

Министерство образования Российской Федерации
Ивановский государственный энергетический университет

ПОВЫШЕНИЕ ЭФФЕКТИВНОСТИ РАБОТЫ ЭНЕРГОСИСТЕМ

ТРУДЫ ИГЭУ

Выпуск 4

*Под редакцией
доктора техн. наук, профессора В.А. Шуина,
доктора техн. наук, профессора М.Ш. Мисриханова*

**Москва
Энергоатомиздат
2001**

УДК 621.311

ББК 31.37

П 42

Повышение эффективности работы энергосистем: Тр. ИГЭУ. Вып. 4 / Под ред. В.А. Шуина, М.Ш. Мисриханова. – М.: Энергоатомиздат, 2001. – 432 с.

ISBN 5-283-02587-X

Приведены результаты научных исследований и разработок, выполненных ИГЭУ, МЭС Центра РАО «ЕЭС России» и других организаций по вопросам расчета и моделирования установившихся режимов и переходных процессов в электроэнергетических системах и их элементах, расчета и моделирования электромагнитных полей и исследования влияния линий электропередачи сверхвысокого напряжения на экологию окружающей среды, эксплуатации и диагностики электрооборудования ЛЭП и подстанций, совершенствования принципов выполнения и устройств релейной защиты и автоматики электрических сетей.

Книга рассчитана на специалистов-электроэнергетиков, работающих в области эксплуатации, разработки и проектирования электрических сетей и систем их автоматического управления.

Редакционная коллегия:

д-р техн. наук, проф. В.Н. Нуждин, д-р техн. наук, проф. М.Ш. Мисриханов,
д-р техн. наук, проф. Б.М. Ларин, д-р техн. наук, проф. А.В. Мошкарин,
д-р техн. наук, проф. В.А. Савельев, д-р техн. наук, проф. В.А. Строев,
д-р техн. наук, проф. С.В. Тарарыкин, д-р техн. наук, проф. В.А. Шуин,
д-р техн. наук, проф. А.В. Шунтов, д-р техн. наук, проф. Ю.Я. Щелькалов,
д-р техн. наук, проф. И.В. Якимец.

ISBN 5-283-02587-X

© Авторы, 2001

УДК 621.311

Применение системного подхода к решению задач управления электроэнергетическими системами

Мисриханов М.Ш., д-р техн. наук, Скопинцев В.А., д-р техн. наук

Постановка задачи. Современные электроэнергетические системы (ЭЭС) являются сложными многоуровневыми многосвязными распределенными человеко-машинными природно-техническими комплексами, занимающими обширные территории и оказывающими влияние как на все сферы деятельности и проживание населения на этой территории, так и на все, без исключения, стороны экономической жизни данного региона страны. Развитию и формированию ЭЭС сопутствует потребность в рассмотрении сложных научно-технических проблем, что способствует развитию наук, изучающих свойства и поведение ЭЭС. За последние несколько десятков лет были созданы фундаментальные труды по переходным процессам, теории статической и динамической устойчивости, теории релейной защиты и автоматизации, теории режимов ЭЭС и ряду других основополагающих теорий, что внесло огромный вклад в другие науки, в том числе фундаментальные. Все отмеченные достижения в большей мере относятся к исследованию технологических вопросов в сложных ЭЭС, при изучении которых система рассматривается как комплекс взаимосвязанных генерирующих, преобразующих и передающих энергию элементов, объединённых общим технологическим режимом работы и централизованным многоуровневым диспетчерским управлением. При этом для большинства решаемых задач не требовалось учёта человеческого фактора и влияния внешней среды.

Разработанный и применяемый при решении технологических вопросов научный подход состоит в том, что целое (сложное) можно изучить, расчленив его (редуцируя) на элементы (части), а затем, изучив их свойства, определить свойства целого. Основой редукционного подхода являются достижения в развитии естественных наук, в первую очередь, физики, математики и химии, чему способствовали открытия детерминированных законов природы при изучении вещественно-энергетических свойств простых систем. Отмеченные законы выражаются простыми математическими зависимостями, которые используются при составлении математической модели сложной системы.

С развитием ЭЭС наряду с вопросами технологии приобретают всё большее значение вопросы рациональной организации эксплуатации и управления функционированием (поведением) сложных технических комплексов. В [1] отмечается, что одной из актуальных проблем, стоящей перед

электроэнергетической отрасли, является поиск более широкой и более эффективной методологии управления с целью достижения лучшего результата деятельности управляемого энергопредприятия. Требуют научной проработки и совершенствования, например, такие важные для практики задачи, как управление надёжностью энергоснабжения потребителей, оптимизация структуры управления ЭЭС, управление энергопредприятием (ГЭС, ГАЭС, ТЭС, АЭС) с учетом окружающей среды как единым природно-техническим комплексом, управление промышленной безопасностью энергопредприятий, управление большими ЭЭС (ОЭС, ЕЭС) при воздействии множественных (во времени и в пространстве) и распределенных (в пространстве) возмущений (гололед, ураганные ветры, пляска проводов, низовые пожары под ЛЭП, перекрытия ЛЭП на кустарники и деревья и др.), анализ аварийности ЭЭС, в том числе анализ сложных "невероятных", а также каскадных аварий, анализ возбужденной и наведенной сейсмике в сейсмоопасных районах, где функционируют крупные водохранилища с регулируемым объемом ГЭС и ГАЭС, а также крупные пруды-охладители, хранилища и "могильники" крупных ГРЭС и АЭС, промышленное страхование от возможных рисков и ряд других. При решении указанных задач определяющими являются не вещественно-энергетические, а структурно-поведенческие свойства сложных систем [2], исследование которых требует другого научного подхода. Применение принципа редукции в этих случаях может привести к ошибочным выводам, что можно показать на примере использования классической теории надёжности к исследованию сложных ЭЭС.

Методы теории надёжности нашли широкое применение для оценки показателей надёжности серийного оборудования, типовых конструкций и сооружений, т.е. на уровне элементов системы. Применение этих методов для оценки надёжности работы всей ЭЭС заключается в том, что по известным характеристикам надёжности элементов, заданной схеме их соединений и принятым критериям отказа системы определяются значения показателей надёжности всей системы – в основном, это вероятность, частота и средняя продолжительность критического события или событий, которыми определяется отказ системы [3]. Причинами отказов в системе являются не только технические неполадки в оборудовании, но и опасные внешние воздействия на её элементы и ошибки человека при управлении технологическими процессами, т.е. существенную роль играют внешняя среда и человеческий фактор. Если, например, ставилась задача оценки надёжности электроснабжения какого-либо потребителя, то без учёта указанных факторов можно оценить лишь надёжность технологической связи между данным потребителем и источниками энергии в системе. Фактическая надёжность электроснабжения может существенно отличаться от полученной.

При изучении вопросов организации эксплуатации и управления сложную ЭЭС следует рассматривать, с одной стороны, как человеко-машинную (эргатическую) систему с точки зрения роли человека в процессе управления

и принятия решений, а с другой стороны, как природно-техногенную систему с точки зрения взаимовлияния и взаимодействия с внешней средой. Необходимо учитывать не только влияние внешней среды на элементы системы, но и влияние системы на эту среду. Последнее становится всё более актуальным по мере осознания возрастающей опасности неконтролируемых глобальных воздействий современной техники и технологий на человека (техноцид) и природную среду (экоцид). Кроме того, при исследовании сложных ЭЭС приходится сталкиваться с эффектом, имеющим название “проклятие размерности” (при большом числе элементов в системе и связей между ними число возможных состояний системы определяется астрономической величиной) и законами гомеостатики, нелинейной динамики и синергетики.

Ограничением использования принципа редукции для исследования структурно-поведенческих свойств сложных ЭЭС является установленная для сложных систем разной природы общая закономерность – эмергентность – несводимость свойств системы к свойствам отдельных элементов [2], что делает проблематичным получение приемлемых для практики выводов о поведении системы в целом на основе исследований поведения её элементов. Осложнение при исследовании поведения сложных ЭЭС также вносит ограниченность проведения широкомасштабных натуральных экспериментов в действующей системе. К сожалению, последние широкомасштабные общесистемные эксперименты (испытания) в ОЭС и ЕЭС проводились лет тридцать тому назад. Долго еще «чернобыльский синдром» будет преследовать и мешать проведению широкомасштабных натуральных испытаний на крупных энергетических объектах, хотя настала уже необходимость в проведении подобных испытаний с учетом постсоветских реалий, сложившихся в электроэнергетике России и стран СНГ.

Для решения задач управления функционированием сложных ЭЭС заслуживает внимания системный подход, при котором ЭЭС рассматривается как супербольшая многоуровневая распределенная природно-техническая человеко-машинная система с активным взаимодействием с внешней средой, а закономерности поведения такой системы устанавливаются на основе ретроспективного анализа её функционирования за определённое время (историю) эксплуатации, с учетом положительного опыта эксплуатации аналогов в других ЭЭС и даже в других странах (с учетом открытых систем информационных интернет-технологий). Некоторые особенности системного и редукционного подходов показаны в табл.1.

