significantly impact electrical processes within the grid.

Materials and methods: the ARM SRZA software package was used.

Results: A brief theoretical analysis of the operation of relay protection and automation systems in wind power plants was carried out using the example of current oscillograms

Conclusions: the presented results can be used for designing relay protection when connecting wind turbines to the electrical network.

Key words: wind turbines, wind power plants, relay protection, renewable energy sources

1. ВВЕДЕНИЕ

В настоящее время существует устойчивый тренд по внедрению объектов возобновляемых источников электроэнергии в энергосистему России. Современные типы ВЭУ подключаются к сети с помощью инверторных преобразователей, их наличие обуславливает существенное отличие значений токов подпитки короткого замыкания (КЗ) от токов подпитки КЗ традиционных электростанций. Применения классических функций РЗ линии совместно с ВЭС недопустимо, поскольку это может приводить как к снижению чувствительности, так и к полному отказу в срабатывании [1]. Тем не менее, существенной проблемой с точки зрения РЗ линий, отходящих от ВЭС на основе ВЭУ IV типа, является

зависимость выходных параметров (токов) инверторных преобразователей от алгоритмов управления, заложенных в систему их регулирования. Использование стандартных моделей синхронных генераторов при моделировании ВЭУ IV типа может приводить к завышению расчетных параметров срабатывания защит, что, в свою очередь может стать причиной некорректной работы устройств РЗ. Структурная схема ВЭУ IV типа представлена на рис. 1.

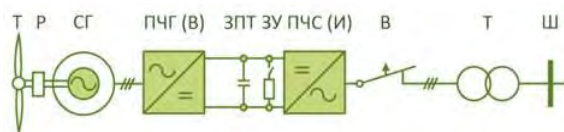


Рис. 1. Структурная схема ВЭУ IV типа

II. МАТЕМАТИЧЕСКАЯ МОДЕЛЬ

Представление ВИЭ в БММС в ПВК АРУ РЗА и Pf. представлено на рис. 2 (а), в АРМ СРЗА на рис. 2 (б).

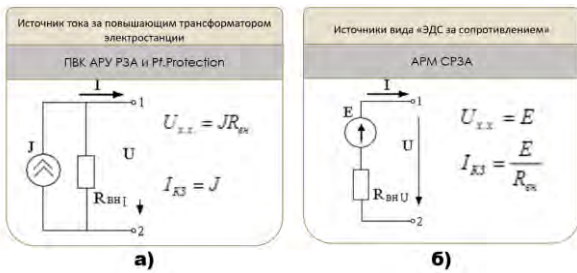


Рис. 2. а) ВИЭ в БММС в ПВК АРУ РЗА и Pf. Protection; б) ВИЭ в БММС АРМ СРЗА

Исследование было проведено в энергосистеме Ставропольского края, где будет рассматриваться участок электрической сети при схеме подключения трехлучевой звезды (рис. 3), а также схема подключения заход-выход (рис.4).

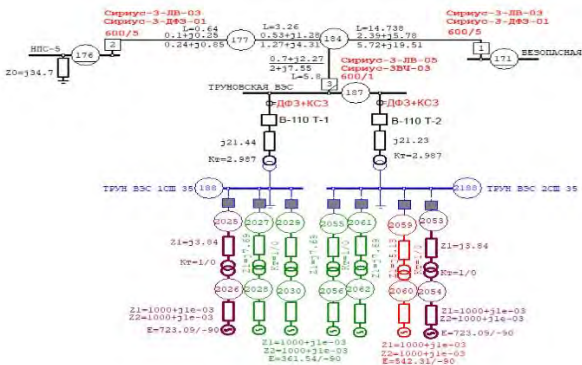


Рис. 3. Участок рассматриваемого энергорайона при подключении трехлучевой звезды

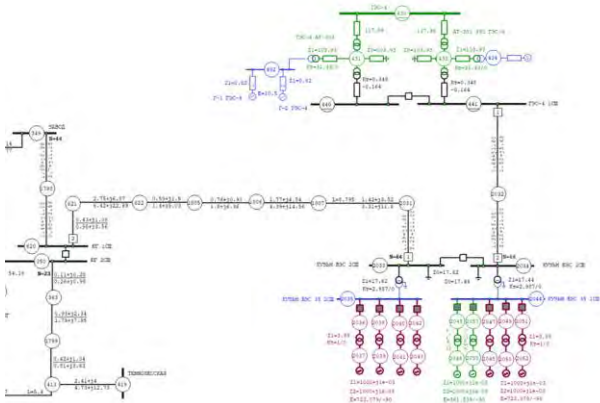


Рис. 4. Участок рассматриваемого энергорайона при схеме подключения «заход-выход»

Стоит отметить, что схемно-режимная особенность состоит в том, что линия, отходящая от ВЭС, находилась в ремонте. Таким образом, ВЛ 110 кВ Кузьмичевская ВЭС – Юг работала в режиме с односторонним питанием.

Результат расчет показал, что для рассматриваемого участка энергорайона при КЗ на шинах ПС 110 кВ НПС-5 (рис. 5), при КЗ на шинах ПС 110 кВ Безопасная (рис. 6), при КЗ на Труновской ВЭС (рис. 7) при подключении ВЭС по схеме трехлучевой звезды из-за недостаточной чувствительности обмена сигналами между

полукомплектами не будет, следовательно, ДФЗ работать не будет.

КЗ на ПС 110 кВ НПС-5		
Нормальный режим (НС ВЭС)	Нормальный режим (НС ВЭС)	Нормальный режим (НС ВЭС)
176-177 ПРМ КЗ 3-фазное (ABC) I _{кз} =0 176-177 ТЛ 2629 -71	176-177 ПРМ КЗ 3-фазное (ABC) I _{кз} =0 171-184 ТЛ 2252 -63	176-177 ПРМ КЗ 3-фазное (ABC) I _{кз} =0 187-184 ТЛ 662 -91
Минимальный режим (НС ВЭС)	Минимальный режим (НС ВЭС)	Минимальный режим (НС ВЭС)
176-177 ПРМ КЗ 3-фазное (ABC) I _{кз} =0 176-177 ТЛ 2629 -71	176-177 ПРМ КЗ 3-фазное (ABC) I _{кз} =0 171-184 ТЛ 2279 -63	176-177 ПРМ КЗ 3-фазное (ABC) I _{кз} =0 187-184 ТЛ 0 0
Минимальный режим (НС ВЭС, макс ВЭС)	Минимальный режим (НС ВЭС, макс ВЭС)	Минимальный режим (НС ВЭС, макс ВЭС)
176-177 ПРМ КЗ 3-фазное (ABC) I _{кз} =0 176-177 ТЛ 2629 -71	176-177 ПРМ КЗ 3-фазное (ABC) I _{кз} =0 171-184 ТЛ 2235 -63	176-177 ПРМ КЗ 3-фазное (ABC) I _{кз} =0 187-184 ТЛ 662 -91
Минимальный режим (НС ВЭС, Т2 Пуб, макс ВЭС)	Минимальный режим (НС ВЭС, Т2 Пуб, макс ВЭС)	Минимальный режим (НС ВЭС, Т2 Пуб, макс ВЭС)
176-177 ПРМ КЗ 3-фазное (ABC) I _{кз} =0 176-177 ТЛ 2601 -72	176-177 ПРМ КЗ 3-фазное (ABC) I _{кз} =0 171-184 ТЛ 2351 -65	176-177 ПРМ КЗ 3-фазное (ABC) I _{кз} =0 187-184 ТЛ 0 -66
Минимальный режим (НС ВЭС, Т2 Пуб, макс ВЭС)	Минимальный режим (НС ВЭС, Т2 Пуб, макс ВЭС)	Минимальный режим (НС ВЭС, Т2 Пуб, макс ВЭС)
176-177 ПРМ КЗ 3-фазное (ABC) I _{кз} =0 176-177 ТЛ 2601 -72	176-177 ПРМ КЗ 3-фазное (ABC) I _{кз} =0 171-184 ТЛ 2312 -65	176-177 ПРМ КЗ 3-фазное (ABC) I _{кз} =0 187-184 ТЛ 0 -66
$K_{\text{чувств}} = \frac{I_{\text{норм}}}{I_{\text{кз}}} = \frac{2629}{2629} = 1,0 < 2,0$	$K_{\text{чувств}} = \frac{I_{\text{норм}}}{I_{\text{кз}}} = \frac{2252}{2252} = 1,0 < 2,0$	$K_{\text{чувств}} = \frac{I_{\text{норм}}}{I_{\text{кз}}} = \frac{662}{662} = 1,0 < 2,0$

Рис. 5. КЗ со стороны ПС 110 кВ НПС-5

КЗ на ПС 110 кВ Безопасная		
Нормальный режим (НС ВЭС)	Нормальный режим (НС ВЭС)	Нормальный режим (НС ВЭС)
171-184 ПРМ КЗ 3-фазное (ABC) I _{кз} =0 176-177 ТЛ 2629 -71	171-184 ПРМ КЗ 3-фазное (ABC) I _{кз} =0 171-184 ТЛ 3800 -64	171-184 ПРМ КЗ 3-фазное (ABC) I _{кз} =0 187-184 ТЛ 662 -92
Минимальный режим (НС ВЭС)	Минимальный режим (НС ВЭС)	Минимальный режим (НС ВЭС)
171-184 ПРМ КЗ 3-фазное (ABC) I _{кз} =0 176-177 ТЛ 2705 -72	171-184 ПРМ КЗ 3-фазное (ABC) I _{кз} =0 171-184 ТЛ 3757 -64	171-184 ПРМ КЗ 3-фазное (ABC) I _{кз} =0 187-184 ТЛ 0 0
Минимальный режим (НС ВЭС, макс ВЭС)	Минимальный режим (НС ВЭС, макс ВЭС)	Минимальный режим (НС ВЭС, макс ВЭС)
171-184 ПРМ КЗ 3-фазное (ABC) I _{кз} =0 176-177 ТЛ 219 -65	171-184 ПРМ КЗ 3-фазное (ABC) I _{кз} =0 171-184 ТЛ 3555 -62	171-184 ПРМ КЗ 3-фазное (ABC) I _{кз} =0 187-184 ТЛ 662 -91
Минимальный режим (НС ВЭС, Т2 Пуб, макс ВЭС)	Минимальный режим (НС ВЭС, Т2 Пуб, макс ВЭС)	Минимальный режим (НС ВЭС, Т2 Пуб, макс ВЭС)
171-184 ПРМ КЗ 3-фазное (ABC) I _{кз} =0 176-177 ТЛ 1767 -71	171-184 ПРМ КЗ 3-фазное (ABC) I _{кз} =0 171-184 ТЛ 3454 -63	171-184 ПРМ КЗ 3-фазное (ABC) I _{кз} =0 187-184 ТЛ 662 -92
Минимальный режим (НС ВЭС, Т2 Пуб, макс ВЭС)	Минимальный режим (НС ВЭС, Т2 Пуб, макс ВЭС)	Минимальный режим (НС ВЭС, Т2 Пуб, макс ВЭС)
171-184 ПРМ КЗ 3-фазное (ABC) I _{кз} =0 176-177 ТЛ 1887 -73	171-184 ПРМ КЗ 3-фазное (ABC) I _{кз} =0 171-184 ТЛ 3435 -63	171-184 ПРМ КЗ 3-фазное (ABC) I _{кз} =0 187-184 ТЛ 0 0
$K_{\text{чувств}} = \frac{I_{\text{норм}}}{I_{\text{кз}}} = \frac{2629}{2629} = 1,0 < 2,0$	$K_{\text{чувств}} = \frac{I_{\text{норм}}}{I_{\text{кз}}} = \frac{3800}{3800} = 1,0 < 2,0$	$K_{\text{чувств}} = \frac{I_{\text{норм}}}{I_{\text{кз}}} = \frac{662}{662} = 1,0 < 2,0$

Рис. 6. КЗ со стороны ПС 110 кВ Безопасная

КЗ на Труновской ВЭС		
Нормальный режим (НС ВЭС)	Нормальный режим (НС ВЭС)	Нормальный режим (НС ВЭС)
176-177 ПРМ КЗ 3-фазное (ABC) I _{кз} =0 176-177 ТЛ 2054 -72	171-184 ПРМ КЗ 3-фазное (ABC) I _{кз} =0 171-184 ТЛ 2191 -66	187-184 ПРМ КЗ 3-фазное (ABC) I _{кз} =0 187-184 ТЛ 664 -91
$K_{\text{чувств}} = \frac{I_{\text{норм}}}{I_{\text{кз}}} = \frac{2054}{2054} = 1,0 < 2,0$	$K_{\text{чувств}} = \frac{I_{\text{норм}}}{I_{\text{кз}}} = \frac{2191}{2191} = 1,0 < 2,0$	$K_{\text{чувств}} = \frac{I_{\text{норм}}}{I_{\text{кз}}} = \frac{664}{664} = 1,0 < 2,0$

Рис. 7. КЗ со стороны Труновской ВЭС

Для участка сети при подключении «заход-выход» изображенном на рис. 8 показано, что в момент КЗ действием ЗМН 35 кВ отключились ВЭУ, так как отходящая линия находилась в ремонте, то питания со стороны Кузьмичевской ВЭС нет и установленные защиты на ЛЭП будут нечувствительны.

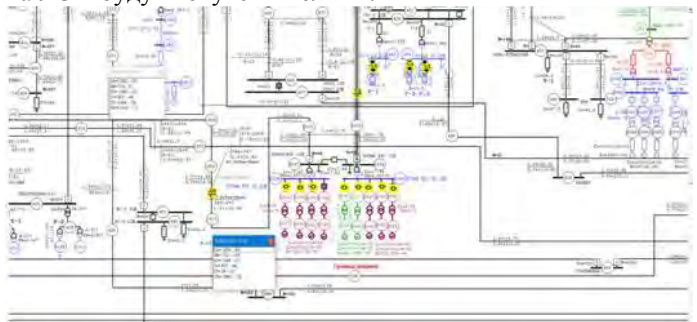


Рис. 8. Результаты расчета токов при КЗ на ВЛ 110 кВ Кузьмичевская ВЭС – Юг

На рис. 9 приведены осциллограммы токов со стороны ПС 110 кВ Юг и Кузьмичевской ВЭС.

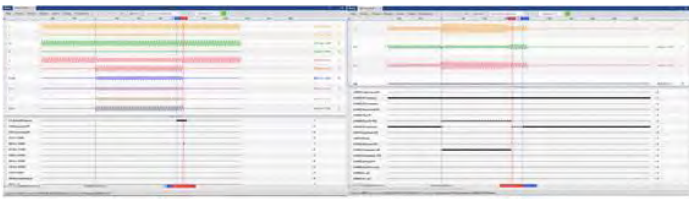


Рис. 9. Осциллограммы токов, а) со стороны ПС 110 кВ Юг; б) со стороны Кузьмичевской ВЭС

По осциллограмме на рис. 9 (а) видно, что в момент КЗ произошел пуск ВЧ ПРД. Через 0,67 с произошел вывод ОСФ, сработала ДФЗ на ПС 110 кВ Юг, из осциллограммы на рис. 4 (б) видно, что ВЧ ПРД пускался, но через 0,65 с манипулированный сигнал исчез, т.е. срабатывания полуккомплекта ДФЗ не было, т.к. токов симметричных составляющих было недостаточно для работы основной защиты.

Таким образом следует сделать вывод, что ДФЗ в режиме с односторонним питанием со стороны ВЭС не чувствительна к КЗ на линии и полуккомплект не срабатывает, при возникновении коротких замыканий на линии с обеих сторон могут происходить пуски ВЧ-передатчиков, а из-за отсутствия источника питания с приемной стороны не обеспечивается надежная работа органа манипуляции. Такое действие приводит к блокированию и ее отказу.

III. АНАЛИЗ РЕШЕНИЙ ДЛЯ ЗАЩИТ ЛИНИЙ, ОТХОДЯЩИХ ОТ ПОДСТАНЦИИ С ВЭС

Основные защиты линии в качестве информационных параметров используют электрические величины с двух или более сторон защищаемого объекта. Так, дифференциально-фазная защита линии (ДФЗ) сравнивает фазы аварийных токов по концам линии, получаемых с выхода комбинированного фильтра токов прямой и обратной последовательностей. При малой величине токов обратной последовательности теряется один из основных параметров работы алгоритма ДФЗ – k_{212} , что может стать причиной некорректной работы защиты при несимметричных КЗ [2].

Возможно применение следующих требований к оснащению устройств РЗА для схемы энергорайона при подключении трехлучевой звезды:

- использование в ДФЗ наличия уставки $Z_{отк}$, которая всегда будет чувствительна при КЗ на защищаемой ЛЭП

Со стороны ПС 110 кВ НПС-5 (рис. 10):

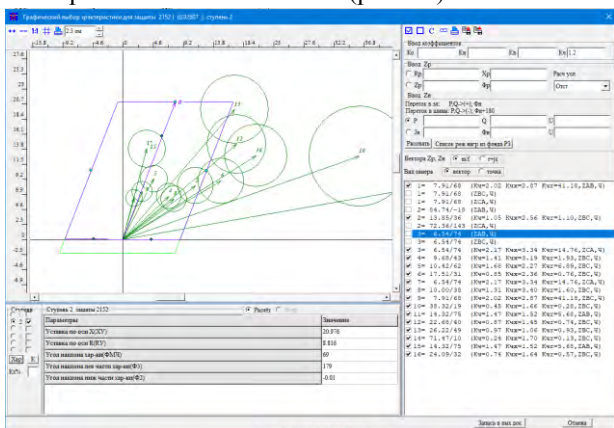


Рис. 10. Чувствительность со стороны ПС 110 кВ НПС-5

Со стороны ПС 110 кВ Безопасная (рис. 11):

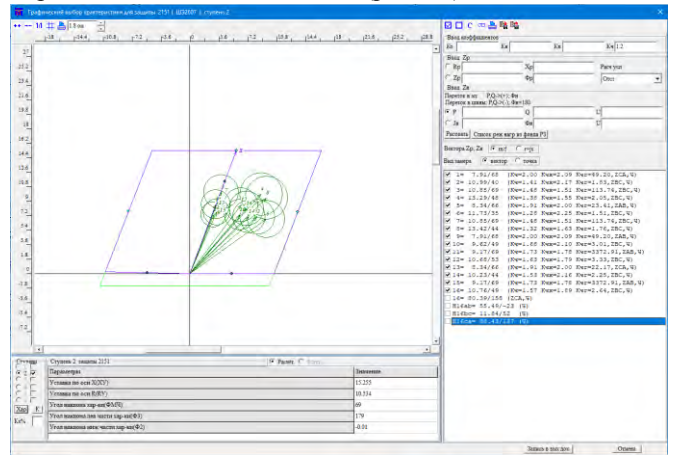


Рис. 11. Чувствительность со стороны ПС 110 кВ Безопасная

Со стороны Труновской ВЭС (рис. 12)

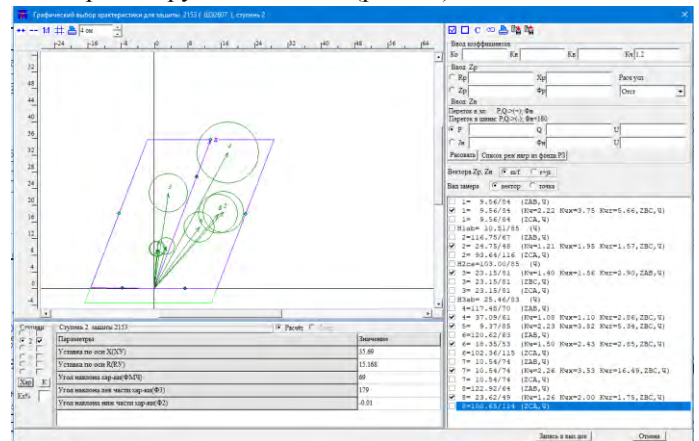


Рис. 12. Чувствительность со стороны Труновской ВЭС

- использование в качестве основной защиты линий – ДЗЛ:

На рис. 13 представлена схема взаимодействия полуккомплектов ДЗЛ

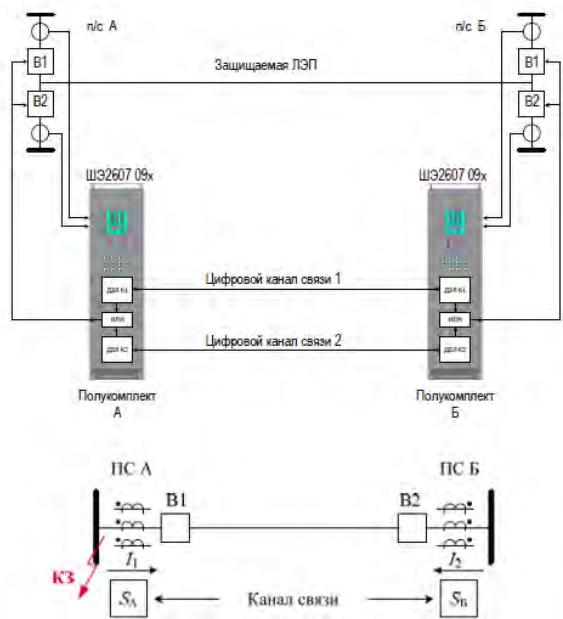


Рис. 13. Схема взаимодействия полуккомплектов ДЗЛ

Для участка энергорайона при схеме подключения «заход-выход» вместо ДФЗ используется защита ДЗЛ которая работает на сумму токов в начале и в конце

защищаемого объекта (дифференциальный ток) с определенной пороговой величиной $I_{до}$.

Характеристика срабатывания ДЗЛ приведена на рис. 14.

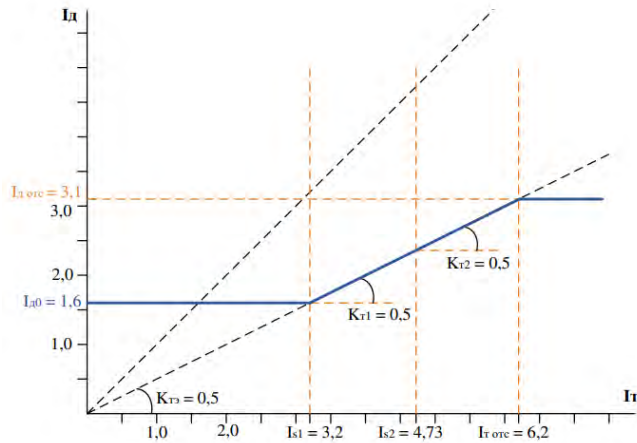


Рис. 14. Характеристика срабатывания ДЗЛ

Результат расчета при КЗ у шин со стороны Кузьмичевской ВЭС и ПС 110 кВ Юг (рис. 15).

КЗ у шин Кузьмичевской ВЭС в минимальном режиме

440-445	Элемент 113	Отключение без заземления элемента
430-433	Элемент 1731	Отключение без заземления элемента
441-433	Элемент 1734	Отключение без заземления элемента
440-390	Элемент 22	Отключение без заземления элемента
430-391	Элемент 320	Отключение без заземления элемента
1798-620	Элемент 44	Отключение без заземления элемента

2033-2031 ПРОМ КЗ 1-однофазное (A0) Lot=0									
IAсум	IBсум	ICсум	IA	IB	IC	IA	IB	IC	
8780	102	0	6907	-79	741	-68	728	-78	
2033-2031	IA	IB	1887	-71	741	112	IC	728	102
620-621	IA	IB							

2033-2031 ПРОМ КЗ 1,1-двухфазное на землю (BC0) Lot=0									
IAсум	IBсум	ICсум	IA	IB	IC	IA	IB	IC	
0	0	7928	-23	6138	148	6745	52		
2033-2031	IA	IB	862	103	2051	-178	IC	6745	52
620-621	IA	IB	862	-77				2166	39

2033-2031 ПРОМ КЗ 2-двухфазное (BC) Lot=0									
IAсум	IBсум	ICсум	IA	IB	IC	IA	IB	IC	
0	0	6776	15	4792	-167	4789	12		
2033-2031	IA	IB	71	101	1994	-160	IC	4789	12
620-621	IA	IB	71	-79				2006	22

Рис. 15. КЗ со стороны Кузьмичевской ВЭС в минимальном режиме

$$k_{ч} = \frac{I_{КЗ,мин}}{I_{до} \cdot I_{баз}} = \frac{6776}{2,0 \cdot 900} = 12,5 > 2,0$$

ДЗЛ не будет излишне срабатывать при обрыве цепей тока в одном из полукомплектов, так как условие выполняется и защита чувствительна.

Для применения ДЗЛ в качестве основной защиты, в качестве информационных параметров измерительных органов ДЗЛ рекомендуется использовать:

- 1) Аварийные составляющие токов прямой последовательности для отстройки от симметричных повреждений;
- 2) Аварийные составляющие токов обратной последовательности для повышения чувствительности защиты
- 3) Токи обратной последовательности для реагирования на несимметричные повреждения.

Т.е. при внутреннем КЗ срабатывание защиты ДЗЛ по величине дифференциального тока, определяемого током питающей ВЭС не оказывает влияние на дифференциальный ток, следовательно, малый фазный ток подпитки со стороны ВЭС, а значит защита работает.

Также для участка энергорайона при подключении через трехлучевую звезду, возможно выполнение защит с ВЧ-каналом ЛЭП с ВЭС. При КЗ в зоне срабатывания ДФЗ на питающий ПС формируется разрешающий сигнал и при отсутствии блокирующего сигнала с ПС ВЭС,

производится отключение линии с обеих сторон, селективную работу для защит с ВЧ-каналом обеспечивает РНМОП, формирующее блокирующий сигнал в случае КЗ «за спиной» защит со стороны ВЭС, а также использование реле тока прямой последовательности для выявления трехфазных коротких замыканий (рис. 16).

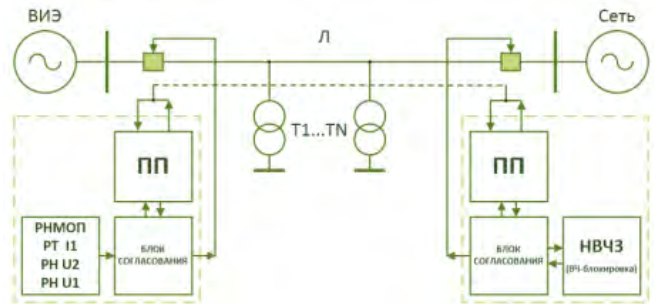


Рис. 16. Защита с ВЧ-каналом для ЛЭП с ВЭС

Для построения РЗА установленной со стороны ВЭС следует рассматривать варианты гибридных защит с фиксацией появления КЗ в системе по напряжениям обратной, прямой последовательностей и реле направления мощности, реле тока прямой последовательности для выявления перетоков аварийной мощности в системе [4].

IV. РЕЗУЛЬТАТЫ

Таким образом можно сделать вывод о том, что существующий комплекс защит в своем классическом исполнении не применим на линиях, отходящих от подстанций с ВЭС. Для обеспечения абсолютной селективности на линиях, отходящих от подстанций с ВЭС, могут применяться различные требования к оснащению РЗА, не исключено и применение комбинации из разрешающих и блокирующих ВЧ-сигналов.

А также для правильной работы ДФЗ следует применять уставку по органу Zотк или применение ДЗЛ в качестве основной защиты ЛЭП, или же использование ДФЗ, НВЧЗ, как гибридной защиты с фиксацией параметров по напряжению обратной и прямой последовательностей.

Работа выполнена под руководством профессора кафедры ЭС и ЭЭС, д.т.н. Нагая В.И.

Список литературы

- [1] Симонов, А.В., Илюшин, П.В. О совершенствовании методических подходов к математическому моделированию ветроэнергетических установок в отечественных программных комплексах АРМ СРЗА и RASTRKZ // Релейная защита и автоматизация. – 2024. – № 1. – С. 60-65.
- [2] П. В. Илюшин, Способы предотвращения излишних отключений ветровых электростанций при нормативных возмущениях в распределительных сетях. – ФГБУН «Институт энергетических исследований Российской академии наук», 2023 г.
- [3] Ефремов В.А., Ефремов А.В., Петрушков М.Ю., Широкина Е.В. Особенности выполнения защит линии при наличии ветряных электростанций. Сборник докладов Международной конференции «Релейная защита и автоматика энергосистем - 2022
- [4] В.А. Ефремов, А.В. Ефремов, С.А. Таньгин, С.Ю. Смирной ООО «Релематика», ЧувГУ им. И.Н. Ульянова (г. Чебоксары) Применение устройств РЗА для линий электропередачи с возобновляемыми источниками энергии..

АРХИТЕКТУРНЫЕ РЕШЕНИЯ УРОВНЯ ПРИСОЕДИНЕНИЯ ЦИФРОВОЙ ПОДСТАНЦИИ ДЛЯ РЕАЛИЗАЦИИ НА ДЕЙСТВУЮЩИХ ЭЛЕКТРИЧЕСКИХ ПОДСТАНЦИЯХ

Саенко А.А.
Филиал ПАО «Россети Центр» - «Белгородэнерго»
Белгород, Россия
e-mail: mr.andrey.sa@mail.ru

Аннотация

Состояние вопроса: Работа посвящена актуальной теме применения цифровых технологий и решений в современной электроэнергетике. Рассматривается вопрос организации, построения и внедрения высокоавтоматизированных подстанций, как одного из ведущих направлений в современной электроэнергетике.

Материалы и методы: В работе приведены основные технические и организационные решения, характерные для построения цифровых подстанций на базе открытых протоколов международного стандарта МЭК 61850 «Сети и системы связи на подстанциях». Дается общая оценка состояния понизительных подстанций в энергосистеме Белгородской области. В качестве объекта исследования анализируется схема одной из типовых подстанций в энергосистеме Белгородской области. Приводятся технические решения для уровня присоединения архитектуры ЦПС.

Результаты: Для рассмотренной подстанции предложены технические решения для уровня присоединения архитектуры ЦПС с цифровых технологий для соответствия термину «Цифровая подстанция» и в соответствии с требованиями международного стандарта МЭК 61850. При этом модернизация предлагается как с учетом достижения необходимых функций управления подстанцией, так и в соответствии с существующим уровнем отечественной энергетической промышленности и состоянием электрических сетей региона.

Выводы: Предложенная модернизация приведет к повышению уровня управляемости и наблюдаемости подстанции, уменьшению затрат на мониторинг и самодиагностику вторичных связей, поднятию уровня интеллектуального управления режимом работы силового оборудования и вторичных систем. Кроме этого она обеспечит поэтапный переход действующих электрических подстанций к технологии «Цифровая подстанция».

Ключевые слова: высокоавтоматизированная подстанция, цифровая подстанция, стандарт МЭК 61850, интеллектуальные электронные устройства, релейная защита и автоматика.

ARCHITECTURAL SOLUTIONS OF THE DIGITAL SUBSTATION CONNECTION LEVEL FOR IMPLEMENTATION AT EXISTING ELECTRICAL SUBSTATIONS

Andrey Saenko
Branch of PJSC "Rosseti Center" - "Belgorodenergo"
Belgorod, Russian Federation
e-mail: mr.andrey.sa@mail.ru

Abstract

Background: The work is devoted to the current topic of using digital technologies and solutions in modern electric power industry. The issue of organization, construction and implementation of highly automated substations is considered as one of the leading directions in the modern electric power industry.

Materials and methods: The paper presents the main technical and organizational solutions typical for the construction of digital substations based on open protocols of the international standard IEC 61850 "Networks and communication systems in substations." A general assessment of the condition of step-down substations in the power system of the Belgorod region is given. As an object of study, the diagram of one of the typical substations in the power system of the Belgorod region is presented and analyzed. Technical solutions for the connection level of the DPS architecture are given.

Results: For the considered substation, technical solutions are proposed for the connection level of the DPS architecture with digital technologies to comply with the term "Digital substation" and in accordance with the requirements of the international standard IEC 61850. Moreover, modernization is proposed both taking into account the achievement of the necessary substation management functions, and in accordance with the existing level of the domestic energy industry and the state of the region's electrical networks.

Conclusions: The proposed modernization will lead to an increase in the level of controllability and observability of the substation, a reduction in the costs of monitoring and self-diagnosis of secondary connections, and an increase in the level of intelligent control of the operating mode of power equipment and secondary systems. In addition, it will ensure the phased transition of existing electrical substations to Digital Substation technology.

Key words: highly automated substation, digital substation, IEC 61850 standard, intelligent electronic devices, relay protection and automation.

I. ВВЕДЕНИЕ

Разработка и внедрение технологий высокоавтоматизированной подстанции (ВАПС) в настоящее время являются одними из наиболее динамично развивающихся направлений в формировании интеллектуальной энергетики. В качестве определяющего признака ВАПС используется её информационная модель данных, то есть констатация того, что все процессы информационного обмена между элементами программно-аппаратного комплекса ПС осуществляются в цифровом виде в режиме реального времени [1].

Все архитектуры цифровой подстанции (ЦПС) строятся по трёхуровневому иерархическому признаку, включающему уровень процесса (нижний), уровень присоединения (средний) и подстанционный уровень (верхний). Различия архитектур обусловлены возможностями и целесообразностью применения технологий ЦПС для различных ПС [2].

Переход к цифровым технологиям и решениям приведёт к повышению уровня управляемости и наблюдаемости подстанции, уменьшению затрат на мониторинг и самодиагностику вторичных связей, поднятию уровня интеллектуального управления режимом работы силового оборудования и вторичных систем. Но, в настоящее время, применение технологии «Цифровая подстанция» на существующих энергообъектах трудновыполнимо, особенно если это реализовывать по самой совершенной архитектуре. Это обусловлено рядом причин, одной из которых является применение неадаптированных архитектур построения ЦПС на уровне присоединения. Отсутствие решения данного вопроса приводит к созданию излишнего многообразия технических решений, архитектур и регламентов эксплуатации нового оборудования и систем, повышению капитальных и эксплуатационных затрат на вторичные системы [3, 4].

II. МАТЕРИАЛЫ И МЕТОДЫ

Создание ВАПС на базе существующей инфраструктуры необходимо осуществлять в соответствии с требованиями международного стандарта МЭК 61850 «Сети и системы связи на подстанциях», который стандартизирует правила обмена данными между элементами и обеспечивает независимость логической части от средств передачи информации, существующих в данный момент времени. Стандарт распространяется на строительство новых подстанций, а также на реконструкцию и техническое перевооружение действующих подстанций [5].

Важным аспектом с точки зрения надёжности и капитальных затрат является архитектура уровня присоединения ЦПС.

Уровень присоединения предназначен для:

- приёма и обработки данных, получаемых от устройств уровня процесса;
- выполнения соответствующих алгоритмов прикладных функций с передачей режимной и диагностической информации на уровень подстанции;
- обмена информацией с устройствами уровня процесса и другими устройствами уровня присоединения.

Уровень присоединения образуется интеллектуальными электронными устройствами (ИЭУ), выполняющими прикладные функции автоматизированного технологического управления: это релейная защита, противоаварийная автоматика, контроль присоединения и т.д., для соответствующего основного оборудования. Основным ИЭУ, поддерживающим протоколы стандарта МЭК 61850 (SV, GOOSE, MMS), является микропроцессорный терминал (МП) РЗА, поэтому архитектура уровня присоединения строится исходя из коммуникационных возможностей терминала. Устанавливаемые на ПС МП устройства РЗА имеют двойное назначение: как устройства автономной системы РЗА, так и компоненты уровня присоединения, которые используются в качестве источников значительного объема цифровой информации для решения различных задач контроля и управления объектом в нормальных и аварийных режимах [6, 7].

В энергосистеме Белгородской области продолжается процесс модернизации электрических подстанций. С каждым годом становится больше системообразующих питающих центров, которые управляют дистанционно. Каждый такой проект на один шаг приближает отрасль к цифровой электроэнергетике будущего. С другой стороны, в энергосистеме Белгородской области имеется ряд действующих подстанций, срок эксплуатации которых, превышает полный установленный срок службы для трансформаторной подстанции. Также на данных энергообъектах различные подсистемы используют большое количество различных коммуникационных стандартов (протоколов), усложняющих процесс передачи данных. Такие подстанции нуждаются в реконструкции и техническом перевооружении с переходом на микропроцессорную элементную базу и единый цифровой стандарт.

Анализ и разработка технических решений для уровня присоединения архитектуры ЦПС с использованием различных степеней интеграции цифровых технологий

предлагается на примере типовой понизительной подстанции энергосистемы Белгородской области классом напряжения 110 кВ, для которой также характерны указанные выше недостатки. Такая подстанция предназначена для электроснабжения прилегающих промышленных и сельскохозяйственных потребителей. По способу присоединения к энергосистеме подстанция является проходной, включается в расщелку одной линии с двусторонним питанием.

ОРУ 110 кВ выполнено по схеме «мостик» с выключателями в цепях воздушных линий 110 кВ и ремонтной перемычкой с двумя разъединителями со стороны линий. Для обеспечения транзита воздушные линии 110 кВ соединены между собой через секционный выключатель 110 кВ (выключатель мостика) и секционные разъединители.

ЗРУ 10 кВ выполнено по схеме с одной одиночной, секционированной выключателем, системой сборных шин. Питание первой секции шин 10 кВ осуществляется от трансформатора Т1, питание второй секции – от трансформатора Т2 через вводные выключатели.

ЦПС имеет несколько архитектур построения системы РЗА уровня присоединения:

- децентрализованная архитектура;
- централизованная архитектура;
- смешанная архитектура – для некоторых систем централизованная, для некоторых децентрализованная.

Децентрализованная архитектура отличается сохранением «традиционной» архитектуры, то есть за каждую отдельную функцию отвечает отдельное физическое устройство. Например, цифровой терминал ступенчатых защит, цифровой терминал защиты фидера 10 кВ, цифровой контроллер присоединения и т.д. При этом концептуально устройство остаётся традиционным, изменяется лишь метод обмена данными этого устройства с «внешним миром». Для реализации данной архитектуры ЦПС подразумевается применение большого количества устройств, то есть количество терминалов, контроллеров и других ИЭУ остаётся прежним относительно «традиционной» архитектуры, но к их числу добавляются устройства сопряжения с объектом (ПАС и ПДС), а также сетевые коммутаторы ЛВС шины процесса. Применение подобной архитектуры ведет к удорожанию систем автоматизации, построенных по принципам ЦПС, относительно «традиционных», так как становится значительно больше физических устройств [8].

