

DOI:10.30724/1998-9903-2025-27-3-53-68

ОБНАРУЖЕНИЕ ОТКАЗОВ ЭЛЕМЕНТОВ ЦИФРОВОЙ РЕЛЕЙНОЙ ЗАЩИТЫ НА ПРИМЕРЕ ДИФФЕРЕНЦИАЛЬНО-ЛОГИЧЕСКОЙ ЗАЩИТЫ И ВОЗМОЖНОСТИ ЕЕ АДАПТАЦИИ

Шарыгин М.В., Джериу Ахмед Сахиб Наджи, Альшахери Аммар Муса Абдулхасан

Нижегородский государственный технический университет им. Р.Е. Алексеева, Нижний Новгород, Россия

ahmed 6891@yahoo.com

Резюме: АКТУАЛЬНОСТЬ. На эффективность и надежность системы релейной защиты (РЗ) влияет много факторов, такие как: отказ силового выключателя, отказ элементов устройства релейной защиты, погрешности работы измерительного тока и т.д. Подобные отказы сейчас приводят к отказу защиты в целом или к неправильному действию защиты и, при возникновении короткого замыкания (КЗ), часто к повреждению защищаемого объекта. Поэтому разработка более совершенных методов обнаружения отказов элементов РЗ является актуальной. ЦЕЛЬ. Целью статьи является: проведение краткого анализа проблемы надежности работы системы РЗ при отказе элементов защиты, разработка нового алгоритма работы устройств продольной дифференциальной P3 с функцией обнаружения отказа трансформатора тока (TT) любого плеча защиты, а также распознавания режима электросети. Предлагаемый алгоритм позволяет выполнять адаптацию РЗ при обнаружении отказа ТТ в каждом такте времени, и таким образом повысить надежность системы защиты. МЕТОДЫ. Алгоритм разработан на математической логики. Устройства защиты используют основе методов межподстанционные информационные каналы связи между смежными устройствами. Устройства защиты имеют возможность автоматически адаптировать свой алгоритм работы к возникшему отказу, реконфигурировать зоны защиты. РЕЗУЛЬТАТЫ. В статье выполнен анализ проблемы, разработан алгоритм автоматического обнаружения отказов трансформатора тока и токовых цепей релейной защиты, основанный на первом законе Кирхгофа и использующий межподстанционную информационную сеть. Предложенный алгоритм позволяет не только однозначно обнаружить эти отказы, но и произвести мгновенную адаптацию зон дифференциальной релейной защиты при необходимости сохранения быстродействия релейной защиты. Алгоритм протестирован программой PSCAD/EMTDC на примере дифференциальной защиты шин. ЗАКЛЮЧЕНИЕ. В результате исследования получены результаты, которые можно использовать для повышения надежности системы цифровой РЗ при отказах элементов защиты.

Ключевые слова: релейная защита; надежность электроснабжения; дифференциальная защит; трансформатора тока; короткое замыкание.

Для цитирования: Шарыгин М.В., Джериу Ахмед Сахиб Наджи, Альшахери Аммар Муса Абдулхасан. Обнаружение отказов элементов цифровой релейной защиты на примере дифференциально-логической защиты и возможности ее адаптации // Известия высших учебных заведений. ПРОБЛЕМЫ ЭНЕРГЕТИКИ. 2025. Т. 27. № 3. С. 53-68. doi: 10.30724/1998-9903-2025-27-3-53-68.

DETECTION FAILURE ELEMENTS IN DIGITAL RELAY PROTECTION USING THE EXAMPLE OF DIFFERENTIAL LOGIC PROTECTION AND THE POSSIBILITY OF ADAPTIVE PROTECTION

Sharygin M.V., Jeryo Ahmed Sahib Naji, Alshaheri Ammar Mousa Abdulhasan

Nizhny Novgorod State Technical University named R.E. Alekseev, Nizhny Novgorod, Russia ahmed 6891@yahoo.com

Abstract: RELEVANCE. The efficiency and reliability of the relay protection system is influenced by many factors, such as: failure of the power switch, malfunction of the relay protection device components, errors in the operation of the current measurement, etc. These failures can lead to a complete failure of the protection system or incorrect protective action

Проблемы энергетики, 2025, том 27, № 3

and, in the case of a short circuit, often result in damage to the protected object. Therefore, the development of more advanced methods for detecting failures in the protection system elements is crucial. THE PURPOSE. The purpose of the article is to briefly analyze the problem of reliability in relay protection system in the event of a failure of protection elements, develop a new algorithm for the operation of longitudinal differential relay devices that detects current transformer failure (CT) on any side protected element, and recognizes network mode. The proposed algorithm allows relay protection devices to adapt when a CT failure is detected in each cycle, thus increasing the reliability of the protection system. METHODS. The algorithm is developed using mathematical logic methods. Protection devices utilize inter-station communication channels to exchange information with adjacent devices. Additionally, these devices automatically adapt their operating algorithm to the type failure that occurs, and reconfigure protection zones accordingly. RESULTS. The article examines the problem, and develops an algorithm for the automatic detection of failures in current transformer and relay protection circuits. This algorithm is based on Kirchhoff's first law and utilize an intersubstation information network. The proposed algorithm not only enables the unambiguous detection of such failures, but also allows for the instant adaption of differential relay protection zones when necessary, ensuring the speed relay protection is maintained. The algorithm has been validated through testing in the PSCAD/EMTDC program using a case study of busbar differential protection. CONCLUSION. As a result of the research, significant findings have been obtaine that can be enhance the reliability of the digital relay protection system in the event of failures in protection elements.

Keywords: relay protection; reliability of power supply; differential protection; current transformer; short circuit.