В истории развития теории сложных технических систем насчитывается несколько десятилетий, результатом которых явилось формирование научных направлений под названием техника больших систем, системотехника, системология и др. В связи с происходящими в электроэнергетике процессами изменения производственных отношений и реструктуризацией всей электроэнергетической отрасли, изучение структурно-поведенческих свойств сложных ЭЭС и учёт их при решении практических задач в новых экономических условиях приобретает особое значение.

Таблица 1. Сравнение подходов к исследованию вопросов технологии и управления функционирование ЭЭС

Характеристика	Подход к исследованию	
	Редукционный подход	Системный подход
Область применения	Технологические процессы	Управление системой
Исследуемые свойства	Вещественно-энергетические	Структурно-поведенческие
Модели представления системы	Комплекс взаимосвязанных генерирующих, преобразующих и перераспределительных элементов	Человеко-машинная система с активным взаимодействием с окружающей средой
Решаемые проблемы	Преобразование и передача энергии, режимы работы, перераспределение энергии	Целенаправленное управление функционированием системы
Цель исследований	Обеспечение допустимых параметров режима и показателей устойчивости	Оптимизация эффективности работы системы; экономичности, надёжности
Характер исследуемых процессов	Детерминированный	Вероятностный
Методологическая основа	Естественные законы природы	Закономерности (гипотезы) поведения сложных систем

В настоящей публикации приводятся результаты исследований свойств и закономерностей поведения сложных ЭЭС и сформулированы принципы целенаправленного управления ими, которые могут быть использованы специалистами в качестве методологической основы для решения вопросов организации эксплуатации и управления ЭЭС.

Свойства и особенности сложных ЭЭС. Основной целью рациональной организации эксплуатации и управления ЭЭС является получение наилучших достижимых показателей эффективности (качества) её работы, под которой понимается совокупность свойств, определяющих способность системы выполнить поставленные при её создании задачи. При решении многих задач в качестве определяющих свойств часто выделяют экономичность, надёжность энергоснабжения и промышленную безопасность. В отдельных задачах может потребоваться рассмотрение таких свойств, как экологичность технологических процессов, живучесть системы при воздействиях, не предусмотренных условиями эксплуатации и другие.

Экономичность, как известно, характеризуется показателями использования средств, вкладываемых в систему: себестоимостью продукции, прибылью, рентабельностью и другими.

Надёжность энергоснабжения определяется как вероятность того, что будет обеспечено непрерывное снабжение потребителей энергией в необходимых объемах и удовлетворительного качества. В [3] рекомендуется использовать следующие показатели: вероятность потери нагрузки, отключенная нагрузка, частота отключения потребителей, продолжительность отключения потребителей и другие.

Безопасность ЭЭС как сложной технической системы. В проблеме безопасности сложных технических систем следует выделить три направления. Первое из них относится к нормальной повседневной эксплуатации системы. Неизбежные техногенные воздействия на человека и природную среду, а

также отходы производства выдвигают ряд практических задач по охране труда и экологичности используемых технологий.

Второе, не менее важное направление, связано с аварийностью в системе и получило название промышленная безопасность. При этом под промышленной безопасностью технического объекта (системы) понимается способность объекта обеспечить защиту человека, природной среды и собственности от опасных воздействий, возникающих при авариях на этом объекте. При изучении промышленной безопасности основное внимание уделяется выявлению причинно-следственных связей возникновения аварий и других нарушений с всесторонним анализом последствий (социальных, экологических, экономических) этих нарушений. Показателями промышленной безопасности являются риски последствий от технологических (техногенных) нарушений [4].

В последнее время стала очень актуальной проблема террористической уязвимости энергетических объектов и, соответственно, принятия мер для обеспечения их антитеррористической безопасности, живучести и недосыгаемости. Большинство объектов были построены в период, когда не знали, что есть или вообще может быть такая опасность. Поэтому, с учетом последних жизненных реалий, необходимо срочно пересмотреть многие проектные и эксплуатационные нормативы и принять необходимые, а для некоторых объектов – достаточные меры антитеррористической безопасности.

Живучесть ЭЭС. В технической литературе можно встретить различные толкования свойства «живучести», что свидетельствует об отсутствии единого установившегося мнения. Так, даже в действующем ГОСТ 27.002-89 [5] приводятся три определения этого свойства. В последующем изложении под живучестью понимается способность системы полностью или в ограниченном объеме выполнять свои функции при воздействиях, не предусмотренных условиями нормальной эксплуатации, а при нарушении работоспособного состояния – восстанавливать его за допустимый период времени. Живучесть приходится оценивать в задачах управления ЭЭС при экстремальных условиях, вызванных большими множественными воздействиями (природного или искусственного происхождения) на элементы системы. Экстремальные условия могут возникнуть, например, вследствие повышенных гололёдно-ветровых нагрузок на элементы электрической сети, в результате которых повреждаются до несколько десятков воздушных линий электропередачи (ВЛ) и подстанций и нарушается электроснабжение множества потребителей. О живучести говорят, когда рассматривают балансы топливно-энергетических ресурсов энергодефицитного региона со слабыми электрическими связями с другими энергоизбыточными регионами. Понятие «живучести» фигурирует так же в задачах гражданской обороны или, как было сказано выше, при разработке мер от возможной угрозы террористических актов против объектов электроэнергетики.

Все перечисленные свойства взаимосвязаны и должны учитываться при управлении системой. Концентрация внимания, например, лишь на экономических показателях работы ЭЭС не гарантирует соблюдение допустимых

уровней социальной, экономической и экологической безопасности и выполнение договорных обязательств по надёжности энергоснабжения потребителей.

Успехи в разработке современных производств привели к созданию мощных промышленных комплексов с использованием крупномасштабных технологий. Одновременно увеличилась опасность (риск) возникновения технологических (техногенных) нарушений с негативными последствиями для окружающей среды и производственной деятельности этих комплексов. В этой связи возрастает значимость анализа аварийности, под которой понимается одна из характеристик работы системы, определяемая числом технологических нарушений и их последствиями за определённое время эксплуатации. Актуальность проведения анализа аварийности состоит в том, что она влияет на перечисленные ранее свойства ЭЭС и, в конечном счёте, на эффективность работы всей системы.

Действительно, большинство случаев ограничения или прекращения электроснабжения потребителей происходит по причине технологических нарушений. При этом последствия для ЭЭС выражаются, в первом приближении, в виде упущенной выгоды из-за снижения объёма реализации продукции и возмещения убытков потребителям.

Технологические нарушения нередко связаны с необходимостью затрат на ремонтно-восстановительные работы и, в отдельных случаях, с безвозвратными потерями части средств производства. Нельзя исключать случаи загрязнения природной среды и негативные последствия для человека. Это, в свою очередь, приводит к необходимости возмещения экологического ущерба и проведения работ по устранению экологических последствий, а также возмещения социального ущерба в соответствии с законодательством о социальной защите.

При рассмотрении вопросов организации эксплуатации и управления ЭЭС следует учитывать следующие её характерные особенности.

Уникальность ЭЭС. Каждая ЭЭС отличается:

- своими размерами,
- числом, типом (ГЭС, ГАЭС, ТЭС, АЭС) и установленной мощностью электростанций;
- числом, разным уровнем напряжений, и схемой электрических соединений электрических подстанций;
- длиной линии электропередач разных уровней напряжения и другими показателями.

Имеются различия и в структуре ЭЭС, в природно-климатических условиях на занимаемой территории, в качестве организации эксплуатации и др. В результате каждая ЭЭС представляет собой уникальный многосвязный объект исследований со своей историей, со своими принципами функционирования и взаимодействия в рамках ЕЭС страны и со своими прогнозами приоритетного развития с учетом потребностей данного региона, но во взаимодействии с другими (соседними) ЭЭС.

Неоднородность элементов ЭЭС. В составе ЭЭС содержится большое число:

- разного типа и вида оборудования (атомного, теплотехнического, гидротехнического, электротехнического и др.);
- конструкций и сооружений с разными производственными характеристиками, сроками эксплуатации и показателями надёжности и построенных в разное время и в разных (во всех отношениях) регионах страны.

Непрерывность развития, обновления и совершенствования ЭЭС. Указанная характеристика обеспечивается:

- постоянным проведением плановых и внеплановых ремонтов;
 - выводом из эксплуатации отработавших свой ресурс элементов и вводом (обновлением) новых элементов;
 - внедрением прогрессивных технологических и технических решений и др.
- При этом ЭЭС не прерывает выполнения своих производственных функций.

Адаптивность ЭЭС к воздействиям. В ЭЭС имеют место различные виды резервирования:

- топлива;
- генерирующей мощности;
- преобразующих и передающих энергию элементов;
- связи;
- автоматики и релейной защиты;
- систем автоматизированного управления;
- систем автоматического управления;
- систем ручного (оперативно-диспетчерского) управления;
- и других составляющих,

В результате этого система становится приспособленной (адаптивной) к парированию многих малых и больших внутренних и внешних воздействий без потери устойчивости.