При централизованном подходе появляется возможность частичного объединения функций на одном устройстве уровня присоединения (ИЭУ). Данное решение позволяет снизить количество оборудования и, как следствие, капитальные затраты на внедрение подсистем защиты и управления, но снижает отказоустойчивость таким систем. Поэтому централизация функций должна быть целесообразной, особенно для критически важных функций, таких как РЗА [9, 10].

III. РЕЗУЛЬТАТЫ

Таким образом, для ОРУ 110 кВ рассматриваемой подстанции нет необходимости глубокой централизации функций РЗА на уровне присоединения, рациональным будет использование одного физического устройства РЗА

для защиты одного объекта 110 кВ с набором алгоритмов, характерных для защиты данного типа объекта. В результате, для объектов защиты ОРУ 110 кВ применяется отдельное цифровое устройство РЗА с резервированием данного устройства его точной копией.

Структура организации цифровой защиты объекта 110 кВ, на примере ВЛ-110 кВ представлена на рис. 1.

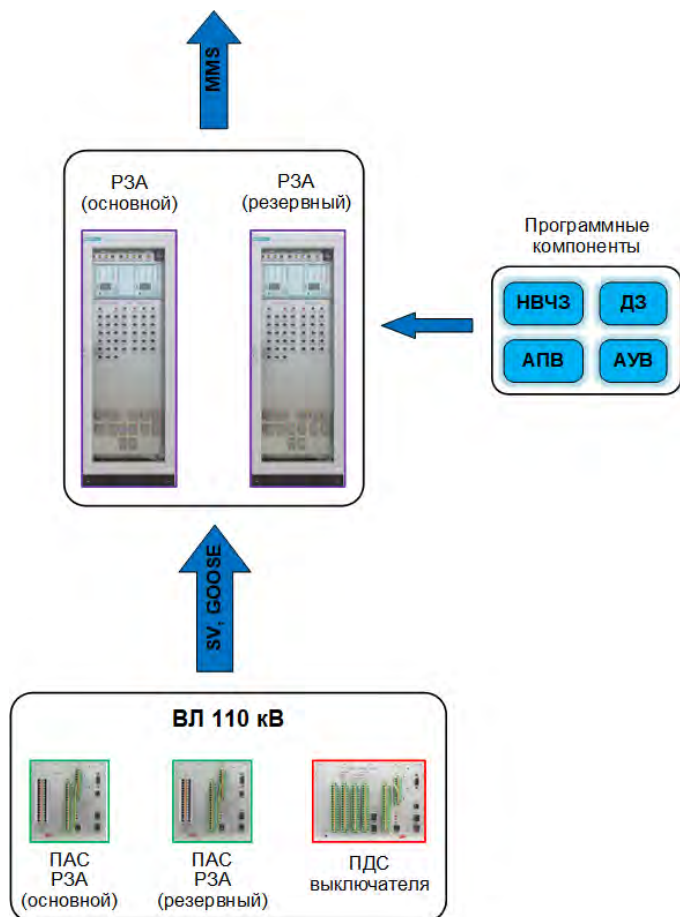


Рис. 1. Концептуальная структурная схема цифровой подстанции

Для ЗРУ 10 кВ характерно большое количество отходящих фидеров. Для оптимизации подсистемы РЗА такого объекта одним из возможных решений является объединение защиты фидеров и шин 10 кВ на одном устройстве РЗА, а для обеспечения надёжности – резервирование группового цифрового устройства РЗА его точной копией. При данной архитектуре объектом защиты выступает секция шин со всеми присоединениями.

Проблемным аспектом построения системы РЗА по централизованной архитектуре является то, что на уровне процесса передача измерений от ТТ и ТН с применением протокола Sampled Values организуется только для присоединений вводных выключателей 10 кВ и ТН секций шин 10 кВ, то есть данные об измерениях остальных присоединений 10 кВ не оцифровываются. И в результате решение о применимости одного многофункционального терминала РЗА для защиты всей секции шин является несостоятельным. Ещё одним проблемным аспектом данного решения является то, что в настоящее время отечественной промышленностью многофункциональные терминалы РЗА не выпускаются и находятся на стадии разработки. Поэтому для системы РЗА ЗРУ 10 кВ принимается децентрализованная архитектура.

Структура организации цифровой защиты объекта 10 кВ, на примере ввода 10 кВ 1Т представлена на рис. 2.

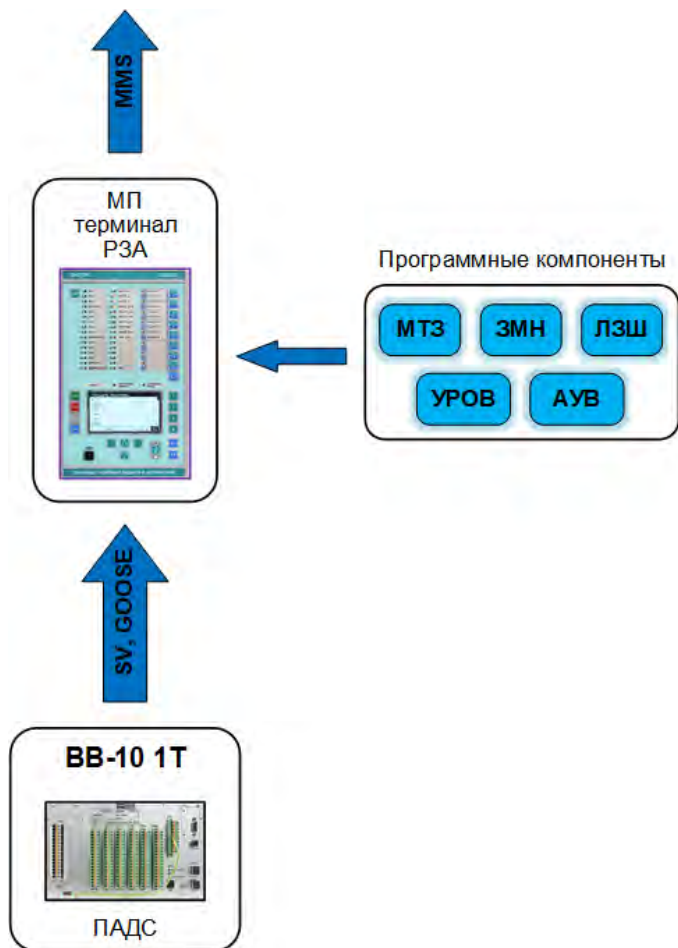


Рис. 2. Структура организации цифровой защиты ввода 10 кВ 1Т

Таким образом, на уровне присоединения связь между устройствами РЗА осуществляется по протоколу МЭК 61850-8-1 посредством обмена GOOSE-сообщениями для передачи дискретных сигналов контроля и управления оборудованием. По этому же протоколу идёт обмен GOOSE-сообщениями с преобразователями дискретных сигналов (ПДС). Связь между преобразователями аналоговых сигналов (ПАС) и терминалами РЗА для передачи SV-поток организована по протоколу МЭК 61850-9-2. На данном уровне происходит приём мгновенных значений тока и напряжения с шины процесса по волоконно-оптическим линиям связи, производится их обработка, и, на основании чего, выполняются соответствующие алгоритмы прикладных функций. Вместе с этим, происходит передача режимной и диагностической информации на уровень шины подстанции.

В результате, реализация предложенных цифровых технологий и решений на действующих подстанциях энергосистемы Белгородской области обеспечит:

- повышение уровня управляемости и наблюдаемости;
- уменьшение затрат на мониторинг и самодиагностику вторичных связей;
- поднятие уровня интеллектуального управления режимом работы силового оборудования и вторичных систем.

При этом предложенные решения учитывают существующий уровень отечественной энергетической промышленности; позволяют применять электрооборудование, терминалы связи и обработки данных только отечественного производства, а также учитывают состояние электрических сетей региона.

Предложенная модернизация подстанций в энергосистеме Белгородской области с применением цифровых технологий и решений способствует поэтапному переходу действующих электрических подстанций к технологии «Цифровая подстанция».

Список литературы

- [1] Шилова Л.А., Адамцевич А.О. Интеграция цифровых технологий как ключевой фактор развития Российской энергетики // Энергетическая политика. 2020. № 9 (151). С. 60-73.
- [2] Основы построения цифровых подстанций в рамках концепции «Цифровая трансформация 2030» / Л.П. Андрианова, З.Х. Павлова, М.И. Хакимьянов, Р.Т. Хазиева // В сборнике: Всероссийский педагогический форум. Сборник статей II Всероссийской научно-методической конференции. 2020. С. 348-360.
- [3] Цифровизация энергообъектов: задачи и их решения / Е.С. Воробьев, В.А. Наумов, В.И. Ан-тонов и др. // В сборнике: Проблемы и перспективы развития энергетики, электротехники и энергоэффективности. Материалы III Международной научно-технической конференции. 2019. С. 267-272.
- [4] Лоскутов А.Б. Проблемы перехода электроэнергетики на цифровые технологии // Интеллектуальная электротехника. 2018. № 1. С. 9-27.
- [5] Стандарт организации ПАО «ФСК ЕЭС» СТО 56947007-25.040.30.309-2020. Корпоративный профиль МЭК 61850 ПАО «ФСК ЕЭС». Дата введения – 05.10.2020.
- [6] Стандарт организации ПАО «ФСК ЕЭС» СТО 56947007-29.240.10.299-2020. Цифровая подстанция. Методические указания по проектированию ЦПС. Дата введения – 26.02.2020.
- [7] Стандарт организации ПАО «Россети» СТО 34.01-21-004-2019. Цифровой питающий центр. Требования к технологическому проектированию цифровых подстанций напряжением 110-220 кВ и узловых цифровых подстанций напряжением 35 кВ. Дата введения – 29.03.2019.
- [8] Данилин А., Горелик Т., Кириенко О., Дони Н. Цифровая подстанция. Подходы к реализации // Электроэнергия. Передача и распределение. 2012. № 3 (12). С. 96-99.
- [9] Гвоздев Д.Б., Грибков М.А., Сахаров А.А. Применение технологии «Цифровая подстанция» на существующих объектах // Электроэнергия. Передача и распределение. 2019. № 3 (54). С. 54-59.
- [10] Мигунова Л.Г., Спиридонов В.С. Особенности архитектур построения цифровых подстанций // Материалы Всероссийской научно-практической конференции с международным участием. 2021. С. 266-270.

МЕТОДИКА ЭКСПЕРИМЕНТАЛЬНОГО ОПРЕДЕЛЕНИЯ ЗНАЧЕНИЙ ТРЗ НА РЕАЛЬНЫХ ТЕРМИНАЛАХ УРЗ С ПОМОЩЬЮ МАТЕМАТИЧЕСКИХ МОДЕЛЕЙ ОБЪЕКТА ЗАЩИТЫ И ТТ

Кужеков С.Л., Дегтярев А.А., Шурупов А.А. Дони Н.А., Петров Д.С.

ООО НПП «ЭКРА», ООО НПФ «КВАЗАР»

Чебоксары, Россия

e-mail: petrov_ds@ekra.ru

Аннотация

Состояние вопроса: Надежность функционирования устройств релейной защиты (УРЗ) в условиях коротких замыканий (КЗ) в значительной мере определяется поведением трансформаторов тока (ТТ). Критическим фактором является насыщение магнитопровода ТТ под воздействием апериодической составляющей тока КЗ, что может привести к ложным срабатываниям или отказам защит. Актуальной задачей является разработка универсальной и воспроизводимой методики экспериментального определения минимального времени, в течение которого ТТ должен сохранять требуемую точность для обеспечения корректной работы конкретной функции УРЗ. Существующие подходы часто не учитывают комплексное влияние параметров переходного процесса, настроек защиты и конструктивных особенностей ТТ различных классов точности.

Материалы и методы: Разработана обобщенная методика испытаний. Модель ТТ с заданным временем до насыщения строилась на основе геометрических параметров магнитопровода по ГОСТ Р 70358-2022. Испытания на модели или образце УРЗ включали варьирование кратности тока КЗ, постоянной времени затухания апериодической составляющей и длины линии (для дистанционных защит). Исследовались режимы внутренних и внешних КЗ в зоне и вне зоны с учетом алгоритмических особенностей УРЗ.

Результаты: Получены зависимости минимального необходимого времени от влияющих параметров, в частности от кратности тока КЗ. Определены численные значения минимально необходимого времени УРЗ. Например, для дифференциальной защиты шин (ДЗШ) во внешнем КЗ блокирующий орган исключает неселективное действие при времени насыщения 2,5. Учет алгоритмических нюансов потребовал введения многократных опытов со сдвигом по времени. Показана необходимость адаптации методики под конкретную функцию защиты.

Выводы: Предложенная методика представляет собой системный подход к экспериментальному определению требований по времени до насыщения ТТ для корректной работы УРЗ. Полученные результаты в виде конкретных значений и зависимостей минимального значения УРЗ позволяют обоснованно выбирать ТТ при проектировании, формулировать четкие технические условия для их применения в конкретных схемах защиты, а также оценивать достаточность алгоритмической устойчивости самих УРЗ к погрешностям ТТ в переходных режимах. Методика является инструментом для обеспечения селективности и надежности релейной защиты.

Ключевые слова: устройство релейной защиты, трансформатор тока, насыщение магнитопровода, время до насыщения, методика испытаний, короткое замыкание, апериодическая составляющая тока, дифференциальная защита, дистанционная защита.

METHODOLOGY FOR THE EXPERIMENTAL DETERMINATION OF TRZ VALUES ON ACTUAL PROTECTION RELAY TERMINALS USING MATHEMATICAL MODELS OF THE PROTECTED OBJECT AND CURRENT TRANSFORMERS

Stanislav Kuzhekov, Andrey Degtyarev, Aleksey Shurouпов, Nikolai Doni, Dmitriy Petrov

EKRA Ltd., Kvazar R&D and Production Firm Ltd.,

Cheboksary, Russia

e-mail: petrov_ds@ekra.ru

Abstract

Background: The behavior of Current Transformers (CTs) largely determines the reliability of Protective Relaying Devices (PRDs) during short-circuit (SC) conditions. A critical factor is the saturation of the CT magnetic core under the influence of the

aperiodic (DC) component of the SC current, which can lead to false trips or protection failures. An urgent task is to develop a universal and reproducible methodology for the experimental determination of the minimum time during which a CT must maintain the required accuracy to ensure the correct operation of a specific PRD function. Existing approaches often fail to consider the combined influence of transient process parameters, protection settings, and design features of CTs of various accuracy classes.

Materials and methods: A generalized testing methodology was developed. The study employed a CT model with a specified time to saturation, constructed from the geometric parameters of the magnetic core as per the standard GOST R 70358-2022. Tests on a model or a sample PRD included varying the SC current multiplicity, the time constant of the aperiodic component decay, and the line length (for distance protections). To account for the algorithmic features of the PRDs, we examined regimes of both internal and external SCs, occurring within and outside the protected zone.

Results: Dependencies of the minimum required time on influencing parameters, in particular on the short-circuit current ratio, were obtained. Numerical values of the minimum required PRD time were determined. For example, for a BDP differential protection (BDP) during an external short-circuit; the blocking element prevents non-selective action at a saturation time of 2.5 milliseconds. Accounting for algorithmic nuances required conducting multiple experiments with time shifts. This demonstrates that the methodology must be adapted to each specific protection function.

Conclusions: The proposed methodology represents a systematic approach to the experimental determination of requirements for the CT time to saturation for the correct operation of PRDs. The obtained results, in the form of specific values and dependencies of the minimum PRD time, allow for a justified selection of CTs during design, formulation of clear technical specifications for their application in specific protection schemes, and assessment of the sufficiency of the algorithmic stability of the PRDs themselves to CT errors in transient conditions. The methodology serves as a tool for ensuring the selectivity and reliability of relay protection.

Key words: protection relay device, current transformer, magnetic core saturation, time to saturation, testing methodology, short circuit, aperiodic (DC) current component, differential protection, distance protection.

I. ВВЕДЕНИЕ

Известно, что проверка соответствия характеристик ТТ условиям функционирования защит в переходных режимах проводится с использованием неравенства:

$$t_{\text{нас}} \geq t_{\text{рз}},$$

где $t_{\text{нас}}$ – время до насыщения ТТ в режиме КЗ;

$t_{\text{рз}}$ – минимально необходимое время достоверного измерения значений тока ТТ, при котором обеспечивается правильная работа УРЗ с временем срабатывания, указанным в технической документации.

В общем случае поведение быстродействующих устройств релейной защиты в переходных режимах КЗ зависит от выбранных уставок, кратностей токов КЗ, мест возникновения КЗ: в зоне или вне зоны действия, вида КЗ (симметричное или несимметричное), постоянной времени затухания и относительного содержания аperiodической составляющей в токе КЗ, наличия и знака остаточной магнитной индукции в магнитопроводах ТТ, нагрузки на ТТ, а также от схемы соединения ТТ и способа передачи информации от последних в устройства защиты.

Экспериментальные исследования показали, что перечень факторов, влияющих на значение $t_{\text{рз}}$, в значительной степени зависит от вида УРЗ (используемых алгоритмов) и для большинства из них может быть ограничен следующим набором: режим и вид КЗ, кратность тока КЗ, постоянная времени затухания аperiodической составляющей в токе КЗ, параметры защищаемого объекта и срабатывания защиты.

Использование новых алгоритмов, повышающих быстродействие устройств защиты при КЗ в зоне действия и устойчивость их функционирования при внешних КЗ,

позволяет существенно снизить значения $t_{\text{рз}}$ и упростить выбор ТТ для быстродействующих защит.

II. ЭКСПЕРИМЕНТАЛЬНОЕ ОПРЕДЕЛЕНИЕ $T_{\text{рз}}$

В общем случае для экспериментального определения значений $t_{\text{рз}}$ требуется выполнить испытания при разных значениях параметра режима A модели (или физического образца) ТТ и определить такое его минимальное значение A_{min} , при котором функция УРЗ работает правильно при разных значениях θ и прочих равных условиях (режим и вид КЗ, значение первичного тока и T_a , и так далее).

При этом испытания обязательно проводятся при КЗ в зоне и вне зоны действия УРЗ с учётом расположения расчётных точек и видов КЗ, зависящих от характеристик защищаемых объектов и функций защиты. Если значения $t_{\text{рз}}$ существенно отличаются для различных условий испытаний (например, режима КЗ или значения T_a), то целесообразно использовать градацию $t_{\text{рз}}$ от каких-либо заявленных производителем УРЗ условий или параметров.

Таким образом, в каждой из расчётных точек КЗ испытания повторяются при разных значениях времени до насыщения $t_{\text{нас}}$ ТТ и фиксированных значениях остальных параметров опыта: тока КЗ, параметров срабатывания УРЗ и постоянной времени затухания аperiodической составляющей. Геометрические параметры магнитопровода модели ТТ, обеспечивающие заданное время до насыщения, такие как поперечное сечение, средняя длина силовой линии и длина немагнитного зазора, определяются по методике, предложенной в ГОСТ Р 70358-2022. Данный подход является универсальным для ТТ разных классов точности и максимально приближен к методике используемой в дальнейшем проектировщиками при определении требуемой номинальной предельной кратности.

При испытаниях важно, чтобы фактическое значение $t_{\text{нас}} (t_{\text{нас.факт}})$, полученное в опыте, не превышало заданное значение. С указанной целью $t_{\text{нас.факт}}$ должно контролироваться с помощью полученного вторичного тока и в случае фиксации существенных расхождений между $t_{\text{нас.факт}}$ и заданным $t_{\text{нас}}$ в параметры модели ТТ вносятся корректировки.

Испытания начинаются со значения времени до насыщения, равного времени принятия решения функцией защиты ($t_{\text{реш}}$) по данным производителя при синусоидальном токе. Далее значение $t_{\text{нас}}$ постепенно уменьшается до тех пор, пока:

– при испытаниях всех функций защит ДЗ, ТНЗНП, ДТЗ (трансформаторов, автотрансформаторов (АТ), ошиновки стороны низшего напряжения АТ и шунтирующего реактора) и ДЗШ (ДЗО) в режиме внутреннего близкого КЗ время срабатывания ИО испытуемой функции хотя бы для одной из фаз не превышает 0,02 с (данное значение обеспечивает некоторое значение коэффициента надежности, так как согласно документации, максимально допустимое время срабатывания реле тока, напряжения или сопротивления не менее 0,025 с). Исключением является междуфазная токовая отсечка, работающая по мажоритарному принципу, у которой за указанное время должны сработать два фазных ПО. При этом время непрерывного существования сигнала о срабатывании ИО (ПО) испытуемой функции защиты должно быть достаточным для принятия правильного решения;

– для режима, удалённого КЗ в зоне действия первой ступени ДЗ (90% от зоны охвата) должно проверяться другое условие: время $t_{\text{реш}}$ при насыщении ТТ не должно превышать аналогичное время в таком же режиме КЗ при отсутствии насыщения ТТ. Это связано с тем, что время срабатывания ИО ДЗ в данном режиме при наличии в токе аperiodической составляющей и отсутствии насыщения ТТ может превышать допустимое. Аналогично поступают и для других функций УРЗ, для которых $t_{\text{реш}}$ в определённых условиях может превышать значение, указанное в документации для режима синусоидального тока;

– в режиме внешнего КЗ возможны два варианта:

1. Функция УРЗ имеет специальный орган распознавания данного режима и блокирует действие защиты;

2. Функция УРЗ такого органа не имеет.

В первом случае минимальное допустимое значение $t_{\text{нас}}$ определяется временем срабатывания данного органа. Если в составе защиты указанные органы отсутствуют, то значение $t_{\text{рз}}$ представляется в виде зависимостей от заданных параметров срабатывания функции УРЗ и постоянной времени затухания аperiodической составляющей в первичном токе. При этом значение $t_{\text{рз}}$ существенно возрастает.

Полученное при выполнении указанных выше условий минимальное допустимое значение $t_{\text{нас}}$ соответствует частному значению $t_{\text{рз}}$ (например, при заданных $K_{\text{факт.уст}}$ и T_a).

Далее последовательно изменяется кратность тока КЗ ($K_{\text{факт.уст}}$) и постоянная времени затухания аperiodической составляющей (T_p). Испытания вновь повторяются для разных значений времени до насыщения, пока не будет найдено его минимальное допустимое значение, т.е. частное значение $t_{\text{рз}}$, соответствующее новым условиям.

Испытания каждой функции защиты проводятся для заданного диапазона значений следующих параметров:

1. Кратность тока КЗ, т.е. отношение действующего значения периодической составляющей тока КЗ к значению параметра срабатывания функции защиты. Например, для токовой отсечки данный параметр обозначается как $K_{\text{факт.уст}}$ и определяется с помощью следующего выражения:

$$K_{\text{факт.уст}} = \frac{I_{\text{п.КЗ}}}{I_{\text{ОТС}}},$$

где $I_{\text{п.КЗ}}$ – значение периодической составляющей тока КЗ в зоне действия;

$I_{\text{ОТС}}$ – значение параметра срабатывания функции отсечки защиты ВЛ.

Если исследуемая функция не имеет токовой отсечки, а имеет характеристику срабатывания с несколькими регулируемыми параметрами, то, например, для ДЗШ указанный параметр определялся как отношение кратности действующего значения периодической составляющей дифференциального тока к фиксированному значению начального тока срабатывания ($I_{\text{Д.0}}$):

$$K_{\text{факт.уст}} = \frac{I_{\text{Д}}}{I_{\text{Д.0}}},$$

где $I_{\text{Д}}$ – значение периодической составляющей дифференциального тока. При этом значения $t_{\text{рз}}$ может определяться, например, когда остальные параметры характеристики срабатывания (ток начала торможения ($I_{\text{Т.0}}$) и коэффициент торможения ($k_{\text{Т}}$)) принимают наихудшие из допустимого для их диапазона значения. Под наихудшим понимается такое значение параметра срабатывания, при котором в режиме КЗ в зоне действия возможно максимальное замедление срабатывания измерительных органов ДЗШ.

2. Постоянная времени затухания аperiodической составляющей в первичном токе КЗ (T_a).

3. Для первых ступеней ДЗ дополнительно варьировалась длина защищаемой ВЛ.

Допустимый шаг изменения значений указанных параметров определяется опытным путем в процессе испытаний.

После окончания испытаний строится кривая(ые) изменения значений $t_{\text{рз}}$ от какого-либо из указанных выше параметров. Если указанная(ые) зависимость(и) не была(и) выявлена(ы) или значения $t_{\text{рз}}$ варьировались незначительно, в качестве итогового принималось максимальное из полученных значений $t_{\text{рз}}$.

Полученная экспериментальным путём зависимость $t_{рз}$ от какого-либо параметра, например, от $K_{факт.уст.}$, должна быть проверена на выполнение следующего условия: если при максимальных токах КЗ условие $t_{нас} > t_{рз}$ выполняется, то и при меньших значениях токов КЗ указанное условие должно гарантированно выполняться. Иначе кривая $t_{рз}$ должна быть скорректирована в сторону запаса.

В общем случае значения $t_{рз}$ справедливы для всех классов ТТ, в том числе и для ТТ с немагнитным зазором. Иначе в технической документации должна указываться область их применимости. Так же должны быть указаны условия, при которых может быть допущена совместная работа ТТ одинаковых и различных классов точности в режимах КЗ в зоне и вне зоны действия.

Отдельно стоит рассмотреть вопрос адекватности, используемой при испытаниях модели ТТ. Особенно это актуально для защит не имеющих блокирующего органа при внешних КЗ. Например, в табл. 1 приведены значения $t_{рз}$ в режиме внешнего КЗ для ПО ДТО функции ДЗЛ для двух вариантов настроек материала магнитопровода модели ТТ с зазором, в которой используется петля гистерезиса Джилса-Атертона.

Таблица 1.

$t_{рз}, мс$						$K_{скв}$
$50 мс < T_p \leq 80 мс$						
Вариант №1			Вариант №2			
P	PR	TPZ	P	PR	TPZ	
8	8	6,5	9	9	7	0,9
9	9	8	10	9	9	0,95
30	29	12	53	35	29	1,1
50	35	29	75	55	35	1,3
55	50	33	110	73	50	1,6

Кроме того, при испытаниях важно учитывать алгоритмические особенности функций УРЗ. Например, одной из особенностей алгоритма работы ДЗЛ является наличие фиксированного периода обмена информацией о токах по концам ВЛ между полукомплектами. При насыщении ТТ на первом периоде КЗ возможна ситуация, когда в зависимости от соотношения между моментами замера дифференциального тока и возникновения КЗ длительность нахождения в сработанном состоянии пусковых органов ДЗЛ будет составлять 15 или 10 мс. При этом в первом случае функция ДЗЛ успеет принять решение о срабатывании на отключение выключателя, а во втором – не успеет.

Для исключения влияния указанной выше ситуации на итоговое значение $t_{рз}$ в условиях испытаний каждый опыт, например, должен состоять из 5 последовательных повторений одного и того же режима (одна и та же последовательность отсчётов вторичных токов). При этом момент начала подачи тока на входы терминала, для каждого следующего КЗ сдвинут относительно предыдущего на 1 мс. Опыт признается успешным, если результат положительный для всех 5 повторений.

Таким образом, приведённая выше методика испытаний является обобщённой и должна быть адаптирована отдельно под каждую функцию защиты.

В качестве примера для функции ДЗШ на рис. 1 приведены кривые зависимости $t_{рз}$ ($K_{факт.уст.}$) в режиме КЗ

в зоне действия для двух фиксированных значений ИД.0 – 1,2 и 2 отн. ед.

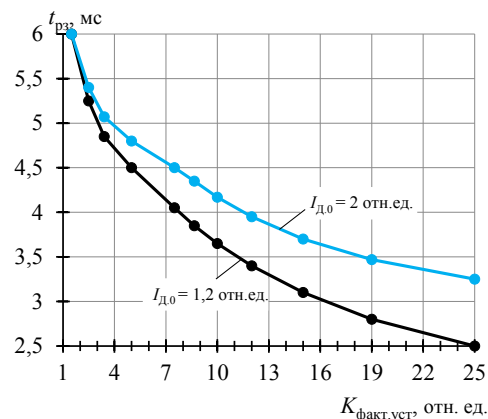


Рис. 1. Значения $t_{рз}$ для функции ДЗШ в режиме КЗ в зоне действия

В составе алгоритма ДЗШ имеется специальный орган распознавания внешних КЗ (БО), реагирующий на отставание во времени появления дифференциального тока от тормозного. Указанное отставание определяется временем до насыщения ТТ. По результатам испытаний в режиме КЗ вне зоны действия установлено, что независимо от значения $K_{факт.уст.}$, параметров характеристики срабатывания и других условий (T_a , θ) блокирующий орган гарантированно исключает неселективное действие ДЗШ при значениях $t_{нас}$ больше 2,5 мс. То есть значение $t_{рз}$ для функции ДЗШ в режиме КЗ вне зоны действия равно 2,5 мс.

Приведенные значения $t_{рз}$ для функции ДЗШ справедливо во всём диапазоне постоянной времени затухания апериодической составляющей в первичном токе КЗ и не зависят от вариантов сочетаний ТТ классов P, PR, TPY и TPZ на присоединениях.

Значения $t_{рз}$ для основных быстродействующих защит и быстродействующих ступеней резервных защит производства ООО НПП «ЭКРА», полученные по результатам испытаний, приведены в МУ.

III. РЕЗУЛЬТАТЫ

В работе представлена общая программа-методика испытаний для определения условий допустимости работы ТТ различных классов в переходных режимах КЗ, которая может быть полезна производителям УРЗ.

Видно, что при увеличении крутизны зависимости $X_{упк}=f(I_{упк})$ (то есть при увеличении коэффициента $K_{2упк}$) область устойчивости уменьшается.

Список литературы

- [1] ГОСТ Р 70358-2022. Единая энергетическая система и изолированно работающие энергосистемы. Релейная защита и автоматика. Требования к работе устройств релейной защиты линий электропередачи классом напряжения 110 кВ и выше в переходных режимах, сопровождающихся насыщением трансформаторов тока. Введен в действие в РФ с 1 февраля 2023 г.
- [2] Письмо Заместителя министра энергетики РФ: от 02.04.2019 за № ЧА-3440/10. «О мерах по недопущению неправильной работы устройств релейной защиты». – Режим доступа: (<https://docs.cntd.ru>).

ПОВЫШЕНИЕ ДИНАМИЧЕСКОЙ УСТОЙЧИВОСТИ ИЗОЛИРОВАННОЙ ЭНЕРГОСИСТЕМЫ С НАКОПИТЕЛЕМ ЭНЕРГИИ

Старостин А.Ю., Зарипов Р.А., Зырянов В.М.
ФГБОУ ВО «Новосибирский государственный технический университет»
Новосибирск, Россия
e-mail: andreysy357@gmail.com

Аннотация

Состояние вопроса: Повышение динамической устойчивости в изолированных энергосистемах с применением систем накопления электрической энергии (СНЭ) является актуальной задачей. Такие энергосистемы с дизельными, газопоршневыми и газотурбинными электростанциями без связи с Единой энергетической системой имеют ограниченные регулирующие возможности и повышенную чувствительность к возмущениям, что повышает риск потери синхронизма при самоликвидирующихся коротких замыканиях с автоматическим повторным включением (АПВ). Использование быстродействующих СНЭ позволяет компенсировать дефицит регулирующих мощностей, стабилизировать частоту и напряжение и управлять активной мощностью в бестоковую паузу АПВ, обеспечивая согласованную работу источников. Однако вопросы интеграции СНЭ с системами релейной защиты и автоматики (РЗА) и АПВ остаются недостаточно проработанными, что определяет научную и практическую значимость дальнейших исследований в этой области.

Материалы и методы: Использовался метод математического моделирования в программно-вычислительном комплексе MATLAB Simulink.

Результаты: Разработан алгоритм управления системой накопления электрической энергии в составе изолированной энергосистемы двухмашинного типа, который позволяет повысить динамическую устойчивость за время бестоковой паузы АПВ.

Выводы: Использование СНЭ в изолированных двухмашинных энергосистемах является эффективным и технически обоснованным способом повышения их устойчивости и надёжности.

Ключевые слова: система накопления энергии, устройства синхронизированных векторных измерений, изолированная энергосистема, динамическая устойчивость, автоматическое повторное включение.

IDENTIFICATION OF CONTROLLED DEVICES SETUP VARIABLES FOR PROVIDING STEADY STATE STABILITY OF ELECTRICAL POWER ENGINEERING SYSTEM

Andrey Starostin, Ruslan Zaripov, Vyacheslav Zyryanov
Novosibirsk State Technical University, Novosibirsk, Russian Federation
e-mail: andreysy357@gmail.com

Abstract

Background: Enhancing the dynamic stability of isolated power systems through the use of electric energy storage systems (ESS) is a pressing engineering challenge. Such power systems, comprising diesel, gas-engine and gas-turbine power plants that are not interconnected with the Unified Power System, have limited regulating capability and increased sensitivity to disturbances, which raises the risk of loss of synchronism during self-clearing short circuits with automatic reclosing (AR). The use of fast-acting ESS makes it possible to compensate for the deficit of regulating power, stabilize frequency and voltage, and control active power during the dead time (no-current interval) of the AR cycle, thereby ensuring coordinated operation of the generating sources. However, the issues of integrating ESS with protection and control systems and AR schemes remain insufficiently studied, which determines the scientific and practical significance of further research in this field.

Materials and methods: The method of modeling was in the MATLAB Simulink software and computing complex used.

Results: A control algorithm for an energy storage system (ESS) integrated into an isolated two-machine power system has been developed. The proposed algorithm enables an improvement of dynamic stability during the dead time of the automatic reclosing (AR) cycle.

Conclusions: The use of energy storage systems (ESS) in isolated two-machine power systems is an effective and technically justified approach to enhancing their stability and reliability.

Key words: energy storage system, phasor measurement unit, isolated electric power system, dynamic stability, automatic reclosing.

I. ВВЕДЕНИЕ

В изолированных энергосистемах Сибири и Дальнего Востока, не имеющих связи с ЕЭС РФ, проблема динамической устойчивости приобретает особую актуальность. Такие системы характеризуются ограниченной установленной мощностью и относительно слабой связностью между узлами, что делает их особенно чувствительными к аварийным возмущениям. В частности, это проявляется в энергосистемах, которые при упрощении могут быть представлены двухмашинной эквивалентной схемой и в которых самоустраняющиеся короткие замыкания с последующим АПВ могут приводить к значительным выбегам взаимного угла со значительными отклонениями параметров режима и даже к потере синхронизма. В условиях высокой стоимости топлива и сложной логистики северного завоза операторы вынуждены эксплуатировать минимальное число агрегатов, что ограничивает регулирующие возможности по активной и реактивной мощности и повышает чувствительность системы к внешним возмущениям.

В этих условиях системы накопления электрической энергии (СНЭ) становятся эффективным инструментом повышения надёжности и устойчивости изолированных энергосистем. Их использование позволяет сглаживать неравномерность нагрузки, снижать расход дизельного топлива, компенсировать дефицит регулирующих мощностей, улучшать качество электроэнергии и т.д.. Благодаря быстрдействию и возможности двунаправленного обмена мощностью СНЭ также выступают средством повышения динамической устойчивости [1].

II. МАТЕМАТИЧЕСКАЯ МОДЕЛЬ

Исследование проведено на примере Чаун-Билибинского энергоузла (ЧБЭ), в состав которого входит два основных узла: Билибино и Певек, соединенные двумя одноцепными линиями 110 кВ, общая протяженность которых более 480 км. В Билибино (после закрытия Билибинской АЭС) находится ДЭС (25 МВт), а в Певеке – две электростанции: плавучая атомная теплоэлектростанция (ПАТЭС) «Академик Ломоносов» (70 МВт) и строящаяся Арктическая ТЭС (50 МВт). Эквивалентная двухмашинная схема энергосистемы ЧБЭ представлена на рис.1. По одному из вариантов развития ЧБЭ в Билибино предусматривается установка быстродействующей СНЭ.

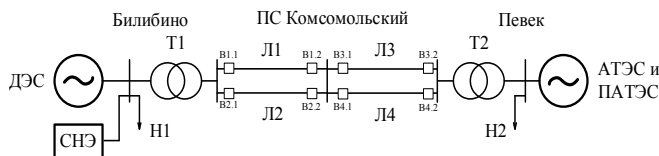


Рис. 1. Двухмашинная эквивалентная модель ЧБЭ

Мощность СНЭ принята равной 25 МВА. Математическое моделирование энергосистемы проводилось в ПК MATLAB Simulink. На генераторных агрегатах эквивалентных станций учитывались типовые

автоматические регуляторы скорости (АРС) и возбуждения (АРВ) [2].

III. ОПИСАНИЕ АЛГОРИТМА УПРАВЛЕНИЯ

Для повышения динамической устойчивости изолированной энергосистемы предлагается использовать способ точной синхронизации аварийно отделившегося генератора с энергосистемой бесконечной мощности в цикле АПВ при самоустраняющихся коротких замыканиях (КЗ) на воздушной линии на основе накопителя энергии, предложенный в [3]. С учетом того, что в рассматриваемой энергосистеме (Рис.1) двухцепная электропередача соединяет станции соизмеримой мощности активная мощность СНЭ (мощность управления) должна изменяться в процессе управления во время бестоковой паузы АПВ по выражению (1):

$$P_y(t) = P_T(t) - P_H(t) - P_L(t) + \frac{4T_{j\beta}S(t)}{t_{АПВ}-t} + \frac{6T_{j\beta}\Delta\delta(t)}{(t_{АПВ}-t)^2}, \quad (1)$$

где $P_y(t)$ – активная мощность СНЭ (мощность управления);

$P_T(t)$ – механическая мощность приводного двигателя генераторного агрегата;

$P_H(t)$ – мощность собственной нагрузки генератора без учета мощности СНЭ;

$P_L(t)$ – мощность, отдаваемая в приемную систему по оставшейся в работе цепи.

$T_{j\beta}$ – эквивалентная механическая постоянная времени энергосистемы;

$\Delta\delta(t)$ – текущее значение выбега угла ротора генератора;

$s(t)$ – текущее значение скольжения (скорость изменения выбега угла ротора генератора);

$t_{АПВ}$ – время бестоковой паузы АПВ (время управления);

t – текущее время управления, отсчитываемое с начального момента подачи управляющего сигнала на СНЭ (начала бестоковой паузы АПВ).