For citation: Sharygin M.V., Jeryo Ahmed Sahib Naji, Alshaheri Ammar Mousa Abdulhasan. Detection failure elements in digital relay protection using the example of differential logic protection and the possibility of adaptive protection. *Power engineering: research, equipment, technology.* 2025; 27 (3):53-68. doi: 10.30724/1998-9903-2025-27-3-53-68.

Введение (Introduction)

Система релейной защиты (РЗ) - это вспомогательная подсистема электрической системы, которая должна обнаруживать и отключать короткие замыкания (КЗ) при их возникновении. Система РЗ должна обеспечивать селективное, чувствительное и наивозможно быстрое отключение при всех вариантах событий КЗ. КЗ являются редкими случайными событиями. А также неправильная работа релейной защиты из за отказавшегося трансформатора тока часто приводит к нежелательному отключению электроснабжения потребителей.

Законы распределения параметров режима электросети при КЗ имеют значительную дисперсию и накладываются с законами распределения допустимых режимов, что значительно затрудняет обнаружение КЗ и делает систему РЗ весьма сложной [1]. Устройства релейной защиты и автоматики (РЗА) проектируются и являются по факту высоконадежными устройствами. Это обусловлено важностью системы РЗА, от правильной работы которой сильно зависит надежность электроснабжения потребителей.

Тем не менее устройства РЗА, выключатели, измерительные трансформаторы напряжения (TH) и тока (TT) могут отказать с ненулевой вероятностью. Если эти отказы вовремя не устранить, то это приведет к частичному отказу системы РЗА: отказу отдельных защит и автоматики. Часть отказов обнаруживается заранее, до возникновения коротких замыканий (K3) с помощью различных технических средств, методов, диагностики, мониторинга, системы периодического технического обслуживания [2-6].

Однако в традиционной системе P3A существенная часть отказов выключателей, устройств защиты, измерительных трансформаторов и их трактов связи обычно обнаруживаются лишь по факту их отказа, т.е. по неправильному действию, срабатыванию устройств P3A. Это может повлечь повышенный уровень ущербов при ликвидации K3, например, из-за отключения большего количества нагрузок, увеличения длительности отключения, асинхронного хода генераторов, повреждения силового оборудования, каскадного развития аварии.

С развитием цифровых систем связи и устройств в электросетях существует возможность обнаруживать некоторые из отказов элементов системы P3A заранее, после чего могут быть быстро приняты необходимые мероприятия для восстановления или адаптации системы P3A к будущим К3 с учетом обнаруженных отказов. Очевидно, что в некоторых случаях мероприятия могут быть приняты автоматически, к этому и нужно стремиться. Большинство работ посвящено мониторингу и оценке надежности отдельных устройств РЗА, а также методам и способам ее повышения на аппаратном уровне [2-4].

Однако надежность РЗА можно повышать и на системном уровне, если рассматривать совокупность устройств РЗА как единую систему [5]. При таком взгляде, отказ одного или нескольких устройств РЗА может приводить к полному или частичному отказу системы РЗА, а может и не приводить, если при проектировании системы РЗА это учтено и на этот случай предусмотрена избыточность, резерв [7].

Очевидно, что увеличение надежности РЗА на системном уровне не менее важно, чем на аппаратном [9]. Поэтому уже давно существуют хорошо зарекомендовавшие себя технические решения: логика резервирования отказов выключателей (УРОВ), дальнее резервирование защит с помощью медленных ступеней защит относительной селективности, ближнее резервирование дополнительными комплектами защиты, блокировки защит при отказе их измерительных трансформаторов. Эти решения значительно увеличивают надежность системы РЗА на системном уровне, но, однако, имеют и недостатки:

- почти все эти мероприятия приводят к замедлению отключений, что весьма критично с точки зрения обеспечения устойчивости, например, вращающихся электрических машин, нагрузки,

- чувствительность резервных защит почти всегда хуже основных защит,

- как и любые другие технические системы, эти устройства тоже имеют ненулевую вероятность отказа,

- существующие решения распознают далеко не все отказы и не всех элементов системы РЗА.

И вот на эти случаи никаких мероприятий, резервов, избыточности не предусматривается.

В последнее время принимаются решения о создании автоматизированных систем мониторинга отказов устройств РЗА и их измерительной части. Хотя данные системы очень важны, но они пока позволяют лишь отслеживать параметры надежности, «мониторить» их, а не принимать решения об адаптации системы РЗА в автоматическом режиме.

Необходимо отметить, что, несмотря на широкое внедрение микропроцессорных устройств РЗА за последние 30 лет, в эксплуатирующих организациях [2] отмечается недостаточный уровень автоматизации процессов мониторинга, диагностики, анализа отказов РЗА, большое влияние на это человеческого фактора. Кроме того, отмечается отсутствие стандартизации устройств РЗА, их алгоритмов, что еще больше отягощает проблему человеческого фактора.

Цель исследования заключается в повышении надежности и эффективности системы релейной защиты за счет обнаружения отказов элементов самой защиты, а также разработке методов автоматической адаптации защиты к таким отказам.

Научная значимость исследования состоит в том, что в работе цифровой дифференциальной защиты впервые использованы сигналы смежных защит логические сигналы смежных защит, что позволяет выполнить однозначное обнаружение событий отказов измерительных трансформаторов тока плеч защит.

Практическая значимость исследования заключается в повышении надежности системы защиты сети при отказах ее элементов (трансформаторов тока, реле), сохранении быстродействия РЗ за счет автоматической адаптации зон защиты.

Предварительный теоретический анализ проблемы.