Робастность ЭЭС к воздействиям. Это свойство проявляется в том, что при отказе одного или даже нескольких элементов ЭЭС (например, отключение отдельных ЛЭП, блоков на электростанциях или основного оборудования на узловых подстанциях) сохраняет работоспособное состояние (за исключением редких случаев «развала» системы), однако, на какое-то время возможны изменения некоторых рабочих характеристик и параметров в отдельной её части или у отдельных элементов ЭЭС.

Пользуясь терминологией теории надёжности можно сказать, что практически все учитываемые технологические нарушения (за исключением тех же редких случаев «развала» системы) с точки зрения функционирования самой системы - являются повреждениями.

Иерархичность структуры и управления ЭЭС. ЭЭС по своей структуре, организации эксплуатации и принципам управления относится к иерархическим многоуровневым системам. Уровни рассмотрения ЭЭС, как правило, совмещают с уровнями управления и, в зависимости от этого, определяется объём и состав полезной информации, который требуется для принятия решения на данном уровне. Обычно выделяют следующие иерархические

уровни: оборудование (например, агрегат или блок на электростанциях), энергообъект (например, электростанция, крупная узловая подстанция), районная ЭЭС, ОЭС и ЕЭС, как единый комплекс. Известно [6], что функционирование такой системы описывается семейством моделей, каждая из которых отражает поведение системы с точки зрения различных уровней абстрагирования и рассмотрения. Для каждого уровня существует ряд характерных особенностей и переменных, законов и принципов. Принципы и законы, используемые для характеристики системы на любом уровне, в общем случае не могут быть выведены из принципов, используемых на других уровнях. Последнее хорошо согласуется с ранее отмеченной закономерностью для сложных систем – эмергентностью.

Закономерности поведения сложных ЭЭС. Следует отметить важное значение установления закономерностей поведения сложных систем для исследования вопросов организации эксплуатации и управления. По сути дела они играют ту же роль, что и естественные законы природы при изучении технологических процессов. Однако, если законы природы обнаружены в результате обобщения многочисленных экспериментов и постулирования в виде простых математических зависимостей, то закономерности поведения сложных систем устанавливаются в результате ретроспективного анализа эксплуатации системы и умозрительного заключения в виде гипотезы о тенденциях её поведения. В результате накопленные знания о поведении сложных систем позволяют обоснованно осуществить принципы целенаправленного управления сложными системами во времени – получения наилучших показателей её эффективности работы.

Было бы не верным утверждение о полном познании природы и закономерностей поведения сложных систем. Необходимо проведение научных исследований по широкому кругу вопросов, однако, уже полученные к настоящему времени результаты научных исследований в сочетании с опытом эксплуатации сложных ЭЭС позволяют выделить некоторые общие закономерности функционирования таких систем:

Инертность и инерционность свойств и характеристик ЭЭС. При отсутствии искусственно созданных разрушающих воздействий изменение свойств и характеристик ЭЭС происходит постепенно с относительно небольшой скоростью в рамках общих закономерностей процессов самоорганизации больших систем - синергетики. Указанная закономерность во многом объясняется большой размерностью системы. В качестве примера можно указать незначительный прирост (снижение) общего числа технологических нарушений по годам в каждой отдельно взятой энергосистеме. Это же можно отнести к показателям экономичности работы, промышленной безопасности и надёжности энергоснабжения, поэтому при управлении ЭЭС необходимо заблаговременное упреждающее управляющее воздействие, если обнаружались неблагоприятные тенденции изменений каких-либо показателей работы системы, не доводя их до критических значений или выхода их за пределы допустимых ограничений. Опыт эксплуатации ЭЭС показывает, что из-за инерционности изменения свойств и характеристик ЭЭС и возможности

определения заблаговременно и с большой точностью упреждающих управляющих воздействий (например, текущий, капитальный ремонт или замена оборудования, реконструкция или техперевооружение энергообъектов) показатели надежности и работоспособности ЭЭС со временем не снижаются, т.е. система не деградируется.

Вероятностная природа поведения ЭЭС. При изучении поведения ЭЭС приходится сталкиваться с разного рода неопределённостями. Так, например, все решения (как проектные, так и эксплуатационные) базируются на неопределённости нагрузки и генерации в системе. Причины и последствия от технологических нарушений, место возникновения и характер протекания этого нарушения зависят от многих случайных факторов. Поэтому изучение поведения сложной системы может иметь смысл в рамках вероятностных стохастических категорий. Любому расчёту и теоретическому анализу, связанному с исследованием сложной системы предшествует экспериментальное накопление статистического материала, характеризующего поведение системы в реальных условиях. Требуются также адекватные природе поведения методы исследований и математический аппарат: методы математической статистики, теория случайных процессов, теория временных рядов, теория неопределённости и полезности, теория кластерного анализа, теория стохастического управления динамических систем и другие.

Следует особо отметить вероятностный (точнее стохастический) характер речного стока – основного энергоносителя всех ГЭС. А гидроэлектростанции, как известно, покрывают до 20 процентов графика нагрузки ЕЭС России.

В последние годы заготовка органического топлива для ТЭС тоже становится вероятностным процессом (описывается сложными целями Маркова) и имеет устойчивую корреляционную связь с конъюнктурой цен на нефть, уголь и газ на внутреннем и мировом рынках, которые, в свою очередь, зависят от политической стабильности внутри страны и за ее пределами, от инвестиций в топливно-энергетический комплекс страны и от многих других факторов.

Наличие циклов аварийности ЭЭС. Выполненный анализ аварийности по данным ежемесячной статистической отчётности энергосистем о числе технологических нарушений на электростанциях и в сетях позволил выявить годовые циклы колебаний числа технологических нарушений [7]. Время наступления максимума и амплитуда колебаний в каждой энергосистеме зависит от структуры и размера системы, природно-климатических условий на её территории, степени изношенности оборудования, режимных характеристик работы, качества организации эксплуатации и других факторов. Годовые циклы целесообразно учитывать при текущем планировании графиков осмотров и ремонтов основного оборудования, проверки работы автоматики и релейной защиты и других регламентных работ на объекте и социальных вопросов коллектива (например, составление графиков отпусков работникам).

Анализ аварийности по годам выявил многолетние циклы числа крупных аварий [7]. Число аварий на воздушных линиях электропередачи с массовыми повреждениями опор, обрывами проводов и многофазными пере-

крытиями на нескольких линиях от повышенных гололёдных отложений, сильного ветра, массовых перекрытий на дерево-кустарниковую растительность и массовых пожаров имеет тенденцию колебаний с периодом 10-13 лет. Число крупных аварий на тепловых электростанциях и в тепловых сетях (учитывались только магистральные теплотрассы) имеют тенденцию колебаний с периодом 6 – 8 лет.

Несомненно, требуются углублённые научные исследования по природе возникновения и параметрам циклов аварийности. Однако уже полученные к настоящему времени результаты исследований позволяют утверждать, что знание многолетних циклов аварийности имеет практическое значение при "интеллектуальном" управлении ЭЭС, так как своевременное принятие, с оптимальным упреждением по времени и по величине, организационных и технологических мер позволит ослабить (в наилучшем случае свести к минимуму, а в пределе к нулю) негативные последствия от возможных аварий в неблагоприятные годы. Так, например, их целесообразно учитывать при составлении долгосрочного графика вывода основного оборудования в капитальный ремонт или при техническом перевооружении и реконструкции производства. В ожидаемый период повышенной аварийности объёмы капитальных ремонтов по возможности следует ограничить, а реконструкцию вообще не производить. Потребуется также более тщательная проверка релейной защиты и противоаварийной автоматики, пополнение запасов материалов и средств для проведения внеплановых ремонтов, подготовка персонала и ремонтных бригад к действиям в экстремальных ситуациях и ряд других мер.

В этих случаях и особенно перед наступлением неблагоприятного периода целесообразно усилить взаимодействие с региональными службами МЧС РФ (совместные учения, устойчивая связь между штабами или диспетчерскими службами и т. д.) и Росгосрезерва.

Наличие зон повышенного риска возникновения опасных внешних воздействий на элементы ЭЭС. В практике проектирования и эксплуатации ВЛ нашли широкое применение карты районирования территории по скоростному напору ветра и толщине стенки гололёда. Кроме того, существуют карты с нанесёнными на них зонами сейсмической активности, грозовой активности, миграции стай крупных птиц, загрязняющих выбросов от отдельных предприятий, образование смерчей и других опасных природных и техногенных явлений.

В последние годы, в связи с созданием в агропромышленном комплексе страны сельскохозяйственных образований различных форм собственности, резко участились случаи несоблюдения правил охранных зон ВЛ этими сельскохозяйственниками и массовых преднамеренных пожаров под ВЛ из-за сжигания стерни в период массовой уборки урожая и сенокосов. Кроме того, в виду потепления климата и изменения природных условий участились случаи массовых перекрытий ЛЭП на дерево-кустарниковую растительность (из-за интенсивного "непланового" роста растительности, особенно в заболоченных местах и сверпроектного увеличения стрелы провеса проводов ВЛ из-за

повышения средней температуры воздуха над расчетной). В последние годы эксплуатационники столкнулись и с таким новым явлением, как биокоррозия электротехнического оборудования, связанная с повышением температуры окружающей среды и ростом бактерий, способствующих коррозии металла.