В отличие от [3], где для расчёта мощности управления используется выбег абсолютного угла, при работе двух станций соизмеримой мощности необходимо использовать взаимный угол между двумя электростанциями, отделившимися друг от друга на время бестоковой паузы АПВ, который может быть рассчитан с привлечением технологии синхронизированных векторных измерений (СВИ) по замерам векторов напряжений по концам линии электропередачи. Схема реализации способа (рис.2) содержит электростанции соизмеримой мощности (1, 10), приводной двигатель (2), трансформаторы (3, 15), систему накопления электрической энергии (4), микроконтроллер (5), выключатели (6а, 6б, 7а, 7б), нагрузку (8), две цепи электропередачи (9а, 9б), точку короткого замыкания (11), датчики тока (12а, 12б, 16), датчики напряжения (13а, 13б, 17, 18, 19), датчик механической мощности (14), устройства синхронизированных векторных измерений – УСВИ (20, 21, 22), концентратор синхронизированных векторных данных – КСВД (23).

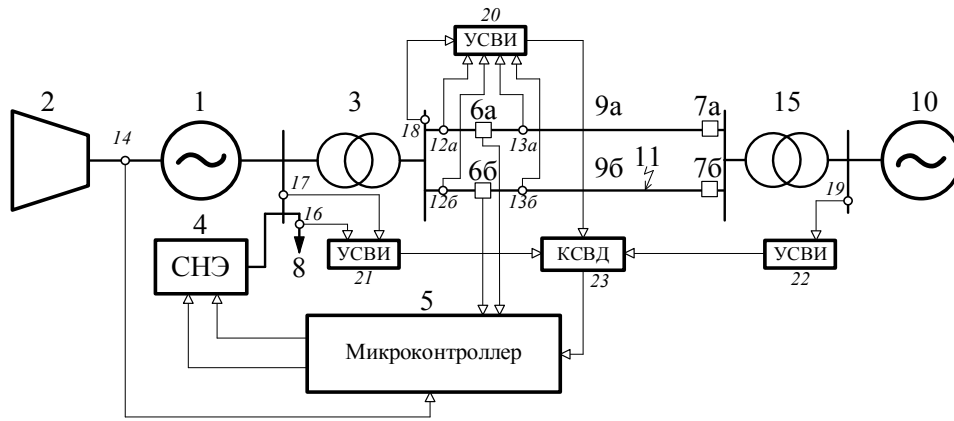


Рис. 2. Схема подачи сигналов в микроконтроллер при работе двух электростанций соизмеримой мощности

Устройства СВЧ устанавливаются на ключевых узлах (критически важных шинах) в соответствии с СТО 59012820.29.020.001-2019 [4], формируют синхрофазоры напряжений, токов и абсолютных углов с UTC-метками времени и передают их по IEEE C37.118.2 в КСВД. В рассматриваемой схеме (рис.2) данные из КСВД поступают в микроконтроллер СНЭ (5). В микроконтроллере на основе замеров с датчиков (17) и (19) рассчитываются взаимный угол $\Delta\delta(t)$, скольжение $s(t)$ и мощность управления СНЭ $P_y(t)$ в бестоковую паузу АПВ ВЛ. Пересчет мощности собственной нагрузки P_n и

мощности линии P_l осуществляется с использованием теории мгновенной мощности [5].

Для реализации преимуществ СВЧ требуется инфраструктура: УСВИ с двух концов линии, волоконно-оптические каналы связи (предпочтительно одномодовые для минимального затухания на дальних трассах), КСВД (выравнивание по меткам времени, контроль качества) и линейный оценщик состояния (например, авторегрессионную модель скользящего среднего ARIMA с дискретным фильтром Калмана для выявления аномалий) [6].

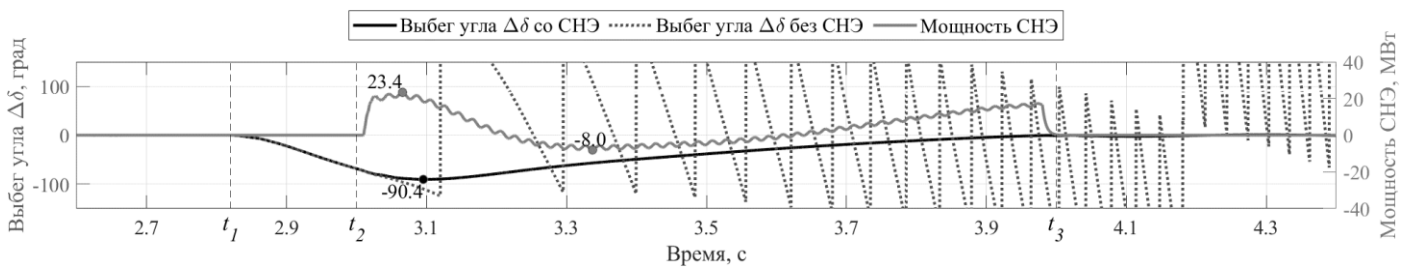


Рис. 3. Аварийный переходный процесс при однофазном КЗ на ЛЭ2 в утяжеленном режиме

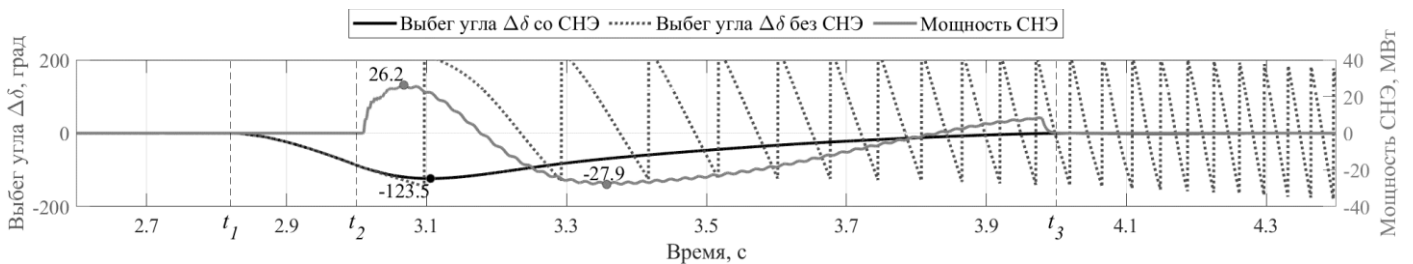


Рис. 4. Аварийный переходный процесс при трехфазном КЗ на ЛЭ2

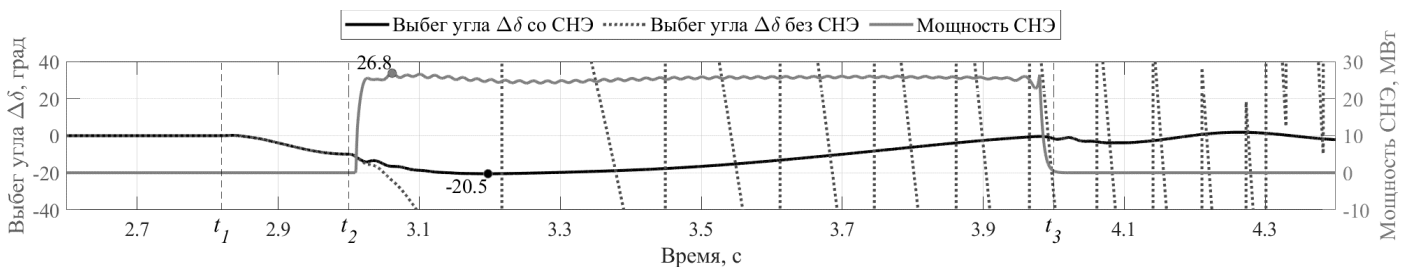


Рис. 5. Аварийный переходный процесс при однофазном КЗ на ПС «Комсомольский»

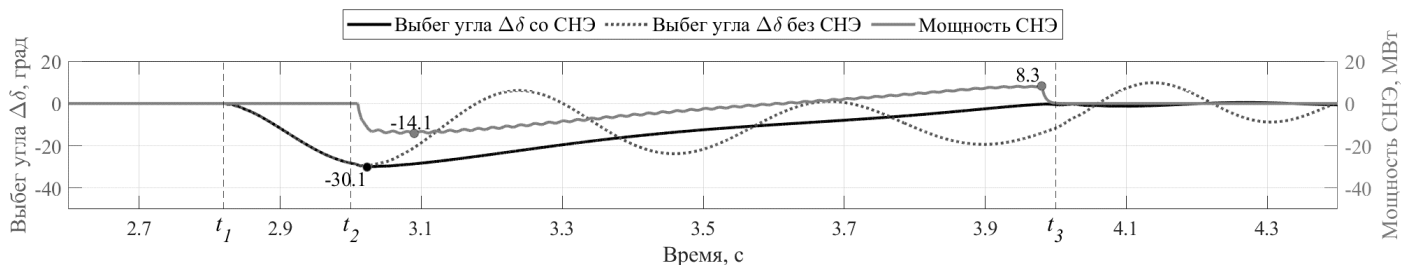


Рис. 6. Аварийный переходный процесс при двухфазном КЗ на Л2

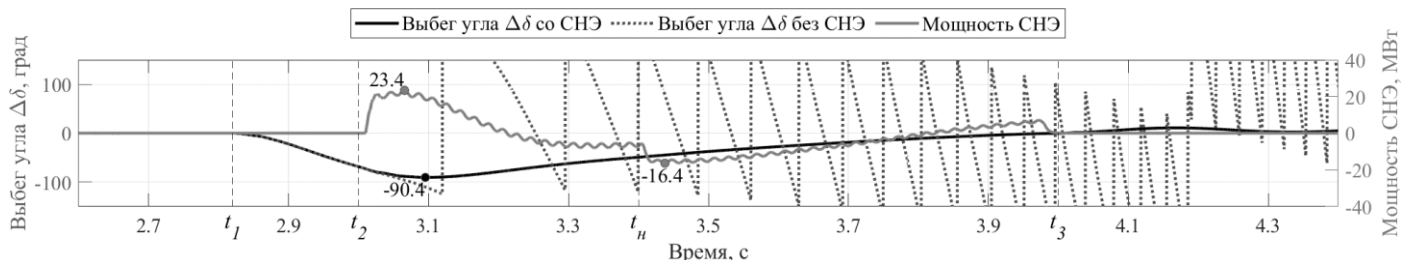


Рис. 7. Аварийный переходный процесс при однофазном КЗ на Л2 в утяжеленном режиме с отключением нагрузки

IV. АПРОБАЦИЯ АЛГОРИТМА

Для оценки эффективности предложенного алгоритма управления рассчитаны динамические переходы при самоустраивающихся КЗ (длительность КЗ: 0,18 секунд) с последующим АПВ (время бестоковой паузы АПВ: 1 секунда), в результате которых существующая противоаварийная автоматика не обеспечивает сохранение динамической устойчивости: однофазное КЗ в начале линии Л2 в утяжеленном режиме; трёхфазное КЗ в середине линии Л2. Также был рассмотрен наихудший сценарий с нарушением электрической связи между узлами: однофазное КЗ на ПС «Комсомольский» с отключением всех отходящих линий. Результаты расчётов показывают, что предложенный алгоритм управления СНЭ обеспечивает сохранение устойчивости исследуемой энергосистемы (рис. 3, 4, 5) во всех вышеперечисленных случаях. Обозначения на временной диаграмме: t_1 – момент возникновения КЗ; t_2 – отключение линии; t_3 – успешное срабатывание АПВ.

В суровых климатических условиях Чукотки – при сильных ветровых нагрузках, гололёдно-изморозевых отложениях и мокром снеге – возможна пляска проводов, повышающая вероятность их схлёстывания и межфазных контактов. В связи с этим рассмотрен переходный процесс при двухфазном КЗ на Л2 без земли. На рис.6 видно, что при использовании СНЭ переходный процесс затухает аperiodически и значительно быстрее.

В период действия алгоритма возможны скачкообразные изменения нагрузки вследствие её резкопеременного характера, а также срабатывания противоаварийной автоматики с частичным отключением потребителей. В связи с этим проанализирован сценарий однофазного КЗ в начале линии Л2 при утяжелённом режиме, сопровождающийся ступенчатым снижением нагрузки в момент работы алгоритма (рис. 7): время отключения нагрузки $t_n = 3,4$ с, мощность отключенной нагрузки – 10 МВт. Результаты моделирования показывают, что алгоритм управления СНЭ сохраняет динамическую устойчивость энергосистемы даже при таком большом возмущении.

V. ВЫВОДЫ

Управление быстродействующей системой накопления энергии (СНЭ) в бестоковую паузу АПВ по предложенному алгоритму с использованием технологии синхронизированных векторных измерений (СВИ) обеспечивает восстановление фазо-частотной согласованности генераторов в течение бестоковой паузы АПВ, способствует демпфированию послеаварийных качаний и повышает динамическую устойчивость двухмашинной изолированной электропередачи при соизмеримости мощностей электростанций, даже в условиях резкопеременного характера нагрузки.

Список литературы

- [1] Пранкевич Г.А. Разработка математической модели и методики выбора параметров накопителя энергии как элемента энергосистемы: дис. ... канд. техн. наук 05.14.02 / Пранкевич Г.А. – Нск., 2021. – 159 С.
- [2] IEEE Std 421.5-2005, Recommended Practice for Excitation System Models for Power System Stability Studies (Redline Revision of IEEE Std 421.5-1992). – USA: IEEE Power and Energy Society, 2005..
- [3] Патент № 2845618 Российская Федерация, МПК Н 02 J 3/42, Н 02 Н 3/06. Способ точной синхронизации аварийно отделившегося генератора с энергосистемой на основе накопителя энергии : № 2024137182 : заявл. 11.12.2024 : опубл. 25.08.2025 / Зырянов В.М., Кирьянова Н.Г., Пранкевич Г.А. – 13 С.
- [4] СТО 59012820.29.020.001–2019. Релейная защита и автоматика. Система мониторинга переходных режимов. Нормы и требования. – Офиц. изд. — М.: АО «СО ЕЭС», 2019. — 25 с.
- [5] Akagi, H. Instantaneous Power Theory and Applications to Power Conditioning / H. Akagi, E.H. Watanabe, M. Aredes // IEE Press, John Wiley and Sons Inc. 2007. – P. 389.
- [6] Фадке Арун Г.; Торп Джеймс С. Синхронизированные векторные измерения и их применение: пер. с англ. – 2-е изд. – М.: Техносфера, 2021. – 320 с. – (Серия «Мир энергетики»). – ISBN 978-5-94836-571-8

ИССЛЕДОВАНИЕ ЭФФЕКТИВНОСТИ ИМПУЛЬСНОЙ ЗАЩИТЫ ОТ ОДНОФАЗНЫХ ЗАМЫКАНИЙ НА ЗЕМЛЮ В РАСПРЕДЕЛИТЕЛЬНЫХ СЕТЯХ СРЕДНЕГО НАПРЯЖЕНИЯ

Старостин Е.С.^{1,2}, Кажехин И.Е.²

¹ООО «ИНТЕЛЛСЕТЬ»

²ФГБОУ ВО «Калининградский Государственный Технический Университет»

Калининград, Россия

e-mail: starostin-es@list.ru

Аннотация

Состояние вопроса: В настоящее время известно достаточное большое количество способов выявления однофазных замыканий на землю в электросетях среднего напряжения. Успешность их применения зависит от ряда факторов. Хорошо проявляющие себя защиты в одних условиях, в других – могут оказаться неэффективными. Для повышения показателей правильной работы защиты от однофазных замыканий выполнено имитационное моделирование электросети с различными видами однофазного повреждения изоляции.

Материалы и методы: анализ литературы, имитационное моделирование

Результаты: Разработана имитационная модель импульсной защиты от однофазных замыканий на землю. Ее испытание в составе верифицированной модели участка распределительной сети среднего напряжения позволила выявить условия эффективного использования такой защиты.

Выводы: Предложены способы повышения процента правильной работы устройства импульсной защиты в условиях металлических и дуговых прерывистых однофазных замыканий на землю.

Ключевые слова: распределительная сеть, однофазное замыкание на землю, релейная защита, дуговые замыкания, переходные процессы.

INVESTIGATION OF THE EFFECTIVENESS OF TRANSIENT GROUND FAULT PROTECTION IN MIDDLE-VOLTAGE DISTRIBUTION NETWORKS

Egor Starostin^{1,2}, Il'ja Kazhekin²

¹LLC «INTELLSET»

²Kaliningrad State Technical University

Kaliningrad, Russia

e-mail: starostin-es@list.ru

Abstract

Background: Currently, a sufficiently large number of ways are known to detect single-phase ground faults in medium-voltage distribution networks. However, their use is not always successful. In order to evaluate the effectiveness of protection and improve the performance of its correct operation, simulation modeling of an electrical network with various types of single-phase insulation damage was performed.

Materials and Methods: Literature review, simulation modeling.

Results: A simulation model of transient ground fault protection has been developed. Its testing as part of a verified model of a medium-voltage distribution network made it possible to identify the conditions for the effective use of such protection.

Conclusions: Methods of increasing the percentage of correct operation of a transient ground fault protection device in conditions of metallic and arc intermittent single-phase ground faults are proposed.

Key words: distribution network, single-phase ground fault, relay protection, arc faults, transient processes.

замыкания $R_{пер}$ изменялось в диапазоне от 1 Ом до 2 кОм [10]; удаленность места повреждения: на защищаемой ЛЭП – от 0,05 до 11 км, на смежной ЛЭП – от 0,05 до 5,6 км; состояние изоляции, описанное тангенсом угла диэлектрических потерь – от 0,1% до 5%.

При моделировании устойчивых дуговых замыканий в соответствии с [11] для процесса горения дуги при высоких значениях тока использовалась модель Касси. В таблице 1 представлены основные значения параметров дуги для модели Касси.

Таблица 1. ПАРАМЕТРЫ МОДЕЛИРОВАНИЯ ДУГИ ПО МОДЕЛИ КАССИ

Параметр	Диапазоны изменения
Напряжение дуги U_d , В	400 - 1600 В
Постоянная времени Касси t_k , с	10^{-7} - 10^{-3}
Начальное сопротивление дуги R_n , Ом	10^{-3} - 10^{-4}
Максимальное сопротивление дуги R_m , Ом	1 - 10

Д. Моделирование неустойчивых ОЗЗ

Длительность самоустраняющихся пробоев изоляции составляет от долей до нескольких полных периодов (в проводимом исследовании было принято 5 периодов).

Процессы протекания дуговых прерывистых ОЗЗ (ДПрОЗЗ) моделировались согласно теориям Петерсена и Петерса-Слепяна. Особенностью ДПрОЗЗ по теории Петерса и Слепяна в контексте анализа работы защит является то, что после каждого гашения дуги напряжение смещения нейтрали остаётся постоянным и равным фазному напряжению.

III. РЕЗУЛЬТАТЫ

В ходе экспериментального исследования был проведен ряд испытаний работы защиты в условиях видов ОЗЗ, перечисленных выше. Основным показателем эффективности работы защиты был принят процент правильной работы K_1 , %, рассчитываемый в соответствии с [12].

А. Устойчивые ОЗЗ через малые и высокие переходные сопротивления

В результате проведения испытаний защиты в исполнении, описанном в [8], в условиях ОЗЗ через малое переходное сопротивление в зоне защиты показатель K_1 составил 0%. Несрабатывание защиты обусловлено несогласованностью времени срабатывания пускового органа по напряжению с выставленной уставкой и сигнала импульсного органа направления мощности (ОНМ) (рис. 3).

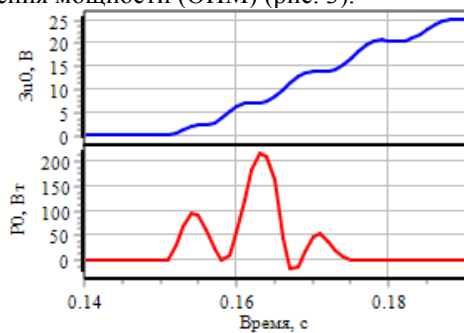


Рис. 3. Изменение напряжения НП и мощности НП во время переходного процесса в начале ОЗЗ через малое переходное сопротивление

Решение описанной проблемы позволило повысить процент правильной работы защиты при ОЗЗ в зоне защиты до 100%.

По результатам испытаний построена зависимость процента правильной работы защиты от сопротивления в месте ОЗЗ при условии наличия разрешающего сигнала пускового органа по напряжению (рис. 4).

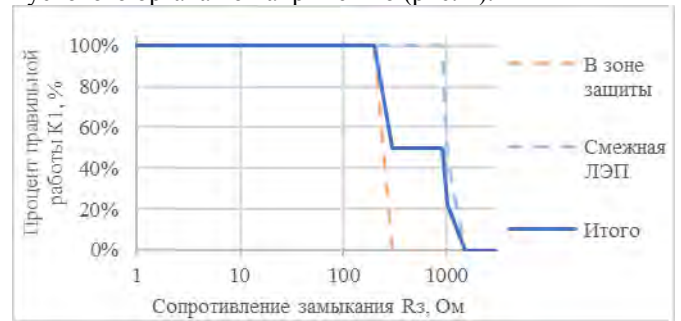


Рис. 4. График зависимости процента правильной работы импульсной защиты от сопротивления замыкания

Из графика видно, что в случае ОЗЗ на защищаемой ЛЭП в моделируемой сети защита эффективна при $R_{пер}$ до 200 Ом. Превышение границы сопротивления ведет к снижению напряжения НП менее порога срабатывания пускового органа по напряжению вследствие увеличения сопротивления в контуре НП. В случае ОЗЗ на смежных ЛЭП защита эффективна до того момента, пока сопротивление контура НП позволяет току и напряжению НП превышать порог срабатывания импульсного ОНМ. В моделируемой сети это соответствует пороговому значению $R_{пер}$ около 900 Ом.

В. ОЗЗ через устойчивую дугу

В результате проведения более 40 экспериментов с различными параметрами дуги по модели Касси на защищаемой ЛЭП среднее квадратичное значение тока НП $3i_0$ во вторичной цепи составляло от 1,05 до 1,13 А; напряжение $3u_0$ – от 35,1 до 36,0 В. На смежной ЛЭП соответственно – от 72 до 78 мА и от 39,4 до 39,8 В. Во всех экспериментах защита успешно работала.

С. Однократный самоустранившийся пробой изоляции

При повреждении защищаемой ЛЭП срабатывание защиты не должно происходить в связи с наличием выдержек времени. При повреждении смежной ЛЭП защита должна сработать на сигнал. В результате моделирования при различных параметрах дуги ложных срабатываний не обнаружено.

Д. Дуговые прерывистые ОЗЗ

В результате моделирования ДПрОЗЗ по теории Петерса и Слепяна было установлено, что во время ПП мощность НП кратковременно принимает отрицательные значения малой величины (рис. 5).

Такие кратковременные явления вызвали ложные срабатывания защиты, отнеся повреждение к смежной ЛЭП. При этом напряжение НП во время ПП превысило уставку пускового органа по напряжению только на короткий промежуток времени, меньший уставки выдержки времени органа. Эксперименты показали, что график напряжения НП определяется характером процесса гашения и повторного зажигания дуги, но не зависит от параметров дуги.

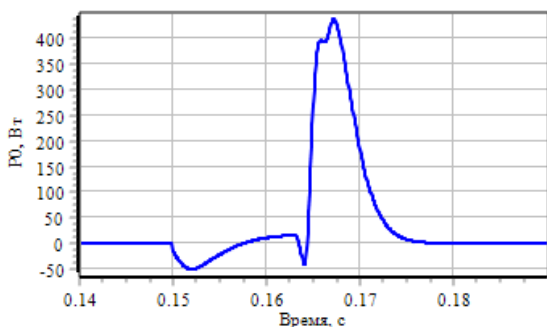


Рис. 5. Изменение мощности нулевой последовательности при переходном процессе в начале ОЗЗ по теории Петерса и Слепяна

При возникновении ДПрОЗЗ по той же теории на смежной ЛЭП защита корректно срабатывает на сигнал. Однако также ложно срабатывает при ПП в завершающей стадии ДПрОЗЗ, что вызвано кратковременным возникновением мощности НП отрицательного значения низкой амплитуды аналогично ПП в начале повреждения (рис. 5).

Таким образом, при ДПрОЗЗ на смежной ЛЭП по теории Петерса и Слепяна показатель K_1 защиты составил 50%. В таких случаях с помощью отстройки ОНМ путем корректировки уставки по мощности НП возможно повысить показатель K_1 до 100%, исключив ложное срабатывание в конце ДПрОЗЗ.

В то же время при моделировании ДПрОЗЗ по теории Петерсена при ПП отсутствуют явления кратковременного возникновения мощности НП отрицательной величины. В таком случае показатель K_1 составил 100%.

IV. ЗАКЛЮЧЕНИЕ

В работе было проведено исследование эффективности импульсной защиты от ОЗЗ, основанной на анализе электрических параметров ПП. Результаты моделирования сведены в таблице 2.

Таблица II. РЕЗУЛЬТАТЫ МОДЕЛИРОВАНИЯ РАБОТЫ ЗАЩИТЫ

Вид ОЗЗ	Место ОЗЗ	Процент правильной работы K_1 , %
Устойчивое ОЗЗ через малое переходное сопротивление	Защищаемая ЛЭП	0
	Смежная ЛЭП	При корр. - 100
Устойчивое ОЗЗ через высокое переходное сопротивление	Защищаемая ЛЭП	0
	Смежная ЛЭП	0
ОЗЗ через устойчивую дугу	Защищаемая ЛЭП	100
	Смежная ЛЭП	100
Самоустраняющийся пробой изоляции	Защищаемая ЛЭП	100
	Смежная ЛЭП	100
ДПрОЗЗ по теории Петерса и Слепяна	Защищаемая ЛЭП	0
	Смежная ЛЭП	50 При корр. - 100
ДПрОЗЗ по теории Петерсена	Защищаемая ЛЭП	100
	Смежная ЛЭП	100

В исследовании определены границы эффективности защиты в условиях устойчивых ОЗЗ через переходные сопротивления.

Кроме того, показано, что наиболее тяжелыми условиями для рассмотренного типа устройств являются устойчивые ОЗЗ через переходное сопротивление и ДПрОЗЗ по теории Петерса и Слепяна.

Установлено, что в таких условиях ДПрОЗЗ согласно теории Петерса и Слепяна мощность НП во время ПП кратковременно принимает отрицательные значения, вызывая ложные срабатывания защиты. На основе проведенных исследований предложены меры по повышению показателей правильности срабатывания защиты.

Результаты исследования могут быть использованы для выбора наиболее эффективной защиты для уже существующих электрических сетей или при проектировании новых. Полученные результаты направлены на повышение надежности защит от ОЗЗ, тем самым позволяют снизить затраты на ремонт оборудования сетей СН; снизить недоотпуск электроэнергии; повысить безопасность сетей СН и улучшить ключевые показатели эффективности электросетевых компаний – SAIDI и SAIFI.

Список литературы

- [1] Оценка чувствительности токовых защит от замыканий на землю в кабельных сетях 6–10 кВ / М. С. Аль-Хомиди, О. А. Добрягина, Е. С. Шагурина, Т. Ю. Шадрикова, В. А. Шуин // Вестник ИГЭУ. – 2016. – № 3. – С. 50-55.
- [2] Принципы выполнения адаптивной токовой защиты от замыканий на землю в некомпенсированных кабельных сетях напряжением 6-10 кВ / В. А. Шуин, О. А. Добрягина, Т. Ю. Шадрикова, Е. А. Воробьева // Вестник Ивановского государственного энергетического университета. – 2018. – № 3. – С. 29-37.
- [3] Владимиров Л. В. Влияние переходного сопротивления при однофазном замыкании на землю в сети с резистивным заземлением нейтрали / Л. В. Владимиров, Г. В. Иванов, Е. Ю. Кислицин // Вестник кибернетики. – 2022. – №1 (45). – С. 16–22.
- [4] Ольшовец, П. Адмитансные защиты - эффективное средство охраны сетей СН от замыканий на землю / П. Ольшовец // Релейная защита и автоматизация. – 2017. – № 3(28). – С. 56-59.
- [5] Особенности использования электрических величин переходного процесса в защитах от замыканий на землю электрических сетей 6-10 кВ / В. А. Шуин, Д. И. Ганджаев, О. А. Сарбеева, Е. С. Шагурина // Вестник ИГЭУ. – 2011. – № 1. – С. 32-41.
- [6] Способ повышения эффективности функционирования адмитансной защиты от замыканий на землю в кабельных сетях 6-10 кВ с изолированной нейтралью / В. А. Шуин, Е. А. Воробьева, О. А. Добрягина, Т. Ю. Шадрикова // Вестник ИГЭУ. – 2018. – № 4. – С. 20-30.
- [7] Schinerl T. A New Sensitive Detection Algorithm for Low and High Impedance Earth Faults in Compensated MV Networks Based on the Admittance Method / T. Schinerl // 18th International Conference on Electricity Distribution, Turin. – 2005. - № 3.
- [8] Патент № 2480882 Российская Федерация, МПК H02N 3/26 (2006.01), Устройство импульсной защиты от однофазных замыканий на землю воздушных и кабельных линий распределительных сетей 6-35 кВ : № 2011146258 : заявлено 16.11.2011 : опубликовано 27.04.2013 / Лачугин В. Ф., Серединский С. А., Иванов С. В., Буков А. В., Жуков В. В. – 7 с. : ил.
- [9] Лачугин, В. Ф. Разработка импульсных защит от замыканий на землю / В. Ф. Лачугин, С. В. Иванов, А. А. Белянин // Релейная защита и автоматизация. – 2012. – № 3(8). – С. 50-58.
- [10] Шабанов, В. А. Признаки поврежденной фазы при однофазных замыканиях на землю / В. А. Шабанов, А. В. Сорокин // Электротехнические и информационные комплексы и системы. – 2022. – Т. 18, № 3-4. – С. 89-100.
- [11] Кажекин, И. Е. Математическое описание заземляющей дуги в низковольтных судовых электросетях при однофазных замыканиях на корпус / И. Е. Кажекин // Вестник молодежной науки. – 2019. – № 4(21). – С. 13.
- [12] Правила технического учета и анализа функционирования релейной защиты и автоматики : утв. Приказом Минэнерго России от 08.02.2019 № 80 (ред. от 10.07.2020). Зарегистрирован в Минюсте России 06.03.2019 № 53968

МЕТОДИКА И ИСПОЛЬЗОВАНИЕ ХАРАКТЕРИСТИК LVRT В ВЕТРОЭНЕРГЕТИЧЕСКИХ УСТАНОВКАХ ДЛЯ ПОВЫШЕНИЯ УСТОЙЧИВОСТИ РАБОТЫ ЭЛЕКТРИЧЕСКОЙ СЕТИ

Стафорандова А.О.
Филиал АО «СО ЕЭС» Северокавказское РДУ
Пятигорск, Россия
e-mail: Whales315862@gmail.com

Аннотация

Состояние вопроса: с расширением использования возобновляемых источников энергии, включая ветровые электростанции (ВЭС), становится важным обеспечить их надежную интеграцию в единую энергетическую систему (ЕЭС) России. Ключевым аспектом в этом процессе является настройка функции Low Voltage Ride Through (LVRT), которая позволяет ветрогенераторам сохранять работоспособность при кратковременных падениях напряжения в сети. Необходимость обеспечения надежной работы ВЭС при наличии различных нормативных возмущений, таких как короткие замыкания и отключения, ставит задачу правильной настройки параметров функции LVRT.

Материалы и методы: Внедрение защиты LVRT для инверторов и генераторного оборудования на ВЭС.

Результаты: Предложена методика внедрения защит LVRT для инверторов и генераторного оборудования ВЭС, рассмотрены принцип инжекции реактивного тока для настройки LVRT характеристики и метод серии КЗ для определения станции в работе по заданному GridCode.

Выводы: Для предотвращения излишних отключений ВЭС от сети принята необходимость активации функции инжекции реактивного тока при КЗ в внешней сети, а также правильному выбору настроек функции инвертора от понижения напряжения.

Ключевые слова: напряжение, LVRT характеристика, устойчивость, ВЭС.

THE METHODOLOGY AND USE OF LVRT CHARACTERISTICS IN WIND POWER PLANTS TO IMPROVE THE STABILITY OF THE ELECTRIC GRID

Anastasia Staforandova
Branch of «Russian System Operator» North Caucasus Regional Dispatch Office
Pyatigorsk, Russia
e-mail: Whales315862@gmail.com

Abstract

Background: With the expansion of renewable energy sources, including wind power plants (WPPs), it is becoming increasingly important to ensure their reliable integration into the Russian Unified Energy System (UES). A key aspect of this process is the configuration of the Low Voltage Ride Through (LVRT) function, which allows wind turbines to maintain operation during short-term voltage drops in the grid. The need to ensure reliable operation of WPPs in the presence of various regulatory disturbances, such as short circuits and outages, requires the proper configuration of the LVRT function parameters.

Materials and methods: Implementation of LVRT protection for inverters and generator equipment at wind farms.

Results: A methodology for implementing LVRT protection for inverters and generator equipment of wind power plants is proposed, the principle of reactive current injection for setting the LVRT characteristic and the method of a series of short circuits for determining the station in operation according to a given Grid Code are considered.

Conclusions: To prevent unnecessary disconnections of wind power plants from the grid, it is necessary to activate the reactive current injection function during a short circuit in the external grid, as well as to correctly select the settings for the inverter function against voltage drops.

Key words: voltage, LVT characteristic, stability, wind turbine.

I. ВВЕДЕНИЕ

Рост доли ВЭС в структуре генерирующих мощностей и активное строительство новых объектов требуют строгого соблюдения технических норм и стандартов. Одной из основополагающих характеристик при интеграции ВЭС в электронную сеть является LVRT, которая позволяет предотвращать массовые отключения ветрогенераторов на фоне нормативных возмущений в сети. В случае некорректной настройки этой функции возможны серьезные сбои в работе самой ВЭС. Современные ВЭУ интегрируются в энергосистемы через инверторы, в которых реализуется функция LVRT [1].

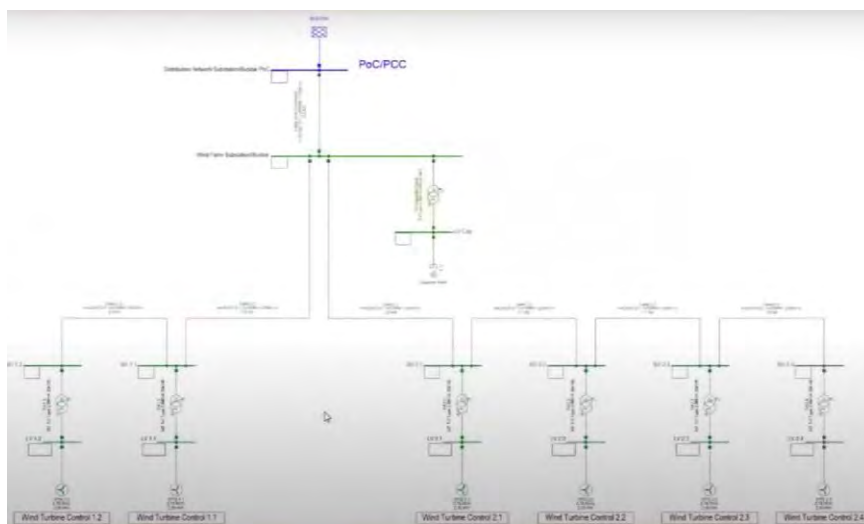


Рис. 1. Схема исследуемой ВЭС

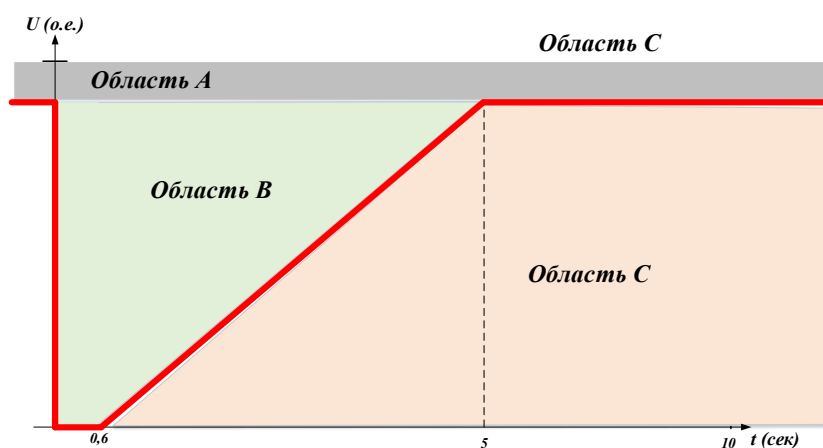


Рис. 2. Профиль кривой LVRT

Присоединение ВЭУ к сети через инвертор является более эффективным с точки зрения обеспечения устойчивости ВЭУ и энергосистемы в целом, благодаря возможности инжекции реактивного тока при возникновении КЗ в прилегающей сети [2].

В сетевом кодексе изложены следующие технические требования к функции инжекции реактивного тока:

- 1) Регулирование напряжения должно быть реализовано в течение не более 20 мс после фиксации провала напряжения;
- 2) Обеспечить максимальную величину выходного реактивного тока.

Учитывая, что измерительный орган напряжения функции LVRT ВЭУ осуществляет контроль напряжения 690 В на выходе инвертора, который действует без

II. МАТЕМАТИЧЕСКАЯ МОДЕЛЬ

Исследование было проведено на модели ВЭС изображенной на рис. 1. Для выполнения проверки параметров настройки функции LVRT необходимо получить расчетные величины остаточных напряжений и длительность провалов напряжения на выходе инверторов ВЭУ. Кроме того, необходимо иметь параметры настройки функции инжекции реактивного тока, она необходима для обеспечения надежной работы РЗА, устойчивости энергосистемы и увеличения скорости восстановления напряжения после ликвидации КЗ. На рис. 2 приведен профиль кривой LVRT.

выдержки времени на отключение автоматического выключателя ВЭУ на напряжении 690 В, в соответствии с заданной характеристикой LVRT, расчетная схема должна содержать следующие компоненты:

- внутреннюю коллекторную сеть;
- модель ВЭУ с инвертором и защитами;
- регулятор ветровых турбин
- собственные защиты ВЭУ, в том числе функцию LVRT
- внешнюю сеть ВЭС, в которую осуществляется выдача мощности (рис. 3).

На рис. 4 представлен график зависимости величины инжекции реактивного тока ВЭУ от глубины провала напряжения. В соответствии с техническими требованиями время фиксации провала напряжения должно быть не

менее 10 мс, а время прекращения выдачи активной мощности не более 10 мс от начала КЗ.

