



Идентификация элементов измерительной части цифровой релейной защиты по времени ее срабатывания

© М.В. Андреев, А.А. Суворов, В.Е. Рудник

Национальный исследовательский Томский политехнический университет, г. Томск, Россия

Резюме: Цель исследований – разработка метода идентификации конкретной реализации элементов измерительной (промежуточные преобразователи, аналоговые фильтры) и частично вычислительно-логической (цифровые фильтры) частей микропроцессорной релейной защиты по времени формирования сигнала на срабатывания, который в отличие от существующих подходов позволяет выделить и исключить задержки, вносимые исполнительными элементами защиты. Для формирования математической модели измерительной части микропроцессорной релейной защиты использовался метод направленных графов. Решение, сформированное в результате дифференциальных уравнений, реализовано с использованием метода неявного непрерывного интегрирования аналоговым способом. Определение временных задержек, вносимых входными цепями защиты, осуществлялось следующим образом: идентичные сигналы подавались в терминал и математическую модель защиты; фиксировалось время, необходимое для формирования сигнала на срабатывание, где начальной точкой отсчета времени был принят момент достижения входным сигналом уставки, конечной точкой – момент появления сигнала на срабатывание. Выполнены исследования для 144 различных сочетаний элементов измерительной части (промежуточные преобразователи, аналоговые фильтры) и цифровых фильтров с конечной импульсной характеристикой микропроцессорной релейной защиты. В результате в качестве наиболее «оптимального» выбрано сочетание, в котором во всех исследованных режимах наблюдалось наименьшее по сравнению с другими сочетаниями отклонение от времени срабатывания реального устройства. Предложенный метод идентификации элементов входных цепей микропроцессорной (цифровой) защиты является основным способом приблизить модель к реальному устройству. С его помощью можно получить таблицу «типовых» времен срабатывания защит с различной структурой измерительной части и на практике, в зависимости от конкретного типа терминала защиты, выбирать заведомо определенный «оптимальный» внутренний состав защиты, используемый при настройке защиты с помощью их математических моделей.

Ключевые слова: релейная защита, идентификация, настройка, математическое моделирование, микропроцессорная защита, математическая модель

Благодарности: Работа выполнена при поддержке Министерства науки и высшего образования Российской Федерации, Соглашение № 075-15-2019-1052.

Информация о статье: поступила в редакцию 12 декабря 2019 г.; поступила после рецензирования и доработки 03 марта 2020 г.; принята к публикации 30 октября 2020 г.

Для цитирования: Андреев М.В., Суворов А.А., Рудник В.Е. Идентификация элементов измерительной части цифровой релейной защиты по времени ее срабатывания. *Вестник Иркутского государственного технического университета*. 2020. Т. 24. № 5. С. 1030–1040. <https://doi.org/10.21285/1814-3520-2020-5-1030-1040>

Identification of measuring part elements of numerical relay protection by its response time

Mikhail V. Andreev, Aleksey A. Suvorov, Vladimir E. Rudnik

National Research Tomsk Polytechnic University, Tomsk, Russia

Abstract: The purpose of the study is to develop an identification method of a specific implementation of the elements of the measuring part (intermediate converters, analog filters) and partially computational-logical part (digital filters) of a microprocessor relay protection by the signal actuation time, which, unlike the existing approaches allows to identify and exclude the delays introduced by the executive protection elements. The method of directed graphs is used to form a mathematical model of the measuring part of the microprocessor relay protection. The solution formed as a result of differential equations is implemented using the method of analog implicit continuous integration. The time delays introduced by the input protection circuits are determined as follows: identical signals are fed to the terminal and the mathematical

model of protection; signal actuation time is recorded, where the time starting point is the moment the input signal reaches the setpoint and the end point is the moment of the actuation signal occurrence. Having studied 144 different combinations of measuring part elements (intermediate converters, analog filters) and digital filters with a finite impulse response of microprocessor relay protection, the most "optimal" combination has been chosen, which features the least deviation from the response time of a real device in all studied modes as compared with other combinations. The proposed identification method of input circuit elements of microprocessor (numerical) protection is the main way to bring the model closer to a real device. It also enables to receive a table of "typical" response times of protections with the different structure of the measuring part and depending on the specific type of protection terminal choose in practice a predetermined "optimal" internal composition of protection used when setting up protection using their mathematical models.

Keywords: relay protection, identification, setting up, mathematical simulation, microprocessor protection, mathematical model

Acknowledgements: This work was supported by the Ministry of Science and Higher Education of the Russian Federation, Agreement no. 075-15-2019-1052.

Information about the article: Received December 12, 2019; revised March 03, 2020; accepted for publication on October 30, 2020.

For citation: Andreev MV, Suvorov AA, Rudnik VE. Identification of measuring part elements of numerical relay protection by its response time. *Vestnik Irkutskogo gosudarstvennogo tekhnicheskogo universiteta = Proceedings of Irkutsk State Technical University*. 2020;24(5):1030–1040. (In Russ.) <https://doi.org/10.21285/1814-3520-2020-5-1030-1040>

ВВЕДЕНИЕ

Известно, что математическое моделирование является единственным общедоступным способом получения информации по всему спектру процессов в конкретном оборудовании, включая устройства релейной защиты (РЗ), автоматики и электроэнергетических системах (ЭЭС) в целом. С появлением и развитием различных средств моделирования множество задач, решение которых ранее было затруднено, становится возможным и, как следствие, актуальным. Одна из них – разработка новых методов и средств настройки устройств РЗ, учитывающих современное состояние и перспективы развития ЭЭС, в частности интеграцию возобновляемых источников энергии, FACTS и HVDC. Вывод необходимости формирования новых методов настройки РЗ сформулирован авторами на основе анализа [1–3] существующих руководящих указаний по расчету уставок РЗ. Определено, что современные методики настройки РЗ в значительной степени опираются на руководящие указания предыдущих десятилетий, а, следовательно, имеют те же недостатки. Главный из этих недостатков – учет процессов в конкретных РЗ и первичных преобразователях и вносимых ими погрешностей приближенными обобщенными коэффициентами, например, коэффициент отстройки или коэффициент надежности и др.