В связи с этими явлениями в настоящее время ведутся работы, с привлечением современных геоинформационных систем, по районированию указанных возмущений и составлению карт на их основе.

Совместное рассмотрение указанных карт и статистических данных по аварийности ЭЭС за достаточно длительный период эксплуатации позволяет выявить на территории ЭЭС зоны повышенного риска возникновения опасных внешних воздействий природного и техногенного происхождения. Выполненный анализ аварийности в энергосистемах России позволил установить существование в некоторых из них зон опасных внешних воздействий техногенного происхождения или в результате совместного проявления природных и техногенных факторов.

Так установлено существование зон повышенной внешней коррозии для подземных металлических трубопроводов и стальных конструкций энергообъектов, зон повышенных механических воздействий на воздушные и кабельные линии электропередачи в густонаселенной местности с интенсивной промышленной и сельскохозяйственной деятельностью, энергетических коридоров и других зон с опасными факторами.

При организации эксплуатации и управления ЭЭС отмеченные зоны требуют повышенного внимания.

Формирование электроэнергетических природно-технических систем. В общем случае под природно-технической системой (ПТС) понимается взаимосвязанные экологическая система и технический объект, который следует рассматривать как взаимосвязанный комплекс технологических, социальных, экономических, экологических и других структур: сам объект, ресурсы, потребители продукции (местные и общегосударственные), природная и социальная среды. Взаимодействие структур, их влияние друг на друга определяют условия функционирования такого технического объекта. Его характеристики могут существенно изменяться в зависимости от выбора приоритетов структур и изменения внутренних и внешних "общепринятых" целей и ценностей.

Центральной задачей формирования природно-технических систем в электроэнергетике является создание электроэнергетических объектов (ЭО), совместимых с природными системами. Необходимо пересмотреть схемы развития электроэнергетических объектов (генерирующих мощностей и крупных потребителей), в том числе с позиций возможного их рассредоточения, провести переоценку, ранжирование ЭО, их пусковых комплексов по комплексным экологическим, экономическим, надежностным и безопасностным показателям. Это требует анализа всего возможного спектра проблемных ситуаций, поиска путей достижения заданных стандартов качества экологической совместимости, техногенной и другой безопасности и экономической целесообразности. Сегодня, как никогда ранее, очень остро стоит задача

разработки нормативной базы: критериев оценки природоёмкости и ресурсосбережения энергетических технологий, экологической ёмкости территории ЭО и региона, где возводится ЭО, допустимых границ техногенного воздействия на природные комплексы, экологической, экономической, антитеррористической и техногенной безопасности как региона где возводится ЭО, так и самого ЭО и т. д.

Необходимо также выделить приоритетные направления в проектировании экологически надежных и безопасных энергетических объектов. Известно, что природные комплексы состоят из элементов-подсистем, у которых в различной степени проявляются свойства гомеостатичности. Поэтому должны быть рассмотрены разнообразные формы техногенных воздействий на экосистемы и наоборот, определены критические переходы их состояний. Перечень таких воздействий может охватывать большое число показателей, количественная оценка которых, как правило, затруднительна. В реальных условиях обычно рассматривают наиболее значимые факторы воздействий, для которых соответственно разрабатывают природоохранные мероприятия.

Пуассоновское распределение числа технологических нарушений на заданном периоде эксплуатации ЭЭС. Теоретически данная закономерность следует из предельной теоремы в теории случайных процессов и обоснована многократными исследованиями сложных систем, проведённых методом статистических испытаний [8]. В математической форме записи число технологических нарушений m в сложной ЭЭС, возникающих на участке времени $(t, t + \tau)$, имеет распределение вида:

$$P_m(t, \tau) = \frac{a(t, \tau)^m}{m!} e^{-a(t, \tau)}, (m = 0, 1, 2, \dots) \quad (1)$$

где
$$a(t, \tau) = \int_t^{t+\tau} \lambda(t) dt;$$

$\lambda(t)$ - интенсивность потока нарушений – среднее число технологических нарушений, приходящееся на единицу времени на участке времени, примающему к t .

Практически применение пуассоновского распределения оправдало себя при решении задач, где необходимо иметь математическую модель случайного во времени потока событий – технологических нарушений в ЭЭС: определение рисков последствий от нарушений, оценка риска возникновения аварий; обоснование аварийного запаса материалов для проведения внеплановых ремонтов, обоснование уровня сейсмостойкости объектов и другие.

Принципы целенаправленного управления ЭЭС. Вследствие уникальности каждой ЭЭС затруднительно рекомендовать исчерпывающие рецепты управления, так как необходимо учитывать весь спектр особенностей и условий эксплуатации. В то же время существуют общие принципы целенаправленного

управления, применение которых может способствовать повышению качества организации эксплуатации и эффективности работы системы.

Целенаправленное управление ЭЭС заключается в достижении оптимально согласованных показателей по эффективности работы при изменяющихся во времени действующих внутренних и внешних факторах. Для выработки решения о целесообразности того или иного управляющего воздействия на систему необходимо иметь данные об имеющихся ограничениях на величину отдельных показателей работы и наметившихся тенденциях изменения контролируемых показателей.

Ограничения, как правило, выступают в виде действующих законов, нормативов или решений, принятых государственными и региональными органами управления и контроля с учётом международных обязательств. Так, например, ограничения могут быть установлены на величину тарифа электрической и тепловой энергии, на выбросы вредных веществ, среднюю длительность нарушения электроснабжения потребителя и др.

Наметившиеся тенденции изменения контролируемых показателей работы системы могут быть установлены из анализа статистических данных за предшествующий период эксплуатации.

В практике управления системой нередко анализ изменений тех или иных показателей работы сводится к их сопоставлению с ближайшим прошлым периодом путём вычисления абсолютных или относительных приростов (снижений). Такой подход не является корректным и сопряжён с ошибками в последующих принимаемых решениях, т.к. в отдельные периоды эксплуатации некоторые показатели могут значительно отклоняться от средних значений из-за действия многих случайных факторов.

Для принятия обоснованных решений следует ориентироваться на тенденции изменения показателей. При решении практических задач обычно бывают известными значения рассматриваемого показателя в течение определённого периода наблюдения через дискретные промежутки времени (месяц, год), т.е. задаётся временной ряд $y_i(t_i)$ при $i = 0, 1, 2, 3, \dots, n$, где в качестве y может быть любой из контролируемых показателей; $t_n = T_{набл}$ - время наблюдения. Значение y_i формируется под совокупным влиянием множества факторов, в том числе различного рода случайностей. Поэтому временной ряд представляют в виде регрессионной модели:

$$y_i = f(t_i) + \varepsilon_i, \quad i = 0, 1, 2, \dots, n, \quad (2)$$

где $f(t_i)$ – значение тренда $f(t)$ в точках наблюдения, ε_i – случайная составляющая.

В (2) тренд описывает некоторую усреднённую на периоде наблюдения тенденцию изменения показателя y во времени, тогда случайная составляющая представляет собой отклонение y_i от тренда. Относительно случайной составляющей делается допущение о том, что случайные величины ε_i (i

$= 0, 1, \dots, n$) распределены по нормальному закону с нулевым математическим ожиданием ($M[\varepsilon_i] = 0$) и постоянной дисперсией ($D[\varepsilon_i] = \sigma^2$).

При выявлении тенденции изменения показателей важное значение имеет выбор времени наблюдения $T_{набл.}$. Общим правилом является обеспечение представительности выборки данных. В практике часто приходится довольствоваться короткими временными рядами, при этом желательно иметь не менее 10-12 значений анализируемого показателя за время наблюдения. Выявленные тенденции изменения показателей в дальнейшем могут использоваться для статистического прогнозирования, которое сводится к экстраполяции обнаруженных тенденций на некоторый промежуток будущего времени.

Для практического использования разработан ряд методов выделения из временного ряда тренда, основанных на процедуре сглаживания, аппроксимации временного ряда простой аналитической функцией и замещении гармоническими функциями.

Решение на управляющее воздействие принимается на основе комплексного анализа показателей экономичности, надёжности энергоснабжения, промышленной безопасности, живучести и других. В первую очередь следует обеспечить в допустимых границах величину показателей, имеющих директивные ограничения. Например, это может быть связано с обеспечением экологической безопасности энергопредприятия и соблюдением договорных обязательств по надёжности энергоснабжения потребителей. Несоблюдение указанных ограничений приводит к убыткам для ЭЭС в виде платы за нарушение предельно допустимых выбросов вредных веществ и штрафов.

Заслуживают внимания управляющие воздействия, не требующие значительных инвестиционных вложений – имеется в виду осуществление мероприятий, направленных на повышение качества организации эксплуатации и на оптимизацию режима работы оборудования.