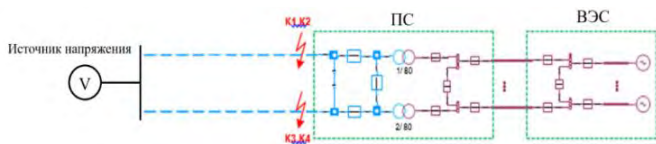


Рис. 3. Схема внешней сети ВЭС

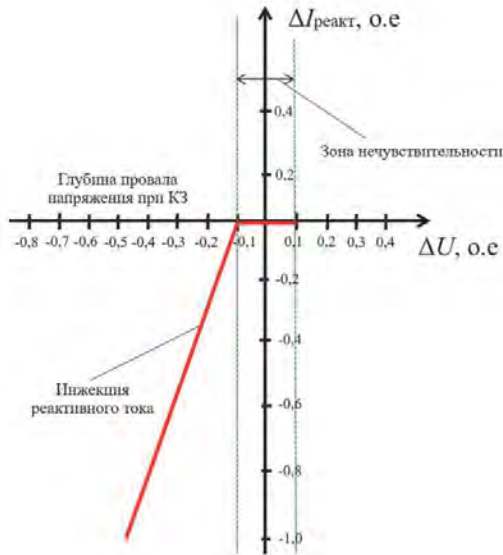


Рис.4. График зависимости величины инjection реактивного тока ВЭУ от глубины провала напряжения

Пунктирными линиями обозначена зона нечувствительности, может быть задана от 0 о.е. до требуемого значения, при глубине провала напряжения при значении 0,1 о.е. начинается инjection реактивного тока, также есть возможность задать приоритет выдачи активной или реактивной мощности.

Рассмотрим на примере ВЭС, присоединенной к сети 110 кВ по схеме «заход-выход» рис. 5.

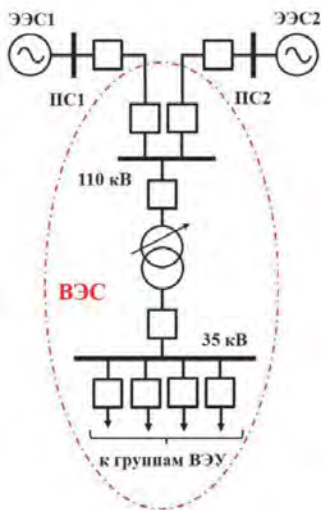


Рис. 5. Схема присоединения «заход-выход»

III. ВЫЧИСЛИТЕЛЬНЫЙ ЭКСПЕРИМЕНТ

Метод инjection реактивного тока

Расчет электромеханических переходных процессов выполнен для двух вариантов инjection реактивного тока:

- 3) Удаленность ВЭС от ПС 110 кВ на 5 км функция инjection реактивного тока в САР ВЭУ отключена (рис.6).
- 4) Удаленность ВЭС от ПС 110 кВ на 150 км функция инjection реактивного тока в САР ВЭУ включена (рис. 7).

Параметры настройки функции инjection реактивного тока, следующие:

- время фиксации провала напряжения – $t_0 = 10$ мс;
- время начала инjection реактивного тока – $t_2 = 10,1$ мс;
- превышение величины реактивного тока над установившимся значением – 0,1 ном.

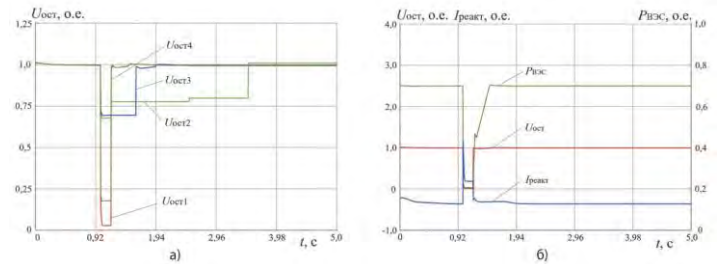


Рис. 6. Результаты расчетов при удаленности ВЭС от ПС 110 кВ на 5 км а) величина $U_{ост}$ на выходе инверторов ВЭУ при КЗ; б) величина инjection реактивного тока и активной мощности ВЭС

Анализ рис. 6 показывает, что при отключенной функции инjection реактивного тока величина $U_{ост1} = 0,028U_n$, а величина реактивного тока $I_{реакт} = 0,188I_{ном}$

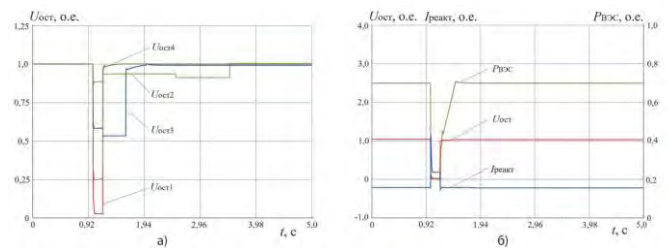


Рис. 7. Результаты расчетов при удаленности ВЭС от ПС 110 кВ на 150 км а) величина $U_{ост}$ на выходе инверторов ВЭУ при КЗ; б) величина инjection реактивного тока и активной мощности ВЭС

Анализ рис. 7 показывает, что при отключенной функции инjection реактивного тока величина $U_{ост1} = 0,222U_n$, а величина реактивного тока $I_{реакт} = 0,983I_{ном}$

Анализ результатов расчетов показывает, что величина $U_{ост}$ возрастает с увеличением расстояния от ВЭС до ПС 110 кВ, что обусловлено генерацией значительной реактивной мощности длинными ЛЭП 110 кВ

На рис. 8 приведены требования сетевых кодексов различных стран по величине $U_{ост}$ при которой ВЭУ не должна отключаться.

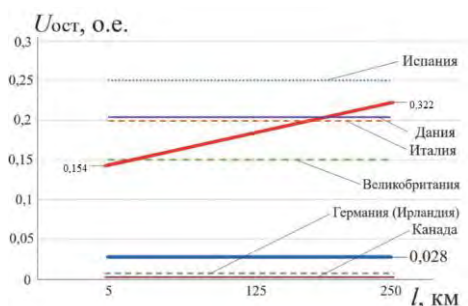


Рис. 8. График зависимости величины $U_{ост}$ на выходах инверторов ВЭУ

Сопоставив величину $U_{ост}$ с требованиями сетевых кодексов различных стран мира, можно сделать вывод, что активация функции инжекции реактивного тока при КЗ во внешней сети на всех ВЭУ позволяет предотвратить срабатывания функции LVRT ВЭУ в интервале 0-200 мс.

Метод серии КЗ.

Данный метод заключается в том, что в нескольких точках сети моделируется КЗ и проверяется, осталась ли станция в работе. Данный метод показывает, останется ли станция в работе после нормативного возмущения или отключится.

Упрощенная модель изображена на рис. 9.

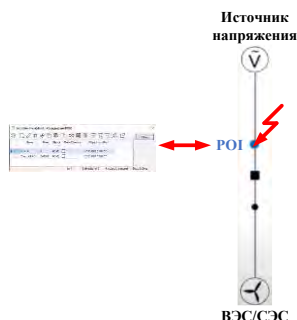


Рис. 9. Упрощенная модель ВЭС для серии КЗ

Проведем серию КЗ, проанализируем данные, полученные при моделировании, графики изображены на рис. 10.

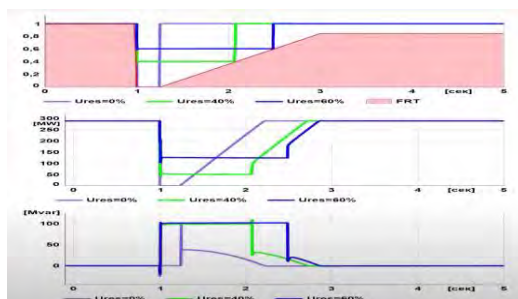


Рис. 10. Результаты кривых, полученных при моделировании серии КЗ

На первом графике изображен уровень остаточного напряжения в точке короткого $U_{res}=0\%$, $U_{res}=40\%$, $U_{res}=60\%$ по отношению к профилю кривой.

На втором графике мы видим мощность, выдаваемая станцией, при снижении напряжения до нуля при $t=1$ с и активная мощность была равна 0, при $t=1,5$ с напряжение начало.

На третьем графике реактивная мощность поддерживалась при КЗ на 100 Мвар при $t=1$ с и держалась в интервале от 1 с и до 2,7 с.

Следовательно, делаем вывод о том, что станция не отключилась и прошла требования по GridCode.

С целью определения возможности срабатывания защиты LVRT результаты расчетов междуфазного напряжения на выходе инвертора ВЭУ при нормативных возмущениях наложены на характеристику срабатывания защиты LVRT и представлены в графическом виде на рис. 11.

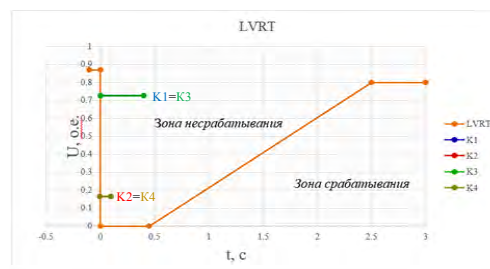


Рис. 11. Результаты наложения точек КЗ на профиль кривой

IV. РЕЗУЛЬТАТЫ

В результате анализа результатов для предотвращения излишних отключений ВЭС необходимо во внешней сети обеспечить активацию в обязательном порядке функции инжекции реактивного тока при КЗ в внешней сети, а также в качестве параметров настройки функции LVRT ВЭУ допустимо принять требование сетевого кодекса Великобритании ($U_{ост}=0,15$ о.е.) [3].

Вышеуказанная ситуация (значительные и длительные снижения напряжения) может приводить к массовому отключению генерирующего оборудования как солнечных, так и ветровых электростанций собственными технологическими защитами, что в свою очередь может приводить к возникновению значительных небалансов активной мощности. Внедрение ветряных и солнечных установок в ЕЭС России может привести к появлению в распределительной электрической сети оборудования, созданного с учетом требований к надежности другой страны. В этом случае, возникновение КЗ в распределительной электрической сети может привести к срабатыванию технологических защит генерирующего оборудования ветряной электростанции до срабатывания защит поврежденного сетевого элемента. Ложные срабатывания будут определяться различием временных параметров LVRT-характеристики оборудования и фактического времени отключения короткого замыкания [4].

Список литературы

- [1] Hannan A.M., Ammar A.A., Pin J.K. Power Quality Assessment of Grid-Connected PV System in Compliance with the Recent Integration Requirements, 2020.
- [2] П. В. Илюшин, Способы предотвращения излишних отключений ветровых электростанций при нормативных возмущениях в распределительных сетях. – ФГБУН «Институт энергетических исследований Российской академии наук», 2023 г.
- [3] «Зеленые» кадры решают все. – URL: <https://xn----glfcctdci4bhow0as6psb.xn--p1ai/novosti/zenenye-kadryreshayut-vse/> (дата обращения 14.11.2025).
- [4] К разработке концепции развития ветроэнергетики в России / П.П. Безруких, С.В. Грибков, В.Г. Николаев, С.В. Ганага // Малая энергетика. 2013. № 1–2. С. 26–3

ИССЛЕДОВАНИЕ АЛГОРИТМОВ АВТОМАТИКИ ОГРАНИЧЕНИЯ ПОВЫШЕНИЯ ЧАСТОТЫ В КАМЧАТСКОЙ ЭЭС

Тухарь Г.О.¹, Гончарова Е.С.², Сорокин Е.В.¹

¹Санкт-Петербургский политехнический университет Петра Великого

²ПАО «Россети» – МЭС Северо-Запада
Санкт-Петербург, Россия

Аннотация

Состояние вопроса: С 01 января 2024 года функции оперативно-диспетчерского управления (ОДУ) в технологически изолированных территориальных энергосистемах (ТИТЭС), в которые входит и Камчатская электроэнергетическая система (ЭЭС), перешли АО «СО ЭЭС». С целью соблюдения единства технологических подходов в ОДУ в ТИТЭС необходима проверка алгоритмов и устройств существующей противоаварийной автоматики (ПА) на соответствие нормативным документам, таким как ГОСТ Р 58335–2018 и ГОСТ Р 59373–2021. И в случае несоответствия – внесение корректировок и рекомендаций по настройке устройств ПА.

Материалы и методы: Использовались методы анализа, систематизации, моделирования и программный расчет

Результаты: Предложены рекомендации по организации и повышению эффективности функционирования автоматики ограничения повышения частоты (АОПЧ) в ЭЭС Камчатского края. А именно, в смоделированной схеме центрального энергорайона ЭЭС Камчатского края проанализированы возможные величины небалансов активной мощности, на основании которых рассчитаны электромеханические переходные процессы и получены значения частоты. С учетом пиковых значений частоты сформирована таблица с параметрами настройки устройств АОПЧ на Толмачевских ГЭС, Мутновской ГеоЭС, Верхне-Мутновской ГеоЭС и Камчатской ТЭЦ-1.

Выводы: Предложенные алгоритмы и уставки устройств АОПЧ используются для предотвращения недопустимого по величине и длительности повышения частоты до уровня, при котором возможно срабатывания автоматов безопасности технологических защит от повышения частоты вращения турбин ТЭС и ГЭС. Разделение уставок устройств АОПЧ на зимние и летние необходимо из-за различного состава генерирующего оборудования (ГО). Например, в зимних режимах на Камчатской ТЭЦ-1 в работе находятся ТГ-4 и ТГ-6, а в летних режимах - только ТГ-6. Следовательно, отключение генератора в летних режимах не может быть применено по сравнению с зимними режимами.

Ключевые слова: автоматика ограничения повышения частоты (АОПЧ), частотные переходные процессы, динамическая устойчивость, небалансы активной мощности.

A STUDY OF ALGORITHMS FOR AUTOMATIC FREQUENCY LIMITATION IN THE KAMCHATKA POWER SYSTEM

Grigoriy Tuhar¹, Ekaterina Goncharova², Evgeniy Sorokin¹

¹Peter the Great St.Petersburg Polytechnic University, ²UES Rosseti FGC
Saint Petersburg, Russia

Abstract

Background: Effective January 1, 2024, the operational dispatch control (ODC) functions in technologically isolated territorial energy systems (TITES), which include the Kamchatka Electric Power System (EPS), were transferred to JSC SO UES. To ensure uniformity of technological approaches in the ODC at TITES, it is necessary to check the algorithms and devices of the existing emergency control system (ECS) for compliance with regulatory documents such as GOST R 58335–2018 and GOST R 59373–2021. In the event of noncompliance, adjustments and recommendations for configuring the ECS devices are made.

Materials and methods: The methods of analysis, systematization, modeling and software calculation were used.

Results: Recommendations are proposed for organizing and improving the efficiency of automatic frequency limiting systems (AFLS) in the Kamchatka Krai power grid. Specifically, potential active power imbalances were analyzed using a simulated circuit of the Kamchatka Krai power grid's central power district. Based on these analysis, electromechanical transient processes were calculated and frequency values were obtained. Taking into account peak frequency values, a table was created with the AFLS device settings at the Tolmachyovskie Hydroelectric Power Plants, Mutnovskaya GeoPP, Verkhne-Mutnovskaya GeoPP, and Kamchatka Thermal Power Plant-1.

Conclusions: The proposed algorithms and settings for the automatic frequency control (AFCC) are used to prevent frequency increases of an unacceptable magnitude and duration to a level that could trigger the process safety circuit breakers protecting against overspeed turbine rotation at thermal and hydroelectric power plants. Separating the AFCC settings into winter and summer is necessary due to the different composition of the generating equipment (GE). For example, in winter modes at Kamchatka CHPP-1, TG-4 and TG-6 operate, while in summer modes, only TG-6 operates. Consequently, generator shutdown in summer modes cannot be applied, as opposed to winter modes.

Key words: Automatic frequency overshoot limitation (AFOL), frequency transients, dynamic stability, active power imbalances

I. ВВЕДЕНИЕ

Энергосистема Камчатского края представлена тремя изолированными энергоузлами: Центральным (Петропавловск-Камчатский, Елизово, Вилючинск), Северо-Камчатским, Южно-Камчатским и другими небольшими частями. В Центральном энергоузле минимальное потребление активной мощности составило 125 МВт, а максимальное - 283 МВт. Суммарная установленная мощность Камчатской ТЭЦ-1, Камчатской ТЭЦ-2, Мутновской ГеоЭС (МгеоЭС), Верхне-Мутновской ГеоЭС (ВМгеоЭС) и Толмачевских ГЭС составляет 480 МВт. Со значительным преобладанием ТЭЦ 364 МВт (то есть более 75% от суммарного значения) [1]. Также стоит отметить высокую долю геотермальной энергии - около 35% от общей выработки электроэнергии с планами по увеличению до 40–50%.

Допустимые диапазоны частоты для каждой единицы генерирующего оборудования каждой электростанции приведены в таблице 1. Несмотря на незначительный период допуска работы при частотах 53-55 Гц на практике у Камчатской ТЭЦ-1 и Камчатской ТЭЦ-2 при номинальной частоте 3000 об/мин уставка срабатывания технологической защиты составляет 1 ступень - 3300 об/мин, а 2 ступень - 3360 об/мин., у МгеоЭС и ВМгеоЭС при номинальной частоте 3000 об/мин уставка срабатывания технологической защиты - 3300 об/мин и 3330 об/мин соответственно, у Толмачевских ГЭС 1, 2 и 3 уставки срабатывания технологических защит составляют 160%, 140% и 140% от номинальной частоты соответственно.

Аварийные события, приводящие к недопустимому повышению частоты (более 0,4 Гц) за период 2019–2024 гг., не происходили.

II. МАТЕМАТИЧЕСКАЯ МОДЕЛЬ

Исследование проведено на примере территориально изолированной энергосистемы Камчатского края, структурная схема которой приведена на Рис. 1.

Нагрузочные узлы в расчетной модели представлены статическими характеристиками по частоте и напряжению следующим уравнением по активной мощности нагрузки (1) и аналогичным по реактивной мощности нагрузки [2]:

$$P = P_0 \cdot \left(\frac{U}{U_0}\right)^\alpha \cdot \left(\frac{\omega}{\omega_0}\right)^\delta \quad (1)$$

где P и P_0 - текущая и номинальная активная мощность нагрузки соответственно;

U и U_0 - текущее и номинальное напряжение в узле нагрузки соответственно;

ω и ω_0 - текущая и номинальная угловая частота в узле нагрузки соответственно;

α и δ - коэффициенты при напряжении и угловой частоте соответственно.

Зависимость потребления активной мощности электроэнергетической системы от частоты была принята в виде линейной характеристики с коэффициентом наклона, равным единице ($\delta = 1$). Потребление реактивной мощности нагрузки было принято независимым от изменения частоты.

В связи с тем, что зимние и летние режимы электроэнергетической системы Камчатского края характеризуются различными уровнями потребления активной мощности и составами генерирующего оборудования, то расчеты переходных процессов были выполнены отдельно для зимних и летних режимов.

Таблица 1. Сводные данные о диапазонах частоты для каждой единицы генерирующего оборудования Центрального энергорайона электроэнергетической системы Камчатского края

Объект	Наименование Генерирующего оборудования	Продолжительность работы ГО (сек.) в диапазоне частот (Гц)			
		49,0–50,5	50,5–51,0	51,0–53,0	53,0–55,0
Камчатская ТЭЦ-1	ТГ-4	без ограничений единовременно, без ограничений за весь срок эксплуатации	3 мин единовременно, 500 мин за весь срок эксплуатации	10 с единовременно, 30 мин за весь срок эксплуатации	не допускается
	ТГ-5				
	ТГ-6				
	ТГ-7				
Камчатская ТЭЦ-2	ТГ-1				
	ТГ-2				
МгеоЭС	ТГ-1	длительно	3 минуты	3 минуты	3 минуты
	ТГ-2				
ВМгеоЭС	ТГ-1	длительно	3 минуты	3 минуты	3 минуты
	ТГ-2				
	ТГ-3				
Толмачевская ГЭС-1, 2 и 3	ГА-1	длительно	3 минуты	10 секунд	10 секунд
	ГА-2				

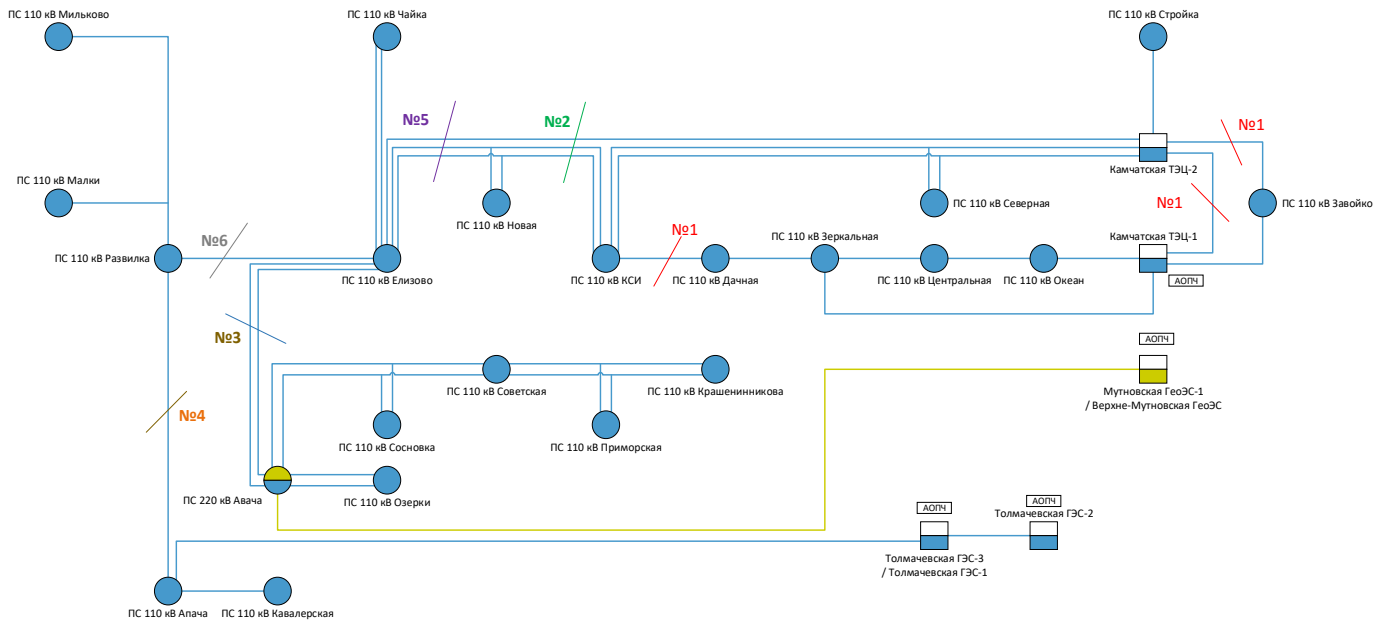


Рис. 1. Исследуемая ЭЭС

III. ВЫЧИСЛИТЕЛЬНЫЙ ЭКСПЕРИМЕНТ

С целью определения перечня аварийных возмущений, моделирование которых необходимо для оценки эффективности работы существующего (предлагаемого к установке) комплекса АОПЧ электроэнергетической системы Камчатского края, был проведен анализ возможных величин небалансов активной мощности. В результате было выявлено 6 случаев послеаварийных отключений наиболее тяжелых, которые отмечены на структурной схеме Рис. 1, в которых наблюдается повышение частоты.

Из анализа были исключены случаи, когда в послеаварийном режиме происходит выделение района нагрузки на станцию с одним работающим генератором (например, летние режимы при отключении ВЛ 110 кВ Дачная – Зеркальная (ВЛ-109), ВЛ 110 кВ ТЭЦ-1 – ТЭЦ-2 (ВЛ-104), ВЛ 110 кВ ТЭЦ-1 – Завойко (ВЛ-101)), так как в этих случаях при отключении ТГ-6 Камчатской ТЭЦ-1 действием АОПЧ произойдет полное погасание района.

Также из анализа были исключены случаи, когда в послеаварийном режиме при отключении генератора действием АОПЧ происходит недопустимое снижение частоты. Например, для летних среднего и максимального режимов при отключении ВЛ 110 кВ КСИ – Елизово (ВЛ-117), ВЛ 110 кВ Орбита (ВЛ-118), ВЛ 110 кВ Горизонт (ВЛ-114) (Отключение у шин ПС 110 кВ КСИ) на изолированный район выделяются Камчатские ТЭЦ-1 и ТЭЦ-2. При отключении ТГ-2 Камчатской ТЭЦ 2 наблюдается значительное снижение частоты в послеаварийном режиме (ниже 49 Гц). В таких случаях обеспечение допустимого уровня частоты возлагается на оперативно-диспетчерский персонал.

При проведении расчетов в качестве критерия неудовлетворительной работы комплекса АОПЧ электроэнергетической системы Камчатского края было выбрано недопущение превышения частотой 53-55 Гц в соответствии с ГОСТ 34045–2023, то есть отсутствие срабатывания технологических защит генераторного оборудования [3]. А также отсутствие срабатывания

устройств автоматики ограничения снижения частоты (АОСЧ) из-за избыточного отключения генерации.

IV. РЕЗУЛЬТАТЫ

Примеры результатов расчетов переходных процессов с повышением частоты в электроэнергетической системе Камчатского края с рекомендованными уставками из таблицы 2 в графическом виде приведены ниже на рис. 2-5.

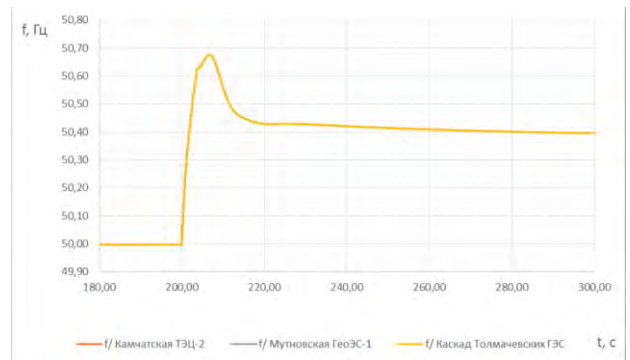


Рис. 2. Режим зимних максимальных нагрузок. Случай №1. Отключены ВЛ-111, ВЛ-104, ВЛ-102

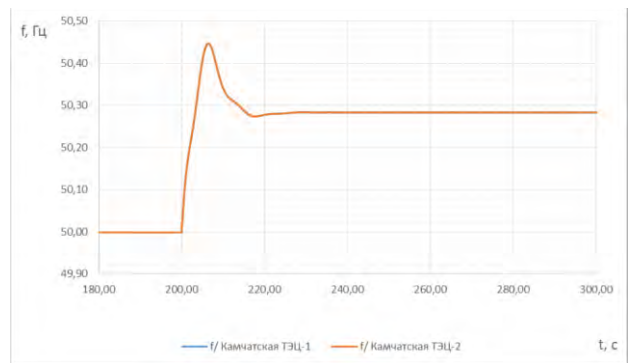


Рис. 3. Режим зимних минимальных нагрузок. Случай №2. Отключены ВЛ-117, ВЛ-118, ВЛ-114 (Отключение у шин 110 кВ КСИ)

Таблица 2. ПАРАМЕТРЫ НАСТРОЙКИ УСТАВОК АОПЧ В ЭЛЕКТРОЭНЕРГЕТИЧЕСКОЙ СИСТЕМЕ КАМЧАТСКОГО КРАЯ

Место установки	Наименование ГА, отключаемых действием АОПЧ	Уставки срабатывания (Зима)		Уставки срабатывания (Лето)	
		$f, \text{Гц}$	$t, \text{с}$	$f, \text{Гц}$	$t, \text{с}$
Толмачевская ГЭС-1	Г-1	50,5	0,15	50,5	0,15
	Г-2	50,5	0,15	–	–
Толмачевская ГЭС-3	Г-1	50,6	0,15	50,6	0,15
Толмачевская ГЭС-2	Г-1	50,7	0,15	–	–
	Г-2	50,7	0,15	–	–
Верхне-Мутновская ГеоЭС	ТГ-1	50,8	0,15	51,0	0,15
	ТГ-2	50,8	0,15	51,0	0,15
	ТГ-3	50,8	0,15	50,8	0,90
Мутновская ГеоЭС-1	Г-1	–	–	50,8	0,15
Камчатская ТЭЦ-1	ТГ-6	51,0	0,5	–	–

Анализ результатов расчетов переходных процессов с повышением частоты в электроэнергетической системе Камчатского края показал, что имеется необходимость установки устройств АОПЧ на приведенных выше энергоблоках электростанций.

Список литературы

- [1] Солодов В. В. Схема и программа развития электроэнергетики Камчатского края на период 2023 – 2027 гг., 24.07.2023, №497-Р.
- [2] Руководство пользователя программного комплекса Eurostag [Текст] / Tractebel Engineering.
- [3] ГОСТ 34045–2023 «Оперативно-диспетчерское управление. Автоматическое противоаварийное управление режимами энергосистем. Противоаварийная автоматика энергосистем. Нормы и требования». Москва, 2023.
- [4] ГОСТ Р 59373–2021 «Единая энергетическая система и изолированно работающие энергосистемы. Автоматическое противоаварийное управление режимами энергосистем. Устройства автоматики ограничения повышения частоты. Нормы и требования». Москва, 2021.

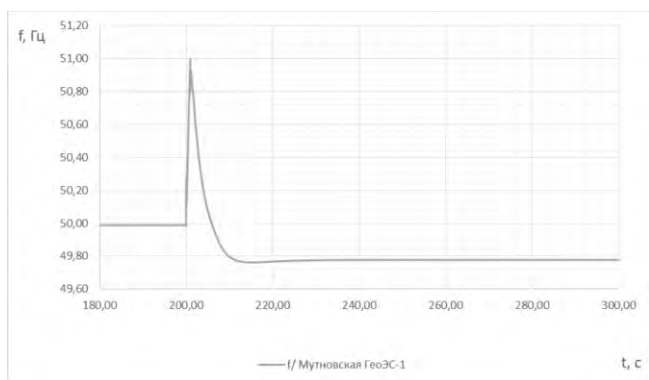


Рис. 4. Режим летних максимальных нагрузок. Случай №3. Отключены ВЛ-119 и ВЛ-120

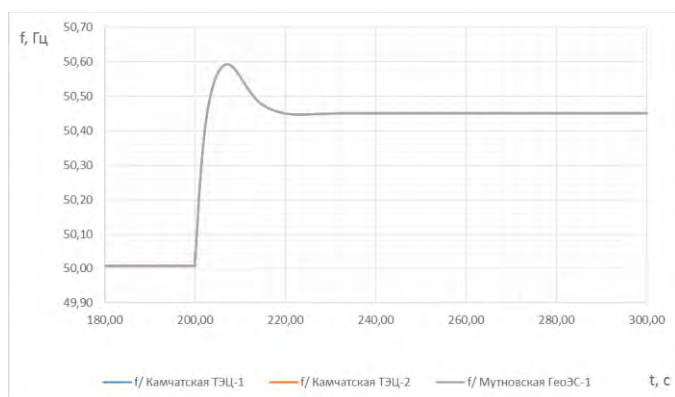


Рис. 5. Режим летних минимальных нагрузок. Случай №6. Отключена ВЛ-126

В ходе расчетов было выявлено, что для выполнения критериев допустимости протекания переходных процессов необходима установка устройств АОПЧ на генераторные выключатели со следующими уставками, указанными в таблице 2 в соответствии с ГОСТ Р 59373–2021 [4].

РАЗРАБОТКА МЕТОДА ОБРАБОТКИ РЕЗУЛЬТАТОВ ДОМП

Тычкин А.Р., Титов В.А., Яблоков А.А.
ФГБОУ ВО «ИГЭУ»
Иваново, Россия
e-mail: tychkin.a@bk.ru

Аннотация

Состояние вопроса: Для выбора методов дистанционного определения места повреждения ранее использовалась экспертная оценка или методы, которые зарекомендовали себя на практике. В последнее время, при автоматизации процесса расчёта расстояния до места повреждения на основе статического анализа или машинного обучения [1, 2].

Материалы и методы: Методы имитационного моделирования использовались для получения осциллограмм для формирования испытательной выборки экспериментов при постановки многофакторного эксперимента.

Результаты: Разработан метод предварительной обработки результатов дистанционного определения места короткого замыкания на основе данных о виде повреждения и с учётом особенностей формирования погрешности от длины линии электропередачи.

Выводы: Разработанный метод, учитывает только удаленность КЗ от мест измерений, без учёта других искажающих замер факторов. При этом методы позволяют обеспечивать требуемый уровень погрешности в 82-93% для двухсторонних методов ДОМП и порядка 89% для односторонних методов ДОМП в заданных пределах погрешности.

Ключевые слова: дистанционное определение места повреждения, линия электропередачи, автоматизация расчётов.

DEVELOPMENT OF A METHOD FOR PROCESSING FAULT LOCATION RESULTS

Andrey Tychkin, Vladislav Titov, Andrey Yablokov
ISPU
Russia, Ivanovo
e-mail: tychkin.a@bk.ru

Abstract

Background: The selection of methods for remote fault location has previously relied on expert judgment or methods proven in practice. Recently, the process of calculating the distance to a fault point has been automated based on statistical analysis or machine learning [1, 2].

Materials and Methods: Simulation modeling methods were used to obtain oscillograms for forming the experimental test sample in a multifactorial experiment setup.

Results: A method for preprocessing the results of remote short-circuit location has been developed, based on data about the fault type and considering the specifics of error formation depending on the transmission line length.

Conclusions: The developed method accounts only for the distance of the short circuit from the measurement points, without considering other factors that distort measurements. At the same time, the methods enable achieving the required accuracy level in 82–93% of cases for two-ended fault location methods and about 89% for single-ended fault location methods within specified error limits.

Key words: the fault location, transmission line, calculation automatio.

I. ВВЕДЕНИЕ

Дистанционное определение места повреждения (ДОМП) на линиях электропередачи (ЛЭП) по параметрам аварийного режима (ПАР) использует определённые выражения одностороннего или двухстороннего ДОМП [1]. Однако не все методы могут продемонстрировать высокую эффективность ДОМП.

Точность методов ДОМП зависит от множества факторов:

- параметров эквивалентов схемы замещения участка сети с ЛЭП;
- вида повреждения;
- удаленности места повреждения от точки измерения ПАР;

- особенностей цифровой обработки сигнала (ЦОС);
- продолжительности КЗ.

Увеличение точности ДОМП на текущий момент возможно на основе следующих направлений (при условии, что измерительный канал «идеальный», скомпенсировано влияние переходного сопротивления и энергосистем):

- компенсация погрешности на основе статистической коррекции при использовании имитационного моделирования [1];
- подбора наиболее точных методов ДОМП с использованием архива ПАР, полученного на основе имитационного моделирования, и нейронной сети [2];

Однако данные методы требуют предварительного имитационного моделирования и специализированных расчётов. Существует возможность разработать метод предварительной обработки результатов ДОМП, для выбора тех методов ДОМП, что будут демонстрировать высокую эффективность на основе известных закономерностей.

Одним из наиболее развивающихся направлений для послеаварийного анализа в электроэнергетической системе (ЭЭС) являются синхронизированные векторные измерения (СВИ). Использование архивных данных с концентраторов синхронизированных векторных данных (КСВД) в дополнении к осциллограммам аварийного процесса может повысить гибкость и точность ДОМП.

Данная работа посвящена разработке метода отбора методов ДОМП, позволяющий повысить точность ДОМП за счёт предварительной обработки массива результатов расчёта расстояния до места повреждения.

II. РАЗРАБОТКА МЕТОДА

Короткое замыкание – случайное событие в ЭЭС. Все параметры, которые принимает эквивалент участка энергосистемы, также случайные величины. Если провести многофакторный эксперимент. Распределение погрешности ДОМП при проведении достаточно большого количества экспериментов стремятся к нормальному распределению (рис. 1).

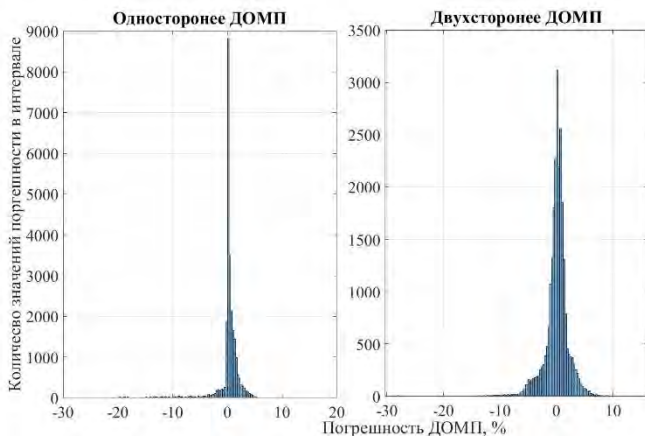


Рис. 1. Распределение погрешностей методов одностороннего и двухстороннего ДОМП

Более того, известен характер влияния ряда факторов на погрешность ДОМП, например, одностороннее ДОМП наиболее точное при близких КЗ, двухстороннее при КЗ, близком к середине ЛЭП; при относительно небольшой разнице мощностей эквивалентов энергосистем.

На основе данных заключений и с учётом особенностей расчёта был разработан метод предварительной обработки результатов расчёта расстояния до места повреждения. Блок схема работы отбора методов ДОМП отображена на рис. 2. После данной составляющей они должны пройти через условия отбора, после которых оставшиеся значения будут алгебраически усреднены.