Цифровизация устройств P3A и внедрение систем информационного обмена в электросетях потенциально позволяет более точно распознать все возможные отказы элементов системы P3A, отделить их от текущих режимов электросети. А затем оценить последствия отказов с учетом ожидаемых режимов и возможных вариантов действий, что позволит реализовать оптимальные мероприятия, например, адаптацию системы P3A.

Существуют следующие наиболее частые, вероятные события режимов электросети, которые должны обнаруживаться системой РЗА в каждый момент времени:

1) группа допустимых режимов:

1.1) установившийся нормальный режим,

1.2) режим пуска,

1.3) режим качаний,

1.4) послеаварийный режим,

1.5) прочие допустимые режимы,

2) группа недопустимых режимов,

2.1) КЗ в зоне защиты,

2.2) КЗ вне зоны защиты,

2.3) асинхронный ход,

2.4) прочие недопустимые режимы.

На эти всевозможные режимы электросети могут накладываться события различных отказов элементов системы РЗА:

1) обнаруживаемый заранее отказ ТТ, ТН, канала связи, ИЭУ, выключателя, с помощью системы самодиагностики ;

2) не обнаруживаемый заранее отказ устройств ТТ, ТН, канала связи, ИЭУ, выключателя. Отказ обнаруживается только в момент неправильного срабатывания РЗА;

3) отказ TT или его канала связи, обнаруживаемый по дифференциальному признаку. Этот метод обнаружения отказов рассматривается далее в статье,

4) отказы цифровых элементов РЗА из-за кибератак, в том числе из-за подмены информационных сигналов,

5) прочие отказы.

Эти события отказов могут произойти одновременно или в разное время, а также с некоторой вероятностью могут наложиться друг на друга.

Часть отказов самих устройств РЗА, блоков управления выключателей могут быть обнаружены их собственными внутренними системами самодиагностики. Для передачи информации об этих отказах в протоколе МЭК61850 предусмотрены соответствующие сигналы [8]. Однако системы самодиагностики электронных устройств опираются на информацию только от различных аппаратных датчиков, расположенных на платах самих устройств [9] и далеко не все отказы устройств РЗА могут быть обнаружены. Например, невозможно заранее обнаружить отказы механической части выключателей, ошибочно заданные параметры срабатывания, ошибки алгоритма цифровых устройств.

Логика РЗА должна правильно обнаруживать все эти события отказов в любом сочетании с текущими событиями режима электросети. В результате система РЗА должна правильно определять совокупность событий:

- какой именно режим электросети существует в текущий момент времени,

- какие именно отказы возникли в системе РЗА.

Для правильно и точного обнаружения отказов и режимов необходимо:

- использовать всю доступную информацию в виде сигналов, измерений ТТ, ТН в текущий момент времени, а также в предыдущие моменты [10],

- использовать надежные научные методы обнаружения. Авторы считают, что для этой цели, например, хорошо подходят методы статистического анализа .

После обнаружения отказов, системе РЗА необходимо решить: что нужно предпринять (рис.1)? Какие действия должны быть выполнены при обнаружении определенной группы событий с целью достижения нужного оптимального результата? Группа событий может быть любой.

Возможные действия системы РЗА:

1) продолжение дежурства (ожидание, бездействие),

2) отключение своих силовых выключателей

2.1) мгновенное отключение,

2.2) отключение с выдержкой времени,

3) действие на резервные выключатели (например, с помощью УРОВ),

4) вывод из работы, блокировка отказавшей РЗ фидера,

5) адаптация защит, реконфигурация зон защиты,

6) подмена измерений отказавшего ТТ, ТН,

7) действие на сигнал,

8) прочие действия.

Эти действия могут выполняться отдельно или совместно различными устройствами РЗА.



Рис. 1. Общая схема оптимального принятия решений в системе РЗА с учетом обнаружения отказов элементов РЗА и последующей адаптации

Fig. 1. General scheme of optimal decision-making in the protection system, taking into account the detection of failures of the protection elements and subsequent adaptation

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

Необходимо отметить, что спектр возможных действий РЗА весьма широк, а точность обнаружения событий пока весьма мала, поэтому достижение оптимальности является сложной задачей, для решения которой необходимо использовать не только традиционные алгоритмы РЗА, но и совершенно новые алгоритмы принятия решений [7,11]. В составе цифровой РЗА возможно создание новой автоматики обнаружения отказов элементов РЗА (АОРЗ) и адаптации к ним с учетом режимных и прочих внешних условий (ААРЗ), осуществляющей не только непрерывный мониторинг РЗА, но и принятие автоматических решений по адаптации к отказам. Это существенно увеличит надежность системы РЗА. За счет широкого внедрения цифровых устройств РЗА и систем цифровой связи уже имеется необходимый объем информационных сигналов и средств вычислений для создания такой новой автоматики.

Полный набор алгоритмов автоматики еще предстоит создать, в данной статье предлагается один из вариантов алгоритма обнаружения отказа ТТ РЗА и(или) его цепей с возможностью последующей адаптации зон защиты цифровой РЗ.

Материалы и методы (Materials and methods).

Предлагаемый алгоритм обнаружения отказа ТТ и токовых цепей.

Обнаружение отказа ТТ и их цепей с помощью первого закона Кирхгофа можно основывать как на информации от группы ТТ одного фидера – балансом токов фазных ТТ и фильтра токов нулевой последовательности [8], так и на информации от внешних ТТ, расположенных на другом присоединении или даже ПС – балансом токов по участку электросети [12]. Второй вариант представляется наиболее удачным, поскольку отказ сразу нескольких ТТ на разных фидерах разных ПС значительно менее вероятен.