Значительные резервы для повышения эффективности работы ЭЭС заложены в совершенствовании организации эксплуатации. Управляющее воздействие направлено на качественное выполнение ремонтно-эксплуатационного обслуживания и проведение планово-предупредительных ремонтов; создание технической документации и нормативной базы; подбор, обучение и расстановка кадров; совершенствование структуры и качества управления и другие. Данные вопросы подробно рассматриваются в [1], где показана эффективность использования методов экспертных оценок и тестирования.

Особо следует остановиться на вопросах снижения уровня аварийности в ЭЭС. Все причины технологических нарушений могут быть разделены на три группы: нарушения в оборудовании, сооружениях и конструкциях – характеризуют состояние основных фондов и надёжность работы элементов системы; ошибки эксплуатации – характеризуют качество организации эксплуатации и квалификацию персонала; опасные внешние воздействия – характеризуют влияние внешней среды на систему.

Анализ причин технологических нарушений показал, что большинство из них имеет вероятностный характер, где случайность играет большую или меньшую роль. Так, например, в первой группе причин процессы старения и

износа, различного рода дефекты зависят от многих факторов: типа оборудования, качества используемых материалов, качества сборки и монтажа, условий эксплуатации и др.

При эксплуатации энергосетевых объектов значительная доля технологических нарушений происходит по причинам опасных внешних воздействий природного и техногенного характера: сильного ветра, повышенных гололёдных отложений, наводнения и т.д. Известно, что все метеорологические характеристики (температура, влажность, скорость ветра, его направление и т.д.) представляют случайные процессы.

Технологические нарушения по причинам ошибок эксплуатации во многом зависят от качества организации эксплуатации, однако, и в этих случаях случайность играет не малую роль.

В результате проявлений тех или иных причин нарушений в ЭЭС образуется поток событий – технологических нарушений, проявляющихся одно за другим в случайные моменты времени. Каждое технологическое нарушение может иметь следующие последствия: социальные – последствия для человека; экологические – последствия для природной среды; технико-экономические – повреждение оборудования, затраты на ремонтные и восстановительные работы, сокращение объёмов производства энергии и другие. Размер (объём) того или иного вида последствий, является случайной величиной, которая зависит от многих случайных событий, сопутствующих возникновению и протеканию процесса технологического нарушения.

Управляющее воздействие на снижение аварийности принимается по результатам ретроспективного анализа статистических данных о числе, месте, причинах и последствиях технологических нарушений за время наблюдения ($T_{набл}$). Для этого статистическая информация по аварийности должна удовлетворять определённым требованиям. Во-первых, она должна быть достоверной (неискаженной) и полной. Во-вторых, полному учёту подлежат не только аварии, но и более лёгкие по последствиям технологические нарушения. Аварии являются, как правило, совпадением крайне маловероятных событий. Вследствие вероятностного характера последствий нет никакой гарантии тому, что, на первый взгляд, лёгкое по последствиям технологическое нарушение при других обстоятельствах и неблагоприятных условиях не перерастёт в тяжёлую аварию.

При наличии статистических данных о последствиях технологических нарушений за время $T_{набл}$ нетрудно вычислить риски последствий [4] – количественную меру опасности возникновения негативных для ЭЭС последствий от технологических нарушений на участке времени τ (обычно, месяц или год).

Обозначим через

$$P_m(X_j \geq X_j^*)$$

условную вероятность того, что в результате m технологических нарушений на интервале времени τ суммарные последствия от нарушений X_j будут равны или превысят заданное значение X_j^* .

Риск по последствию X_j определяется как полная вероятность того, что суммарные последствия от технологических нарушений за время τ будут равны или превысят заданное значение X_j^* :

$$R\tau(X_j \geq X_j^*) = \sum_{m=1}^{\infty} P_m(t, \tau) P_m(X_j \geq X_j^*), \quad (3)$$

где j может принимать значения: c – для социального риска, ε – для экологического риска и $эк$ – для экономического риска; $P_m(t, \tau)$ – вычисляется по формуле (1).

При решении практических задач интенсивность потока нарушений в (1) может приравняться тренду регрессионной модели (2), если он отражает изменение числа технологических нарушений во времени, или приниматься постоянной за время наблюдения.

Условную вероятность в (3) удобно вычислять по гистограмме распределения случайных величин, полученной из статистических данных по выборке тех или иных последствий технологических нарушений за время наблюдения.

Значения X_c^* и X_ε^* должны определяться директивными документами исходя из достигнутого на данное время технического прогресса в области технологий и осуществляемой политики по защите человека и охране природы. Значение $X_{эк}^*$ для экономического риска устанавливается энергопредприятием, исходя из анализа экономических показателей его деятельности.

Зная риски последствий, нетрудно также вычислить соответствующие уровни безопасности:

$$B\tau(X_j < X_j^*) = 1 - R\tau(X_j \geq X_j^*), \quad (4)$$

где j имеет тот же смысл, что и в (3).

Если в (3) и (4) последовательно изменять X_j^* , то можно построить статистические функции риска последствий и безопасности, имеющие практическое значение при решении ряда прикладных задач по обоснованию нормативов промышленной безопасности и мероприятий по снижению последствий от технологических нарушений, при промышленном страховании от рисков последствий.

При использовании показателей рисков и безопасности в задачах управления особый интерес представляет контроль их изменения во времени, что достигается периодическим добавлением новых поступающих статистических данных по аварийности и применением адаптивной процедуры расчёта (метод скользящего окна). При этом социальный риск совместно с

данными о травматизме при производстве работ позволяет сделать обоснованное суждение о состоянии дел по охране труда. Наметившаяся тенденция изменения значений уровня экологической и техногенной безопасности способствуют принятию решений по мероприятиям на сохранение уровня в допустимых пределах.

При формировании упреждающего управляющего воздействия на снижение уровня аварийности важно учитывать результаты анализа места и причин технологических нарушений, при котором выявляются причины с наибольшей повторяемостью и приводящие к особо неблагоприятным последствиям. Устанавливаются также элементы системы с повышенной интенсивностью потока нарушений.

В условиях ограниченности денежных средств при управлении ЭЭС приходится решать задачу наиболее эффективного (рационального) их использования для замены устаревшего оборудования в элементах системы, реконструкции и техперевооружения действующих объектов, перспективного развития ЭЭС, совершенствование технологии и организации эксплуатации на основе современных (и экономически целесообразных) методов, оборудования, идей и технологий. Применение системного подхода на основе комплексного анализа тенденций изменения показателей экономичности, надёжности энергоснабжения, промышленной безопасности, живучести и других совместно с анализом аварийности позволяют принять обоснованные решения, направленные на повышение эффективности работы ЭЭС.

Выводы

1. При решении вопросов организации эксплуатации и управления сложную ЭЭС следует рассматривать как человеко-машинную систему с активным взаимодействием с внешней средой, при этом закономерности поведения такой системы устанавливаются путём ретроспективного анализа функционирования за определённое время эксплуатации.

2. В ЭЭС существует риск возникновения технологических нарушений с негативными последствиями для человека, природной среды и технико-экономической деятельности системы, поэтому при управлении необходимо учитывать результаты анализа аварийности в системе.

3. Целенаправленное управление ЭЭС заключается в достижении согласованных показателей экономичности, надёжности энергоснабжения, промышленной безопасности, живучести и др. при изменяющихся во времени действующих внутренних и внешних факторах и при сохранении в допустимых границах показателей, имеющих директивные ограничения.

Литература

1. Паули В.К., Бритвин О.В. Управление по результату // Энергетик. – 1999. - №1.
2. Флейшман В.С. Основы системологии. – М.: "Радио и связь", 1982.
3. Эдрени Дж. Моделирование при расчётах надёжности в электроэнергетических системах. – М.: Энергоатомиздат, 1983.
4. Васин В.П., Скопinceв В.А. Проблемы промышленной безопасности объектов энергетики // Известия РАН. Энергетика. – 1994. - №5.
5. ГОСТ 27.002-89. Надёжность в технике. Основные понятия и определения. – 1990.
6. Месарович М., Мако Д., Тахакара Н. Теория иерархических многоуровневых систем. – М.: "Мир", 1973.

1. Скопинцев В.А. Циклы аварийности в электроэнергетических системах // Электрические станции. – 1997. - №7.
2. Вентцель Е.С., Овчаров Л.А. Теория случайных процессов и её инженерные приложения. – М.: Наука, 1991.

УДК 621.315.1

Причины методических погрешностей микропроцессорных приборов одностороннего определения места короткого замыкания

Аржанников Е.А. д-р техн. наук, Аржанникова А.Е., канд. техн. наук

Микропроцессорные фиксирующие приборы (МФП) одностороннего определения места короткого замыкания (КЗ) измеряют фазные токи и напряжения обслуживаемой линии и ток нулевой последовательности одной из параллельных ей линий. При коротком замыкании они определяют вид КЗ, вычисляют симметричные составляющие токов и напряжений и рассчитывают сопротивление и расстояние до места повреждения.

Производимые в настоящее время приборы предназначены для обслуживания весьма ограниченного набора моделей (конфигураций) линий.