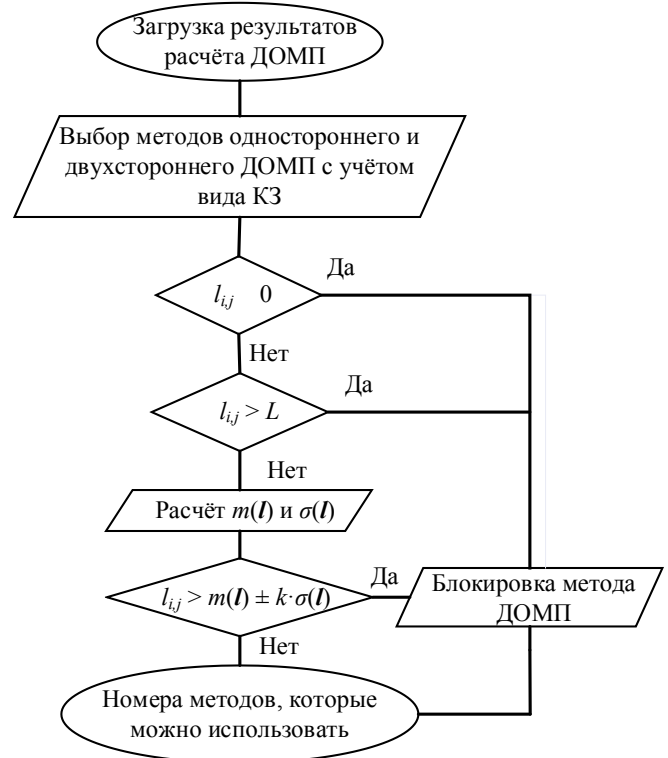


Рис. 2. Блок схема отбора методов ДОМП

Сформировано 8 расчётных условий (РУ) для отбора значений расчётных расстояний до места повреждения:

$$\{l_{\text{одностор. } i, j, n}\} \neq 0 \quad (1)$$

$$\{l_{\text{двустор. } i, j, n}\} \neq 0 \quad (2)$$

$$\frac{\left| \sum_{i=1}^N l_{\text{одностор. } i, j, 1} \right|}{\# N} < L \quad (3)$$

$$L - \frac{\left| \sum_{i=1}^N l_{\text{одностор. } i, j, 2} \right|}{\# N} < L \quad (4)$$

$$\frac{\left| \sum_{i=1}^N l_{\text{двустор. } i, j} \right|}{\# N} < L \quad (5)$$

$$\left(\frac{\sum_{i=1}^N l_{\text{одностор. } i, j, 1}}{\# N} \right) - \left(L - \frac{\sum_{i=1}^N l_{\text{одностор. } i, j, 2}}{\# N} \right) < K_{\text{омс}} \cdot L \quad (6)$$

$$\left| \left(\frac{\sum_{i=1}^N I_{\text{двухстор. } i, j}}{\#N} \right) - \left(L - \frac{\sum_{i=1}^N I_{\text{одностор. } i, j, 2}}{\#N} \right) \right| < K_{\text{омс}} \cdot L \quad (7)$$

$$\left| \left(\frac{\sum_{i=1}^N I_{\text{двухстор. } i, j}}{\#N} \right) - \left(\frac{\sum_{i=1}^N I_{\text{одностор. } i, j, 1}}{\#N} \right) \right| < K_{\text{омс}} \cdot L \quad (8)$$

Далее сформировано семь различных методов усреднения результатов ДОМП, эффективность которых будет оценена в сравнении друг с другом и методом, описанным в [2], который на основе машинного обучения позволяет определять наиболее точный метод.

Метод №1 заключается в одновременном соблюдении всех восьми отборочных условий. по результату соблюдения рассчитывается среднее арифметическое между результатами одностороннего ДОМП, полученного с использованием измерений с каждой стороны ЛЭП, и двустороннего ДОМП.

Метод №2 заключается в одновременном соблюдении условий (1) – (3), (5), (7). Определяется среднее арифметическое между результатами одностороннего ДОМП при измерении в начале ЛЭП и двухстороннего ДОМП.

Метод №3 заключается в одновременном соблюдении условий (1) – (2), (4) – (5), (8). Определяется среднее арифметическое между результатами одностороннего ДОМП при измерении в конце ЛЭП и двухстороннего ДОМП.

Метод №4 заключается в одновременном срабатывании условий (2) и (5). Определяется среднее арифметическое для двухсторонних методов ДОМП.

Метод №5 заключается в одновременном срабатывании условий (1), (3) – (4), (6). Определяется среднеарифметическое между односторонними методами ДОМП.

Метод №6 заключается в одновременном срабатывании условий (1) и (3). Определяется среднеарифметическое для односторонних методов ДОМП, рассчитанных с ПАР вначале ЛЭП.

Метод №7 заключается в одновременном срабатывании условий (1) и (4). Определяется среднеарифметическое для односторонних методов ДОМП, рассчитанных в конце вначале ЛЭП.

После расчёта среднего арифметического это значения определяется в одно из интервалов: $[0; \delta \cdot L]$, $(\delta \cdot L; (1 - \delta) \cdot L]$, $((1 - \delta) \cdot L; L]$. В итоге, определяется поврежденная часть участка ЛЭП.

Описанные методы потребуют дальнейших доработок, так как требуют наличие более гибкой логики функционирования. Данные методы обладают функционалом избирательного органа. Однако в текущей интерпретации уже некоторые из них могут продемонстрировать более высокую эффективность. Цель данной работы: проверка их эффективности при работе при простой логической реализации.

III. ПОСТАНОВКА ЭКСПЕРИМЕНТА

Исследование эффективности методов определения вида повреждения производилось путём проведения

многофакторного эксперимента на основе имитационного моделирования одноцепной ЛЭП 500 кВ длиной 220 км (параметры моделей описаны в [3]) при отсутствии метрологической погрешности трансформаторов тока и напряжения. (параметры, варьируемые для каждой ЛЭП указаны в таблице **Ошибка! Источник ссылки не найден.**)

В результате исследования было проведено 25650 опытов с уникальным набором параметров, обеспечивающих создание условий, всестороннего тестирования разработанных методов.

Таблица I. ДИАПАЗОН ИЗМЕНЕНИЯ ПАРАМЕТРОВ ДЛЯ МНОГОФАКТОРНОГО ЭКСПЕРИМЕНТА

Параметр имитационной модели или процесса моделирования	Ед. изм.	Значения параметров при проведении
Расстояние до места короткого замыкания от системы слева относительно длины линии	%	{5, 10, ..., 95}
Время отключения линии при возникновении КЗ	мс	[60, 80, 100]
Тип КЗ	-	{A0, B0, C0, AB0, BC0, CA0, AB, BC, CA, ABC}
Переходное сопротивление в месте КЗ	Ом	{1, 5, 10, 50}
Класс фильтра УСВИ	-	«Р»
Количество кадров в секунду	кадр/с	100
Относительное значение сопротивления системы слева	о.е.	[0,8, 1, 1,2]
Относительное значение сопротивления системы справа	о.е.	[0,8, 1, 1,2]
Угол ЭДС эквивалентной системы слева	эл. град	10,5

IV. РЕЗУЛЬТАТЫ

Проанализируем полученные результаты при проведении 21650 опытов. Распределение погрешностей для методов ДОМП в основном стремится к нормальному и при этом максимумы погрешности выходят за рамки требуемого уровня точности (1% от длины ЛЭП при двустороннем ДОМП и 2.5% при одностороннем). Исходя из этого теоретически затруднительно их гарантировать всегда и требуется вносить коррекцию по каждому искажающему замер фактору, что затруднительно с использованием классической линейной математики.

Анализ эффективности методов ДОМП, при использовании всех реализованных методов ДОМП [3], демонстрирует, что обеспечение высокой точности обеспечивается методами №4, №5 и №6. При этом, можно наблюдать что методы №2 и №3 имеют высокую эффективность при обеспечении большого количества значений в области менее 0,5%, однако они обладают высоким процентом ошибок по необеспечению выбора значений. Это объясняется влиянием переходного сопротивления в месте короткого замыкания и разбалансировкой эквивалентных энергосистем. Что позволяет сделать предположение о том, что

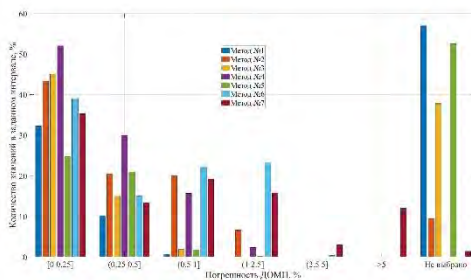


Рис. 3. Результаты функционирования разработанного метода на основе 21560 экспериментов

Сравнение разработанных методов производится с методом выбора наиболее точных методов ДОМП на основе машинного обучения, то тестовая выборка будет составлять 5130 опытов, выбранных случайным образом. Для сравнения будем использовать методы одностороннего ДОМП:

- Метод Аржанникова Е.А. при $\alpha = I_2/I_\phi$ [4]. $\alpha = I_2/I_{ph}^*$
- Метод Takagi по аварийным симметричным составляющим тока [5].

и двухстороннего ДОМП:

- Метод Voloh I., Zhang Z [6].

Функция, которая обеспечивает выбор уравнений в данной работе не использовалась. Однако она работает на основе «экспертной оценки» и имитационного моделирования. Она позволяет ограничить использованием методов при определенных типах КЗ, например, ограничение использование методов, использующих составляющие ПАР по нулевой последовательности при междуфазных КЗ.

Результаты сравнения эффективности методов ДОМП демонстрируется на рисунках 4 и 5. Плотность результатов предложенного метода [2], обеспечивается за счёт предварительного обучения на большой выборке данных. При этом в случае двухстороннего ДОМП эффективность выбора результатов с точностью 0,25% погрешности ДОМП превышает 92%. В случае применение метода предварительной обработки 82-93% в интервале менее 1% погрешности ДОМП, при значении коэффициентов $\delta = 0,05$ и $K_{omc} = 0,1$. Разработанный метод является более простым в реализации и может действовать как автономно, так и дополнять метод выбора формульных выражений ДОМП для исключения попаданию в выборку изначально неверных значений. Более того, существует потенциал увеличение точности разработанного метода за счёт применение более гибкой логики и возможности учёта влияния других искажающих замер факторов.

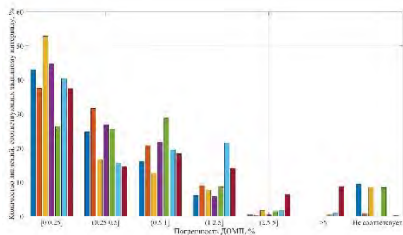


Рис. 4. Результаты функционирования разработанного метода на основе «тестовых» 5130 экспериментов

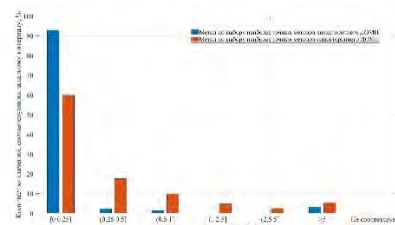


Рис. 5. Результаты функционирования метода [2] на основе «тестовых» 5130 экспериментов

V. ЗАКЛЮЧЕНИЕ

Работа позволяет проанализировать способы предварительной обработки результатов ДОМП для исключения значений, которые при автоматизации расчёта ДОМП могут повлиять на итоговую точность ДОМП. Разработанный метод, учитывает только удаленность КЗ от мест измерений, без учёта других искажающих замер факторов. При этом методы позволяют обеспечивать требуемый уровень погрешности в 82-93% для двухсторонних методов ДОМП и порядка 89% для односторонних методов ДОМП в заданных пределах погрешности.

Аналитическое сравнение и эффективности разработанных методов и метода [2] демонстрирует потенциал модернизирования, однако уже сейчас может обеспечить ещё большее повышение эффективности метода [2].

Список литературы

- [1] Идентификация поврежденного участка воздушной линии - электропередачи методом расчета расстояний / А. Л. Куликов, А. Р. Жафяров, А. Н. Подшивалин, М. Д. Обалин // Релейная защита и автоматизация. – 2024. – № 2(55). – С. 36-45. – EDN KWHZUK.
- [2] Формирование группового алгоритма дистанционного определения места повреждения воздушной ЛЭП с использованием методов машинного обучения / А. А. Яблоков, И. Е. Иванов, А. Р. Тычкин [и др.] // Электричество. – 2025. – № 9. – С. 51-65. – DOI 10.24160/0013-5380-2025-9-51-65. – EDN AAFSZY.
- [3] Разработка и исследование методов выбора комплектов измерений параметров аварийного режима и обработки результатов ДОМП / А. А. Яблоков, А. Р. Тычкин, И. Е. Иванов, Я. А. Умнов // Известия Российской академии наук. Энергетика. – 2025. – № 3. – С. 54-73.
- [4] Arzhannikov E.A., Lukoyanov V.Yu., Misrihanov M.Sh. Fault Location on High Voltage Transmission Lines. – Moscow, Russia: Energoatomizdat, 2003.
- [5] Takagi T., Yamakoshi Y., Yamaura Y., Kondow R., Matsushima T. Development of a new type fault locator using the one-terminal voltage and current data // IEEE Trans. on Power App. & Sys. – 1982. – vol. PAS-101. – no. 8. – Pp. 2892-2898.
- [6] Iliia Voloh, Zhiying Zhang. FAULT LOCATOR BASED ON LINE CURRENT DIFFERENTIAL RELAYS SYNCHRONIZED MEASUREMENTS // Texas A&M 63rd Annual Conference for Protective Relay Engineers., 978-1-4244-6075-5, 2010

ИДЕНТИФИКАЦИЯ ПАРАМЕТРОВ ЭЛЕКТРИЧЕСКОЙ ЦЕПИ С ИСПОЛЬЗОВАНИЕМ МОДЕЛИ В ПРОСТРАНСТВЕ СОСТОЯНИЙ

Фурцев Н.Г.

¹Санкт-Петербургский политехнический университет Петра Великого (СПбПУ)

Санкт-Петербург, Россия
e-mail: furtsev.ng@gmail.com

Аннотация

Состояние вопроса: В электроэнергетической системе ЭЭС России широко применяются устройства синхронизированных векторных измерений, которые позволяют получать данные о параметрах режима с высокой точностью и частотой дискретизации. Помимо управления и мониторинга ЭЭС, данные СВИ часто используются в задачах идентификации параметров элементов ЭЭС. Часто проводится идентификация части системы известной топологии. В данной работе была исследована идентификация параметров линейной электрической цепи как частный случай такой задачи.

Материалы и методы: Для проведения расчетов и построения графиков использован программный комплекс Maple.

Результаты: Предложен метод идентификации параметров электрической цепи на основе модели в пространстве состояний. Показано, как система дифференциальных уравнений может быть сведена к системе алгебраических уравнений с помощью численного дифференцирования, если переменные состояния заданы в виде последовательности дискретных значений, что характерно для данных СВИ.

Выводы: Продемонстрирована возможность использования предложенного метода для идентификации параметров электрической цепи с линейными элементами.

Ключевые слова: идентификация параметров, переменная состояния, численное дифференцирование.

ELECTRICAL CIRCUIT PARAMETER IDENTIFICATION BASED ON STATE-SPACE MODEL

Nikita Furtsev

Peter the Great St. Petersburg Polytechnic University,
Saint-Petersburg, Russia
e-mail: furtsev.ng@gmail.com

Abstract

Background: Synchronized vector measurement devices (SVMs) are widely used in the Russian power system. They enable data acquisition on system parameters with high accuracy and sampling frequency. In addition to power system control and monitoring, SVM data is often used to identify parameters of power system components. This often involves identifying parts of a system with a known topology. This paper examines the identification of parameters of a linear electric circuit as a special case of this problem.

Materials and methods: The Maple software package was used to perform calculations and plot graphs.

Results: A method for identifying electrical circuit parameters based on a state-space model is proposed. It is shown how a system of differential equations can be reduced to a system of algebraic equations using numerical differentiation if the state variables are specified as a sequence of discrete values, which is typical for SVM data.

Conclusions: The possibility of using the proposed method for identifying the parameters of an electrical circuit with linear elements is demonstrated.

Key words: parameter identification, state-space model, numerical differentiation.

I. ВВЕДЕНИЕ

На большей части высоковольтных сетей России установлена система мониторинга переходных режимов, которая предоставляет мгновенные значения напряжений и токов в различных точках сети в виде СВИ. Одним из распространённых направлений использования данных СВИ является идентификация параметров элементов энергосистемы. В подобных исследованиях, как правило, рассматривается часть сети с заранее известной топологией, а задача состоит в уточнении или определении параметров её элементов на

основе измеряемых величин. В рамках данной работы был рассмотрен частный случай такой постановки – идентификация параметров линейной электрической цепи.

II. АЛГОРИТМ ИДЕНТИФИКАЦИИ

Для любой линейной электрической цепи можно выделить величины, полностью определяющие её энергетическое состояние и называемые переменными состояния – токи катушек индуктивности и напряжения конденсаторов [1]. Система уравнений по законам Кирхгофа, записанная для такой цепи будет содержать

дифференциальные уравнения, т.к. токи катушек выражаются через производные потокоцеплений, а напряжения конденсаторов – через производные зарядов. Если к каждому узлу цепи приходит только одна ветвь с реактивным элементом, то все дифференциальные уравнения в системе будут первого порядка.

В матричной форме систему дифференциальных уравнений можно записать как

$$\frac{d}{dt} \mathbf{X} = \mathbf{A}_1 \mathbf{X} + \mathbf{B}_1 \mathbf{V}, \quad (1)$$

где $\mathbf{X}_{[n \times 1]}$ – матрица переменных состояния, матрица-столбец $\mathbf{V}_{[p \times 1]}$ определяется источниками ЭДС и тока в ветвях, матрицы $\mathbf{A}_1_{[n \times n]}$ и $\mathbf{B}_1_{[n \times p]}$ определяются топологией схемы и параметрами её элементов.

Для определения значений производных переменных состояния dx_n/dt можно воспользоваться одним из методов численного дифференцирования дискретной функции, в частности, методом конечных разностей. В данной работе применяется аппроксимация производной по пяти точкам [2]:

$$x'(k) = \frac{1}{12h} [-x(x+2h) + 8x(k+h) - 8x(k-h) - x(k-2h)], \quad (2)$$

где $x(k)$ – значение функции в точке, относительно которой аппроксимируется производная, h – шаг расчета (расстояние между точками).

После получения значений $x'(k)$ система (1) становится системой алгебраических уравнений, решаемой известными методами. В случае, когда значения переменных состояния и параметры источников известны, неизвестными являются параметры пассивных элементов цепи. При этом для нахождения (идентификации) параметров цепи с m пассивными элементами необходимо составить m уравнений.

III. ПРИМЕР РАСЧЕТА

Для демонстрации предложенного метода была выбрана электрическая цепь, схема которой изображена на Рис. 1.

Считаем известными напряжения источников (E_1, E_2) и значения переменных состояния (i_{L1}, i_{L2}, u_C) в дискретном множестве точек. Неизвестными являются параметры всех девяти пассивных элементов цепи. Для их идентификации необходимо записать девять уравнений, т.е. определить систему уравнений в трех различных точках.

Для математического моделирования необходимо получить численные значения переменных состояния и напряжений источников, заменяющих данные СВИ. Примем $E_1 = 100 \cdot \sin(50 \cdot 2\pi t)$, $E_2 = 100 \cdot \sin(100 \cdot 2\pi t)$. Аналитические выражения для i_{L1}, i_{L2}, u_C можно получить, решив систему дифференциальных уравнений при некоторых известных значениях параметров.

Рассчитаем приближенное значение производных переменных состояния согласно формуле (2) и решим полученную систему алгебраических уравнений.

Полученные в результате идентификации параметры совпадают с исходными с точностью до пятого знака после запятой.

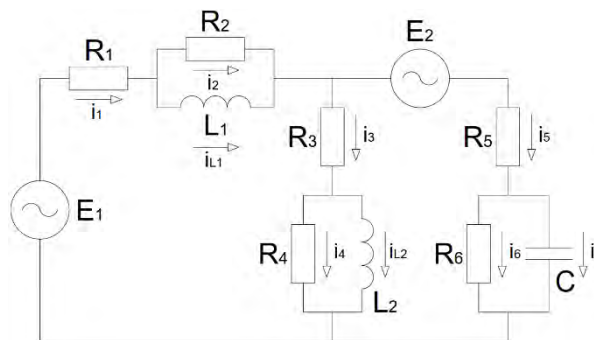


Рис. 1. Схема электрической цепи

В действительности, измерения СМПР обладают неустранимой погрешностью [3]. Для её учета внесём в смоделированные значения переменных состояния погрешность, пропорциональную некоторому значению ε :

$$x^{err} = x(1 + \varepsilon \cdot R), \quad (3)$$

где $R = (-1 \div 1)$.

Повторим предыдущие вычисления, приняв $\varepsilon = 0,0005$. Процесс идентификации повторим 100 раз для получения графиков распределения погрешности определения каждого из параметров. Результаты приведены на Рис. 2.

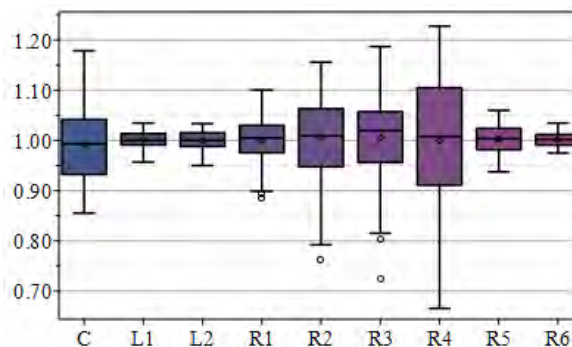


Рис. 2. Графики погрешности идентификации при $\varepsilon = 0,0005$

IV. РЕЗУЛЬТАТЫ

Продемонстрировано, что предложенный метод может быть использован для идентификации параметров электрической цепи известной топологии. В то же время, введение незначительной погрешности в исходные данные расчета приводит к значительной ошибке определения параметров.

Представляется перспективным рассмотреть другие методы аппроксимации производной, а также различные способы снижения обусловленности задачи.

Список литературы

- [1] Демирчян К.С., Нейман Л.Р., Коровкин Н.В., Чечурин В.Л. Теоретические основы электротехники. 4-е изд. Т. 2. СПб: Питер. 2006.
- [2] Sauer, Timothy (2012). Numerical Analysis. Pearson. p. 250. ISBN 978-0-321-78367-7
- [3] СТО 59012820.29.020.011-2016, Релейная защита и автоматика. Устройства синхронизированных векторных измерений. Нормы и требования.

ВЛИЯНИЕ ВЕЛИЧИНЫ КОЭФФИЦИЕНТОВ НАДЁЖНОСТИ НА СИСТЕМУ РЕЛЕЙНОЙ ЗАЩИТЫ

Харченко Е.А.
ООО «НИЦ «Прософт-Системы»
Екатеринбург, Россия
e-mail: e.harchenko@prosoftsystems.ru

Аннотация

Состояние вопроса: На данный момент не найдено исследований, направленных на оценку взаимосвязи величины коэффициентов надёжности и их влияния на быстродействие системы релейной защиты. Более того, это было невозможно в условиях неформализованных методик выбора уставок, а значение коэффициентов надёжности не вызывало сомнений и не подлежало пересмотру до появления микропроцессорных защит.

Материалы и методы: Данные для проведения анализа и визуализации результатов были получены с помощью прототипа программного обеспечения по автоматическому расчёту уставок токовых защит.

Результаты: Численное моделирование на тестовой сети подтвердило, что увеличение коэффициентов приводит к систематическому сокращению количества ступеней, которые возможно ввести в работу. При коэффициенте, равном 3,9, настройка любой ступени становится невозможной из-за вырождения области допустимых уставок.

Выводы: Ключевым практическим выводом является необходимость оптимизации коэффициентов надёжности для современных микропроцессорных терминалов. Чрезмерное завышение коэффициентов делает невозможным построение системы релейной защиты. Для определения оптимального диапазона коэффициентов требуется формализация требований по чувствительности, селективности и быстродействию, а также учет погрешностей измерений и шумов.

Ключевые слова: релейная защита, автоматизация выбора уставок защит, коэффициенты надёжности, быстродействие.

INFLUENCE OF THE VALUE OF RELIABILITY COEFFICIENTS ON A RELAY PROTECTION SYSTEM

Evgenija Kharchenko
Research Center “Prosoft-Systems”
Yekaterinburg, Russia
e-mail: e.harchenko@prosoftsystems.ru

Abstract

Background: Currently, no studies are available that assess the relationship between the values of reliability coefficients and their impact on the operating speed of a relay protection system. Furthermore, such an assessment was impossible under non-standardized setting selection methodologies, and the values of reliability coefficients were not questioned or subject to revision until the advent of microprocessor-based protections.

Materials and Methods: The data for analysis and result visualization were obtained using prototype software for the automatic calculation of overcurrent protection settings.

Results: Numerical modeling on a test network confirmed that increasing the coefficients leads to a systematic reduction in the number of protection stages that can be put into operation. At a coefficient value of 3.9, setting any stage becomes impossible due to the degeneration of the allowable settings range.

Conclusions: A key practical finding is the necessity to optimize reliability coefficients for modern microprocessor terminals. Excessive overestimation of the coefficients makes it impossible to design a relay protection system. Determining the optimal range of coefficients requires formalizing requirements for sensitivity, selectivity, and speed, as well as accounting for measurement inaccuracies and noise.

Key words: relay protection, automation of protection setting selection, reliability coefficients, operating speed.

I. ВВЕДЕНИЕ

Выбор уставок релейной защиты (РЗ) это процесс поиска баланса между чувствительностью и частотой срабатывания защиты. С одной стороны защиты должна иметь достаточно высокую чувствительность для того, чтобы срабатывать на возникающие повреждения, но при

этом она не должна срабатывать ложно. На практике решение этой сложной инженерной задачи реализуется путём подбора значений коэффициентов чувствительности и отстройки [1]. Выбор конкретного значения этих коэффициентов зависит от уровня шумов

и погрешностей, влияющих на устойчивость работы измерительных органов защиты.

С точки зрения теории систем автоматического управления эти коэффициенты ограничивают область допустимых значений уставок измерительного органа защиты. Слишком высокие значения этих коэффициентов будут приводить к замедлению системы релейной защиты и сокращению количества возможных для ввода ступеней защит. Слишком низкие — к излишним срабатываниям измерительных органов.

В рамках данной работы показано влияние выбора значения коэффициентов чувствительности и отстройки на быстродействие системы РЗ на примере некоторой тестовой сети уставки которой рассчитаны с помощью прототипа программного обеспечения по автоматическому выбору уставок максимальных токовых защит. Из-за того, что автоматизация выбора уставок построена на принципах математического программирования и решении задачи дискретной оптимизации, то не представляется возможным в явном виде вывести уравнение (систему уравнений) для связи быстродействия системы РЗ со значениями коэффициентов чувствительности и отстройки. По этой причине данная зависимость будет показана численно на примере некоторой тестовой электрической сети.

II. ПРОГРАММНОЕ ОБЕСПЕЧЕНИЕ ПО ВЫБОРУ УСТАВОК

Разработан прототип программного обеспечения для автоматизации выбора уставок максимальных токовых защит радиальных сетей с односторонним питанием автоматизирует ручной расчёт уставок защит с учётом требований к быстродействию, чувствительности, селективности и параметрированию устройств РЗА.

Программа имеет возможность в автоматическом цикле подбирать предварительные оценки значений уставок токовых защит с учётом заложенных требований по отстройке и чувствительности. При этом подбирается требуемый состав дополнительных измерительных органов каждой ступени из выбранного пользователем допустимого множества. В случае если рассматриваемая ступень защиты не проходит по требованиям чувствительности и отстройки, ступень будет автоматически выведена из работы. Полученные значения уставок можно представить как в табличном, так и в графическом виде.

Для каждой ступени возможна индивидуальная настройка требуемых значений коэффициентов отстройки и чувствительности, а также ступени селективности.

III. ТЕОРИЯ КОЭФФИЦИЕНТОВ НАДЁЖНОСТИ

В работе используется ряд терминов:

Мягкие критерии отстройки — критерии, которые могут быть исключены из расчёта, в случае успешного применения соответствующих дополнительных измерительных органов (ДИО).

Жёсткие критерии отстройки — критерии, которые не могут быть исключены из расчёта с помощью каких-либо дополнительных измерительных органов (например, по причине их отсутствия или невозможности подобрать для них удовлетворительные уставки). [2]

Область допустимых уставок — область между самым жёстким критерием и границей минимально необходимой чувствительности. Уставка может принять любое значение в данном диапазоне, оно будет удовлетворять условиям отстройки и чувствительности. В случае если фактическое значение уставки оказалось ниже мягкого критерия, необходимо исключить его с помощью соответствующего ДИО (рис. 1).



Рис. 1. Допустимая область уставок для токового измерительного органа

Исходя из определения области допустимых уставок, можно заметить, что коэффициенты отстройки и чувствительности оказывают непосредственное влияние на её ширину. Наибольший диапазон допустимых уставок достигается при коэффициентах отстройки и чувствительности равных единице: $k_{отс} = 1$; $k_{отс} = 1$.

В таком случае границы области соответствуют расчётным режимным токам, но настройка защиты при таких условиях невозможна, так как необходимо учитывать неопределённости, обусловленные наличием погрешностей измерений, моделирования режимов и неоднородностью элементной базы защит. Соответственно необходимо использовать коэффициенты надёжности больше единицы.

Чем выше значения коэффициентов надёжности, тем уже область допустимых уставок, но при этом выше вероятность того, что данный относится к области срабатывания. В предельном случае завышение коэффициентов приведёт к вырождению области допустимых уставок защит, такие защиты невозможно настроить с точки зрения удовлетворения требований по чувствительности и отстройки, а следовательно их нельзя вводить в работу.

Также стоит отметить, что увеличение коэффициентов надёжности снижает вероятность успешного согласования со смежными защитами по уровню, так как уменьшается вероятность получения пересекающихся зон допустимых уставок согласуемых защит, что приводит к увеличению количества ситуаций, в которых необходимо согласование по времени при этом может снизиться быстродействие системы. Это происходит из-за повышения уровней для согласования, за счёт увеличения коэффициентов отстройки, и снижения уровня максимально возможной уставки, за счёт увеличения коэффициента чувствительности [1].

Таким образом, значения коэффициентов должны выбираться исходя из решения некоторой задачи оптимизации. Их значения должны быть строго больше единицы, для защиты от шумов и погрешностей, при этом не сильно большие, чтобы оставалась возможность настроить защиту и как можно чаще согласовывать со смежными по уровню. То есть присутствует стремление

максимально уменьшать коэффициенты надёжности, так как в этом случае повысится быстродействие и саморезервируемость системы за счёт ввода в работу большего количества ступеней.

Представленные рассуждения можно объединить с помощью диаграммы на рис. 2. На числовой прямой отмечены зоны, соответствующие значениям коэффициентов надёжности, которые определяют поведение защит.

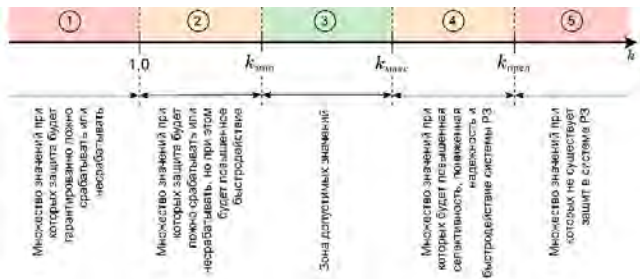


Рис. 2. Диаграмма значений коэффициентов надёжности

Очевидно, что коэффициенты надёжности (в классической нотации) не могут быть меньше единицы (зона 1), так как в этом случае защита будет излишне параноидальна и склонна к излишним срабатываниям.

Также, отмечено существование предельного значения коэффициентов надёжности, при котором защиту невозможно настроить, так как область допустимых уставок будет вырожденная (зона №5). Проблема оценки этой зоны заключается в том, что она зависит от схемы электрической сети, режимных параметров и контролируемого параметра состояния. Это приводит к практической невозможности дать универсальную верхнюю оценку возможных значений коэффициентов чувствительности и отстройки.

Зона №2 описывает значения коэффициентов, которые в недостаточной степени перекрывают шумы и погрешности в системе релейной защиты. При выборе значения из этой области защиты будут склонны к излишним срабатываниям.

Зона №4 характеризует значения, при которых будет снижено число ступеней доступных к вводу и снижено быстродействие системы. При этом такие защиты будут обладать повышенной селективностью и склонностью к пропуску повреждений.

Зона 3 соответствует области допустимых значений коэффициентов с точки зрения минимизации вероятности излишних срабатываний защит, требований

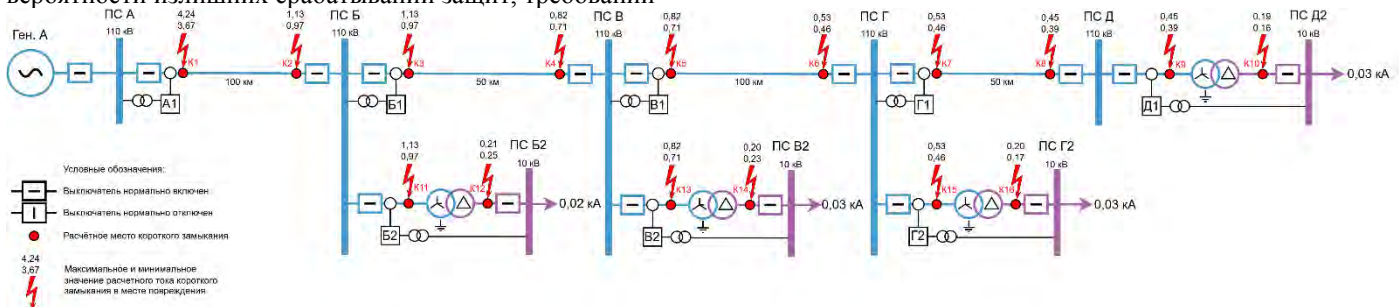


Рис. 3. Схема сети

к быстродействию и надежности системы релейной защиты.

По причине практической сложности аналитической оценки границ зон значений коэффициентов, выполнена численная оценка зависимости уставок защит от значений коэффициентов чувствительности и отстройки на примере тестовой электрической сети (рис. 3).

Для исследования была выбрана схема сети: цепочка одиночных линий электропередач 110 кВ с односторонним питанием и пассивной нагрузкой без ответвлений.

Для каждой защиты был выполнен расчёт уставок по классической методике с учётом возможностей современных терминалов по использованию дополнительных измерительных органов. Уставки полученные при ручном счёте полностью совпадают с расчётами, которые выдаёт прототип программного обеспечения.

IV. ВЫЧИСЛИТЕЛЬНЫЙ ЭКСПЕРИМЕНТ

В качестве попытки выявления оптимального значения коэффициентов надёжности было проведено 28 расчётов уставок защит для тестовой сети. У каждого расчёта было индивидуальное значение коэффициентов отстройки и чувствительности от 1 до 4 с шагом 0,1.

Перед началом исследования предполагалось, что при увеличении коэффициентов надёжности относительно стандартных значений: графики срабатывания на карте селективности будут перемещаться вправо и будет уменьшаться количество ступеней, которые возможно настроить.

Также проверяется гипотеза о повышении быстродействия ступеней при снижении коэффициентов надёжности ниже классических. В ходе экспериментов подтвердилось, что в основном движение графиков направлено вправо. Но также наблюдались и резкие скачки в лево, с дальнейшим продолжением движения вправо. Так проявляет себя ввод в работу дополнительных измерительных органов для ступени.

В версии настроек терминалов, применяемой для исследования принято, в качестве допущения, что в терминале могут быть введены все известные на данный момент дополнительные измерительные органы: блокировка при холодном пуске, пуск по сопротивлению, пуск по напряжению, блокировка от броска тока намагничивания, ввод направленности.

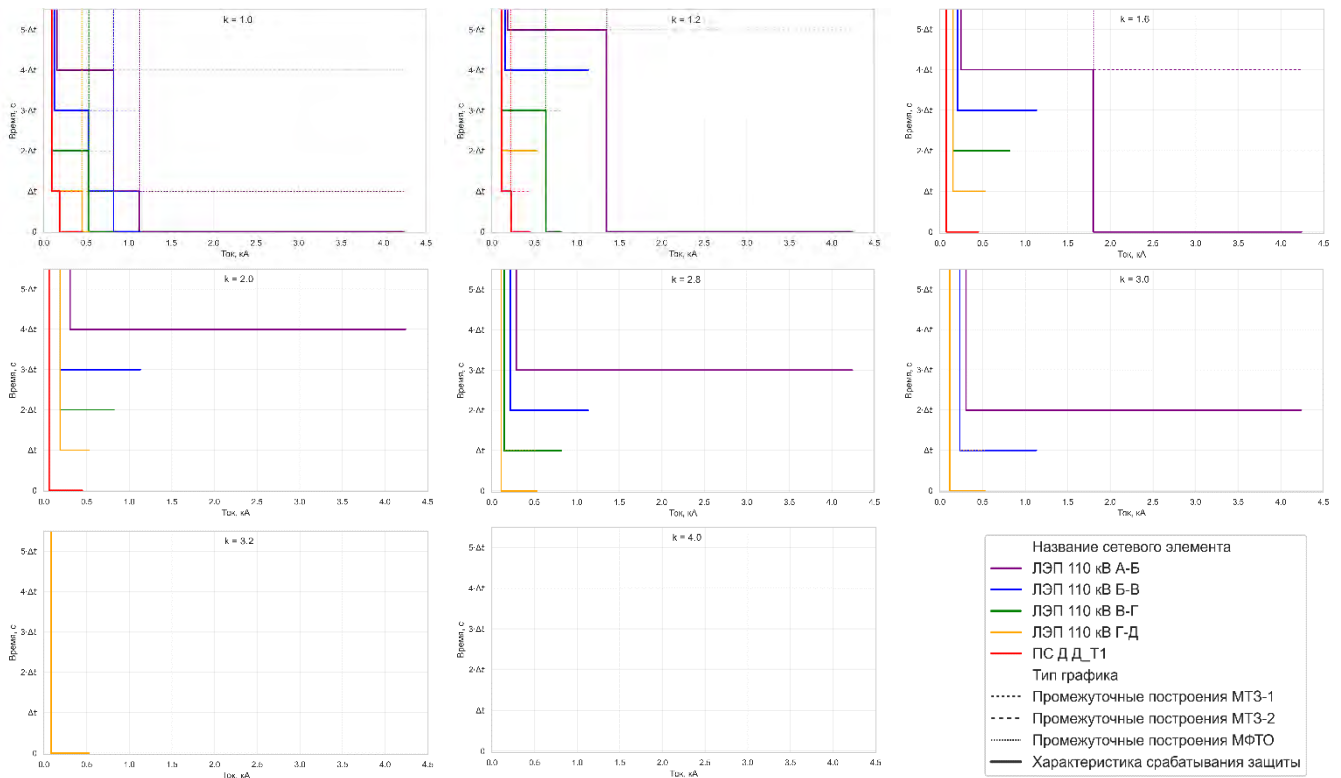


Рис. 4. Результаты вычислительного эксперимента

Данные дополнительные измерительные органы помогают вводить ступень в работу, исключая из расчёта критерии отстройки, с учетом которых не выполняется необходимая чувствительность. Соответственно, таким образом при постоянном увеличении коэффициентов отстройки и чувствительности, ступень максимально долго сопротивляется выводу из работы, за счёт применения ДИО.

Ввод в работу ДИО сопровождается снижением уставки относительно значения, полученного при расчёте уставок с меньшим коэффициентом надёжности, поэтому на графиках происходит скачок влево.