Удовлетворительное решение обозначенной проблемы невозможно без детального анализа работы устройств РЗ различных исполнений в конкретных режимах работы и изучения процессов изменения токов и напряжений в защищаемых объектах, измерительных трансформаторах тока и напряжения и в самих устройствах РЗ. Получаемая в результате этого информация позволит формировать параметры настройки РЗ, адекватные реальным условиям функционирования.

Говоря о моделировании РЗ, а точнее наиболее современной цифровой релейной защиты (ЦРЗ), следует выделить два основных подхода:

1. Моделирование логики ЦРЗ [4–7]. Моделируется только вычислительно-логическая часть (ВЛЧ) ЦРЗ, а именно: цифровая обработка сигнала (фильтрация, преобразование в вектор), алгоритм функционирования защиты и основные блокировки. При этом, учитывая фактор коммерческой тайны, зачастую модели базируются на теоретических описаниях в открытых источниках.

2. Моделирование входных цепей и логики ЦРЗ [8–14]. Частично или полностью учитываются элементы измерительной части (ИЧ): измерительные трансформаторы;

промежуточные преобразователи; аналоговые фильтры. А также элементы преобразовательной части (ПЧ): коммутатор (мультиметр).

типлексор), аналого-цифровой преобразователь (АЦП).

Существует множество вариаций математических моделей, поскольку точный состав элементов ИЧ и ПЧ (за исключением измерительных трансформаторов) также является коммерческой тайной.

Постановка проблемы. Вследствие закрытости внутреннего исполнения ЦРЗ на практике невозможно определить состав ИЧ, ПЧ и ВЛЧ. Однако очевидно, что некорректный выбор элементов может привести к недостоверным результатам. В связи с этим необходима идентификация внутренних элементов ЦРЗ для дальнейшего использования математической модели, в особенности для их настройки. Применяемые методы идентификации математических моделей, в частности вещественный интерполяционный метод [15, 16], подразумевают наличие известных сигналов на входе и выходе. Что касается входного сигнала, то мы всегда знаем его. Основная проблема связана с выходным сигналом. На выходе реального терминала

ЦРЗ можно контролировать лишь действие выходных реле и бинарные сигналы, которые не являются информативными с точки зрения идентификации состава ЦРЗ с помощью данного подхода.

Цель исследования. Авторами реализуется проект, направленный на разработку методики настройки РЗ современных ЭЭС, основой которой является совместное использование Всережимного моделирующего комплекса реального времени ЭЭС (ВМК РВ ЭЭС) [17] и детальных математических моделей РЗ, воспроизводящих как единое целое все ключевые и известные элементы ИЧ, ПЧ и ВЛЧ [18]. Очевидно, что наибольшие погрешности преобразования первичного сигнала приходятся на ИЧ, поэтому основной задачей является определение состава именно ИЧ. Исходя из вышесказанного, необходимо разработать способ, который по входному сигналу и времени формирования сигнала на срабатывание защиты позволит предположить состав ИЧ.



Рис. 1. Внешний вид специализированного гибридного процессора цифровой релейной защиты
Fig. 1. Image of the specialized hybrid processor of numerical relay protection

МАТЕРИАЛЫ И МЕТОДЫ ИССЛЕДОВАНИЯ

Прежде чем приступить к описанию разработанного способа идентификации элементов ИЧ, следует отметить, что модель ЦРЗ реализована в виде специализированного гибридного процессора (рис. 1) [2, 3, 19], который использовался для исследования защиты и ее настройки.

Идентификация ИЧ ЦРЗ выполнялась через сопоставление времени формирования команды на срабатывания реального устройства защиты и математической модели в нескольких тестовых режимах. При этом входные сигналы математической модели сохранялись в формате COMTRADE. После этого с помощью PETOM-51 подавались в терминал защиты. Время формирования команды на срабатывание РЗ определялось по внутренним осциллограммам аварийного режима, записываемым с использованием специализированного программного обеспечения, поставляемого совместно с терминалом ЦРЗ. Контроль замыкания контактов выходного реле терминала ЦРЗ и в соответствии с этим времени срабатывания с помощью программного таймера PETOM-51, как например, в аналогичных исследованиях [20, 21], не использовался, поскольку в таком случае учитываются задержки выходных элементов ЦРЗ: цифро-аналоговых преобразователей, усилителей аналоговых сигналов и выходных реле, с помощью которых формируются

управляющие сигналы. Для решения задачи определения настроек защиты эти элементы не нужны и, соответственно, их влияние при идентификации необходимо было исключить, чего и удалось достичь благодаря примененному подходу.

Очевидно, что собственное время работы терминала преимущественно определяется промежуточными преобразователями, аналоговыми частотными фильтрами, АЦП, микропроцессором (операции цифровой фильтрации и векторного преобразования). При определении «оптимальной» реализации ЦРЗ в модели использовались сочетания элементов: активный промежуточный трансформатор тока (ПТТ), пассивный ПТТ (рис. 2), трансформатор фильтра низких частот (ФНЧ) Баттерворта 1÷6 порядка (рис. 3), ФНЧ Чебышева 1÷6 порядка, цифровой КИХ-фильтр (с конечной импульсной характеристикой) 1÷6 порядка. Всего исследовано 144 сочетания. Использованы два типа ФНЧ: Баттерворта и Чебышева, поскольку они чаще всего используются при моделировании ЦРЗ [8–14]. Варьированием значений (10^{-10} либо 10^{10} Ом) сопротивлений с индексами «TEMP» на схеме осуществлялось выделение из универсальной схемы нужного ФНЧ и ПТТ. Например, для схемы на рис. 2: если нужно выделить активный ПТТ, то R_{TEMP1} задается равным 10^{10} , а $R_{TEMP2} = 10^{-10}$. Коэффициент K_{ATAL} задается равным 1.