Например, самый совершенный на настоящее время прибор ИМФ-3С - индикатор микропроцессорный фиксирующий, производимый НПФ "Зенит" НПФ "Радиус", не позволяет учитывать взаимоиндукцию по части длины линии.

Приборы ФПМ, МИР, МФИ могут учитывать либо линию с ответвлением (1-я модификация прибора), либо линию, имеющую взаимоиндукцию с параллельной ей линией по всей или по части длины (2-я модификация). Одновременный учет и ответвления и взаимоиндукции возможен только при спецзаказе прибора.

Ни один из приборов не способен учесть сложную взаимоиндукцию (более чем с одной линией). Ни один из приборов не способен учесть наличие ответвления от линии, связанной взаимоиндукцией с обслуживаемой. Ни один из приборов не способен учесть продольную несимметрию параметров линии (например, отличие сечения проводов различных участков линии).

При однофазных КЗ, наиболее вероятных в сетях 110-220 кВ, расстояние до места КЗ рассчитывается по петле «фаза–земля» с учетом параметров схемы замещения нулевой последовательности. Наличие у линии ответвления с заземленной нейтралью и (или) взаимной индукции с другими линиями изменяет распределение токов в схеме нулевой последовательности при КЗ, связанном с землей. Токи нулевой последовательности от ответвлений и параллельных линий изменяют падение напряжения на поврежденной линии. Невозможность учесть их является одной из причин методических (алгоритмических) погрешностей приборов одностороннего замера.

Проведен анализ возможных методических погрешностей микропроцессорных приборов, установленных или предполагаемых к установке на воздушных линиях (ВЛ) 110-220 кВ Ивановской, Ярославской и Владимирской энергосистем. Анализ включал в себя:

- определение удельных параметров линии (параметров настройки прибора) и конфигурации линии по базе данных энергосистемы;
- расчет токов и напряжений в предполагаемом месте установки прибора при КЗ в различных точках линии с помощью программы «ТКЗ-3000»;
- расчет возможных показаний прибора с помощью программы-имитатора расчетного алгоритма существующего прибора, разработанной в ИГЭУ;
- определение погрешности расчета расстояния до места КЗ по алгоритму прибора.

Рассчитывались только металлические однофазные короткие замыкания в нескольких точках каждой линии.

Из 209 проанализированных линий 40 % (85 линий) не имеют причин для методической погрешности. В основном это линии длиной до 50 км, несущие малую нагрузку, тупиковые, периферийные. Системообразующие линии часто имеют более сложную конфигурацию (со сложной взаимоиנדукцией, с ответвлением и обходной связью), с которой алгоритм МФП не справляется.

Неполный учет сложной взаимоиנדукции является причиной погрешности при определении расстояния до места однофазного КЗ на 109 линиях. Многие линии имеют неоднородную взаимоиנדукцию, в том числе и возникающую вдали от подстанции одностороннего замера. В реальных энергосистемах встречаются линии, имеющие взаимоиנדукцию в середине или у подстанции, противоположной месту установки прибора, линии, имеющие взаимоиנדукцию между отдельными своими участками, линии, имеющие взаимоиנדукцию с линиями разных напряжений. Величина погрешности от неучета взаимоиנדукции зависит от многих факторов – количества линий, идущих в одном коридоре, длины участка сближения, распределения токов нулевой последовательности при КЗ, связанном с землей. Ток нулевой последовательности каждой из параллельных линий обуславливает дополнительное падение напряжения на поврежденной линии, равное произведению тока и сопротивления взаимоиנדукции между линиями $I_{0ll} Z_m$. Погрешность от неучета взаимоиנדукции пропорциональна отношению указанного дополнительного падения напряжения к падению напряжения, вызванному собственным током линии:

$$\Delta \equiv | I_{0ll} Z_m / (I_{\phi} + K I_0) Z_l |,$$

где I_{ϕ} , I_0 , I_{0ll} – ток фазы, ток нулевой последовательности своей линии и ток нулевой последовательности параллельной линии; K – коэффициент компен-

сации по току нулевой последовательности; Z_m , Z_1 – сопротивления взаимной индукции и прямой последовательности линии.

Любую линию с неоднородной взаимной индукцией можно разбить на 3 основных участка с различной конфигурацией: 1-й – от подстанции замера до конца участка сближения группы линий, отходящих от шин подстанции; 2-й – участок произвольной конфигурации; 3-й – участок, на котором на конец линии оказывают влияние линии, подходящие с рассматриваемой в одном коридоре к шинам подстанции противоположного конца. Исследование позволяет утверждать, что наибольшее влияние на величину погрешности одностороннего замера оказывает конфигурация (неучет взаимной индукции) крайних участков линии. Причем неполный учет сложной взаимной индукции у подстанции замера дает гораздо меньшую погрешность (до -7 % длины линии), чем неучет взаимной индукции у противоположной подстанции (до +57 %). Результат в первом случае получается заниженным, а во втором – завышенным (рис.1).

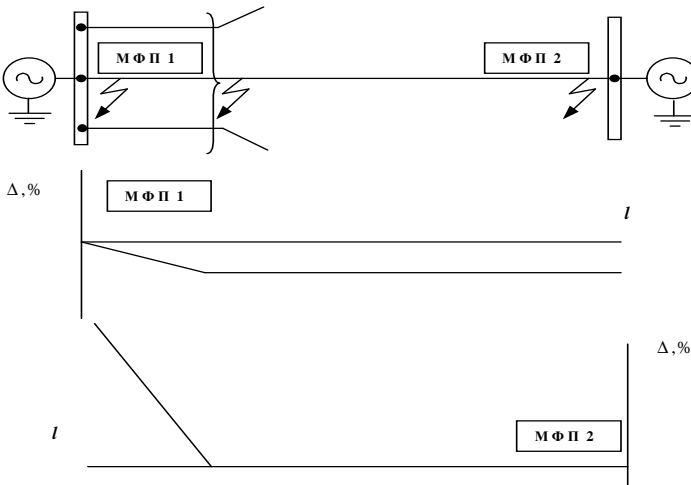


Рис. 1. Зависимости погрешности замера МФП1 и МФП2 от расстояния до места КЗ при однофазных КЗ вдоль линии со сложной взаимной индукцией

Это объясняется особенностями распределения токов нулевой последовательности. При КЗ в конце 1-го участка ток нулевой последовательности в поврежденной линии (большой) и токи в параллельных линиях (маленькие) имеют противоположные направления, что снижает падение напряжения на участке линии до места КЗ и определяемое по нему сопротивление. При КЗ на 3-м участке токи в параллельных линиях (большие) направлены в одну сторону с током в месте измерения, что усиливает влияние взаимной индукции, увеличивает падение напряжения до места КЗ. Перепад погрешности на 2-м участке не превышает 2 %.

Из числа рассмотренных линий 15 имеют погрешности из-за наличия одновременно ответвления и обходной связи (рис. 2). Такую конфигурацию можно рассматривать как три отдельные линии.

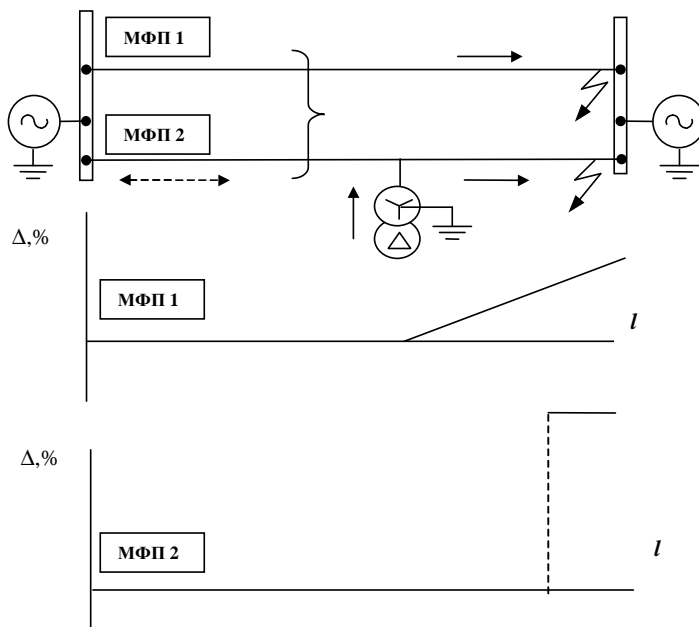


Рис. 2. Зависимости погрешности замера МФП1 и МФП2 от расстояния до места КЗ при однофазных КЗ вдоль линии с ответвлением и взаимной индукцией и параллельной ей линии

Приборы, установленные на обеих параллельных линиях указанной конфигурации, могут неправильно определять расстояние до места замыкания на землю, если оно произошло за уровнем точки ответвления. Ток от нейтрали трансформатора ответвления накладывается на ток от системы и делает непредсказуемыми значение и направление результирующего тока нулевой последовательности, который прибор МФП2 измеряет и использует для определения вида КЗ и расчета расстояния до места КЗ. Именно различие токов нулевой последовательности в месте установки прибора МФП2 и за точкой ответвления (этот ток при одностороннем замере нельзя измерить, можно только рассчитать) является причиной погрешности.