Гипотеза о сокращении количества ступеней, для которых возможно рассчитать уставки подтвердилась. При значении коэффициентов надёжности равных 1 для каждой из рассматриваемых защит можно было настроить от двух до трёх ступеней максимальной токовой защиты. При коэффициентах равных 4 стало невозможным настроить хотя бы одну ступень какой-либо защиты.

Касательно быстродействия защит, видно, что при коэффициенте надёжности равном 1,2 время срабатывания защиты головного участка самое большое. Так как характеристика быстродействия системы РЗ на данный момент не формализована в виде функции, оценка быстродействия системы РЗ из экспериментов не поддаётся сравнению.

V. Выводы

Благодаря разработке прототипа программного обеспечения по расчёту уставок появилась возможность посмотреть на величину коэффициентов надёжности под другим углом. На данный момент не известно подобных

теоретических или вычислительных исследований, так как такие объёмы вычислений потребуют большого количества времени для расчёта без ПО.

Проведенное исследование подтвердило, что повышение коэффициентов надёжности относительно классических значений приводит к сокращению количества ступеней, которые возможно настроить.

Также, выявилась новая закономерность, которая была незаметна в процессе теоретических рассуждений, о нелинейности смещения характеристик в правую сторону из-за ввода ДИО. Включение каждого ДИО сопровождается скачком уставки (характеристики) влево, что нарушает общую тенденцию смещения вправо.

По результатам экспериментов для тестовой схемы явно выделилось значение коэффициента надёжности, при котором вырождается область допустимых уставок всех защит (зона №5): $k_{пред} = 3,9$.

Для оценки величины k_{min} , k_{max} необходимо формализовать требования по чувствительности селективности. Быстродействию и надёжности, а также провести исследование шумов и погрешностей измерений.

Список литературы

- [1] Тавлинцев А.С. Методика оценки значений коэффициентов чувствительности и отстройки. Релейная защита и автоматика энергосистем – 2025, 01-03 октября 2025, г. Казань.
- [2] Тавлинцев А.С., Харченко Е.А., Казина А.И., Порозков М.А. Автоматизация выбора уставок максимальных токовых защит радиальных сетей с односторонним питанием. Релейная защита и автоматика энергосистем – 2025, 01-03 октября 2025, г. Казань.

РАЗРАБОТКА УСЛОВИЙ И АВТОМАТИЗАЦИЯ КОНТРОЛЯ СОСТОЯНИЯ АОДС

Ходков Т.С.
Филиал АО «СО ЕЭС» Кемеровское РДУ
Кемерово, Россия
e-mail: hodkov99@mail.ru

Аннотация

Состояние вопроса: Автоматика опережающего деления сети (далее – АОДС) применяется на энергообъектах, на которых значения токов коротких замыканий превышают отключающую способность выключателей. Из-за невозможности обеспечить выполнение требований селективности для данной автоматики в энергосистеме фиксируются случаи допущенного ее неправильного срабатывания. Контроль оперативного состояния ее затруднен из-за значительного количества условий, выполнение которых необходимо осуществлять при оценке ее состояния, и значительных рисков при несоответствии ее эксплуатационного состояния режиму работы энергоузла. Неселективное действие можно исключить путем вывода АОДС в случаях, когда необходимость в ней отсутствует, как пример, на время длительного вывода в ремонт генерирующего оборудования в период летней ремонтной компании, а риски ее отказа вследствие ошибочных действий персонала исключить формированием специализированной формы.

Результаты: Для диспетчерского персонала была разработана форма контроля состояния АОДС, которая позволяет принимать решение о необходимости ввода/вывода данной функции.

Выводы: Своевременный вывод функции АОДС позволит уменьшить количество допущенных неправильных срабатываний с сохранением соответствия отключающей способности выключателей уровням токов коротких замыканий

Ключевые слова: релейная защита, автоматика опережающего деления сети, автоматизация, отключающая способность.

DEVELOPMENT OF CONDITIONS AND AUTOMATION OF MONITORING THE STATE OF THE AAND

Timur Khodkov
Branch of «SO UPS», JSC Kemerovo RDM
Kemerovo, Russia
e-mail: hodkov99@mail.ru

Abstract

Background: Automation of the advanced division of the network (hereinafter referred to as AAND) is used at power facilities where the values of short-circuit currents exceed the breaking capacity of switches. Due to the inability to ensure compliance with the selectivity requirements for this automation, cases of its incorrect operation are recorded in the power system. Monitoring of its operational status is difficult due to the significant number of conditions that must be met when assessing its condition, and significant risks if its operational condition does not match the operating mode of the power plant. A non-selective effect can be eliminated by withdrawing an AAND in cases where there is no need for it, for example, for the duration of a long-term withdrawal for repair of generating equipment during the summer repair company, and the risks of its failure due to erroneous actions of personnel can be eliminated by forming a specialized form.

Results: A form for monitoring the status of the automated control system has been developed for dispatching personnel, which allows them to decide on the need for input/output of this function.

Conclusions: Timely withdrawal of the AAND function will reduce the number of incorrect triggers while maintaining compliance with the breaking capacity of the circuit breakers with the levels of short-circuit currents.

Key words: relay protection, automation of advanced network division, automation, breaking capacity.

I. ВВЕДЕНИЕ

Функция АОДС необходима для ограничения токов короткого замыкания на присоединениях, где отключающая способность выключателей ниже

расчетных значений токов КЗ. Поскольку одно из требований, предъявляемых к АОДС, это минимальное время срабатывания и обеспечение чувствительности при КЗ за выключателем, то зачастую уставка АОДС не удовлетворяет требованиям селективности. [4] В рамках

данной работы будет рассматриваться функция АОДС в Комплексе РЗА ЭВ-220 кВ МШВ-220 на Беловской ГРЭС.

II. ОПИСАНИЕ ЭНЕРГООБЪЕКТА

На Беловской ГРЭС установлены выключатели с отключающей способностью 31,5 кА. Также подключены два генератора мощностью 200 МВт к

шинам 110 кВ через повышающий трансформатор и четыре генератора мощностью 2х200 МВт и 2х230 МВт к шинам 220 кВ через повышающий трансформатор. АОДС действует на ЭВ-220 МШВ-220 Рис. 1. АПВ на ЭВ-220 МШВ-220 отсутствует.

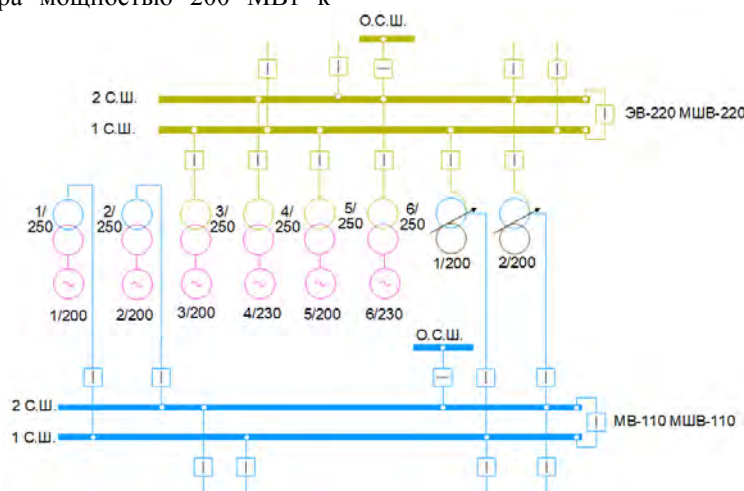


Рис. 1. Схема подключения генераторов на Беловской ГРЭС

III. РАЗРАБОТКА СПЕЦИАЛИЗИРОВАННОЙ ФОРМЫ ДЛЯ ДИСПЕТЧЕРОВ В СК-11

В операционной зоне Кемеровского РДУ на Беловской ГРЭС выполнена АОДС с неселективной уставкой по току, что приводит к допущенным неправильным срабатываниям данной функции. За 2024 год было зафиксировано 5 допущенных неправильных срабатываний при КЗ в прилегающей сети. Неправильные срабатывания увеличивают износ выключателя и уменьшают его ресурс. Также при неправильных срабатываниях в сложных аварийных ситуациях отключение действием АОДС оборудования может усугубить последствия и увеличить время ликвидации аварии. Этих негативных последствий можно избежать путем вывода АОДС на время, когда токи КЗ не превышают отключающую способность выключателей. Зафиксировано, что в летний период при длительном выводе в ремонт нескольких генераторных Блоков на Беловской ГРЭС, необходимость в АОДС отсутствует. Исходя из этого, были просчитаны все комбинации по подключенным/отключенным генераторам и уровни токов коротких замыканий в различных режимах. Итогом стали сформулированные 2 условия, при которых можно выводить функцию АОДС на Беловской ГРЭС.

Условия, при которых можно выводить АОДС на Беловской ГРЭС:

1. Отключение одного Блока на ОРУ 110 кВ (Блок 1 или Блок 2) и любого Блока на ОРУ 220 кВ (Блок 3; Блок 5; Блок 6; Блок 4)
2. Отключение любых двух Блоков на ОРУ 220 кВ

Исходя из сформулированных условий по вводу-выводу функции АОДС на Беловской ГРЭС была сформирована следующая таблица для отслеживания состояния автоматики. (Рис. 2)

Состояние АОДС на Беловской ГРЭС		
РЗ (ПА, оборудование)	Функция АОДС в Комплексе РЗА ЭВ-220 кВ МШВ-220 на Беловской ГРЭС	
Требуемое	Введена	
Фактическое	Выведена	
Функция АОДС в Комплексе РЗА ЭВ-220 кВ МШВ-220 на Беловской ГРЭС		
Параметр	Факт	Требуется изменение состояния
Отключен один и более Блоков на ОРУ 110 кВ И Отключен один и более Блоков на ОРУ 220 кВ	Нет	Да
Отключение любых двух и более блоков на ОРУ 220 кВ	Нет	Да

Рис. 2. Разработанная форма

IV. РЕЗУЛЬТАТ ИНТЕГРИРОВАНИЯ РАЗРАБОТАННОЙ ФОРМЫ В ПРОГРАММНЫЙ КОМПЛЕКС СК-11

После разработки формы для отслеживания состояния АОДС на Беловской ГРЭС, возникла необходимость ее интегрирования в программный комплекс СК-11. Для этого по дискретным сигналам включено/отключено от коммутационных аппаратов, таких как генераторные выключатели и разъединители, формировались команды для состояния АОДС -

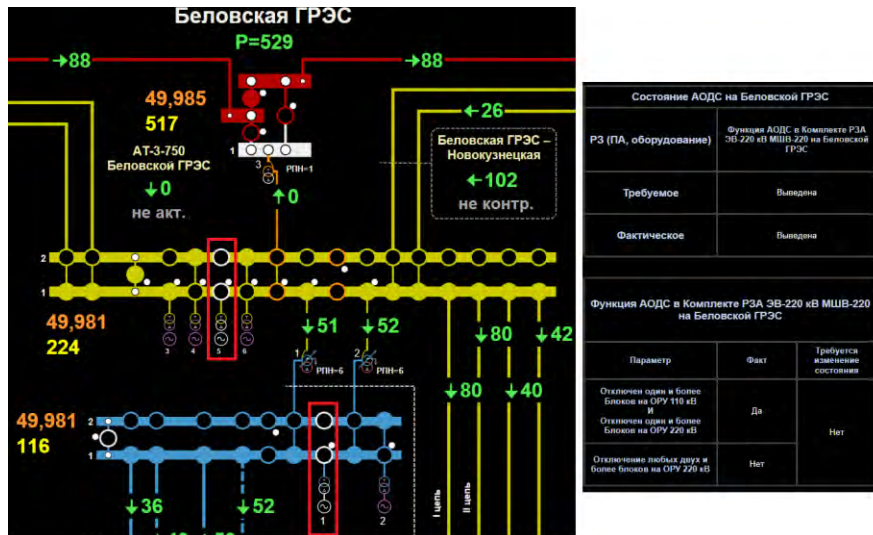


Рис. 5. Форма для отслеживания состояния АОДС на Беловской ГРЭС при одном отключенном генераторе на 220 кВ и одном отключенном генераторе на 110 кВ

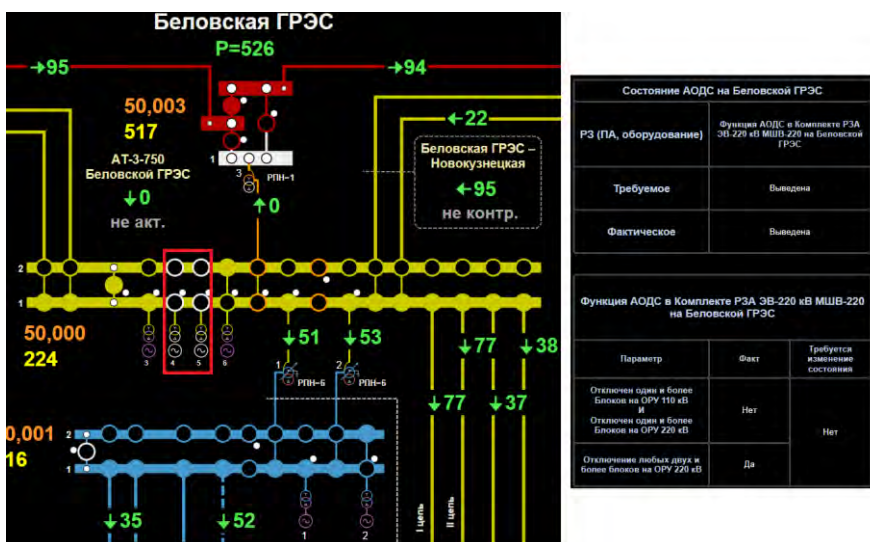


Рис. 6. Форма для отслеживания состояния АОДС на Беловской ГРЭС при двух отключенных генераторах на 220 кВ

На Рис. 6 отключены два генератора на 220 кВ, это соответствует второму из условий по выводу АОДС. Фактическое состояние автоматики соответствует требуемому, поэтому цветовая индикация отсутствует.

Следует отметить, что проверка работоспособности разработанной формы при различных коммутациях генераторных выключателей проводилась на полигонном домене СК-11. После проведения тестирования и подтверждения правильности работы формы для отслеживания состояния АОДС на Беловской ГРЭС, таблица была перенесена на основной домен СК-11.

V. РЕЗУЛЬТАТЫ

В результате внедрения разработанной формы по отслеживанию состояния АОДС в программный комплекс СК-11 удастся исключить неправильные срабатывания и повысить надежность энергосистемы. При этом значения токов коротких замыканий не будут превышать отключающую способность выключателей, а параметры настройки АОДС обеспечат требуемый коэффициент чувствительности при коротких замыканиях за выключателем. Форма по отслеживанию

состояния АОДС на Беловской ГРЭС является пилотным проектом. В перспективе после выявления и анализа влияющих факторов на уровни токов КЗ планируется определить возможность разработки аналогичной формы для других объектов ОЗ Кемеровского РДУ, на которых используется функция АОДС.

Список литературы

- [1] Высоковольтные вакуумные выключатели распределительных устройств : учебное пособие / К.А. Набатов, В.В. Афонин. – Тамбов : Изд-во ГОУ ВПО ТГТУ, 2010 – 96 с. – 75 экз.
- [2] Справочник по проектированию электрических сетей / под ред. Д. Л. Файбисовича. – 4-е изд., перераб. и доп. –М. : ЭНАС, 2012 – 376 с. : ил.
- [3] Чернобровов Н.В. / Релейная защита. Учебное пособие для техникумов. Изд. 5-е, перераб. и доп. М.»Энергия», 1974. 680 с.:ил
- [4] АО «СО ЕЭС»; // Методические указания по расчету и выбору параметров настройки резервных токовых защит линий электропередачи 110 кВ и выше, 2023.
- [5] АО «СО ЕЭС»; // Руководство по работе с приложениями ОИК СК-11, 2024.

ПЕРЕХОД ОТ АВТОМАТИЗИРОВАННОЙ К АВТОМАТИЧЕСКОЙ ПРОВЕРКЕ РЕЛЕЙНОЙ ЗАЩИТЫ

Чебыкин А.К.
ПАО «Россети Сибирь»
Красноярск, Россия
e-mail: CHEbykin_AK@rosseti-sib.ru

Аннотация

Состояние вопроса: Переход от автоматизированной к автоматической проверке релейных защит рассматривается как перспективное направление развития электроэнергетики, поскольку позволяют исключить факторы, оказывающие влияние на надёжное и правильное срабатывание комплексов РЗА.

Материалы и методы: Проведено исследование существующих решений на базе российских программно-измерительных комплексов и их зарубежных аналогов, на предмет автоматизации проверки релейных защит. В качестве материалов были использованы руководства по эксплуатации соответствующих комплексов, находящиеся в открытом доступе, государственные стандарты. Проведено обобщение результатов исследования в рамках автоматизированной проверки, проведена оценка перспективности дальнейшего развития автоматизации и перехода к автоматическим системам проверки релейных защит. Предложена модель интеграции нейронной сети в процесс проверки релейной защиты.

Результаты: Предложена модель системы автоматической проверки, основой которой является интеграция нейронной сети.

Выводы: Учитывая движение научно-технического прогресса рекомендуется рассматривать переход к автоматической проверке релейных защит как один из вариантов дальнейшего развития РЗА.

Ключевые слова: релейная защита, автоматизация, надёжность, нейросеть.

TRANSITION FROM AUTOMATED TO AUTOMATIC TESTING OF RELAY PROTECTION

Andrey Chebykin
Public Joint Stock Company «Rosseti Sibir»
Krasnoyarsk, Russia
e-mail: CHEbykin_AK@rosseti-sib.ru

Abstract

Background: The transition from automated to automatic testing of relay protections is considered a promising direction for the development of the electric power industry, as it eliminates factors that affect the reliable and correct operation of relay protection systems.

Materials and Methods: A study was conducted on existing solutions based on Russian software and measurement systems and their foreign counterparts, with the aim of automating the verification of relay protection systems. The study used open-source user manuals and government standards as materials. The results of the study were summarized, and the prospects for further development of automation and the transition to automatic relay protection verification systems were assessed. A model for integrating a neural network into the relay protection verification process was proposed.

Results: A model of an automatic verification system based on neural network integration.

Conclusions: Given the progress of scientific and technological development, it is recommended to consider the transition to automatic testing of relay protection as one of the options for further development of relay protection.

Key words: relay protection, automation, reliability, neural network.

I. ВВЕДЕНИЕ

Модернизация комплексов релейных защит электросетевых объектов является неотъемлемой частью развития электрических сетей и систем, в рамках которого происходит замена морально и физически устаревшего оборудования на более технологичное, надежное и энергоэффективное. Однако следует учитывать факт того, любая модернизация крупного промышленного комплекса, в том числе электроэнергетического, всегда проходит с задержкой во времени и неизбежно сталкивается с различными тормозящими факторами. Рассматривая техническую сторону вопроса развития устройств автоматизированной проверки релейной защиты необходимо учитывать отсутствие возможности осуществления глобальной автоматизации. Понимая уровень сложности реализации, автоматизация проверки релейных защит до автоматического уровня целесообразна только при должном уровне автоматизации электроэнергетического комплекса в целом, однако учитывая достигнутые результаты научно-технического прогресса, необходимо проводить оценку перспективных возможностей, которые открывает появление новой техники и технологий.

II. ПРИМЕНЯЕМЫЕ СПОСОБЫ ПРОВЕРКИ РЕЛЕЙНОЙ ЗАЩИТЫ

На сегодняшний день проверка параметров релейных защит осуществляется с помощью специальных программно-измерительных комплексов, позволяющих осуществлять выдачу электрических и цифровых величин по специально предназначенным для этого каналам.

Преимущественно используемое оборудование представляет собой комплексы автоматизированной проверки релейной защиты, для которой оператор задаёт необходимые входные параметры, ожидаемые выдержки времени, а результат срабатывания фиксирует с помощью выходных реле или специальных дискретных выходов.

Автоматизация процесса в данном случае происходит на уровне программно-измерительного комплекса и его внутренних алгоритмов. Производители предоставляют унифицированные алгоритмы как для проверки различных типов «классических» защит (ДЗТ, МТЗ, ТЗНП) так и для сложных программно-реализуемых защит, таких как АОПЧ и др. [1] Схема проверки релейной защиты в рамках автоматизированной системы представлена на рис. 1.

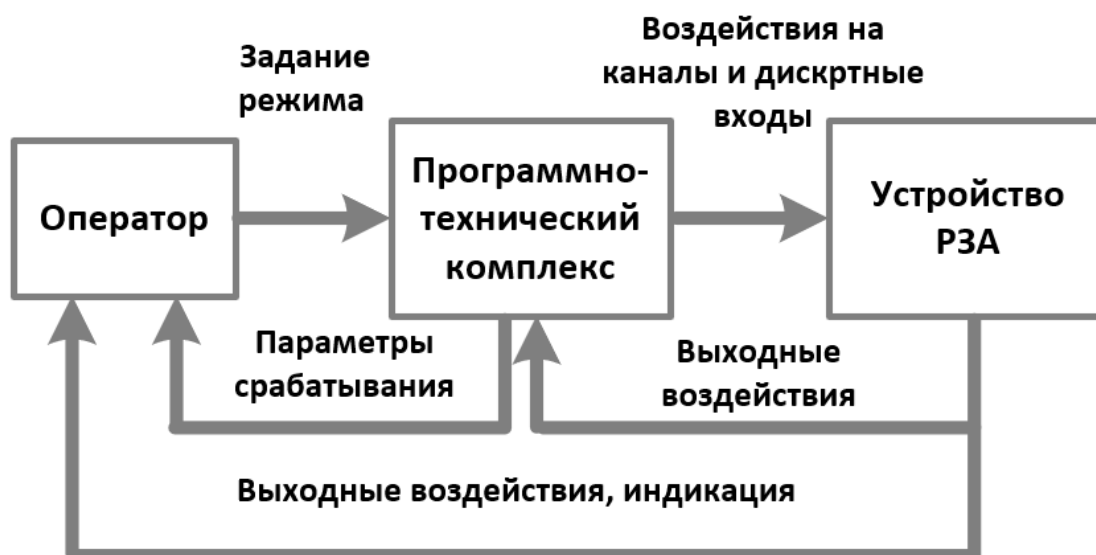


Рис. 1. Автоматизированная схема проверки релейной защиты

Схема описывает процесс автоматизации проверки защит на примере одной из специализированных программ программно-технического измерительного комплекса отечественного производства «РЕТОМ-71», предназначенного для проверки всех типов устройств защиты, требующих подачи до шести источников тока и до шести источников напряжения, в том числе требующих фазовое и частотное регулирование [2]. Специализированная программа учитывает специфику работы конкретной защиты, позволяет корректно проводить проверку защиты с помощью установленной последовательности корректного подключения, а также сокращает трудозатраты при выполнении наладки. Алгоритм действий в случае проверки защит

неавтоматизированным способом задаётся и осуществляется непосредственно инженером-наладчиком в соответствии с заданными параметрами срабатывания, выдержками времени, входными и выходными сигналами срабатывания терминала, определёнными бланком уставок на конкретное устройство РЗА. Неавтоматизированный способ проверки важен при На сегодняшний день данные схемы проверки позволяют эффективно осуществлять наладку как защит на традиционных принципах, так и в рамках наладки высокоавтоматизированных подстанций.

III. ПЕРЕХОД ОТ АВТОМАТИЗИРОВАННОЙ К АВТОМАТИЧЕСКОЙ ПРОВЕРКЕ РЕЛЕЙНЫХ ЗАЩИТ

Центральную роль в наладке релейных защит занимает оператор или, приближая понятия ближе к отрасли, инженер-наладчик, который, используя описание конфигурации системы и ИЭУ, настраивает технологические и системные параметры ИЭУ в соответствии с проектными требованиями [3]. На практике даже опытный специалист может под влиянием человеческого фактора совершать ошибки, которые, допущенные при настройке РЗА, могут быть не выявлены при комплексном опробовании и привести к некорректной работе защит при повреждении защищаемого элемента. В связи с вышеуказанным, а также с ростом требуемой квалификации при наладке и эксплуатации высокоавтоматизированных подстанций, растёт необходимость разработки системы, исключающей ошибки при наладке более сложных систем.

В качестве такого оператора предлагается рассмотреть возможность использования нейронной сети. Задачи, требующие решения в рамках наладки ВАПС, предполагают:

1. интеграцию нейросети и её взаимодействие с цифровым двойником объекта и прилегающей сети. Решение предполагает анализ конфигурации ПС для расчёта параметров защит;

2. проверкой этих параметров для каждой конкретной защиты путём имитации выдачи, последующего получения сигналов (SV-поток, Goose, MMS) и последующего анализа работы защит;

3. проверкой отсутствия излишне введённых защит, входных воздействий и накладок, определение степени их влияния на работу системы.

Для того, чтобы нейронная сеть была способна выполнить поставленную задачу, ее необходимо обучить. Различают алгоритмы обучения с учителем и без учителя. Процесс обучения с учителем представляет собой предъявление сети выборки обучающих примеров. Каждый образец подается на входы сети, затем проходит обработку внутри структуры НС, вычисляется выходной сигнал сети, который сравнивается с соответствующим значением целевого вектора, представляющего собой требуемый выход сети. Затем по определенному правилу вычисляется ошибка, и происходит изменение весовых коэффициентов связей внутри сети в зависимости от выбранного алгоритма. Векторы обучающего множества предъявляются последовательно, вычисляются ошибки и веса подстраиваются для каждого вектора до тех пор, пока ошибка по всему обучающему массиву не достигнет приемлемо низкого уровня. Схема процесса обучения сети представлена на рис. 2 [4].

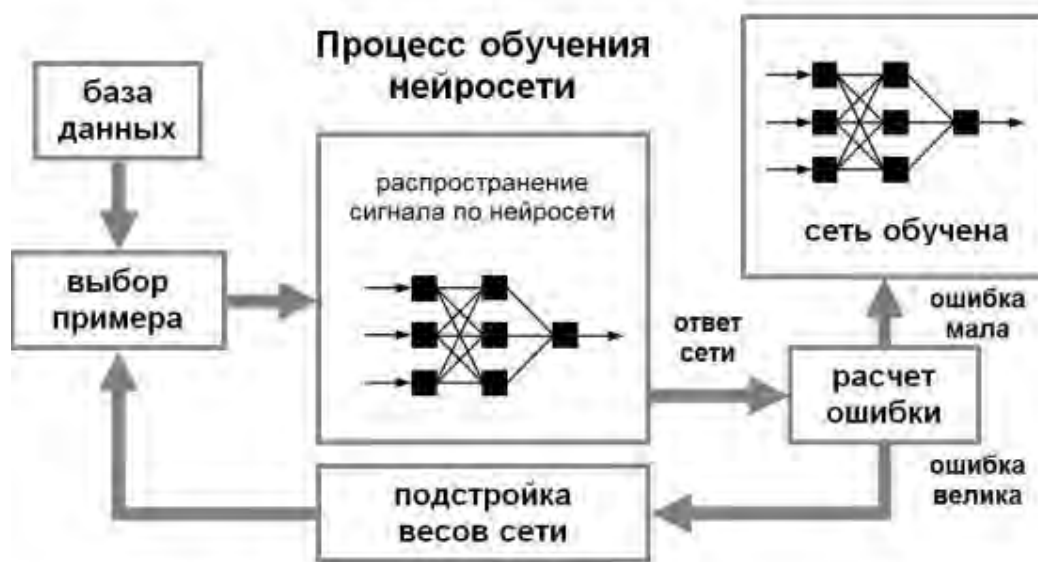


Рис. 2. Схема обучения сети

Преимущество нейронной сети как оператора при настройке и конфигурации РЗА заключается в возможности глубинного обучения – специализированного типа машинного обучения, который использует компьютерный интеллект, который не дает ответ сразу. Вместо этого код запускается на тестовых данных и, исходя из правильности их результатов, корректирует выходные данные. Для успешности этого процесса обычно используются разнообразные техники, специальное программное обеспечение и информатика, описывающая статические методы и линейную алгебру [4].

Рассматривая интеграцию нейронной сети в схему проверки параметров РЗА в рамках схемы, приведенной на рисунках 1 и 2, в качестве базы данных необходимо использовать совокупность цифровых моделей ПС с указанием основных параметров, видов оборудования и прочих необходимых характеристик, а также нормативные ограничения по таким параметрам как коэффициент надежности, коэффициент чувствительности и т.д. [5].

В рамках примера, загружаемого в нейросеть, необходима цифровая модель конкретного объекта, на

котором производится наладка устройств РЗА. Цифровой двойник - цифровое представление наблюдаемого производственного элемента с взаимной синхронизацией между ними [6]. Важно в рамках наладки проанализировать цифровой двойник не только конкретного элемента, но и смежной сети для корректного анализа её параметров сети, расчёта токов коротких замыканий, определения необходимости применения конкретных видов защит, расчёт параметров их срабатывания.

Далее, исходя из полученных параметров срабатывания, система проверяет на соответствие исходной информации заданные в устройствах РЗА уставки и в случае несоответствия производит их замену. После этого с помощью программно-технического измерительного комплекса (встроенного или внешнего) проверяется корректность работы комплекса РЗА, и исправность прочих функций. Полученный результат

фиксируется нейросетью путём компиляции результатов проверок в единый сценарий работы РЗА и сверкой её с требуемым сценарием работы РЗА, коммутационных аппаратов и других систем.

Заключительным этапом является формирование протоколов, которые включают в себя необходимую информацию о работе системы, формируемые с учётом требований к конкретной защите, комплексу защит или объекту, в рамках которых проводится проверка.

Таким образом, мы получаем модель системы, представленную на рис. 3, которая способна быстро осуществлять проверку устройств РЗА, исключить влияние человеческого фактора, тем самым повышая надёжность и безопасность эксплуатации электроэнергетических систем.

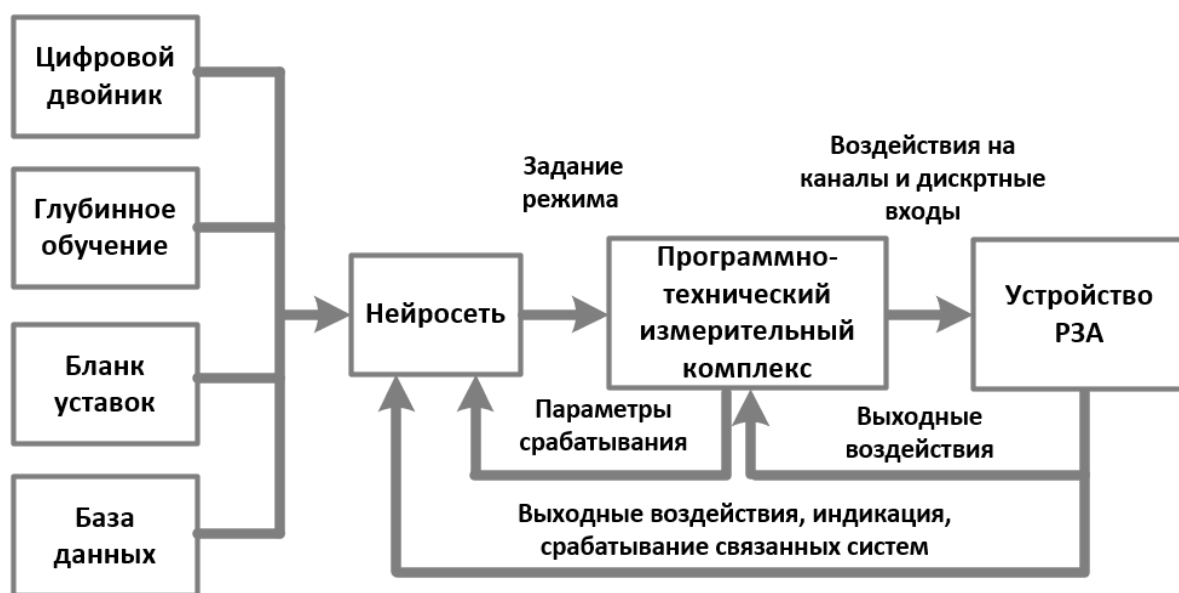


Рис. 3. Схема автоматической проверки релейной защиты

Следует учитывать, что данная модель может быть рассмотрена как самостоятельная, так и вспомогательная система, в которой оператор будет осуществлять функции контроля, надзора и требуемое функционирование всех составляющих системы.

Список литературы

- [1] ГОСТ 59909-2021 «Единая энергетическая система и изолированно работающие энергосистемы. Релейная защита и автоматика
- [2] БРГА.441323.035 РЭ. Ретом-71. Комплекс программно-технический измерительный. Руководство по эксплуатации. Редакция 240717 [Электронный ресурс] URL: <https://dynamics.com.ru/userfiles/file/support/retom-71.pdf?ysclid=mhyyqrzned32597057>
- [3] Д.А. Крылов, В.В. Прокопьев, Р.В. Разумов. Использование конфигуратора scl-express при проектировании цифровых подстанций [Электронный ресурс] URL: https://ekra.ru/upload/iblock/67d/006_Krilov_NTC_EES_3_52.pdf?ysclid=mhxfxn881215152965 Кискачи В.М., Назаров Ю.Г. Сигнализация однофазных замыканий на землю в компенсированных кабельных сетях 6-10 кВ / Труды ВНИИЭ. Вып. 16. – М.: Госэнергоиздат. – 1963. – С. 219–251.
- [4] Искусственные нейронные сети и приложения: учеб. пособие / Ф.М. Гафаров, А.Ф. Галимянов. – Казань: Изд-во Казан. ун-та, 2018. – 121 с.
- [5] Правила устройства электроустановок (ПУЭ). Седьмое издание. Раздел 1. Общие правила. Глава 1.8» (утв. Приказом Минэнерго РФ от 09.04.2003 №150)
- [6] ISO 23247-1-2021 «Системы автоматизации и интеграция. Цифровой двойник для производства»

ВОПРОСЫ, СВЯЗАННЫЕ С ПРИМЕНЕНИЕМ ТЗНП НА ПОНИЖАЮЩИХ ТРАНСФОРМАТОРАХ

Шабаль Н.С.
Филиал АО «СО ЕЭС» Тульское РДУ
Тула, Россия
e-mail: shabalns92.suv@yandex.ru

Аннотация

Состояние вопроса: В целях обеспечения защиты понижающих трансформаторов с глухозаземлённой нейтралью при обрывах с коротким замыканием на землю в сторону трансформатора, субъектами электроэнергетики на существующих, или вновь устанавливаемых, в рамках строительства (реконструкции), понижающих трансформаторах подстанций (далее - ПС) и электрических станций (далее - ЭС) начали применяться функции/устройства токовых защит нулевой последовательности (далее - ТЗНП). Применение ТЗНП в данном случае требует рассмотрения вопроса необходимости применения ТЗНП, причин по которым существующего состава устройств РЗА недостаточно, а также условий выбора параметров настройки и взаимодействия субъектов энергетики с ДЦ в части их расчёта и согласования.

Материалы и методы: использовались источники, в которых освещено о необходимости защиты понижающих трансформаторов по средством ТЗНП. Необходимые расчёт выполнялись по средствам ПВК АРУ РЗА.

Результаты: Определены повреждения, при которых существующий состав устройств РЗА понижающих трансформаторов и ЛЭП, от которых выполняется их питание, не выполняют полноценную защиту. Рассмотрены варианты дополнения устройств РЗА понижающих трансформаторов функцией ТЗНП.

Выводы: Необходимость использования ТЗНП на понижающих трансформаторах с глухозаземлённой нейтралью. Оптимальной схемой подключения ТЗНП к ТТ нейтрали. Необходимость взаимодействия субъектов электроэнергетики с ДЦ в части параметров настройки ТЗНП понижающих трансформаторах с глухозаземлённой нейтралью.

Ключевые слова: ТЗНП на понижающих трансформаторах, Работа трансформаторов с глухозаземлённой нейтралью, ТТ нейтрали для подключения ТЗНП.

QUESTIONS RELATED TO THE USE OF ZSCP ON STEP-DOWN TRANSFORMERS

Nikolai Shabal
JSC SO EES Tula RDU Branch
Tula, Russia
e-mail: shabalns92.suv@yandex.ru

Abstract

Background: To ensure protection of step-down transformers with a solidly earthed neutral during short-circuit faults to ground toward the transformer, power industry entities have begun using zero-sequence current protection (ZSCP) functions/devices on existing or newly installed step-down transformers at substations (hereinafter referred to as SS) and power plants (hereinafter referred to as PP) during construction (reconstruction). The use of ZSCP in this case requires consideration of the need for ZSCP, the reasons why the existing set of protection devices is insufficient, as well as the conditions for selecting the setting parameters and the interaction between power industry entities and DCs regarding their calculation and coordination.

Materials and Methods: Sources were used that discussed the need to protect step-down transformers using ZSCP. The necessary calculations were performed using the PVK ARU RZA.

Results: Faults were identified for which the existing protection devices for step-down transformers and the power lines supplying them do not provide adequate protection. Options for adding the ZSCP function to the protection devices for step-down transformers were considered.

Conclusions: The need to use a grounded neutral rectifier on step-down transformers. Optimal connection scheme for a grounded neutral rectifier to a neutral CT. The need for interaction between power industry entities and the DC regarding the setting parameters for a grounded neutral rectifier on step-down transformers.

Key words: ZSCP on step-down transformers, Operation of transformers with a solidly grounded neutral, Neutral CT for connecting ZSCP.

1. ВВЕДЕНИЕ

В целях выполнения требований [1], субъекты электроэнергетики на существующих, или вновь устанавливаемых, в рамках строительства (реконструкции), понижающих трансформаторах подстанций (далее - ПС) и электрических станций (далее - ЭС) начали применять функции/устройства токовых защит нулевой последовательности (далее - ТЗНП). Использование ТЗНП на понижающих трансформаторах требует рассмотрения ряда вопросов, связанных с необходимостью её использования, схемами подключения и условиями выбора параметров настройки.

II. ТРЕБОВАНИЯ НТД О НЕОБХОДИМОСТИ ПРИМЕНЕНИЯ ТЗНП Понижающих трансформаторов

В соответствии с [1] трансформаторы должны быть оснащены устройствами РЗА для защиты от внутренних, внешних КЗ и ненормальных режимов их работы включающими в себя основные защиты и резервные защиты от междуфазных и однофазных КЗ.

В [2] указана необходимость применения ТЗНП на стороне ВН трансформатора в случае наличия питания с других сторон (СН, НН) трансформатора, а [4] дополнительное условие — это работа с заземлённой нейтралью.