Предлагаемый алгоритм обнаружения отказа ТТ и токовых цепей основан на постоянном сравнении действий продольных дифференциальных защит (срабатыванийнесрабатываний) в зоне слева от конкретного ТТ, справа от него и в объединенной «общей» зоне (рис. 2).



Зона защиты «общая»

Рис. 2. Пример однолинейной схемы электросети Fig. 2. An example of a single-line electrical network с разбиением на элементарные зоны защиты circuit divided into elementary protection zones относительно конкретного ТТ relative to a specific CT

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

В таблице 1 показаны все возможные сочетания срабатываний/несрабатываний защит этих зон. Рассматриваемый ТТ в центре входит в состав расчета балансов токов двух дифференциальных зон одновременно. Исходя из таблицы 1, можно распознавать сочетания 1, 4, 6 и 7. Все сочетания, кроме №7, не позволяют однозначно отделить события режима от событий отказа – они возникают и при отказе ТТ, и при КЗ.

Но сочетание № 7 позволяет однозначно распознать отказ центрального ТТ или его измерительного тракта в любом режиме, в том числе и в нормальном режиме, до возникновения КЗ. Эта возможность позволит в дальнейшем и адаптировать защиту к будущим КЗ с учетом отказа ТТ.

Вероятность одновременного возникновения двух КЗ в двух соседних зонах (в правой и в левой зонах данного ТТ) одновременно с отказом ТТ в центре, очень мала (сочетание № 8 в таблице 1). Остальные сочетания в таблице 1 не существуют в условиях предлагаемого алгоритма.

Таблица 1 *Table 1*

Логика срабатывания зон защиты и соответствующие ей режим	ſЫ
The logic of activation of protection zones and the corresponding mo	dos

	The logic of activation of protection zones and the corresponding modes					
	Зоны защиты		циты	Событие		
Nº	«Левая»	«Правая»	«Общая»	КЗ в зонах защиты	Повреждение измерительного тракта зоны защиты	
1	0	0	0	Нормальный режим	Нормальный режим	
2	0	0	1	Режим не определен	Режим не определен	
3	0	1	0	Режим не определен	Режим не определен	
4	0	1	1	КЗ в «правой» зоне	Отказ измерительного тракта смежных	
				защиты	трансформаторов тока «правой» зоны	
					защиты	
5	1	0	0	Режим не определен	Режим не определен	
6	1	0	1	КЗ в «левой» зоне защиты	Отказ измерительного тракта смежных	
					трансформаторов тока «левой» зоны защиты	
7	1	1	0	Режим не определен	Отказ измерительного тракта общего	
					трансформатора тока	
8	1	1	1	КЗ в «левой» и «правой»	Отказ измерительного тракта	
				зонах защиты	трансформаторов тока «левой», «правой»	
					смежных зон защиты или общего на фоне КЗ	
					в «правой» или «левой» зонах защиты	

Примечание: 0 – несрабатывание, 1 – срабатывание

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

На рисунке 3 изображена блок-схема основного алгоритма распознавания режима электросети в зонах защиты и обнаружения отказа ТТ или его тракта в текущем времени. В алгоритме используются дифференциальные токи с правой зоны, левой зоны и в центре. Так же для работы и запуска алгоритма необходима информация о состоянии измерительных ТТ и их трактов справа, слева с предыдущего такта времени (блок 1). Если хотя бы один ТТ был распознан как неисправный, то происходит переход на блок 3 – адаптация системы защиты к отказу соседних TT (рис. 5).

Алгоритм адаптации защиты при обнаружении отказа любого TT может выполнять одно из следующих действий:

1) традиционная блокировка устройств РЗА, чьи ТТ отказали. Отключение КЗ будет происходить медленными резервными защитами,

2) при необходимости сохранения быстродействия, производится реконфигурация зон дифференциальных защит: слияние зон защиты за счет исключения неисправного TT и перерасчет параметров срабатывания для новых дифференциальных зон (рис. 5).





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





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



Рис. 5. Алгоритм адаптации ДЗ к отказуFig. 5. The DZ adaptation algorithm to the failureцентрального TT за счет реконфигурации зонof the central TT due to the reconfiguration ofзащитыprotection zones

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

При этом быстродействующая дифференциальная защита продолжит работу, но при возникновении КЗ произойдет отключение всей объединенной зоны защиты.

Расчеты дифференциальных токов во всех 3 зонах ($I_{диф\phi}$ справа, $I_{диф\phi}$ слева и $I_{ди\phi\phi}$ центр) выполняются блоком 5. Если $I_{ди\phi\phi}$ центр превышает ток срабатывания, то это означает возникновение КЗ в правой или в левой зоне и требуется действие РЗ, которая отключит КЗ в этой зоне (рисунок 4). Если значение $I_{ди\phi\phi}$ центр меньше тока срабатывания, то это означает, что существует нормальный режим в объединенной зоне или это может быть отказ TT в центре (блоки 8-13 на рис. 3 и на рис. 5).

Достоинством предложенного алгоритма, является то, что отказ центрального TT обнаруживается сразу после его возникновения, в том числе и в нормальном режиме.

Предлагаемый алгоритм не использует напрямую SV потоки от всех TT, а основывается на битовых сигналах отказов TT дифференциальных защит смежных элементов электросети: ЛЭП, шин, силовых трансформаторов и т.д. Алгоритм является логической надстройкой над системой дифференциальных P3 (ДЗ), каждая из которых производит контроль первого з-на Кирхгофа на своем локальном участке электросети [13].