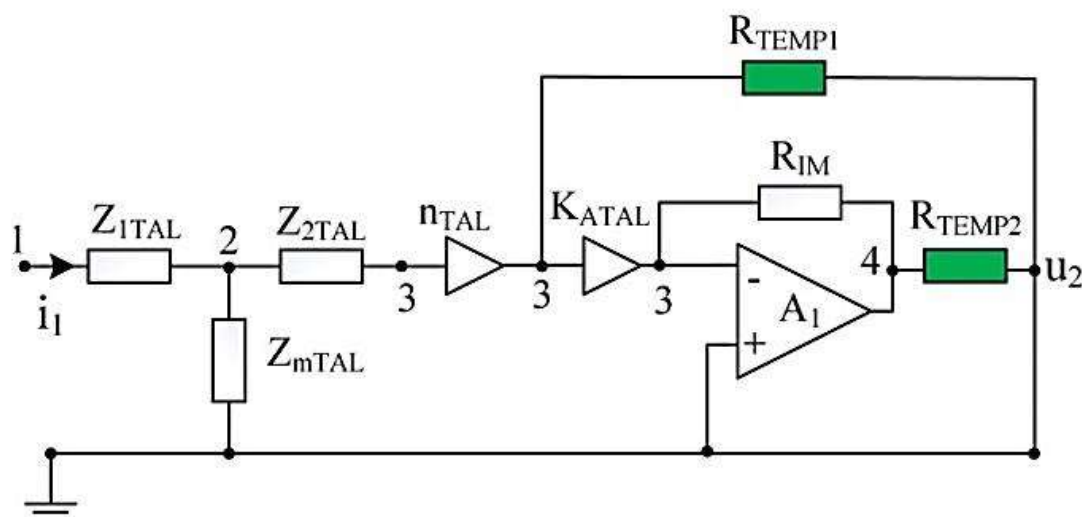


Рис. 2. Универсальная схема замещения промежуточного трансформатора тока
 Fig. 2. Universal equivalent circuit of the intermediate current transformer

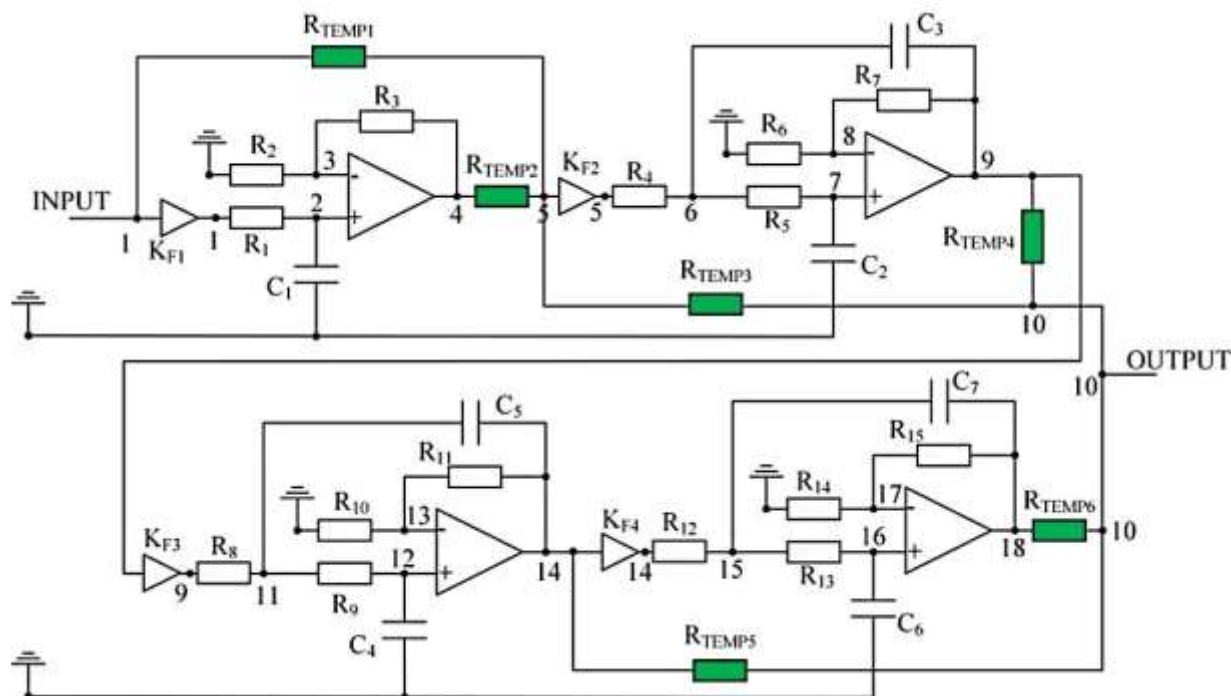


Рис. 3. Универсальная схема замещения фильтра низких частот Баттерворта
Fig. 3. Universal equivalent circuit of the Butterworth low-pass filter

Для выполнения исследований использовалась тестовая схема ЭЭС, представленная на рис. 4. На рис. 4 обозначено: ГРЭС – государственная районная электростанция (компенсационная электростанция), ТЭЦ – теплоэлектроцентраль, ПС – подстанция.

Для формирования сигнала на срабатывание необходимо выполнить условия пуска какой-либо защиты. В качестве испытуемой выбрана наиболее простая максимальная токовая защита с нулевой выдержкой времени и независимой характеристикой срабатывания. Конкретный тип защиты не важен, поскольку алгоритм РЗ получает данные уже после обработки ИЧ, ПЧ и микропроцессором. Уставка срабатывания защиты сформирована произвольно таким образом, чтобы обеспечить пуск защиты во всех тестовых режимах. Началом отчета времени для модели и для реальной защиты принят момент достижения входным сигналом уставки срабатывания (команда SET на рис. 5–7).