В указаниях [5], [6] предназначением ТЗНП определено резервирование быстродействующих защит при КЗ на землю в обмотке и на стороне ВН трансформатора (в сети ВН), в тоже время в указаниях [7] основным назначением ТЗНП стороны ВН трансформаторов указана защита самого трансформатора.

Но общим в перечисленных указаниях является наличие питания со стороны НН (СН).

III. ВИДЫ ПОВРЕЖДЕНИЙ, ПРИ КОТОРЫХ РАССМАТРИВАЕТСЯ ПРИМЕНЕНИЕ ТЗНП НА Понижающих трансформаторах

Помимо коротких замыканий и прочих ненормальных режимов работы в [8], [9] рассмотрен такой вид повреждения как обрыв фазы с замыканием на землю в сторону трансформатора, работающего с заземлённой нейтралью.

В целях необходимости ликвидации таких повреждений были разработаны указания [10] и выпущено распоряжение [11].

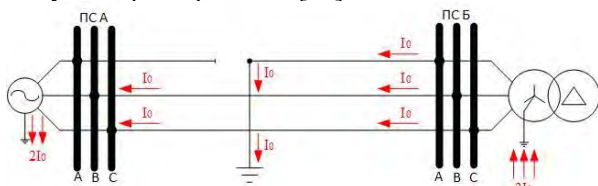


Рис. 1. Схема растекания токов по фазам при обрыве фазы А и замыкании её на землю со стороны ПС Б

На рис. 1 рассмотрен обрыв фазы А с замыканием её на землю в сторону трансформатора с заземлённой нейтралью. В контур протекания токов КЗ входят сопротивления трансформатора ПС Б, ЛЭП А-Б, что в

сумме даёт значительное общее сопротивление, тем самым снижая уровень токов КЗ в месте КЗ, в отличие от уровня токов при КЗ без обрыва. Помимо прочего величины токов I_0 по разным концам ЛЭП будут отличаться, причём в большую сторону для ПС Б. Также необходимо заметить направление токов I_0 которое для ПС А похоже на внешнее, что может негативно влиять на работу РМ, так как в большинстве случаев последняя ступень ТЗНП со стороны питающей ПС как правило выполняется направленной.

Данный вид повреждения наиболее характерен для ПС, питание которых осуществляется от ЛЭП с односторонним питанием (тупиковые ЛЭП).

Также такие случаи возможны и на транзитных ЛЭП с отпайками, а также на ПС со схемой «мостик» и одним выключателем (без выключателей в цепях линий и трансформаторов). [11]

На рис. 2 рассмотрен обрыв фазы А с замыканием её на землю в сторону ПС №2 питание которой осуществляется от тупиковой ЛЭП 1-2. Протекающие к месту повреждения токи КЗ для ЛЭП 1-2 сопоставимы с токами нагрузки, а для трансформатора Т-1 ПС №2 - через нейтраль протекает ток $3I_0$, растекающийся по трём фазам величиной, превышающей номинальный ток стороны ВН трансформатора в 1,8 раза.

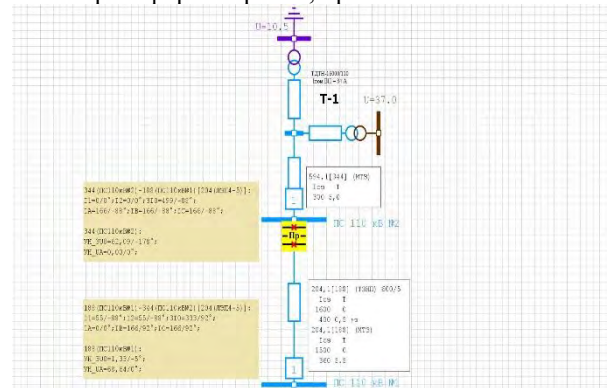


Рис. 2. Пример обрыва фазы А и замыкании её на землю со стороны питаемой ПС 110 кВ №2 от тупиковой ЛЭП 110 кВ 1

На рис. 3 рассмотрен обрыв фазы А с замыканием её на землю в сторону ПС №3 питание которой осуществляется от транзитной ЛЭП 1-2 с отп на ПС №3.

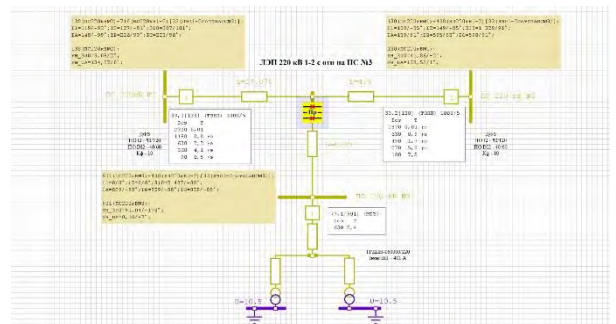


Рис. 3. Пример обрыва фазы А и замыкании её на землю со стороны питаемой ПС 220 кВ №3 от транзитной ЛЭП 220 кВ 1-2 с отп на ПС №3

Для трансформатора ПС №3 - через нейтраль протекает ток $3I_0$, растекающийся по трём фазам

величиной, превышающей номинальный ток стороны ВН трансформатора в 2 раза.

IV. ОЦЕНКА РАБОТЫ УСТРОЙСТВ РЗА ЛЭП И ТРАНСФОРМАТОРОВ ПРИ ОБРЫВЕ ФАЗЫ И ЕЁ ЗАМКНИИ СО СТОРОНЫ ПС С ЗАЗЕМЛЕННЫМ ТРАНСФОРМАТОРОМ

Рассмотрим действие устройств РЗА для представленных выше случаев:

1. Для случая по рис. 2:

– ТЗНП и МТЗ ЛЭП 1-2, установленные со стороны питающей ПС №1, и МТЗ Т-1, установленная на стороне ВН Т-1 ПС №2, действовать на отключение не будет, по причине недостаточной чувствительности токовых органов;

– ДЗТ Т-1 ПС №2 работать не будет по принципу действия (схема соединения вторичных обмоток ТТ - треугольник).

2. Для случая по рис. 3:

– со стороны ПС №1 хватает чувствительности для срабатывания токового органа 2 ступени ТЗНП ЛЭП 1-2 с отп на ПС №3;

– со стороны ПС №2 чувствительность обеспечивается только для токового органа 5 ступени ТЗНП ЛЭП 1-2 с отп на ПС №3, но с учётом каскадного действия, после срабатывания ТЗНП на ПС №1, уровень токов (на рис. 3 не показано) будет достаточен для срабатывания токового органа 3 ступени ТЗНП. Отдельно стоит вопрос по работе РМ, но в данной статье он не рассматривается;

– основной защитой ЛЭП 1-2 с отп на ПС №3 является ДФЗ, выполненная на МП терминалах, имеющая в своём составе как традиционные пусковые и отключающие органы, так и органы по приращению. Со стороны ПС №1 и ПС №2 отключающие органы по I_2 сработают, но чувствительность их не соответствует нормативным значениям [13];

– МТЗ Т, установленная на стороне ВН Т ПС №3, подействует, но её чувствительность не соответствует нормативным значениям [13].

V. ВАРИАНТЫ ПРИМЕНЕНИЯ ТЗНП, ОБЕСПЕЧИВАЮЩИЕ ЗАЩИТУ Понижающих ТРАНСФОРМАТОРОВ ОТ ОБРЫВА ФАЗЫ И ЗАМКНИИ ЕЁ В СТОРОНУ ТРАНСФОРМАТОРА

Как показано выше, в ряде случаев основные и резервных защит ЛЭП, установленные на питающих концах, а также защиты трансформатора (тупиковых ЛЭП), реагирующие на фазные токи, не могут обеспечить нормируемую чувствительность [11].

Для обеспечения действия устройств РЗА при обрыве фазы и замыкании ее на землю в сторону трансформатора в [11] как для тупиковых, так и для транзитных ЛЭП рассматривается применение ТЗНП со стороны ПС откуда осуществляется питание. Предусматривается использование как существующих, так и дополнительно устанавливаемых ступеней ТЗНП с большими выдержками времени срабатывания, а также необходимостью согласования с резервными защитами трансформатора, а для транзитных ЛЭП ещё и с ТЗНП присоединений, отходящих от шин противоположной транзитной ПС.

Условия выбора параметров настройки ТЗНП перечислены в [11]. Однако, необходимо сразу подчеркнуть, что выбор такой ступени ТЗНП может быть проблематичен (с точки зрения необходимости идти на нарушения селективности), или невозможен (ввиду невозможности невыполнения условий отстройки). Помимо прочего, для надёжности такую ТЗНП лучше делать ненаправленной, что также добавляет сложности по выбору параметров ее настройки.

В [12] предложено решение с установкой ТЗНП на трансформаторе с заземлённой нейтралью приёмной ПС. Выбор уставок ТЗНП по рассмотренному варианту также требует согласования с ТЗНП присоединений, отходящих от питающей ПС, но даже на первый взгляд, предложенное решение с точки зрения выбора параметров настройки, выглядит предпочтительнее.

VI. ПРЕИМУЩЕСТВА И НЕДОСТАТКИ ПРЕДЛОЖЕННЫХ ВАРИАНТОВ РАЗМЕЩЕНИЯ ТЗНП ДЛЯ ЛИКВИДАЦИИ ОБРЫВА ФАЗЫ С ЕЁ ЗАМКНИИ СО СТОРОНЫ ПРИЁМНОЙ ПС

Для первого варианта, предусматривающего использование ТЗНП на питающих ПС [11], помимо указанных выше сложностей при выборе параметров необходимо отметить:

– при рассматриваемых повреждениях, (рис. 2 и рис. 3) ТЗНП, установленные на питающих ПС, реагируют только на часть тока $3I_0$;

– ликвидация повреждения осуществляется отключением выключателей на питающей ПС, что в случае, представленном на Рисунке 2, не вызывает каких-либо последствий, а в случае, представленном на рис. 3, сопровождается отключением транзита.

Для второго варианта, предлагающего использование ТЗНП, установленной на стороне ВН трансформатора питаемой ПС, следует выделить следующее:

– защита реагирует на полный ток $3I_0$, протекающий со стороны трансформатора с заземлённой нейтралью;

– локализация повреждения осуществляется путем отключения трансформатора, для которого это повреждение несет непосредственную угрозу, что для случая по рис. 3 ведет не только к сохранению транзита, но и по сути, к ликвидации ненормального режима работы ЛЭП, так как неполнофазного режима по транзитной части ЛЭП уже не будет.

Рассмотрим варианты организации ТЗНП по второму варианту.

VII. ВАРИАНТЫ ПОДКЛЮЧЕНИЯ ТЗНП, УСТАНОВЛИВАЕМОЙ НА ТРАНСФОРМАТОР СО СТОРОНЫ ПРИЁМНОЙ ПС

В [4] рассмотрены следующие варианты включения ТЗНП трансформатора:

1. Включение на ТТ ВН трансформатора, соединённые в фильтр токов нулевой последовательности;

2. Включение на ТТ нейтрали трансформатора.

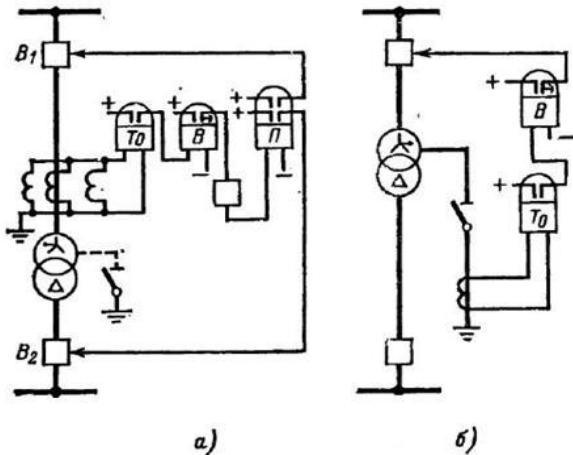


Рис. 4. Варианты подключения ТЗНП к ТТ трансформатора

Оба варианта подключения ТЗНП к ТТ, изображённые на рис. 4, выполняют задачу ликвидации КЗ с обрывом фазы и возникновением замыкания на землю в сторону трансформатора.

Из плюсов первого варианта подключения ТЗНП к ТТ, изображенного на рис. 4а, появление дополнительной защиты трансформатора. Из минусов необходимость согласования защит, установленных на питающей ПС, с ТЗНП трансформатора и, в тоже время, необходимость согласования ТЗНП трансформатора с защитами присоединений, отходящих от шин питающей ПС.

Использование реле мощности с направлением в ЛЭП лишает трансформатор дополнительной защиты и требует трансформатора напряжения на стороне ВН трансформатора, наличие которого для ПС, питание которых осуществляется от тупиковых ЛЭП, необязательно.

Второй вариант подключения ТЗНП к ТТ, изображенный на рис. 4б, лишен недостатков, указанных для первого варианта, обеспечивает защиту обмотки ВН трансформатора, а также отпадает необходимость в использовании реле мощности и не требует согласования защит, установленных на питающей ПС, так как случаев, при котором $3I_0$ будет протекать в сторону заземлённой нейтрали, не будет;

Из минусов можно отметить зависимость от режима заземления нейтрали, что с точки зрения обеспечения защиты трансформатора не оказывает влияния.

VIII. ЗАКЛЮЧЕНИЕ

В части технических мероприятий:

1. Обрыв фазы с замыканием её на землю в сторону трансформатора с заземлённой нейтралью несёт угрозу повреждения трансформаторного оборудования на ПС с односторонним питанием тупиковых и отпаечных ПС.

2. Защиты ЛЭП, устанавливаемые со стороны питающих ПС, могут не обладать достаточной чувствительностью к указанному повреждению, а в случае обеспечения чувствительности, выбор таких

защит значительно усложняется и может вести к появлению неселективностей.

3. ТЗНП, устанавливаемая на трансформаторе, при подключении по токовым цепям к ТТ нейтрали выгодно отличается от других вариантов обеспечения защиты от повреждений, вызванных обрывом фазы и замыканием её в сторону трансформатора. Не требуется усложнения защиты (отсутствует необходимость использования РМ), реализация возможна без значительных реконструкций.

Список литературы

- [1] Требования к оснащению линий электропередачи и оборудования объектов электроэнергетики классом напряжения 110 кВ и выше устройствами и комплексами релейной защиты и автоматики, а также к принципам функционирования устройств комплексов релейной защиты и автоматики: [Текст] Приказ Минэнерго РФ №101 от 13.02.2019.
- [2] Руководящие указания по релейной защите №13А. Релейная защита понижающих трансформаторов и автотрансформаторов 110-500 кВ. Схемы: [Текст]
- [3] Руководящие указания по релейной защите №13Б. Релейная защита понижающих трансформаторов и автотрансформаторов 110-500 кВ. Расчёты. [Текст]
- [4] Чернобровов Н.В. Релейная защита [Текст]
- [5] СТО 56947007-29.120.70.99-2011 Методические указания по выбору параметров срабатывания устройств РЗА подстанционного оборудования производства ООО НПП ЭКРА [Текст]
- [6] СТО 56947007-29.120.70.137-2012 Методические указания по выбору параметров срабатывания устройств РЗА серии SIPROTEC (Siemens AG) трансформаторов с высшим напряжением 110-220 кВ [Текст]
- [7] СТО 56947007-29.120.70.098-2011 Методические указания по выбору параметров срабатывания устройств РЗА оборудования подстанций производства ООО «АББ Силовые и Автоматические Системы» [Текст]
- [8] Авербух А.М. Примеры расчётов неполнофазных режимов и коротких замыканий Энергия. Ленинград 1979 [Текст]
- [9] Релейная защита понижающих трансформаторов от коротких замыканий на линии при разрыве фаз Маруда И.Ф. Электрически станции №2 2003г стр. 44-46 [Текст]
- [10] Указание Мосэнерго №30-21/153 на д.п. ЦСЗ №459 от 11.11.87 «О релейной защите линий при однофазных к.з. с обрывом повреждённой фазы» [Текст]
- [11] Распоряжение по ЦСЗ Мосэнерго от 21.01.1988 «О релейной защите при однофазных к.з. с обрывом повреждённой фазы» [Текст]
- [12] Письмо Курскэнерго №207-8/1506 от 30.07.91г. «О защитах трансформаторов» [Текст]
- [13] Требования к релейной защите и автоматике различных видов и её функционированию в составе энергосистемы: [Текст] Приказ Минэнерго РФ №546 от 10.07.2020.

ОПРЕДЕЛЕНИЕ ЗАВИСИМОСТИ НАСТРОЙКИ УСТРОЙСТВ АЛАР ОТ МЕСТА ЗАМЕРА ПАРАМЕТРОВ ЭЛЕКТРОЭНЕРГЕТИЧЕСКОГО РЕЖИМА

Шакурин И.В.
Филиал АО «СО ЕЭС» Кемеровское РДУ
Кемерово, Россия
e-mail: Shakurin-IV@kuzb.so-ups.ru

Аннотация

Состояние вопроса: Асинхронный режим (АР) является довольно тяжелой аварией в энергосистеме (ЭС), поэтому особенно важно обеспечить корректную настройку устройств автоматики ликвидации асинхронного режима (АЛАР), способную надежно выявлять и гарантированно ликвидировать всевозможные АР в защищаемом сечении. Особый интерес представляет расчёт параметров настройки для устройств АЛАР, измерительные органы (ИО) которых осуществляют замер параметров электроэнергетического режима на разных классах напряжений.

Материалы и методы: Для расчёта переходных процессов и построения годографов сопротивления применялся программный комплекс (ПК) RUSTab. Оценка и анализ зависимостей осуществлялись графическим методом.

Результаты: Выявлено влияние места замера параметров электроэнергетического режима на настройку устройств АЛАР.

Выводы: Результаты исследования показали, что место замера параметров режима играет ключевую роль в настройке устройств.

Ключевые слова: устойчивость электроэнергетической системы, асинхронный режим, автоматика ликвидации асинхронного режима.

DETERMINATION OF CORRELATION AMEA CONFIGURATION ACCORDING TO LOCATION OF MEASURE OF THE POWER SYSTEM MODE PARAMETERS

Ilya Shakurin
«System Operator of the United Power System», Joint-stock Company
Kemerovo, Russia
e-mail: Shakurin-IV@kuzb.so-ups.ru

Abstract

Background: Asynchronous mode (AM) is a rather severe emergency in a power system (PS), so it is especially important to ensure the correct configuration of automatic asynchronous mode elimination automation (AMEA) capable of reliably eliminating all types of AM in the controlled section. Of particular interest is the calculation of the configuration parameters for AMEA, whose measuring organs (MO) measure power system mode's parameters at different voltage class.

Materials and Methods: The transient processes were calculated and resistance hodographs were constructed using application software (AS) RUSTab. Evaluation and analysis were done using a graphical method.

Results: The influence of the place of measuring the parameters of the power systems parameters for configuration of AMEA has been revealed.

Conclusions: the results of the research showed that the location of measure of the power system mode parameters plays a crucial role in the configuration of automation.

Key words: stability of power systems, asynchronous mode, asynchronous mode elimination automation.

I. ВВЕДЕНИЕ

Одной из важнейших задач электроэнергетики является обеспечение устойчивой параллельной работы электростанций, энергорайонов и энергосистем (ЭС). Однако на практике по разным причинам устойчивость может не сохраняться, например, если фактическое возмущение электроэнергетического режима оказывается тяжелее нормативного или есть неисправность в цепях автоматики предотвращения нарушения устойчивости (АПНУ) и т.д.

При нарушении устойчивой параллельной работы генераторов, электростанций, энергорайонов или ЭС возникает асинхронный режим (АР). Такой режим характеризуется протеканием значительного тока АР по элементам сети, входящим в сечение асинхронного хода, глубоким снижением напряжения, а в некоторых точках электропередачи, которые принято называть электрическим центром качания (ЭЦК), в определённый момент времени снижением до нуля, периодическим изменением величины и направления потоков активной и реактивной мощностей по электропередаче. Кроме того, двухчастотный АР может перейти в многочастотный АР из-за выхода из синхронизма отдельных генераторов или электростанций, расположенных вблизи ЭЦК. Поэтому корректная настройка автоматики ликвидации асинхронного режима (АЛАР) является одной из ключевых задач, стоящей перед специалистами службы электрических режимов.

Современные устройства АЛАР включают в себя два основных органа: выявительный (ВО) и пусковой (ПО), а их совокупность называется органом выявления АР (ОВАР) [1]. В качестве ВО используется реле мощности, а в качестве ПО может использоваться реле максимального тока, реле минимального напряжения или реле сопротивления в количестве одной или двух штук. Последний вид ПО позволяет реализовать как алгоритм фиксации скорости снижения сопротивления (ФССС), так и алгоритм фиксации циклов АР с пуском

по сопротивлению (ФЦС). Настройка ступеней, работающих по вышеприведенным алгоритмам, осуществляется путем расчётов переходных процессов, анализа полученных годографов вектора сопротивления и расположением характеристики ОВАР в соответствии с условиями надежной работы устройства. Такой способ настройки является наиболее наглядным для проведения исследования влияния места замера параметров режима на результирующие параметры настройки АЛАР.

II. ОПИСАНИЕ МОДЕЛИ

Исследование проведем на примере существующих устройств АЛАР, установленных на связях энергорайона ТЭЦ-7 с ЭС (рис. 1.). Защищаемое сечение состоит из двух линий электропередачи, отходящих от двух разных распределительных устройств. Первое выполнено по блочной схеме «линия – трансформатор», а второе по блочной схеме «линия – трансформатор» с выключателем.

В первом случае измерительные органы (ИО) устройства АЛАР осуществляют замер параметров режима со стороны 110 кВ, а ИО второго устройства АЛАР измеряют параметры режима со стороны 220 кВ. Такие устройства будем называть АЛАР-1 и АЛАР-2 соответственно.

Расчёты проводились на моделях летнего минимума и зимнего максимума нагрузок. Состав генерирующего оборудования (ГО) рассматривался следующий:

1. Минимальный по условиям функционирования РЗА с загрузкой до установленной мощности всех включенных генераторов.
2. Характерный для данной электростанции с загрузкой всех включенных генераторов до установленной мощности.
3. Максимальный с загрузкой до установленной мощности электростанции.

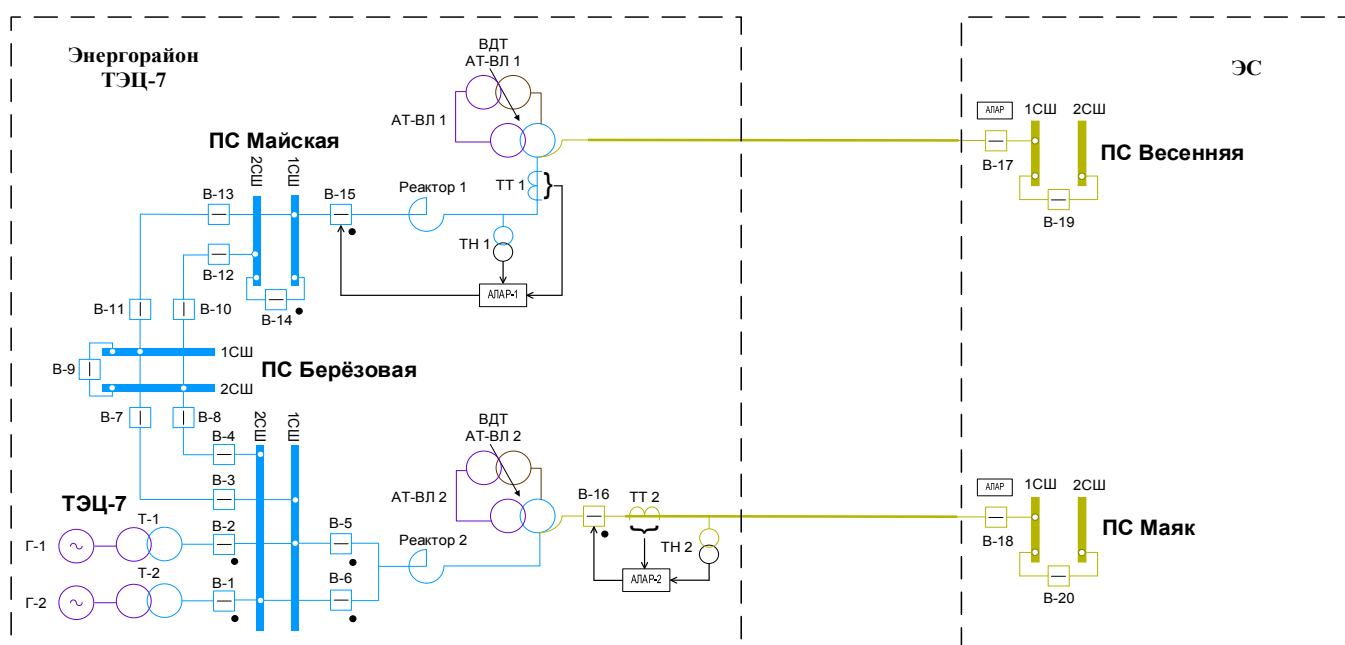


Рис. 1. Схема исследуемого участка сети

III. РЕЗУЛЬТАТЫ РАСЧЁТОВ

По завершении расчёта переходных процессов проанализируем полученные годографы вектора сопротивления. Так на рис. 2. представлены годографы, фиксируемые устройством АЛАР, ИО которого располагаются на стороне 110 кВ, а на рис. 3 приведены годографы, фиксируемые вторым устройством АЛАР [2].

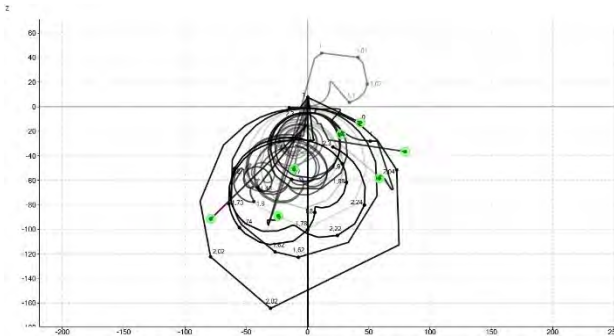


Рис. 2. Годографы сопротивления фиксируемые АЛАР-1

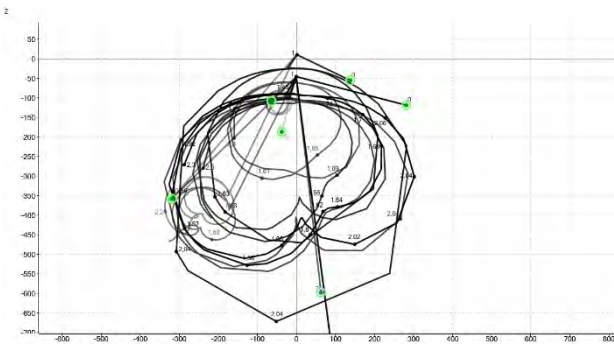


Рис. 3. Годографы сопротивления фиксируемые АЛАР-2

Как видно по приведенным годографам, для гарантированной ликвидации всевозможных АР потребуется ввод нескольких ОВАР. Несмотря на это, оба устройства в значительной степени идентично фиксируют изменение вектора сопротивления в переходном процессе.

Тем не менее присутствуют определённые расхождения в настройке устройств. Например, в режимах зимнего максимума нагрузок с загрузкой до установленной мощности максимального состава ГО ТЭЦ-7 и при выводе в ремонт параллельной связи для ОВАР АЛАР-1 не соблюдаются условия работы алгоритмов ФССС (по скорости прохождения вектором сопротивления зоны чувствительного органа) и ФЦС (рис. 4) [3]. Следовательно, требуется ввод дополнительного ОВАР, нацеленного на ликвидацию АР, возникающих в подобных исходных режимах. На рис. 5 приведён годограф вектора сопротивления, используемый для настройки ОВАР АЛАР-1, и годограф, указывающий на необходимость ввода дополнительного ОВАР. На рис. 6 также годограф, используемый при настройке ОВАР АЛАР-2, и годограф, указывающий на отсутствие необходимости ввода дополнительного ОВАР.

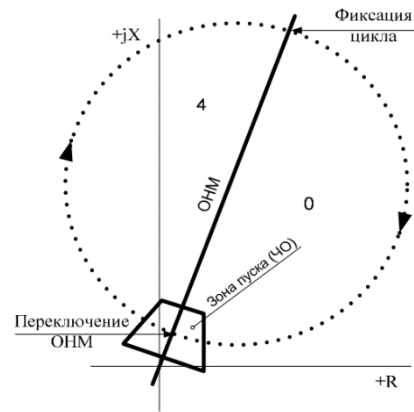


Рис. 4. Принцип фиксации циклов алгоритмом ФЦС

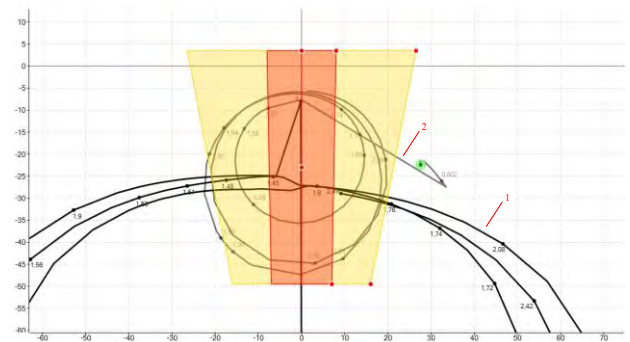


Рис. 5. Годографы сопротивления (АЛАР-1): 1 – используемый при настройке ОВАР; 2 – ограничивающий его применение (режим зимнего максимума нагрузок)

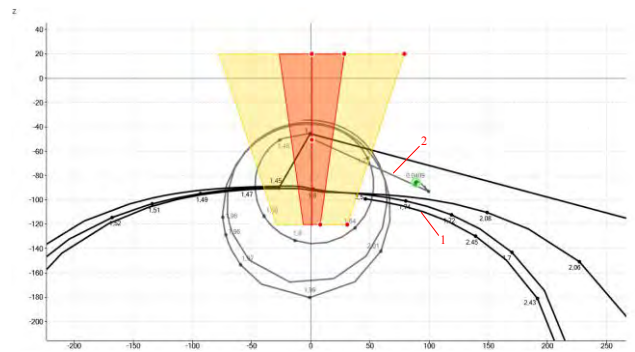


Рис. 6. Годографы сопротивления (АЛАР-2): 1 – используемый при настройке ОВАР; 2 – не ограничивающий его применение (режим зимнего максимума нагрузок)

Особого внимания требуют режимы летнего минимума нагрузок с загрузкой до установленной мощности минимального состава ГО ТЭЦ-7. Возникающие в данном случае АР характеризуются выходом из синхронизма отдельных генераторов с расположением ЭЦК в блочных трансформаторах, поэтому годографы весьма отличаются от остальных, но, несмотря на это, такие АР тоже необходимо ликвидировать. Отдельно годографы таких переходных процессов приведены на рис. 7 и рис. 8. Полученные кривые достаточно схожи между собой, следовательно, перемещение места измерения параметров режима не оказывает принципиального влияния на процесс настройки ОВАР АЛАР.

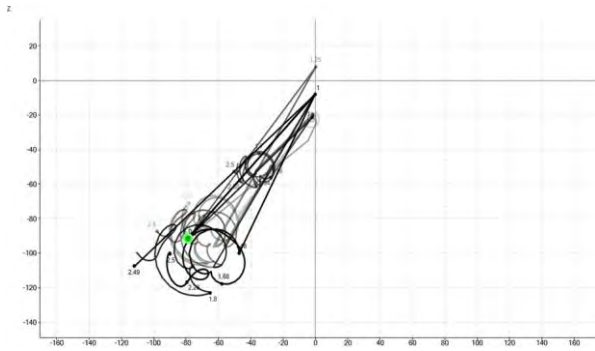


Рис. 7. Годографы сопротивления фиксируемые АЛАР-1 в режиме летнего минимума нагрузок

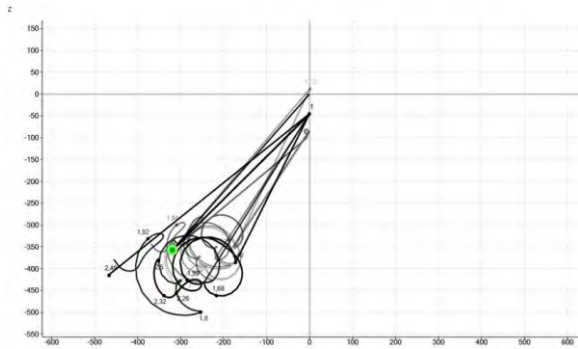


Рис. 8. Годографы сопротивления фиксируемые АЛАР-2 в режиме летнего минимума нагрузок

Однако если разместить дополнительное устройство АЛАР на генераторе с расположением ИО в блоке «генератор – трансформатор», то существенно упростится настройка ОВАР для указанных режимов за счёт изменения положения годографов на комплексной плоскости (рис. 9). Из это следует, что определение мест замера параметров режима и установки устройств АЛАР необходимо проводить как на стадии проектирования объекта электроэнергетики, так и при эксплуатации на стадии пересмотра параметров настройки устройств.

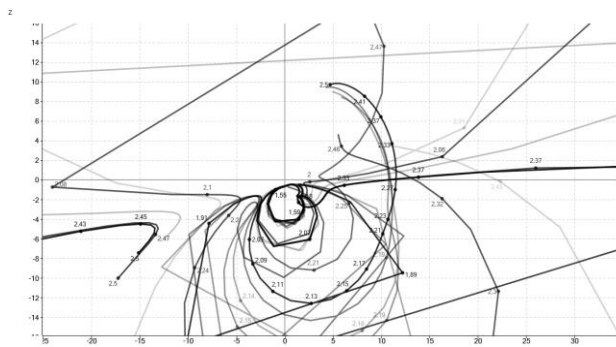


Рис. 9. Годографы сопротивления фиксируемые АЛАР на генераторе в режиме летнего минимума нагрузок

IV. ВЫВОД

В рамках проведенного исследования было проанализировано влияние места замера параметров режима на настройку устройств АЛАР.

По результатам работы было установлено, что оба устройства преимущественно одинаково фиксируют изменение сопротивления во время переходного процесса, однако для ликвидации АР возникающего в режимах зимнего максимума нагрузок требуется ввод

дополнительного ОВАР в устройство АЛАР на стороне 110 кВ.

Также была выявлена особенность настройки ОВАР АЛАР для режимов летнего минимума нагрузок обусловленная выходом из синхронизма одного генератора электростанции.

Для эффективного устранения проблем, связанных с настройкой ОВАР АЛАР, рекомендуется комплексно подходить к определению:

1. Места измерения параметров режима.
2. Числа устанавливаемых устройств АЛАР.

При выявлении АР с принципиально различным нахождением ЭЦК рекомендуется на стадии разработки и рассмотрения проектных решений анализировать места размещения устройств АЛАР для обеспечения наиболее простой настройки автоматики. Это позволит гарантировать надежное выявление и ликвидацию всевозможных АР.

Список литературы

- [1] Гоник И.Я., Иглицкий Е.С. Автоматика ликвидации асинхронного режима. – М.: Энергоатомиздат. 1988. – 112 с.
- [2] Руководство пользователя ПК «RUSTab».
- [3] Комплекс противоаварийной автоматики многофункциональный КПА-М-04.04-20001-УХЛ4. Руководство по эксплуатации. РЭ 3435-010-50756329-2009 – АО «ИАЭС», 2025 – 40 с

УЧЕТ НАСЫЩЕНИЯ ТРАНСФОРМАТОРОВ ТОКА ПРИ ФУНКЦИОНИРОВАНИИ РЕЛЕЙНОЙ ЗАЩИТЫ

Эрекайкина Е.С., Ефремов А.А.
АО «РЭС» («Россети Новосибирск»)
Новосибирск, Россия
e-mail: erekaykinaes@eseti.ru

Аннотация

Состояние вопроса: Для правильной работы релейной защиты при коротких замыканиях предъявляются требования к работе трансформаторов тока. Одним из таких требований является работа трансформаторов тока в режиме насыщения. Нормативная документация по этому вопросу постоянно обновляется и дополняется: Федеральным агентством по техническому регулированию разрабатываются национальные стандарты РФ (ГОСТы), а производители устройств РЗА, в свою очередь, выпускают информационные письма и методические указания. Для того чтобы разобраться в многообразии этой документации и разработать методику проверки трансформаторов тока в режиме насыщения, необходимо проанализировать данные документы, выделить их отличительные особенности и область применения.

Материалы и методы: Анализ документации по вопросу насыщения трансформаторов тока: ГОСТ Р 58669-2019, ГОСТ Р 71403-2024 и ГОСТ Р 71879-2024 и документации производителей устройств РЗА.

Результаты: Представлены краткие теоретические сведения по работе трансформаторов тока в режиме насыщения. Выполнен обзор актуальной документации по работе трансформаторов тока в режиме насыщения, предложен алгоритм анализа проблематики насыщения трансформаторов тока. Рассмотрены наиболее эффективные мероприятия для снижения нагрузки на вторичную обмотку трансформаторов тока.

Выводы: Предложен алгоритм анализа проблематики насыщения для существующих и новых трансформаторов тока. Рассмотрены особенности проверки уже установленных трансформаторов тока в соответствии с ГОСТ и документами, выпущенными производителями РЗ. Рассмотрен алгоритм выбора новых трансформаторов тока (выбор класса точности и других параметров трансформатора тока) с учетом требований подключаемых устройств РЗА.

Ключевые слова: релейная защита, трансформатор тока, класс точности ТТ, насыщение ТТ, время до насыщения ТТ.

ACCOUNTING FOR CURRENT TRANSFORMER SATURATION IN RELAY PROTECTION OPERATION

Elena Erekaikina, Artem Efremov
JSC "RES",
Novosibirsk, Russia
e-mail: erekaykinaes@eseti.ru

Abstract

Background: For the proper operation of relay protection during short circuits, specific requirements are imposed on the performance of current transformers. One of these requirements is the operation of current transformers in the saturation mode. Regulatory documentation on this issue is constantly being updated and supplemented: the Federal Agency for Technical Regulation and Metrology develops national standards of the Russian Federation, while manufacturers of relay protection and automation devices, in turn, issue information letters and methodological guidelines. To navigate the variety of this documentation and develop a methodology for testing current transformers in saturation mode, it is necessary to analyze these documents, identify their distinctive features and areas of application.

Materials and methods: Analysis of documentation on current transformer saturation: GOST R 58669-2019, GOST R 71403-2024, and GOST R 71879-2024, as well as documentation from manufacturers of relay protection and automation devices.