Результаты (Results)

Имитационное моделирование алгоритма обнаружения отказа ТТ и токовых цепей:

Рассмотрим пример электросети (её параметры указаны в табл. 2 и 3), показанный на рисунке 6. Электросеть имеет основной источник питания (С): эквивалентная система с номинальным напряжением 10 кВ, номинальной мощностью 25 МВА, и импедансом 4,36





Коэффициент трансформации TT: TTS и TT1 = 1500/1; TT2 = 150/1; TT3, TT4, TT5 и TT6 = 100/1 Нагрузка : Н1 и Н2, Предлагаемые места короткого замыкания : К1 и К2 Рис. 6. Пример однолинейной схемы электросети Fig. 6. An example of a single-line electrical grid

с установленными ИЭУ with installed IEDs

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

Таблица 2 Table 2

Параметры силового трансформатора (Т1) Parameters of the power transformer (T1)

	<i>S</i> ном, MBA	Пределы регулирова- ния	Каталожные данные				Расчетные данные		
Тип			$U_k, \%$	Δ <i>Р</i> _x , кВт	<i>Р</i> _{<i>x</i>} , кВт	<i>I</i> _x , %	<i>R</i> т, Ом	<i>Х</i> т, Ом	Δ Q_{x} , квар
ТДН- 25000/110	25	±9*1,78 %	10,5	120	27	0,7	2,54	55,9	175

Где Uk,% — напряжение короткого замыкания в процентах от номинального высшего напряжения, ΔP к- потери (потери в меди) кВт, ΔP х — потери (потери в стали) холостого хода, кВт, Iх, % ток холостого хода в процентах от номинального тока обмотки высшего напряжения.

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

Таблица 3 Table 3

	1141	ланетры возду	milon milin	n snekipone	реда пі пі п	ai pysidi
		Overhea	d power lin	e and load po	arameters	
Название	Длина, км	<i>Х</i> уд, Ом / км	<i>R</i> уд, Ом / км	Нагр	узка	Номинальное
				<i>Р</i> , МВт	<i>Q</i> , Мвар	напряжение, кВ
ЛЭП1	10	0,4	0,1	10	1,5	115
ЛЭП2	10	0.4	0.1	10	1.5	115

Параметры возлушной линии электроперелачи и нагрузки

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

В нормальном режиме все токи, измеряемые ТТ, протекают в одном направлении от генератора к потребителям, а дифференциальный ток в каждой зоне меньше тока небаланса. В нормальном режиме напряжения во всех узлах имеют допустимый уровень: напряжение на шине 1 = 10 кB, напряжение на шине 2 = 112,652 кB и напряжение на шинах 3 и 4 = 112,504 кВ. Токи, протекающие во всех ветвях также допустимы: ток низкой стороны обмотки трансформатора = 1203А, ток высокой стороны обмотки трансформатора в сторону шин 2 = 105А, и токи нагрузки по линиям 1 и 2 равны 52А.

Согласно предложенному алгоритму, распознавание отказа некоторого *i*-го TT можно выполнить логическим путем – одновременным сравнением величин дифференциальных токов для нескольких зон защиты, в состав которых входит ток і-го ТТ. Например, для определения отказа TT2 (рисуноки 6, 7) необходима информация от TT1, ТТЗ, ТТ5. Согласно таблице 1 по сочетанию срабатываний дифференциальных защит 1трансформатора (левая зона), 2 - шины2 (правая зона) и 3 - в объединённой зоне (трансформатор и шина 2) (рисунок 7а) можно обнаружить, что TT2 исправен или TT2 отказал.



Рис. 7. Сегмент дифференциально-логической защиты вокруг TT2: а) дифференциальные зоны относительно TT2, б) логика обнаружения отказа TT2.

Fig. 7. Segment of differential logic protection around CT2: a) differential zones relative to CT2, b) logic circuit detection failure CT2

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

Рассмотрим различные варианты сочетаний режимов электросети, событий КЗ и отказов. Анализ работы предложенного алгоритма выполнен с помощью имитационного моделирования в программе PSCAD.

А. Моделирование последовательности событий: нормальный режим, затем отказ TT2 (рис. 8).

Допустим, в нормальном режиме электросети происходит отказ TT2, установленного в фазе A (рисунок 8а, 8б). Алгоритм обнаруживает этот отказ (рисунок 8в), ИЭУ РЗ отправит сигнал смежным ИЭУ, установленным в правой и левой зонах. Рисунок 8в показывает действие алгоритма в этой ситуации.

Все случаи отказа TT2 моделировались заданным периодом времени: отказ возникает в 0,3 секунды после начала моделирования и длится 0,15 с.



Рис. 8. - Моделирование нормального режима электросети с последующим возникновением отказа TT2: а) осциллограмма первичного тока TT2, б) осциллограмма вторичного тока TT2, в) осциллограмма логического сигнала обнаружения отказа TT2 Fig. 8. - Simulation the normal operation mode of the electrical network with the subsequent occurrence failure of CT2: a) oscillogram of the primary current CT2, b) oscillogram of the secondary current CT2, c) oscillogram of the logical signal for detecting failure CT2

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

В традиционной защите отказ TT2 приведет к неправильному срабатыванию и ложному отключению, так как возникает дифференциальный ток ($I_{\partial u \phi \phi}$) в зоне шины и в зоне трансформатора выше, чем ток уставки (Ток торможения (I_{mopM}) (рисунок 9а, 9б). ИЭУ отключат все силовые выключатели обеих зон (рисунок 9в). Предложенный алгоритм позволяет обнаружить данный отказ и либо блокировать защиту, либо адаптировать систему защиты посредством удаления отказавшего TT из логических цепей защит и реконфигурации зон защиты.