Дополнительные условия идентификационных исследований представлены ниже:

1. Измерительный трансформатор тока не учитывался при исследовании, поскольку является внешним элементом ИЧ ЦРЗ. Несмотря на это, входной сигнал подавался в модель с учетом коэффициента трансформации 1000/1. Это было сделано с целью подстроиться под диапазон РЕТОМ (0÷20 А).

2. Уставка токовой защиты в первичных величинах составляет 1000 А (1 А – реальный ток от РЕТОМ).

3. В качестве активного ПТТ принят LTS 15-NP. Сопротивление нагрузки пассивного ПТТ выбрано таким образом, чтобы обеспечить максимальную близость его частотных характеристик с активным ПТТ.

4. Частота среза аналоговых ФНЧ принята 250 Гц¹.

5. Время преобразования АЦП в составе специализированного гибридного процессора находится в диапазоне 0,36÷1,8 мкс.

6. Для преобразования входного гармонического сигнала в вектор использовался алгоритм преобразования Фурье¹.

¹Дьяков А.Ф., Овчаренко Н.И. Микропроцессорная автоматика и релейная защита электроэнергетических систем: учеб. пособ. для вузов. М.: МЭИ, 2008. 336 с.

РЕЗУЛЬТАТЫ ИССЛЕДОВАНИЯ И ИХ ОБСУЖДЕНИЕ

Испытания выполнены для схемы, представленной на рис. 4. Первичный сигнал получен (ток фазы А на стороне высшего напряжения трансформатора подстанции ПС5) в ВМК РВ ЭЭС в формате COMTRADE. Запись осуществлялась для следующих режимов: внутреннее (трехфазное, двухфазное, междуфазное, двухфазное на землю, однофазное) короткое замыкание на выводах силового трансформатора со стороны СН (точка К1 на рис. 4), внешнее (трехфазное, двухфазное, междуфазное, двухфазное на землю,

однофазное) короткое замыкание на шинах подстанции подключения стороны СН силового трансформатора (точка К2 на рис. 4). Следует отметить, что место К3 также не является важным.

Время срабатывания реального терминала и математической модели определено для всех режимов способом, описанным выше и отображенном на рис. 5–7. Все результаты сведены в таблицу.

Время формирования выходного сигнала О1-РUP во всех экспериментах составило 15 мс, т.е. время от момента фиксации К3 до формирования команды на отключение (за-