Results: Brief theoretical information on the operation of current transformers in saturation mode is provided. A review of current documentation on current transformer operation in saturation mode has been carried out, and an algorithm for analyzing the issues related to current transformer saturation has been proposed. The most effective measures for reducing the load on the secondary winding of current transformers have been examined.

Conclusions: An algorithm for analyzing saturation issues for both existing and new current transformers has been proposed. The specifics of testing already installed current transformers in accordance with GOST standards and documentation issued by relay protection manufacturers have been examined. An algorithm for selecting new current transformers—including the choice of

accuracy class and other parameters—has been reviewed, taking into account the requirements of the connected relay protection and automation devices.

Key words: relay protection, current transformer, accuracy class of current transformers, saturation of current transformers, time to saturation of current transformers.

I. ВВЕДЕНИЕ

Для правильной работы релейной защиты при коротких замыканиях предъявляются требования к работе трансформаторов тока (ТТ). Одним из таких требований является работа трансформаторов тока в режиме насыщения. Нормативная документация по этому вопросу постоянно обновляется и дополняется: в 2024-2025 гг. вступили в силу новые ГОСТ Р 71403-2024 и ГОСТ Р 71879-2024. Производители устройств РЗА, в свою очередь, выпускают информационные письма и методические указания по данному вопросу. В данной статье выполнен обзор этих документов, предложен алгоритм анализа проблематики насыщения трансформаторов тока и представлены выводы по применению нормативной документации для расчетов.

II. ОСНОВНЫЕ ТЕОРЕТИЧЕСКИЕ ПОЛОЖЕНИЯ

Насыщение ТТ – искажение формы вторичного тока, возникающее в связи с накоплением магнитного потока в сердечнике ТТ. При работе ТТ в области номинальных токов доля первичного тока идет на намагничивание ТТ, а большая часть трансформируется во вторичную обмотку, к которой подключаются устройства РЗ. При больших токах происходит насыщение ТТ: значительная часть первичного тока идет на намагничивание ТТ, а во вторичной обмотке происходит «срыв вторичного тока».

На рис. 1 и рис. 2 отражено насыщение ТТ: увеличение магнитной индукции и «срыв тока» во вторичной обмотке ТТ. На рис. 1 отмечено время до насыщения ТТ ($t_{нас}$): время, в течение которого индукция в сердечнике ТТ достигает максимального значения, а во вторичной обмотке происходит срыв вторичного тока.

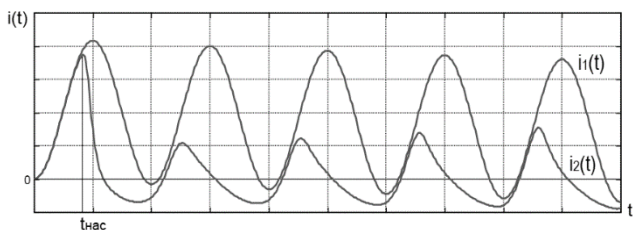


Рис. 1. Зависимость тока КЗ в первичной $i_1(t)$ – верхняя кривая и вторичной обмотках $i_2(t)$ – нижняя кривая при насыщении ТТ

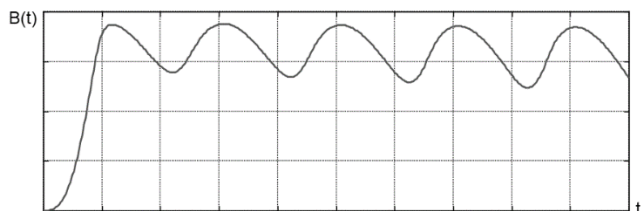


Рис. 2. Зависимость индукции магнитопровода от времени при насыщении ТТ

Насыщение ТТ обусловлено двумя причинами:

- Остаточная намагниченность, которая возникает как при токах короткого замыкания, так и при рабочих токах. Это приводит к смещению рабочей точки на частный цикл намагничивания и, как следствие, к малому запасу по магнитному потоку до насыщения. Это означает, что даже при относительно небольших токах КЗ трансформатор приходит в состояние насыщения;
- Аperiodическая составляющая тока КЗ, которая является причиной несимметрии тока КЗ относительно оси времени. Положительная полуволна преобладает над отрицательной, вследствие чего сердечник ТТ не успевает перемагнититься и магнитный поток накапливается в сердечнике. Таким образом, аperiodическая составляющая плохо трансформируется во вторичную обмотку, и большая ее часть идет на намагничивание сердечника.

Если остаточный магнитный поток в сердечнике совпадает по направлению с магнитным потоком, создаваемым аperiodической составляющей, то это усугубляет ситуацию и практически всегда приводит к насыщению ТТ.

III. КЛАССЫ ТОЧНОСТИ ОБМОТОК ТТ ДЛЯ РЗ

На сегодняшний день для подключения устройств РЗ наиболее распространены следующие классы точности: 10P, 10PR, TPY, TPZ (Таблица II). На подстанциях Россети Новосибирск используются ТТ класса точности 10P и 10PR, причем последние стали активно применяться с того момента, как в проектах стала обязательной проверка ТТ по насыщению.

Таблица I. Особенности ТТ различных классов точности

Критерий	10P	10PR	TPY	TPZ
Требования по точности в переходных режимах	Не предъявляются	Отсутствие искажений формы тока во вторичной цепи	Измерение мгновенного значения тока КЗ (с учетом аperiodической составляющей) с погрешностью не более 10%	Измерение периодической составляющей тока КЗ с погрешностью не более 10% (ТТ фильтрует периодическую составляющую)
Требования к остаточной намагниченности	Не предъявляются (В расчетах - 86%)	10%	10%	10%
Особенности конструкции	-	Имеет конструктивное изменение магнитопровода: немагнитный зазор	Увеличенное сечение магнитопровода, большая стоимость	Значительно меньшие габариты и стоимость по сравнению с ТТ класса TPY

IV. ДОКУМЕНТАЦИЯ ПО ВОПРОСУ НАСЫЩЕНИЯ ТТ

Документация по вопросу насыщения ТТ изначально начала создаваться со стороны государства и, как ответная реакция, появилась документация со стороны производителей РЗА (Таблица II).

Таблица II. АКТУАЛЬНАЯ ДОКУМЕНТАЦИЯ ПО ВОПРОСУ НАСЫЩЕНИЯ ТТ

ГОСТ		Документация производителей
наименование	назначение	
ГОСТ Р 58669-2019	Проверка существующих ТТ	Информационные письма Методические рекомендации
ГОСТ Р 71879-2024		
ГОСТ Р 71403-2024	Выбор новых ТТ	

ГОСТ Р 58669-2019 и ГОСТ Р 71879-2024 регламентируют проверку существующих ТТ в режиме КЗ для разных классов точности ТТ. В этом случае производится расчет времени до насыщения и сравнивается со временем, необходимым для правильной работы устройств РЗА (как правило, оно задается производителями в информационных письмах).

ГОСТ Р 71403-2024 регламентирует выбор новых ТТ с учетом требуемого класса точности и соблюдения условий по насыщению. Согласно данному документу, на основе исходных данных рассчитывается номинальная предельная кратность ТТ, по значению которой и подбирается подходящий трансформатор.

Реакцией производителей устройств РЗА («ЭКРА», «Бреслер», «Релематика») на изданные ГОСТы можно считать выпуск ими своих информационных писем и методических указаний, в которых они не только приводят значения минимально необходимого времени достоверного измерения значения тока для правильного функционирования РЗ, но и дают рекомендации по методике проверки ТТ, приводят примеры расчетов. Наиболее полные методические указания, позволяющие в зависимости от вида защиты и режима КЗ определять значения минимально допустимого времени достоверного измерения тока ТТ, на данный момент существуют только у НПП «ЭКРА» [1]. Отдельно стоит отметить, что ООО «Релематика» выпустила собственный программный комплекс «ГраНаТТ», который осуществляет расчеты по оценке работы устройств РЗ в условиях насыщения ТТ. Следует отметить, что документацию производителей часто приходится собирать по запросу и у каждого производителя она имеет своё наполнение. Для расчетчика было бы удобно иметь один документ, в котором была бы представлена методика проверки ТТ при насыщении для разных производителей РЗ.

V. ПРОВЕРКА СУЩЕСТВУЮЩИХ ТРАНСФОРМАТОРОВ ТОКА В РЕЖИМЕ НАСЫЩЕНИЯ

В Новосибирской энергосистеме в последние годы происходит активная замена защит, выполненных на электромеханической элементной базе, на современные, микропроцессорные. При этом, в большинстве случаев сама ячейка распределительного устройства остается прежней (включая трансформаторы тока), модернизируются только релейная защита и цепи вторичной коммутации [2]. В таких случаях необходима обязательная проверка того, что существующие трансформаторы тока и подключаемые к ним устройства релейной защиты в совокупности работают правильно

при коротких замыканиях, в том числе при возникновении апериодической составляющей тока. Для этого определяется время до насыщения трансформаторов тока при максимальном токе короткого замыкания [3,4]. Причем расчет времени до насыщения трансформаторов тока следует выполнять как при отсутствии остаточной магнитной индукции, так и при наличии в сердечниках ТТ предельных значений остаточной магнитной индукции $V_{пред}$. Для широко распространенных ТТ класса Р $V_{пред}=0,86V_{нас}$, для ТТ класса PR $V_{пред}=0,1V_{нас}$ (где $V_{нас}$ – максимальное значение магнитной индукции, соответствующее потекосцеплению насыщения обмотки ТТ). В [3,4] определены несколько методов расчета времени до насыщения. На практике при выполнении расчетов для проверки пригодности существующих трансформаторов тока чаще всего используются два метода: аналитический и графический по паспортным данным. Отдельно стоит заметить, что введенный в 2025 году ГОСТ Р 71879-2024 (для ТТ класса точности обмоток PR) обязывает определять время до насыщения как при возникновении первого КЗ, так и при втором КЗ (в случае неуспешного АПВ).

Однако на подстанциях даже с относительно невысоким уровнем токов КЗ часто время до насыщения ТТ оказывается недостаточным для обеспечения правильной работы устройств РЗА. Это связано с тем, что для ТТ класса точности 10Р (именно такие ТТ установлены на большинстве ПС Новосибирской области) в расчетах берется довольно высокий коэффициент остаточной намагниченности - 0,86. Увеличение сечения токовых цепей является малоэффективным и дорогим мероприятием для снижения нагрузки на вторичную обмотку ТТ. Большого эффекта удастся достичь при изменении коэффициента трансформации ТТ. Это воздействует сразу на несколько параметров, влияющих на значение времени до насыщения: снижается кратность тока во вторичной обмотке ТТ, повышается номинальная предельная кратность и номинальная мощность обмотки ТТ [3, 5] (согласно паспортным данным многопредельного ТТ). Если время до насыщения ТТ, полученное по результатам вычислений по аналитическому методу, составляет менее 15 мс, для более точных расчетов необходимо использовать графический метод по паспортным данным [3,4]. В этом случае в таблицах Excel строятся временные диаграммы, по которым и определяется искомое время до насыщения. Стоит отметить, что для некоторых случаев в ГОСТ Р 58669-2019 [3, Приложение Б] приведены универсальные временные диаграммы.

VI. ВЫБОР ТРАНСФОРМАТОРОВ ТОКА С УЧЕТОМ РАБОТЫ В РЕЖИМЕ НАСЫЩЕНИЯ

С 2024 года вступил в силу ГОСТ Р 71403-2024, который регламентирует выбор класса точности и иных параметров вновь устанавливаемых ТТ для обеспечения правильного функционирования устройств РЗА в переходных режимах. Теперь каталожный параметр ТТ – номинальная предельная кратность ($K_{ном}$) – подтверждается расчетами [6], в которых в качестве исходных данных используется значение минимально необходимого времени достоверного измерения значения тока для правильного функционирования РЗ

(t_{P3}), задающиеся производителями устройств РЗА. Если полученное в результате расчетов значение $K_{ном}$ превышает максимальное значение номинальной предельной кратности для ТТ класса точности 10Р, то такой трансформатор не обеспечит правильного функционирования РЗ в переходных режимах. В этом случае необходим выбор ТТ класса точности 10PR. Отдельно стоит обратить внимание на то, что при выборе

трансформаторов тока по ГОСТ Р 71403-2024 расчет времени до насыщения ТТ не производится.

По результатам анализа действующих ГОСТов, связанных с работой ТТ в режиме насыщения, предложен следующий алгоритм для проверки трансформаторов тока (рис.4).

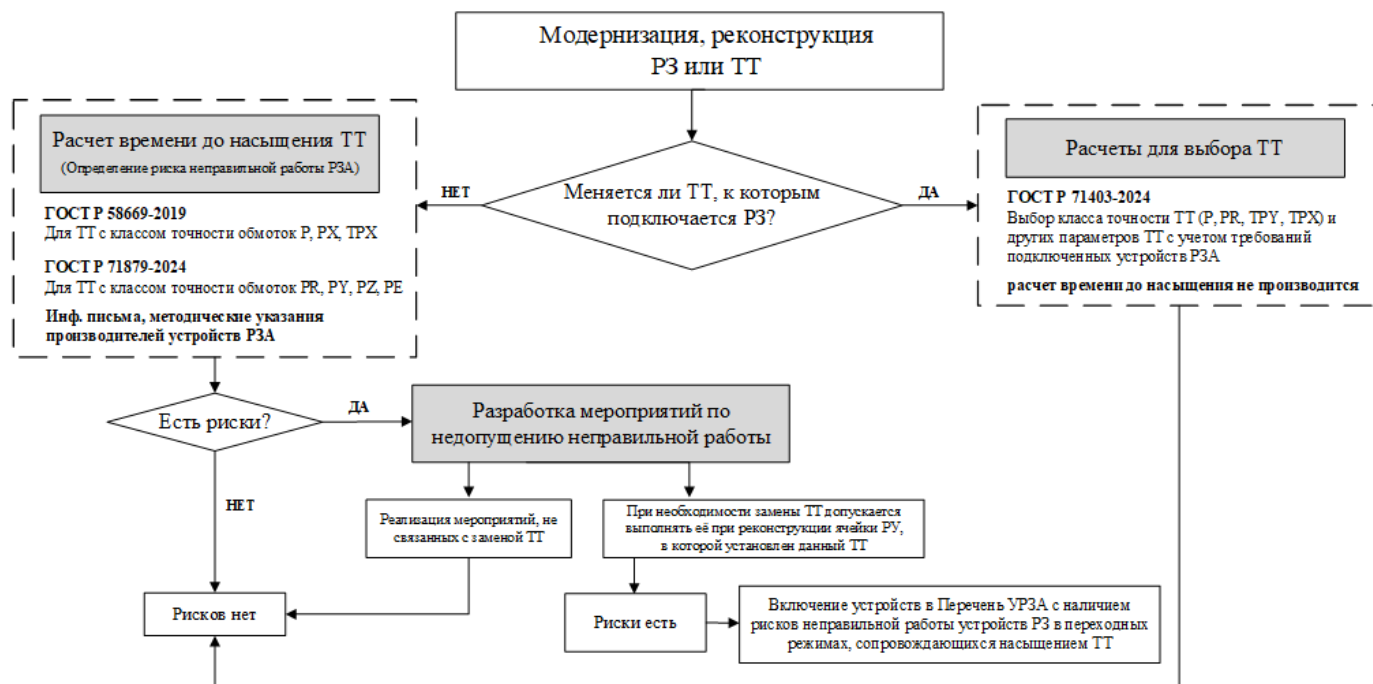


Рис. 4. Алгоритм анализа проблематики насыщения трансформаторов тока

VII. ЗАКЛЮЧЕНИЕ

Таким образом, в данной работе сделан обзор существующей документации по проверке трансформаторов тока в режиме насыщения: ГОСТов и информационных писем производителей устройств РЗА.

Рассмотрены особенности проверки уже установленных ТТ (в этом случае производится расчет времени до насыщения ТТ и сравнивается с минимальным временем достоверного измерения значения тока для правильного функционирования РЗ) с учетом документов, выпущенных производителями РЗА. Однако следует отметить, что на сегодняшний день не хватает общего документа для различных устройств РЗА, в котором была бы рассмотрена методика, позволяющая в зависимости от вида защиты и режима КЗ определять значения минимально допустимого времени достоверного измерения тока ТТ для правильного функционирования РЗ. Подобный документ есть только у НПП «ЭКРА» [1].

Также в работе рассмотрен алгоритм выбора новых ТТ (выбор класса точности и других параметров ТТ) с учетом требований подключаемых устройств РЗА.

Список литературы

[1] ООО НПП «ЭКРА». Шкафы РЗА серий ШЭ2607, ШЭ2710, ШЭТ. Методические указания по проверке и выбору трансформаторов тока. ЭКРА.650323.085Д. (третья редакция) – Чебоксары, 2023. – 206 с.

[2] Приказ Минэнерго России от 10.07.2020 N 546 "Об утверждении требований к релейной защите и автоматике различных видов и ее функционированию в составе энергосистемы и о внесении изменений в приказы Минэнерго России от 8 февраля 2019 г. N 80, от 13 февраля 2019 г. N 100, от 13 февраля 2019 г. N 101" // СПС «КонсультантПлюс» (дата обращения 07.11.2025).

[3] ГОСТ Р 58669-2019. Единая энергетическая система и изолированно работающие энергосистемы. Релейная защита. Трансформаторы тока измерительные индуктивные с замкнутым магнитопроводом для защиты. Методические указания по определению времени до насыщения при коротких замыканиях : дата введения 2020-01-01 // СПС «КонсультантПлюс» (дата обращения 07.11.2025).

[4] ГОСТ Р 71879-2024. Единая энергетическая система и изолированно работающие энергосистемы. Релейная защита. Трансформаторы тока измерительные индуктивные для защиты с нормируемой погрешностью в переходных режимах и с ограниченным остаточным потокосцеплением. Методические указания по определению времени до насыщения при коротких замыканиях : дата введения 2025-02-01 // URL: <https://protect.gost.ru/v.aspx?control=7&id=265040> (дата обращения 07.11.2025).

[5] Проверка соответствия трансформаторов тока условиям функционирования устройств релейной защиты в аварийных режимах / С.Л. Кузнецов, А.А. Дегтярев, Н.А. Дони, А.А. Шурупов // Электрические станции. – 2022. – № 7. – С. 50-59.

[6] ГОСТ Р 71403-2024. Единая энергетическая система и изолированно работающие энергосистемы. Релейная защита и автоматика. Методические указания по определению параметров электромагнитных трансформаторов тока для обеспечения правильного функционирования релейной защиты в переходных режимах : дата введения 2024-08-01 // СПС «КонсультантПлюс» (дата обращения 07.11.2025).

ЦЕНТРАЛИЗОВАННЫЙ АЛГОРИТМ КОНТРОЛЯ ЦЕПЕЙ ТОКА

Яблоков А.А., Титов В.А., Тычкин А.Р.

Ивановский государственный энергетический университет
Иваново, Россия

e-mail: andrewyablokov@yandex.ru, titov.v.a@bk.ru, tychkin.a@bk.ru

Аннотация

Состояние вопроса: Существующие подходы к диагностике неисправностей трансформаторов тока, реализуемые в терминалах релейной защиты и автоматики, могут основываться на упрощенном условии отсутствия тока (снижение значения ниже 1% от номинального), анализе баланса втекающих и вытекающих токов, что не обеспечивает необходимой селективности и ограничивает применение данных методов в условиях больших токов небаланса, например, характерных для защиты трансформаторов.

Материалы и методы: В данной работе использовались методы векторного анализа, законы Кирхгофа для проверки выполнения условия баланса токов, методы геометрической оценки неопределенности области существования вектора тока на комплексной области, методы позволяющие адаптировать алгоритм к низким значениям тока.

Результаты: Разработанный централизованный алгоритм контроля токовых цепей представлен в виде математической модели и функциональной блок-схемы, где продемонстрирована возможность адаптивной отстройки от небалансов за счет геометрического сравнения областей допустимых значений векторов тока на комплексной плоскости. Радиус области неопределенности формируется динамически в диапазоне, зависящем от паспортных угловых и амплитудных погрешностей трансформаторов тока, что подтверждает возможность селективного выявления неисправностей без использования фиксированных уставок. Введение порога чувствительности для малонагруженных присоединений обеспечивает исключение ветвей, где относительная погрешность измерения превышает полезный сигнал, предотвращая ложные срабатывания функции контроля цепей тока.

Выводы: Централизованный алгоритм контроля токовых цепей позволяет селективно и адаптивно определять повреждения токовых цепей в нормальном режиме работы энергетического объекта на основе данных с РАС и УСВИ.

Ключевые слова: Контроль цепей тока, централизованный алгоритм, релейная защита и автоматика, УСВИ, РАС.

CENTRALIZED ALGORITHM FOR CURRENT TRANSFORMER SUPERVISION

Andrey Yablokov, Vladislav Titov, Andrey Tychkin

ISPU

Ivanovo, Russia

e-mail: andrewyablokov@yandex.ru, titov.v.a@bk.ru, tychkin.a@bk.ru

Abstract

Background: Existing approaches to current transformer supervision, algorithms implemented in relay protection and automation terminals, are often based on a simplified condition of no current (a decrease in the value below 1% of the nominal value) or an analysis of the balance of incoming and outgoing currents, which, however, does not provide the necessary selectivity and limits the use of these methods in conditions of high unbalance currents characteristic of transformer protection.

Materials and Methods: In this work, vector analysis methods, Kirchhoff's laws were used to verify the fulfillment of the current balance condition, methods for geometrically estimating the uncertainty of the area of the current vector in the complex domain, and methods for adapting the algorithm to low current values.

Results: The developed centralized algorithm for current transformer supervision is presented in the form of a mathematical model and a functional flowchart, which demonstrates the possibility of adaptive adjustment from unbalances by geometrically comparing the areas of permissible values of current vectors on the complex plane. The radius of the uncertainty region is formed dynamically in a range that depends on the nominal angular and amplitude errors of current transformers, which confirms the possibility of selective fault detection without using fixed settings. The introduction of a sensitivity threshold for low-load connections ensures the exclusion of branches where the relative measurement error exceeds the useful signal, preventing false alarms.

Conclusions: The centralized algorithm for current transformer supervision makes it possible to selectively and adaptively determine damage to current circuits in the normal operation of an energy facility based on data from EEL and PMU.

Key words: Current transformer supervision, centralized algorithm, relay protection and automation, PMU, EEL.

1. ВВЕДЕНИЕ

Существуют различные методы определения повреждения токовых цепей, которые могут реализовываться в терминалах РЗА и ПО [1-6]. Наиболее распространены методы определения поврежденных токовых цепей в дифференциальных защитах:

1. метод, где дифференциальный ток небаланса в нормальном режиме не превышает заданную уставку защиты и выше уставки заданной для минимального тока небаланса, однако такой алгоритм не подходит для ДЗТ, ввиду больших значений тока небаланса;

2. метод определения поврежденных токовых цепей является анализ втекающих и вытекающих токов, где повреждения фиксируются, когда при неизменной величине втекающего тока значение, вытекающего уменьшается;

3. метод, где производится вычисление изменений действующих значений тормозного и дифференциального токов. Этот метод особенно удобен, поскольку его можно настроить под любой тип дифференциальной токовой защиты, включая защиту трансформатора.

Однако все представленные выше способы могут быть реализованы только в системах с дифференциальными токовыми защитами, либо не являются селективными. Принцип работы алгоритмов вне дифференциальных защит, реализованных в терминалах РЗА, основывается на условии, что отсутствует ток на одном из трех трансформаторов тока (ТТ), отсутствие тока определяется как значение тока, получаемого от ТТ, ниже 1% от номинального тока ТТ. При этом использовать данные о состоянии цепей тока для реализации централизованных и распределённых систем дистанционного определения места повреждения не представляется возможным, поскольку могут отсутствовать возможность сбора дискретных сигналов о состоянии ТТ.

II. ОСНОВА ЦЕНТРАЛИЗОВАННОГО АЛГОРИТМА

Централизованный алгоритм определения повреждений токовых цепей в нормальном режиме по данным РАС и УСВИ позволит не использовать дифференциальные токи небаланса. Адаптивность такого алгоритма достигается за счет использования действующего значения тока, протекающего через ТТ в нормальном режиме, а также использовать ТТ с разными классами точности. Данный алгоритм функционирует на основе выполнения закона Кирхгофа.

Использование векторов, рассчитанных только по вторичным значениям, не является допустимым, поскольку вторичные значения токов несут в себе погрешность измерительных ТТ и разные ТТ могут иметь разный коэффициент преобразования. Тогда необходимо преобразовать их в первичные значения с учетом угловой и амплитудной погрешностей.

Рассмотрим шину с одной питающей линией и тремя отходящими, представленную на рис. 1. Тогда выражение, описывающее закон Кирхгофа для такой системы в общем виде без учета коэффициента преобразования и угловой погрешностей в векторной

форме для первичной обмотки ТТ будет иметь следующий вид:

$$\vec{I} + \vec{I}_1 + \vec{I}_2 + \vec{I}_3 = 0; \quad (1)$$

где \vec{I}_i – i -тый вектор тока ветви, присоединенной, к рассматриваемой шине.

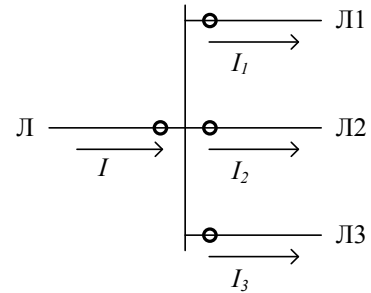


Рис. 1. Однолинейная схема рассматриваемого участка электрической сети

Тогда для использования вторичных значений токов в показательной форме, перепишем выражение (1) с учетом коэффициента преобразования ТТ:

$$I' \cdot K_{\Pi} \cdot e^{i\alpha} + I'_1 \cdot K_{\Pi,1} \cdot e^{i\alpha_1} + I'_2 \cdot K_{\Pi,2} \cdot e^{i\alpha_2} + I'_3 \cdot K_{\Pi,3} \cdot e^{i\alpha_3} = 0; \quad (2)$$

где I'_i – i -тый модуль вектора вторичного тока ТТ, α_i – i -тый угол вектора вторичного тока ТТ, $K_{\Pi,i}$ – i -тый известный коэффициент преобразования ТТ.

Учтем погрешности коэффициента преобразования и угловой погрешности ТТ при составлении выражения на основе закона Кирхгофа с использованием вторичных значений тока ТТ возможен при помощи выражения (3).

$$I' \cdot K_{\Pi} \cdot (1 + \delta K_{K,i}) \cdot e^{i(\alpha_i + \delta\phi_{K,i})} + I'_1 \cdot K_{\Pi,1} \cdot (1 + \delta K_{K,1}) \cdot e^{i(\alpha_1 + \delta\phi_{K,1})} + I'_2 \cdot K_{\Pi,2} \cdot (1 + \delta K_{K,2}) \cdot e^{i(\alpha_2 + \delta\phi_{K,2})} + I'_3 \cdot K_{\Pi,3} \cdot (1 + \delta K_{K,3}) \cdot e^{i(\alpha_3 + \delta\phi_{K,3})} = 0; \quad (3)$$

где $\delta K_{K,i}$ – i -тый известная погрешность коэффициент преобразования измерительного канала, $\delta\phi_{K,i}$ – i -тый известная угловая погрешность канала.

Равенство выражения (3) может не быть в виду разности классов точности и исполнения ТТ, установленных на линиях Л-Л3 (рис. 1). В таком случае можно определять по закону Кирхгофа возможное значение вектора тока входящего в шину по следующему выражению:

$$I'_1 \cdot K_{\Pi,1} \cdot (1 + \delta K_{K,1}) \cdot e^{i(\alpha_1 + \delta\phi_{K,1})} + I'_2 \cdot K_{\Pi,2} \cdot (1 + \delta K_{K,2}) \cdot e^{i(\alpha_2 + \delta\phi_{K,2})} + I'_3 \cdot K_{\Pi,3} \cdot (1 + \delta K_{K,3}) \cdot e^{i(\alpha_3 + \delta\phi_{K,3})} = \vec{I}''; \quad (4)$$

где \vec{I}'' – рассчитанный вектор первичного тока по векторам приведенных вторичных токов отходящих линий Л-Л3 (рис. 1).

Необходимо сравнить полученный вектор первичного тока при помощи векторного сложения токов

отходящих линий Л1-Л3 и вектора тока, приведенного к первичному значению линии Л. Для этого необходимо понимать каким образом угловая погрешность и погрешность коэффициента преобразования влияют на итоговое значение первичного тока при переводе из вторичного.

Визуализация области, в которой может существовать вектор тока, на комплексной плоскости представлен на рис. 2. Поскольку при сложении по выражению (4) получается значение приведенного первичного тока с накоплением неизвестной погрешности (неизвестной из-за того, что значения погрешностей, полученных при проведении метрологические испытания ТТ могут не в полной мере соответствовать действительности). Исходя из этого мы можем сделать вывод, что для создания алгоритма необходимо учитывать максимально возможные погрешности ТТ.

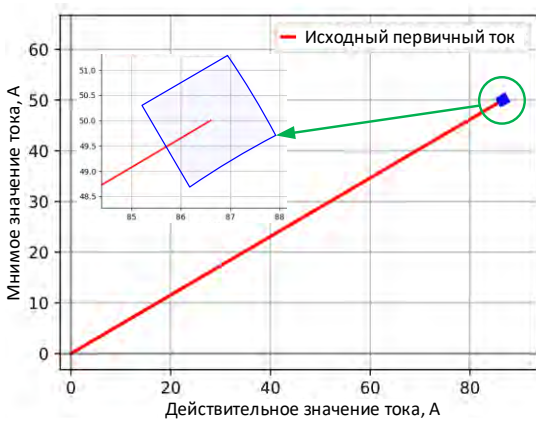


Рис. 2. Область существования вектора тока, полученного путем преобразования вторичного сигнала ТТ в первичный, для ТТ с классом точности 5Р

Расчет вектора погрешности для каждого отдельного присоединения производится по выражениям (5)-(8). Полученный вектор погрешности присоединений будет являться радиусом, описывающим область в котором может существовать вектор тока, это обосновывается тем, что изначально невозможно определить область существования вектора исходя из его паспортных параметров и учесть накопление ошибки при сложении токов, приведенных к первичной стороне ТТ.

$$\vec{I}_i = I'_i \cdot K_{П,i} \cdot (1 + \delta K_{K,i}) \cdot e^{i(\alpha_i + \phi_{K,i})}; \quad (5)$$

$$\vec{I}_{MAX,i} = I'_i \cdot K_{П,i} \cdot (1 + \delta K_{K,MAX,i}) \cdot e^{i(\alpha_i + \delta\phi_{K,MAX,i})}; \quad (6)$$

$$\delta\vec{I}_i = \vec{I}_{MAX,i} - \vec{I}_i; \quad (7)$$

$$\delta\vec{I} = \delta\vec{I}_1 + \delta\vec{I}_2 + \delta\vec{I}_3; \quad (8)$$

где $I_{MAX,i}$ – максимальное возможное значение вектора тока при условии его нахождения в области допустимых значений, δI_i – вектор погрешности тока для отдельно взятого присоединения, $\delta\phi_{MAX,i}$ – максимально возможная угловая погрешность ТТ, $K_{П, MAX, i}$ – максимально возможное значение коэффициента преобразования ТТ.

III. РАЗРАБОТАННЫЙ АЛГОРИТМ

Проверка условия нормальной работы производится в несколько этапов:

1. Определение полной векторной погрешности суммы векторов, полученных по выражению (4) и для этой суммы определить область существования полученного вектора тока путем векторного сложения максимальной погрешности трансформаторов тока и построение окружности с центром, находящимся в конце полученного сложением вектора тока.
2. Определения области существования вектора тока, который получен из вторичного тока ТТ, находящийся на входящей в узел ветви.
3. Определение пересечений областей построенного вектора тока и полученного путем преобразования из вторичного, если есть хоть одно пересечение, то токовые цепи в норме.

Векторная диаграмма, которая визуально демонстрирует принцип определения поврежденных токовых цепей, представлена на рис. 3. Все представленные действия необходимо выполнять пофазно, что даст информацию об повреждении токовых цепей конкретной фазы.

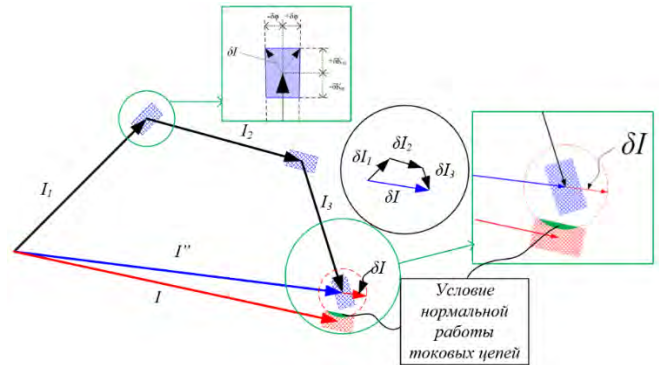


Рис. 3. Векторная диаграмма с примером работы предложенного алгоритма

Полный алгоритм определения поврежденных токовых цепей будет иметь вид, представленный на рис. 4.

Отстройка от случаев, когда низкое значение тока нагрузки, производится за счет проверки, которая заключается в сравнении тока нагрузки, приведенного к первичным значениям и разделенного на номинальное значение тока первичной обмотки ТТ, и амплитудной погрешности ТТ. Если значение амплитудной погрешности ТТ выше значения относительного значения тока нагрузки, то рассматриваемая ветвь исключается из расчета. Исключения ветви из расчета обосновывается тем, что ветвь не будет давать вклад в общий вектор тока, полученный с помощью выражения (4), при этом общая область существования вектора будет увеличена слишком сильно, поскольку

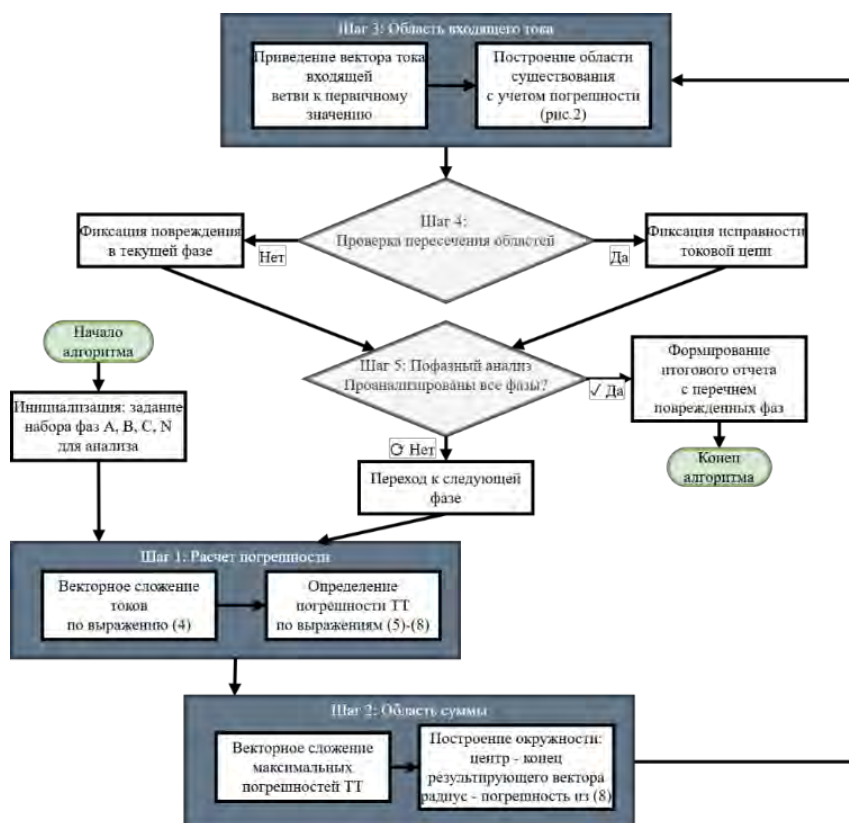


Рис.4. Функциональная блок-схема предложенного алгоритма централизованного контроля цепей тока

погрешность при малом токе нагрузки значительно выше нежели при нормальной нагрузке ТТ.

IV. ЗАКЛЮЧЕНИЕ

Итогом работы стал централизованный, адаптивный и селективный алгоритм определения повреждений токовых цепей. Условиями применимости предложенного алгоритма является наличие возможности использовать данные с РАС и УСВИ с привязкой к электрической схеме рассматриваемого объекта.

Рассмотрение других конфигураций сети, отличных от представленной на рис. 1, не требуется. Представленный алгоритм может работать на всех конфигурациях сети, поскольку закон Кирхгофа будет соблюдаться во всех случаях, только будет необходимо определять направление потока мощности в ветви для корректного разделение входящих и отходящих ветвей узла.

Дополнительная адаптивность предложенного алгоритма заключается в учете характеристик погрешностей ТТ, этот учет позволяет подбирать погрешности (угловая и амплитудная) в зависимости от нагрузки ТТ. Это дает нам более точное определение области существования тока.

Кроме этого, данный алгоритм позволяет использовать различные дополнительные критерии, позволяющие повысить эффективность, например, использование токов с различных обмоток ТТ, находящихся на одной линии.

Список литературы

- [1] Засыпкин А. С. Релейная защита трансформаторов / А. С. Засыпкин. – Москва : Энергоатомиздат, 1989. – 240 с. – ISBN 5-283-01027-9. – EDN YJZOVV.
- [2] Симаков А. В., Харламов В. В., Скороходов В. И. Проверка электрических и временных характеристик токовой защиты цифровых подстанций // Омский научный вестник. – 2021. – №. 2 (176). – С. 46-51.
- [3] Куликов А. Л., Клюкин А. Н. Повышение эффективности релейной защиты в сетях 110-750 кВ статистическими методами // Вестник Чувашского университета. – 2013. – №. 3. – С. 197-204.
- [4] Ломан М. С., Каченя В. С. Определение повреждения токовых цепей дифференциальной токовой защиты // Энергетика. Известия высших учебных заведений и энергетических объединений СНГ. – 2018. – Т. 61. – №. 2. – С. 108-117.
- [5] Lin L., Qiu Y. Fault detection of relay protection secondary circuit in the digital substation // 2023 3rd International Conference on New Energy and Power Engineering (ICNEPE). – IEEE, 2023. – С. 752-756.
- [6] АПДЛ.656121001 РЭ2. Микропроцессорное устройство релейной защиты и автоматики РЗА «МИР» ООО «АПС»