Рис. 9 - Моделирование нормального режима электросети с последующим возникновением отказа TT2 при отсутствии алгоритма обнаружения отказа TT: а) осциллограмма тока $I_{\partial u \phi \phi}$ и I_{mopM} в зоне трансформатора, б) осциллограмма тока $I_{\partial u \phi \phi}$ и I_{mopM} в зоне шины 2, в) действие ИЭУ в обеих зонах на отключение силовых выключателей

Fig. 9 - Simulation of the normal operation of the power grid with the subsequent occurrence failure CT2 in the absence of a CT failure detection algorithm: a) oscillogram the current I_{diff} and Itorm in the transformer zone, b) oscillogram the current I_{diff} and Itorm in the bus zone 2, c) the action of the IED in both zones to turn off the circuit breakers

*Источник: составле но автором. *Source: compiled by the author

Б. Моделирование последовательности событий: нормальный режим, затем отказ TT2, затем адаптация защиты, затем КЗ в зоне шин 2.

Рассмотрим предыдущие события, но с учетом адаптации защиты. Пусть возникает сначала отказ TT2 (в момент 0,3 с). Затем предложенный алгоритм выявит отказ TT2 и система защиты реконфигурируется: объединятся зоны шин 2 и трансформатора в одну зону защиты. Объединенная зона защищается за счет измерений исправных TT: TT1, TT3, TT5. Пусть затем возникает КЗ в зоне шины 2 (К1) (рисунок. 6) в момент 0,4 с. В этом случае алгоритм защиты быстро отключит КЗ, но за счет отключения B1, B3, B5 (увеличенная зона защиты). Это целесообразно, если требуется быстрое отключение КЗ.



63



Рис.10 - Моделирование нормального режима электросети с последующим возникновением отказа TT2, а также КЗ в зоне шин 2 при работе алгоритма обнаружения TT2: отказа a) TT2, б) осциллограмма первичных токов осциллограмма вторичных TT2, в) токов г) действие ИЭУ осциллограмма I_{mopM} и $I_{\partial u \phi \phi}$, объединенной зоны на отключение, д) осциллограмма логического сигнала обнаружения отказа TT2

Fig.10 - Simulation of the normal mode of the electrical network with the subsequent failure occurrence of CT2, the occurrence of a short circuit in the zone bus2 during the operation of the CT2 failure detection algorithm: a) oscillogram of CT2 primary currents, b) oscillogram of CT2 secondary currents, c) Itorm and Idiff oscillogram, d) the effect of the IED in the combined zone on disconnection, e) oscillogram of a logical signal CT2 failure detection

*Источник: составле но автором. *Source: compiled by the author

В. Моделирование последовательности событий: нормальный режим, затем отказ TT2, затем адаптация защиты, затем КЗ в зоне линии 1.

Рассмотрим предыдущие события отказа TT2 так же с учетом адаптации защиты, но затем K3 возникает в смежной зоне в линии 1 (K2 на рисунок 6). К2 в этом случае является внешним K3 по отношению к зоне шин 2. Р3, установленные с 2-х сторон линии 1, должны выполнить отключение своих выключателей и на их работу не оказывает влияния отказавший TT2 (рисунок 11).



64



Рис.11 - Моделирование нормального режима электросети с последующим возникновением отказа TT2 и возникновении КЗ в зоне линии 1 в момент времени 0,4 секунды в фазе А при работе алгоритма обнаружения TT: a) отказа осциллограмма первичных токов TT2, б) осциллограмма вторичных токов TT2, в) осциллограмма Іторм и Ідифф в объединенной зоне, г) действие ИЭУ в объединенной зоне (ожидание), д) осциллограмма I_{mopm} и $I_{\partial u \phi \phi}$ в зоне линии 1, е) действие ИЭУ в зоне линии 1 на отключение, ж) осциллограмма логического сигнала обнаружения отказа TT2

Fig.11 - Simulation of the normal mode of the electrical network with the subsequent occurrence failure CT2 and the occurrence of a short circuit in the zone line 1 at a time of 0.4 seconds in phase A during the operation of the TT fault detection algorithm: a) oscillogram of primary currents CT2, b) oscillogram of secondary currents CT2, c) Itorm and Idiff in the combined zone, d) the action of the IED in the combined zone (waiting), e) the Itorm and Idiff in the zone of line 1, f) the action of the IED in the zone of line 1 to disconnect, g) the oscillogram of the logic signal failure detection CT2

*Источник: составле но автором. *Source: compiled by the author

Для сжатия информации дифференциальных защит, передаваемой между смежными комплектами по информационной сети, возможно использование синхровекторов [14]. Недостатком такого решения может являться некоторое замедление защиты из-за необходимости расчета векторов.

Достоинства предложенного алгоритма:

 отказы ТТ обнаруживаются однозначно и независимо от того какой режим существует в электросети: КЗ, нормальный режим или любой другой режим;

- отказы TT обнаруживаются мгновенно сразу после из возникновения. Поэтому становится очень мала вероятность возникновения события одновременного отказа разных TT и неправильного действия P3 вследствие этого;

- за счет дополнительной логики имеется возможность адаптировать, подготовить систему РЗА к возникновению следующего отказа ТТ, а также к любым аварийным

режимам для мгновенного отключения. Вывод отказавшей РЗ из работы уже не является единственным доступным вариантом;

- возникающие отказы TT обнаруживаются за счет уже имеющихся сигналов защит, поэтому нагрузка на информационную сеть минимизируется;

- для обнаружения отказов TT не требуются дополнительные аппаратные средства, обнаружение производится логической надстройкой над смежными дифференциальными РЗ.