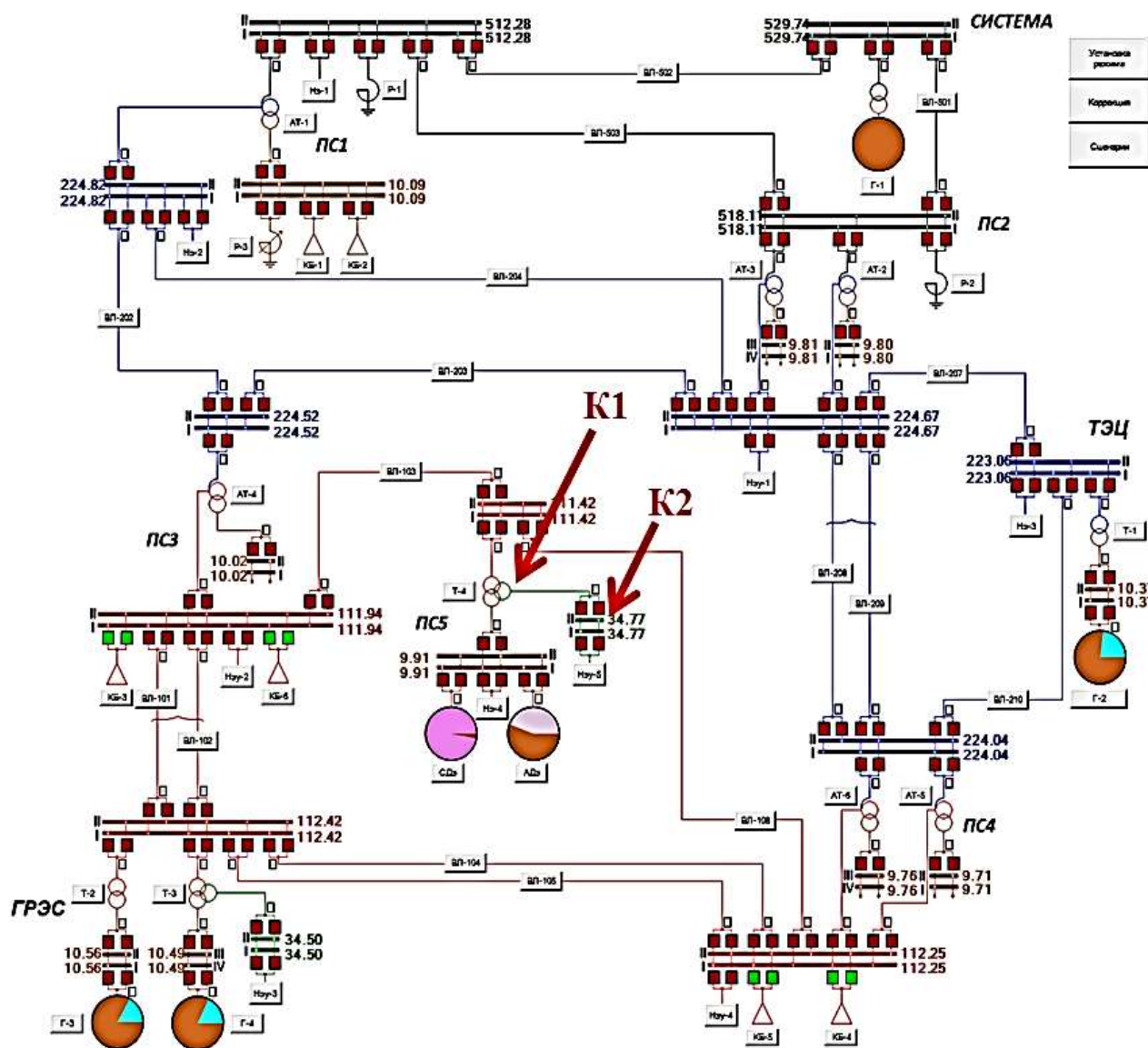


Рис. 4. Исследуемая схема
 Fig. 4. Investigated diagram

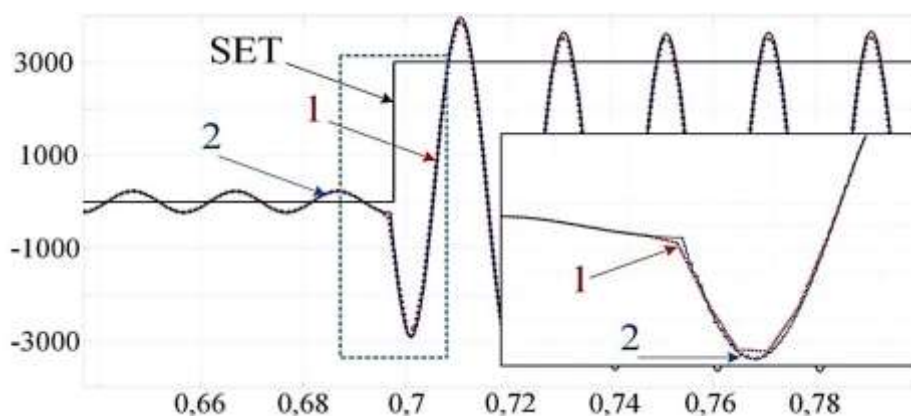


Рис. 5. Осциллограмма входного сигнала для теста трехфазного короткого замыкания (ABCG) (точка K1): 1 – записанная терминалом; 2 – исходная, записанная в COMTRADE
Fig. 5. Input signal oscillogram for the three-phase short circuit (ABCG) test (point K1): 1 – recorded by the terminal; 2 – original, recorded in COMTRADE

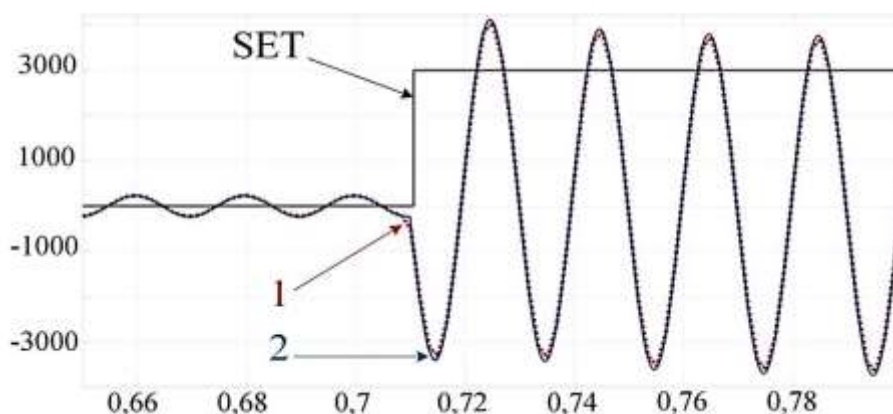


Рис. 6. Осциллограмма входного сигнала для теста однофазного короткого замыкания фазы А на землю (AG) (точка K2): 1 – записанная терминалом; 2 – исходная, записанная в COMTRADE
Fig. 6. Input signal oscillogram for the single phase-to-ground short circuit (AG) test (point K2): 1 – recorded by the terminal; 2 – original, recorded in COMTRADE

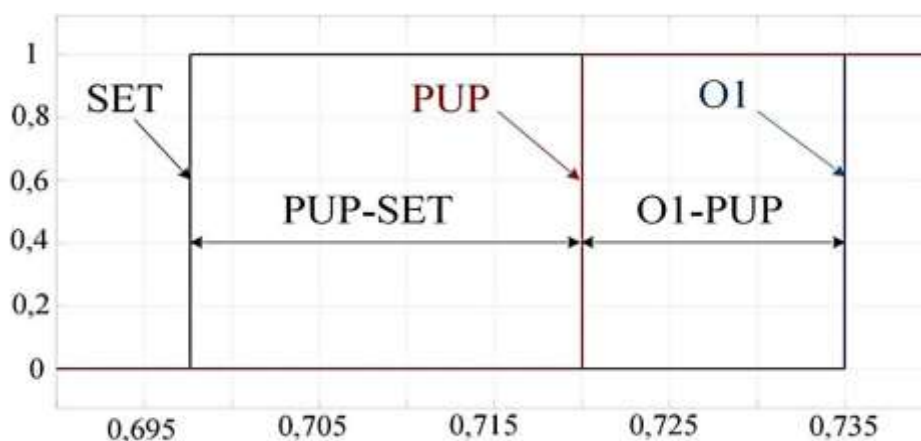


Рис. 7. Логические сигналы для теста трехфазного короткого замыкания (ABCG) (точка K1): OI – команда на отключение (срабатывание выходного реле терминала); PUP (pick up) – срабатывание защиты (команда на выходе микропроцессора); SET – срабатывание «идеальной» защиты (без учета внутренних задержек)
Fig. 7. Logic signals for the three-phase short circuit (ABCG) test (point K1): OI – shutdown command (tripping of the device output relay); PUP (pick up) – protection response (command at the microprocessor output); SET – “ideal” protection tripping (without internal delays)

Определение времени срабатывания защиты
 Determination of protection tripping time

Режим	Время формирования сигнала на срабатывание (PUP-SET), мс	Время формирования выходного сигнала (O1-PUP), мс	Время срабатывания модели цифровой релейной защиты (выбранное сочетание), мс
ABCG (точка K1)	11,8	15	14,5
AB (точка K1)	15,5	15	19,1
ABG (точка K1)	20,6	15	15,6
AG (точка K1)	9,45	15	14,5
ABCG (точка K2)	22,5	15	20,1
AB (точка K2)	22,8	15	19,35
ABG (точка K2)	25,65	15	20,15
AG (точка K2)	19,05	15	20,55

держка выходных элементов: ЦАП, усилители, выходные реле) для данного конкретного терминала не меняется вне зависимости от типа и места повреждения.