Если сопротивление нулевой последовательности трансформатора меньше сопротивления системы у подстанции замера, то результирующий ток в месте установки МФП2 при перемещении точки КЗ к шинам противопо-

ложной подстанции будет уменьшаться и может сменить направление (к п/ст замера). Из-за невыполнения при однофазном КЗ условия выбора вида замыкания и последующего расчета расстояния до места КЗ по петле фаза-фаза (как при двухфазном КЗ) результат расчета и погрешность непредсказуемы – может произойти разрыв характеристики погрешности замера МФП2.

Прибор МФП1, установленный на линии, параллельной линии с ответвлением, будет давать завышенный результат (на реальных линиях – до 20–25 % длины линии) из-за невозможности учесть падение напряжения, определяемое током нулевой последовательности от нейтрали ответвления в смежной линии. МФП1 учитывает взаимоиндукцию по измеренному току, тогда как при КЗ за уровнем ответвления ток в параллельной линии больше и может быть направлен в противоположную сторону.

При такой конфигурации линий алгоритм существующих приборов может неправильно определить вид КЗ и дать недопустимую погрешность замера. Разработанный на кафедре АУЭС ИГЭУ усовершенствованный алгоритм одностороннего замера исключает возможность погрешности в подобных случаях. Алгоритм в настоящее время реализуется в разрабатываемых НПФ «Радиус» приборах, предполагаемых к производству в 2001 г. Алгоритм проверен на данных линий 110-220 кВ трех энергосистем.

В энергосистемах встречаются линии, которые имеют неоднородные участки, например выполненные проводами разного сечения. Удельные настроечные параметры для такой линии принимаются усредненными. Поэтому погрешности расчета расстояния до места КЗ не будет только при КЗ в конце линии, когда параметры будут соответствовать действительности, а при КЗ на других участках линии появляется погрешность (рис. 3).

МФП являются сложными микропроцессорными системами. Размещение приборов целесообразно в крупных узлах электрических сетей, что обеспечивает более высокий уровень их обслуживания и ремонта. Между крупными подстанциями возможно наличие проходной подстанции, при заходе на которую линия имеет взаимоиндукцию между входным и выходным своими участками. Такую взаимоиндукцию при одностороннем определении места КЗ учесть невозможно. Поэтому зависимость методической погрешности замера (рис. 4) при КЗ в зоне проходной подстанции имеет характерный излом – скачок в положительную полуплоскость (до +6 %), затем в отрицательную (до –13 %). Избежать погрешности можно, только установив два МФП (если это возможно) на проходной подстанции, настроив их на отдельные участки линии. Иногда на проходной подстанции имеется трансформатор с замедленной нейтралью, что не меняет качественной картины зависимости методической погрешности.

Практически у всех трансформаторов с высшим напряжением 110-220 кВ, в том числе и у трансформаторов подстанций на ответвлениях, имеются устройства РПН. Переключение отпаек РПН приводит к изменению сопротивления ответвления. На приборе данная уставка может соответствовать только одному из положений РПН.

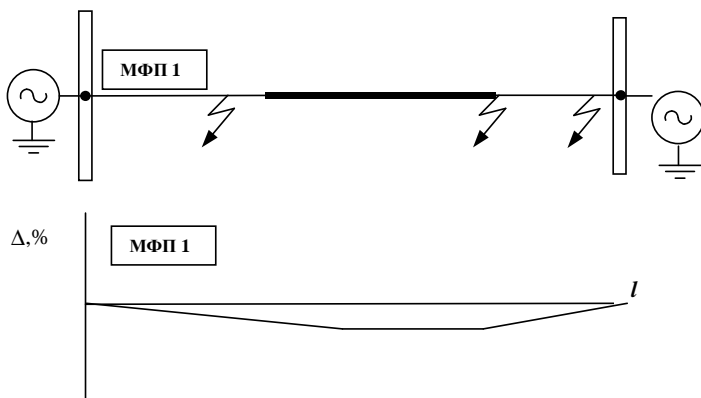


Рис. 3. Зависимость погрешности МФП1 от расстояния до места КЗ при однофазных КЗ вдоль линии с неоднородными продольными параметрами

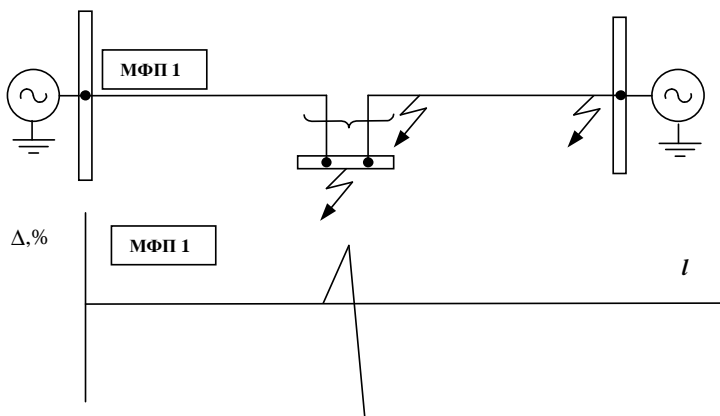


Рис. 4. Зависимость погрешности замера МФП1 от расстояния до места КЗ при однофазных КЗ вдоль линии с взаимной индукцией у проходной подстанции

Невозможность учета переключений РПН приведет к погрешности одностороннего замера при КЗ за ответвлением.

- Реально могут добавиться дополнительные источники погрешности:
- от влияния переходных сопротивлений в месте КЗ;
 - погрешностей измерения трансформаторов тока, напряжения, АЦП самих приборов;
 - неточности знаний о сопротивлениях линий и трансформаторов в схемах замещения энергосистемы.

Вывод

В реальных условиях имеется целый ряд источников погрешностей приборов. Размещение приборов в энергосистеме должно проводиться после тщательного анализа с расчетами возможных погрешностей различных вариантов.

УДК 621.316.925

Моделирование устройств релейной защиты, выполненных на операционных усилителях

Колесов Л.М., канд. техн. наук, Колесов А.Л., Вахнина Н.Г., инженеры

В настоящее время в электрических сетях напряжением 330-750 кВ используется достаточно большое количество устройств релейной защиты (УРЗ), выполненных на операционных усилителях (например, панель дистанционной защиты типа ПДЭ 2001, устройство дистанционной и токовой защит типа ШДЭ 2801 и др.). Эти защиты имеют достаточно сложное выполнение, поэтому анализ функционирования указанных устройств, особенно в переходных режимах, представляет определенные трудности.

Одним из возможных способов анализа является математическое моделирование УРЗ. При математическом моделировании могут быть использованы различные методы анализа и модели разной степени сложности и точности.

В разрабатываемой системе моделирования все аналоговые сигналы $X(t)$ заменяются последовательностью чисел $X(nT)$, следующих через интервал дискретизации T . Устройства релейной защиты представляются состоящими из функциональных элементов, каждый из которых заменяется соответствующей цифровой моделью.

Цифровые модели задаются либо передаточной функцией $H(z)$, либо проходной характеристикой, либо математическим выражением, описывающим функционирование данного элемента.

Передаточная функция цифрового элемента представляется в виде

$$H(z) = \frac{Y(z)}{X(z)} = \frac{\sum_{i=0}^k \alpha_i \cdot Z^{-i}}{1 + \sum_{i=1}^k \beta_i \cdot Z^{-i}}, \quad (1)$$

где Z^i – переменная, символизирующая задержку на i интервалов дискретизации; k – порядок передаточной функции, α_i, β_i – коэффициенты.

Передаточная функция $H(z)$ может быть получена из передаточной функции аналогового элемента

$$H(p) = \frac{Y(p)}{X(p)} = \frac{\sum_{i=0}^k a_i \cdot p^i}{1 + \sum_{i=1}^k b_i \cdot p^i}. \quad (2)$$

Для получения передаточной функции цифрового элемента в настоящей работе используется метод билинейного преобразования [1], при котором p и z связаны следующей зависимостью:

$$p = \frac{2 \cdot (1 - Z^{-1})}{T \cdot (1 + Z^{-1})}. \quad (3)$$

Этот метод имеет определенные преимущества перед другими, т.к. практически полностью исключает эффект наложения. Однако и при этом методе амплитудно-частотные характеристики аналогового элемента и его цифровой модели оказываются не полностью идентичными [1]. Для определения получаемых погрешностей требуется проведение дополнительного анализа.

Из (1) получается выражение для определения значения сигнала на выходе цифрового элемента в любой момент времени

$$Y(nT) = \sum_{i=0}^k \alpha_i \cdot X[(n-i) \cdot T] - \sum_{i=1}^k \beta_i \cdot Y[(n-i) \cdot T]. \quad (4)$$

При моделировании функциональных элементов, выполненных на операционных усилителях, без значительных погрешностей можно принять, что алгоритм функционирования каждого элемента не зависит от работы смежных элементов. Поэтому работа устройства в целом моделировалась путем последовательного во времени моделирования отдельных элементов с подачей сигналов с выхода одного элемента на вход другого.