Заключение (Conclusions)

В статье проведен краткий анализ проблемы надежности работы системы релейной защиты при отказах элементов самой защиты. Цифровизация устройств РЗА и внедрение систем информационного обмена в электросетях потенциально позволяет автоматически обнаруживать отказы элементов системы РЗА, отделять их от текущих режимов электросети. Автоматическое обнаружение отказов РЗА позволит реализовать оптимальные мероприятия, например, адаптацию системы РЗА, что повысит ее надежность.

В статье рассмотрен алгоритм автоматического обнаружения отказов TT и токовых цепей P3A, основанный на первом з-не Кирхгофа и использующий межподстанционную информационную сеть. Предложенный алгоритм позволяет не только однозначно обнаружить эти отказы, но и произвести мгновенную адаптацию зон дифференциальной P3 при необходимости сохранения быстродействия P3.

Создана имитационная модель электросети и проведены эксперименты по различным ситуациям отказов в электросети и цепях трансформаторов тока: возникновение короткого замыкания в зоне защиты, внешнего короткого замыкания. Моделирование подтвердило правильную работу предложенного алгоритма: система РЗ автоматически обнаруживает отказ в своих цепях ТТ и блокируется или адаптируется к нему, правильно срабатывая при последующем КЗ.

Литература

1. Федосеев А.М. Федосеев М.А. Релейная защита электроэнергетических систем: Учеб. для вузов. 2-е изд. М.: Энергоатомиздат, 1992, 528 с.

2. Гвоздев Д.Б., Грибков М.А., Романов Ю.В., Рыбаков А.К. Применение современных технологий при эксплуатации РЗА для повышения надежности их функционирования // Электроэнергия. Передача и распределение № 1(64), 2021, с. 120-123

3. Новобрицкий В.А., Федосов Д.С. Анализ работы устройств релейной защиты в переходном режиме, сопровождающемся насыщением трансформатора тока// Проблемы энергетики № 5 (23), 2021, с. 71-85

4. Dragan Ristanovic, Terry Tadlock, Gautami Bhatt, Current Transformers in Protection Applications: The ANSI and International Electrotechnical Commission Standards, Industry Applications journal IEEE. 2021. V. 27. no. 5. pp. 47-57.

5. Khalyasmaa A.I., Senyuk M.D., & Eroshenko S.A. (2021). Analysis of the State of High-Voltage Current Transformers Based on Gradient Boosting on Decision Trees. IEEE Transactions on Power Delivery.36(4). pp.2154-2163D. Yarymbash, M. Kotsur, S. Yarymbash, I. Kylymnyk, T. Divchuk. Electromagnetic Properties Determination Of Electrical Steels, Advanced Trends in Radioelectronics Telecommunications and Computer Engineering (TCSET) 2020 IEEE 15th International Conference on. 2020. pp. 185-189.

6. Song, M.-H.; Kang, S.-H.; Lee, N.-H.; Nam, S.-R. IEC 61850-Based Centralized Busbar Differential Protection with Data Desynchronization Compensation. Energies 2020, 13, 967.

7. Шалин А. И. Надёжность и диагностика релейной защиты энергосистем /А. И. Шалин. - Новосибирск: Изд-во НГТУ, 2003. - 384 с.

8. Куликов А.Л., Шарыгин М.В. Дифференциально-логический принцип релейной защиты сетей электроснабжения // Электрические станции, 2018. № 3. с. 37–46.

9. Шнеерсон, Э.М. Цифровая релейная защита. М.: Энергоатомиздат, 2007, 549 с.

10. Подшивалин А.Н., Подшивалина И.С. Основы Методологии Расчета Уставок Микропроцессорной Релейной Защиты // <u>Известия Высших Учебных Заведений.</u> Электромеханика.2010. № 3 С. 69-74.

11. Куликов А.Л., Вуколов В.Ю., Колесников А.А., и др. Дифференциальная защита шин 110-220 кВ с применением метода двойной записи. Известия высших учебных заведений. Проблемы энергетики. 2017. Т. 19(11-12). С. 21-31.

12. СТО 56947007-29.240.10.303-2020 Методические указания по реализации мониторинга работоспособности измерительной части терминалов РЗА, АСУ ТП и других средств измерений вторичных цепей средствами АСУ ТП на объектах ПАО «ФСК ЕЭС»6- Надежность систем энергетики и их оборудования : справочник в 4-х т. / Под общ.ред. Ю.Н. Руденко. Т.2. Надежность

электроэнергетических систем : справочник / под ред. М.Н. Розанова. – М.: Энергоатомиздат, 2000. – 568 с.

13. Шарыгин М.В., Джериу Ахмед Сахиб Наджи, Обалин М.Д. Реализация логической схемы дифференциальной защиты сборных шин с использованием информационной сети // Вестник Казанского государственного энергетического университета. 2024. Т. 16. № 2 (62). С. 106-118.

14. Мокеев А.В., Пискунов С.А., Ульянов Д.Н., Хромцов Е.И. Повышение эффективности и надежности РЗА цифровых подстанций и цифровых РЭС // Вестник Казанского государственного энергетического университета. КГЭУ. 2020. с. 92-100.

15. Song, M.-H.; Kang, S.-H.; Lee, N.-H.; Nam, S.-R. IEC 61850-Based Centralized Busbar Differential Protection with Data Desynchronization Compensation. Energies 2020, 13, 967.

16. Ли, У.; Тан, Ю.; Ли, Ю.; Цао, Ю.; Чен, С.; Чжан, М. A new strategy for differential backup protection of intelligent distribution networks: a fast and reliable approach. IEEE Access 2019, 7, 38135-38145.

Авторы публикации

Шарыгин Михаил Валерьевич – д.т.н., профессор кафедры 'Электроэнергетика, электроснабжение и силовая электроника", Нижегородский государственный технический университет им. Р.Е. Алексеева. E-mail: sharygin.m.v@gmail.com.