Отличие времени срабатывания при однотипных КЗ в точках K1 и K2, как и различие между видами КЗ, объясняется разной скоростью нарастания токов, определяемой, в свою очередь, конкретной схемно-режимной ситуацией и начальной фазой тока и напряжения в момент КЗ. В целом же очевидно, что для идентификации это не играет существенной роли. Важен лишь момент времени превышения контролируемым сигналом уставки. Можно использовать любые сигналы при условии идентичности их задания в модели и в реальное устройство.

Выбор наиболее «оптимального» сочетания элементов, т.е. при котором время формирования на срабатывание было наиболее близко, осуществлялся следующим образом: первоначально были выбраны сочетания, в которых все отклонения минимальны, затем из оставшихся сочетаний выбирались те, в которых отклонения находились на среднем уровне в каждом режиме, т.е. те, в которых отсутствовали существенные перепады от режима к режиму. В итоге для конкретного терминала было определено сочетание «Активный ПТТ + ФНЧ Чебышева 3-го порядка + ЦФ 4-го порядка».

ЗАКЛЮЧЕНИЕ

Проведенное в работе сравнение различных структур измерительной части ЦРЗ и сопоставление их времени срабатывания с моделью – это основной способ определения внутренней структуры терминала с учетом ее секретности и возможность приблизить модель к реальной ЦРЗ. С помощью предложенного в работе подхода можно получить таблицу «типовых» времен срабатывания защит с различной структурой измерительной части и на практике, в зависимости от конкретного типа терминала защиты, выбирать заведомо определенный «оптимальный» внутренний состав защиты, используемый при настройке РЗ с помощью их математических моделей.

Результаты исследований, представленные в работе, использованы в проекте (Грант Президента Российской Федерации «Исследование влияния спектра процессов в электроэнергетических системах со значительной долей распределенной генерации и возобновляемыми источниками энергии на функционирование устройств релейной защиты и разработка методики ее адекватной настройки»², при поддержке которого выполнена данная работа), связанном с использованием математических моделей РЗ для формирования их настроек, адекватных реальным условиям их функционирования.

²МК-2379.2018.8. Исследование влияния спектра процессов в электроэнергетических системах со значительной долей распределенной генерации и возобновляемыми источниками энергии на функционирование устройств релейной защиты и разработка методики ее адекватной настройки / М.В. Андреев; Национальный исследовательский Томский политехнический университет. 2018.



Библиографический список

1. Андреев М.В., Рубан Н.Ю., Гордиенко И.С. Всережимное математическое моделирование релейной защиты электроэнергетических систем: монография. Томск: Изд-во ТПУ, 2016. 176 с.
2. Andreev M., Suvorov A., Ruban N., Ufa R., Gusev A., Askarov A., et al. Settings determination for numerical transformer differential protection via its detailed mathematical model // IET Generation, Transmission and Distribution. 2020. Vol. 14. No. 10. P. 1962–1972. <https://doi.org/10.1049/iet-gtd.2019.0932>
3. Andreev M.V. Investigation of processes in the measuring part of digital devices of relay protection in the MATLAB software package // Russian Electrical Engineering. 2019. Vol. 90. No. 7. P. 530–537. <https://doi.org/10.3103/S1068371219070022>
4. Peng Z., Li M.S., Wu C.Y., Cheng T.C., Ning T.S. A dynamic state space model of a MHO distance relay // IEEE Transactions on Power Apparatus and Systems. 1985. Vol. PAS-104. Issue 12. P. 3558–3564. <https://doi.org/10.1109/TPAS.1985.318910>
5. Perez L.G., Flechsig A.J., Venkatasubramanian V. Modeling the protective system for power system dynamic analysis // IEEE Transactions on Power Systems. 1994. Vol. 9. Issue 4. P. 1963–1973. <https://doi.org/10.1109/59.331457>
6. Ершов Ю.А., Киселев Д.Н. Исследование цифровых дифференциальных защит трансформаторов // Приоритетные научные направления: от теории к практике. 2016. № 34-1. С. 176–185.
7. Hong Q., Booth C., Dyśko A., Catterson V. Design of an intelligent system for comprehensive validation of protection settings // 13th International Conference on Development in Power System Protection. 2016. <https://doi.org/10.1049/cp.2016.0080>
8. Mahadevan N., Dubey A., Chhokra A., Guo H., Karsai G. Using temporal causal models to isolate failures in power system protection devices // IEEE Instrumentation & Measurement Magazine. 2015. Vol. 18. Issue 4. P. 28–39. <https://doi.org/10.1109/MIM.2015.7155770>
9. Hsieh Shih-Chieh, Chen Chao-Shun, Tsai Cheng-Ta, Hsu Cheng-Ting, Lin Chia-Hung. Adaptive relay setting for distribution systems considering operation scenarios of wind generators // IEEE Transactions on Industry Applications. 2014. Vol. 50. No. 2. P. 1356–1363. <https://doi.org/10.1109/TIA.2013.2274613>
10. Румянцев Ю.В. Комплексная модель для исследования функционирования цифровой дифференциальной защиты силового трансформатора // Энергетика. Известия высших учебных заведений и энергетических объединений СНГ. 2016. Т. 59. № 3. С. 203–224. <https://doi.org/10.21122/1029-7448-2016-59-3-203-224>
11. Meliopoulos A.P.S., Cokkinides G.J., Myrda P., Liu Yu, Fan Rui, Sun Liangyi, et al. Dynamic state estimation-based protection: status and promise // IEEE Transactions on Power Delivery. 2017. Vol. 32. No. 1. P. 320–330. <https://doi.org/10.1109/TPWRD.2016.2613411>
12. Rodriguez D.F.C., Osorio J.D.P., Ramos G. Virtual relay design for feeder protection testing with online simulation // IEEE Transactions on Industry Applications. 2018. Vol. 54. Issue 1. P. 143–149. <https://doi.org/10.1109/TIA.2017.2741918>
13. Кошельков И.А., Егоров Е.П., Иванов А.В. Задачи моделирования при проведении функциональных испытаний микропроцессорных устройств РЗА // Электроэнергетика глазами молодежи – 2016: труды VII Междунар. молодежной науч.-техн. конф. (г. Казань, 19–23 сентября). Казань: Изд-во КГЭУ, 2016. Т. 1. С. 364–366.
14. Seethalekshmi K., Singh S.N., Srivastava S.C. A classification approach using support vector machines to prevent distance relay maloperation under power swing and voltage instability // IEEE Transactions on Power Delivery. 2012. Vol. 27. No. 3. P. 1124–1133. <https://doi.org/10.1109/TPWRD.2011.2174808>
15. Haj Salah A.A., Garna T., Messaoud H. Controller interpolation methods for transition and control of nonlinear systems // International Conference on Control, Decision and Information Technologies. 2016. P. 769–773. <https://doi.org/10.1109/CoDIT.2016.7593660>
16. Goncharov V., Rudnicki V., Liepinsh A. Numerical form of the automatic-control system mathematical models based on the real interpolation method approach // International Conference on Industrial Engineering, Applications and Manufacturing. 2017. <https://doi.org/10.1109/ICIEAM.2017.8076431>
17. Андреев М.В., Боровиков Ю.С., Гусев А.С., Сулайманов А.О., Суворов А.А., Рубан Н.Ю. [и др.]. Концепция и базовая структура всережимного моделирующего комплекса // Газовая промышленность. 2017. № 5. С. 18–27.
18. Andreev M., Gusev A., Sulaymanov A., Borovikov Yu. Setting of relay protection of electric power systems using its mathematical models // IEEE PES Innovative Smart Grid Technologies Conference Europe. 2017. <https://doi.org/10.1109/ISGTEurope.2017.8260093>
19. Андреев М.В., Суворов А.А., Аскаров А.Б., Киевец А.В. Проблема численного моделирования цифровой релейной защиты и ее аналого-цифровое (гибридное) решение // Известия высших учебных заведений. Энергомеханика. 2018. Т. 61. № 6. С. 77–83. <http://doi.org/10.17213/0136-3360-2018-6-77-83>
20. Kezunovic M., Chen Qinghua. A novel approach for interactive protection system simulation // IEEE Transactions on Power Systems. 1997. Vol. 12. No. 2. P. 668–674. <https://doi.org/10.1109/61.584336>
21. Dysko A., McDonald J.R., Burt G.M., Goody J., Gwyn B. Dynamic modelling of protection system performance // Sixth International Conference on Developments in Power System Protection (Nottingham, 25–27 March 1997). Nottingham: IET, 1997. No. 434. P. 381–385. <http://doi.org/10.1049/cp:19970104>