Джериу Ахмед Сахиб Наджи – соискатель, кафедры 'Электроэнергетика, электроснабжение и силовая электроника", Нижегородский государственный технический университет им. Р.Е. Алексеева. E-mail: <u>ahmed_6891@yahoo.com</u>.

Альшахери Аммар Муса Абдулхасан – соискатель, кафедры 'Электроэнергетика, электроснабжение и силовая электроника'', Нижегородский государственный технический университет им. Р.Е. Алексеева. E-mail: <u>amar.alshmaly@yahoo.com</u>.

Refrences

1. Fedoseev A.M. Fedoseev M.A. Relay protection of electric power systems: Studies for universities. 2nd ed. Moscow: Energoatomizdat, 1992, 528 p.

2. Gvozdev D.B., Gribkov M.A., Romanov Yu.V., Rybakov A.K. The use of modern technologies in the operation of remote control systems to increase the reliability of their functioning // Electricity. Transmission and Distribution No. 1(64), 2021, pp. 120-123.

3. Novobritskiy V.A., Fedotov D.S. Analysis of the operation of relay protection devices in a transient mode accompanied by saturation of a current transformer// Problems of energy No. 5 (23), 2021, pp. 71-85

4. Dragan Ristanovic, Terry Tadlock, Gautami Bhatt, Current Transformers in Protection Applications: The ANSI and International Electrotechnical Commission Standards, Industry Applications journal IEEE. 2021. V. 27. no. 5. pp. 47-57.

5. Khalyasmaa A.I., Senyuk M.D., & Eroshenko S.A. (2021). Analysis of the State of High-Voltage Current Transformers Based on Gradient Boosting on Decision Trees. IEEE Transactions on Power Delivery.36(4). pp.2154-2163D. Yarymbash, M. Kotsur, S. Yarymbash, I. Kylymnyk, T. Divchuk. Electromagnetic Properties Determination Of Electrical Steels, Advanced Trends in Radioelectronics Telecommunications and Computer Engineering (TCSET) 2020 IEEE 15th International Conference on. 2020. pp. 185-189.

6. Song, M.-H.; Kang, S.-H.; Lee, N.-H.; Nam, S.-R. IEC 61850-Based Centralized Busbar Differential Protection with Data Desynchronization Compensation. Energies 2020, 13, 967.

7. Shalin A. I. Reliability and diagnostics of relay protection of power systems /A. I. Shalin. Novosibirsk: NSTU Publishing House, 2003. 384 p.

8. Kulikov A.L., Sharygin M.V. Differential logic principle of relay protection of power supply networks // Electric Stations, 2018. No. 3. pp. 37-46.

9. Schneerson, E.M. Digital relay protection. Moscow: Energoatomizdat, 2007, 549 p.

10. Podshivalin A.N., Podshivalina I.S. Fundamentals Of Methodology For Calculating Microprocessor Relay Protection Settings // News Of Higher Educational Institutions. Electromechanics.2010 . No. 3, pp. 69-74.

11. Kulikov A.L., Vukolov V.Yu., Kolesnikov A.A., and others. Differential protection of 110-220 kV buses using the double-entry method. News of higher educational institutions. Energy problems. 2017. Vol. 19(11-12). pp. 21-31.

12. SRT 56947007-29.240.10.303-2020 Methodological guidelines for monitoring the operability

Проблемы энергетики, 2025, том 27, № 3

of the measuring part of the terminals of the RPA, automated process control systems and other measuring instruments of secondary circuits using automated process control systems at the facilities of FGC UES PJSC6- Reliability of energy systems and their equipment : a handbook in 4 volumes / Under the general editorship of Yu.N. Rudenko. Vol. 2. Reliability of electric power systems : a handbook / edited by M.N. Rozanov. – M.: Energoatomizdat, 2000. – 568 p.

13. Sharygin M.V., Jeriu Ahmed Sahib Naji, Obalin M.D. Implementation of a logical scheme for differential busbar protection using an information network // Bulletin of Kazan State Power Engineering University. 2024. Vol. 16. No. 2 (62). pp. 106-118.

14. Mokeev A.V., Piskunov S.A., Ulyanov D.N., Khramtsov E.I. Improving the efficiency and reliability of digital substations and digital distribution stations // Bulletin of Kazan State Power Engineering University. KGEU. 2020. pp. 92-100.

15. Song, M.-H.; Kang, S.-H.; Lee, N.-H.; Nam, S.-R. IEC 61850-Based Centralized Busbar Differential Protection with Data Desynchronization Compensation. Energies 2020, 13, 967.

Li, Yu.; Tang, Yu.; Li, Yu.; CAo, Yu.; Chen, S.; Zhang, M. A new strategy for differential backup protection of intelligent distribution networks: a fast and reliable approach. Access to IEEE 2019, 7, 38135-38145.

Authors of the publication

Mikhail V. Sharygin- Nizhny Novgorod State Technical University named R.E. Alekseev, Nizhny Novgorod. E-mail: <u>sharygin.m.v@gmail.com</u>.

Jeryo Ahmed Sahib Naji – Nizhny Novgorod State Technical University named R.E. Alekseev, Nizhny Novgorod. E-mail: <u>ahmed 6891@yahoo.com</u>.

Alshaheri Ammar Mousa Abdulhasan – Novgorod State Technical University named R.E. Alekseev, Nizhny Novgorod. E-mail: <u>amar.alshmaly@yahoo.com</u>.

Шифр научной специальности: 2.4.2. Электротехнические комплексы и системы.

Получено	28.02.2025 z.
Отредактировано	20.03.2025 г.
Принято	24.04.2025 <i>г</i> .