References

1. Andreev MV, Ruban NYu, Gordienko IS. *All-mode mathematical simulation of electrical power system relay protection: monograph*. Tomsk: Tomsk Polytechnic University; 2016, 180 p. (In Russ.)
2. Andreev M, Suvorov A, Ruban N, Ufa R, Gusev A, Askarov A, et al. Settings determination for numerical transformer differential protection via its detailed mathematical model. *IET Generation, Transmission and Distribution*. 2020;14(10):1962–1972. <https://doi.org/10.1049/iet-gtd.2019.0932>
3. Andreev MV. Investigation of processes in the measuring part of digital devices of relay protection in the MATLAB software package. *Russian Electrical Engineering*. 2019;90(7):530–537. <https://doi.org/10.3103/S1068371219070022>
4. Peng Z, Li MS, Wu CY, Cheng TC, Ning TS. A dynamic state space model of a MHO distance relay. *IEEE Transactions on Power Apparatus and Systems*. 1985;PAS-104(12):3558–3564. <https://doi.org/10.1109/TPAS.1985.318910>
5. Perez LG, Flechsig AJ, Venkatasubramanian V. Modeling the protective system for power system dynamic analysis. *IEEE Transactions on Power Systems*. 1994;9(4):1963–1973. <https://doi.org/10.1109/59.331457>
6. Ershov YuA, Kiselev DN. Study of numerical transformer differential protection. *Prioritetnye nauchnye napravleniya: ot teorii k praktike*. 2016;34-1:176–185. (In Russ.)
7. Hong Q, Booth C, Dyško A, Catterson V. Design of an intelligent system for comprehensive validation of protection settings. In: *13th International Conference on Development in Power System Protection 2016*. 2016. <https://doi.org/10.1049/cp.2016.0080>
8. Mahadevan N, Dubey A, Chhokra A, Guo H, Karsai G. Using temporal causal models to isolate failures in power system protection devices. *IEEE Instrumentation & Measurement Magazine*. 2015;18(4):28–39. <https://doi.org/10.1109/MIM.2015.7155770>
9. Hsieh Shih-Chieh, Chen Chao-Shun, Tsai Cheng-Ta, Hsu Cheng-Ting, Lin Chia-Hung. Adaptive relay setting for distribution systems considering operation scenarios of wind generators. *IEEE Transactions on Industry Applications*. 2014;50(2):1356–1363. <https://doi.org/10.1109/TIA.2013.2274613>
10. Rumiantsev YuV. A comprehensive model for the power transformer digital differential protection functioning research. *Energetika. Proceedings of CIS higher education institutions and power engineering associations*. 2016;59(3):203–224. (In Russ.) <https://doi.org/10.21122/1029-7448-2016-59-3-203-224>
11. Meliopoulos APS, Cokkinides GJ, Myrda P, Liu Yu, Fan Rui, Sun Liangyi, et al. Dynamic state estimation-based protection: status and promise. *IEEE Transactions on Power Delivery*. 2017;32(1):320–330. <https://doi.org/10.1109/TPWRD.2016.2613411>
12. Rodriguez DFC, Osorio JDP, Ramos G. Virtual relay design for feeder protection testing with online simulation. *IEEE Transactions on Industry Applications*. 2018;54(1):143–149. <https://doi.org/10.1109/TIA.2017.2741918>
13. Koshel'kov IA, Egorov EP, Ivanov AV. Simulation tasks under functional tests of microprocessor-based relay protection and automation devices. In: *Elektroenergetika glazami molodezhi – 2016: trudy VII Mezhdunarodnoj molodezhnoj nauchno-tekhnicheskoy konferencii* = Electric power engineering through the eyes of youth – 2016. 19–23 September, Kazan'. Kazan': Kazan State Power Engineering University; 2016, vol. 1, p. 364–366. (In Russ.)
14. Seethalekshmi K, Singh SN, Srivastava SC. A classification approach using support vector machines to prevent distance relay maloperation under power swing and voltage instability. *IEEE Transactions on Power Delivery*. 2012;27(3):1124–1133. <https://doi.org/10.1109/TPWRD.2011.2174808>
15. Haj Salah AA, Garna T, Messaoud H. Controller interpolation methods for transition and control of nonlinear systems. In: *International Conference on Control, Decision and Information Technologies*. 2016:769–773. <https://doi.org/10.1109/CoDIT.2016.7593660>
16. Goncharov V, Rudnicki V, Liepinsh A. Numerical form of the automatic-control system mathematical models based on the real interpolation method approach. In: *International Conference on Industrial Engineering, Applications and Manufacturing*. 2017. <https://doi.org/10.1109/ICIEAM.2017.8076431>
17. Andreev MV, Borovikov YuS, Gusev AS, Sulaymanov AO, Suvorov AA, Ruban NYu, et al. Concept and basic structure of the all-mode modeling complex. *Gazovaya promyshlennost'*. 2017;5:18–27. (In Russ.)
18. Andreev M, Gusev A, Sulaymanov A, Borovikov Yu. Setting of relay protection of electric power systems using its mathematical models. In: *IEEE PES Innovative Smart Grid Technologies Conference Europe*. 2017. <https://doi.org/10.1109/ISGTEurope.2017.8260093>
19. Andreev MV, Suvorov AA, Askarov AB, Kievets AV. The problem of digital relay protection numerical simulation and its analog-digital (hybrid) solution. *Izvestiya vysshikh uchebnykh zavedenii. Elektromekhanika = Scientific and Technical Journal Russian Electromechanics*. 2018;61(6):77–83. (In Russ.) <http://doi.org/10.17213/0136-3360-2018-6-77-83>
20. Kezunovic M, Chen Qinghua. A novel approach for interactive protection system simulation. *IEEE Transactions on Power Systems*. 1997;12(2):668–674.
21. Dysko A, McDonald JR, Burt GM, Goody J, Gwyn B. Dynamic modelling of protection system performance. In: *Sixth International Conference on Developments in Power System Protection*. 25–27 March 1997, Nottingham. Nottingham: IET; 1997, no. 434, p. 381–385. <http://doi.org/10.1049/cp:19970104>



Критерии авторства

Андреев М.В., Суворов А.А., Рудник В.Е. заявляют о равном участии в получении и оформлении научных результатов и в равной мере несут ответственность за плагиат.

Конфликт интересов

Авторы заявляют об отсутствии конфликта интересов.

Все авторы прочитали и одобрили окончательный вариант рукописи.

СВЕДЕНИЯ ОБ АВТОРАХ

Андреев Михаил Владимирович,

кандидат технических наук, доцент,
заведующий научно-исследовательской
Лабораторией моделирования
электроэнергетических систем,
Национальный исследовательский Томский
политехнический университет,
634050, г. Томск, пр. Ленина, 30, Россия;
✉ e-mail: andreevmv@tpu.ru

Суворов Алексей Александрович,

кандидат технических наук,
ассистент,
Национальный исследовательский Томский
политехнический университет,
634050, г. Томск, пр. Ленина, 30, Россия;
e-mail: suvorovaa@tpu.ru

Рудник Владимир Евгеньевич,

инженер-исследователь научно-исследовательской
Лаборатории моделирования
электроэнергетических систем,
Национальный исследовательский Томский
политехнический университет,
634050, г. Томск, пр. Ленина, 30, Россия;
e-mail: fordlp006@mail.ru

Authorship criteria

Andreev M.V., Suvorov A.A., Rudnik V.E. declare equal participation in obtaining and formalization of scientific results and bear equal responsibility for plagiarism.

Conflict of interests

The authors declare that there is no conflict of interests regarding the publication of this article.

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

INFORMATION ABOUT THE AUTHORS

Mikhail V. Andreev,

Cand. Sci. (Eng.), Associate Professor,
Head of the Research Laboratory
of Electric Power System Modeling,
National Research Tomsk Polytechnic University,
30, Lenin pr., Tomsk 634050, Russia;
✉ e-mail: andreevmv@tpu.ru

Aleksey A. Suvorov,

Cand. Sci. (Eng.), Assistant Professor,
National Research Tomsk Polytechnic University,
30, Lenin pr., Tomsk 634050, Russia;
e-mail: suvorovaa@tpu.ru

Vladimir E. Rudnik,

Research Engineer of the Research Laboratory
of Electric Power System Modeling,
National Research Tomsk Polytechnic University,
30, Lenin pr., Tomsk 634050, Russia;
e-mail: fordlp006@mail.ru