В качестве примера рассмотрено моделирование измерительного органа сопротивления (ИОС), имеющего характеристику срабатывания в плоскости Z в виде четырехугольника (рис.1, б) [2]. Такие характеристики имеют 2-ю ступень дистанционной защиты типа ШДЭ 2801 и 2 и 3 ступени защиты типа ПДЭ 2001.

Измерительный орган сопротивления (рис.1, а) состоит из датчика напряжения ДН, датчика тока ДТ, формирователей сравниваемых величин Ф1-

Ф4 и устройства сравнения, состоящего из формирователей импульсов несоответствия ФИН и реагирующего органа РО.

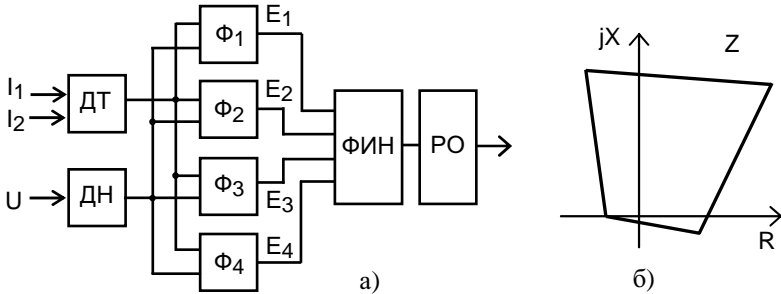


Рис. 1. Структурная схема измерительного органа сопротивления (а) и характеристика его срабатывания в плоскости Z (б)

Датчик ДН представляет собой промежуточный трансформатор напряжения, нагруженный на резистор, а датчик ДТ выполнен в виде промежуточного трансформатора тока, нагруженного на резистор. Эти датчики моделируются с помощью передаточных функций $H(z)$, полученных из соответствующих схем замещения.

Формирователи сравниваемых величин Ф1-Ф4 панели ШДЭ 2801 выполнены в соответствии со схемой рис. 2, а.

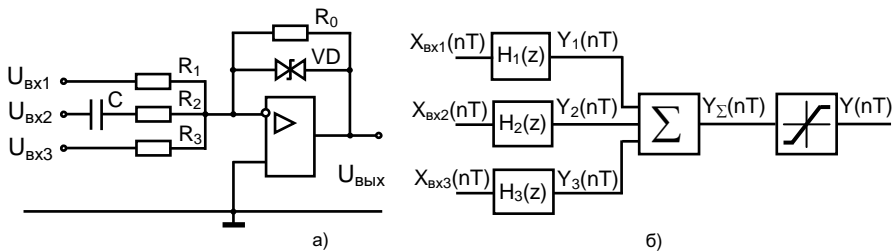


Рис. 2. Принципиальная схема формирователя Ф1-Ф4 (а) и его цифровая модель (б)

Напряжение на выходе этого элемента определяется выражением

$$U_{вых}(p) = -\frac{R_0}{R1} \cdot U_{ax1}(p) - \frac{R_0 Cp}{R_2 Cp + 1} \cdot U_{ax2}(p) - \frac{R_0}{R_3} \cdot U_{ax3}(p), \quad (5)$$

которое справедливо, пока

$$|U_{\text{вых}}| < U_{\text{ст}} . \quad (6)$$

Формирователи Ф1-Ф4 моделируются цифровым функциональным элементом, состоящим из звеньев с передаточными функциями $H_1(z)$ - $H_3(z)$, сумматора и ограничителя, описываемых известными выражениями.

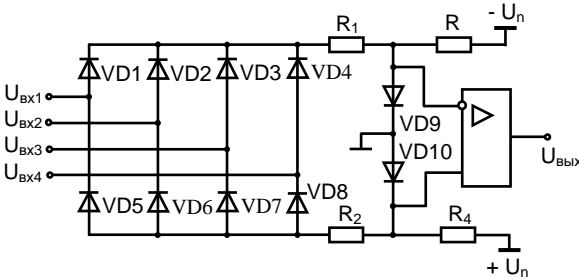


Рис. 3. Принципиальная схема ФИН

Формирователь импульсов несоответствия ФИН (рис. 3) имеет на выходе напряжение положительной полярности, если все входные сигналы имеют одинаковый знак, и отрицательное напряжение, если знаки сигналов не совпадают.

Он моделируется на основе следующих выражений:

если

$$X_1(nT) \geq 0; X_2(nT) \geq 0; X_3(nT) \geq 0; X_4(nT) \geq 0;$$

или

$$X_1(nT) < 0; X_2(nT) < 0; X_3(nT) < 0; X_4(nT) < 0;$$

то

$$Y(nT) = +Y_{\text{макс}} ; \quad (7)$$

иначе

$$Y(nT) = -Y_{\text{макс}} . \quad (8)$$

В основе реагирующего органа РО положен элемент задержки, выполненный на основе RC -цепочки.

На рис. 4 приведены диаграммы сигналов в различных точках ИОС. На диаграммах виден переход ИОС из режима несрабатывания в режим срабатывания.

На основе разрабатываемой системы моделирования могут быть решены следующие задачи:

- обучение персонала принципам действия УРЗ, выполненных на операционных усилителях;
- выполнение тренажера по наладке УРЗ;

- моделирование действия УРЗ при подаче на вход сигналов любой формы, в том числе и при реальных сигналах, полученных от цифрового осциллографа;
- анализ функционирования существующих устройств УРЗ.

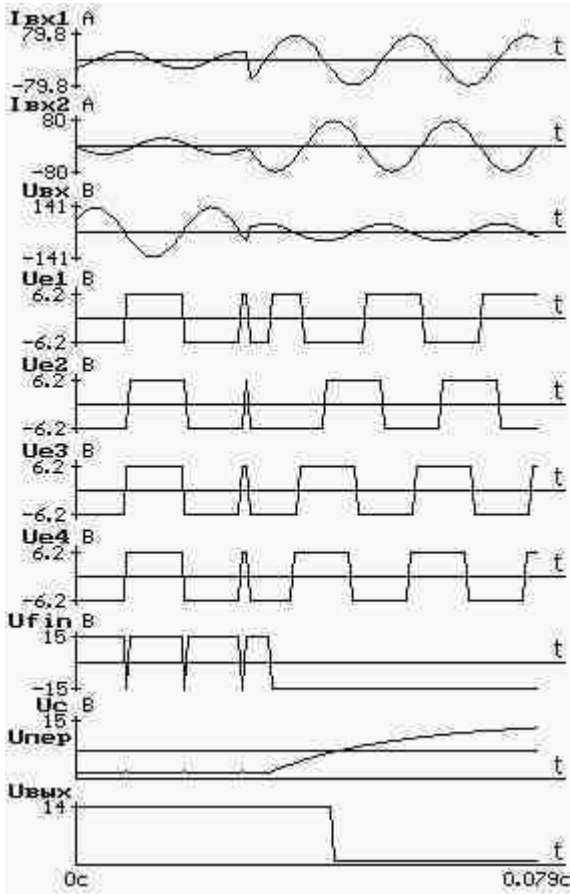


Рис. 4. Диаграммы сигналов в различных точках ИОС

Литература

1. **Овчаренко Н.И.** Аналоговые и цифровые элементы автоматических устройств энергосистем. – М.: Энергоатомиздат. – 1989.
2. **Шнейерсон Э.М.** Дистанционные защиты. – М.: Энергоатомиздат. – 1986.

УДК 621.311.21

Использование специализированных цифровых фильтров при моделировании базовых функциональных элементов релейной защиты и автоматики

Марков М.Г., канд. техн. наук

Развитие микропроцессорной техники создает благоприятные условия для внедрения цифровых методов обработки информации в устройствах релейной защиты и автоматики (РЗА). Описание ряда микропроцессорных защит можно найти в [1]. Кроме того, развиваются системы математического моделирования существующих аналоговых устройств РЗА, ориентированные на оценку правильности их функционирования по записям аварийных цифровых регистраторов и осциллографов [2]. В обоих случаях актуальна разработка алгоритмов, решающих задачи базовых функциональных элементов РЗА.

Анализ общеизвестных структур цифровых фильтров [3, 4] показывает, что некоторые из них пригодны для непосредственной реализации ряда базовых функциональных элементов РЗА. Полный набор функций можно получить, вводя в фильтры дополнительные нелинейные элементы.

В работе приводятся структурные схемы фильтров, описание их функционирования и поясняется соответствие базовым элементам РЗА. Предполагается, что на входы фильтров поступают последовательности цифровых отсчетов x_i , взятых через равные интервалы времени. На период промышленной частоты приходится N отсчетов. После получения x_i фильтр выдает выходной отсчет y_i . Отсчеты могут отображать аналоговые (ток, напряжение) или дискретные («срабатывание/ несрабатывание реле) величины. В первом случае они могут иметь любые целые значения, а во втором состоянию «срабатывание» соответствует «1», а состоянию несрабатывания «0». Предполагается, что все буфера фильтров перед началом их функционирования обнуляются.

Для устройств РЗА в ряде случаев существенна отстройка от постоянной и аperiodической составляющей входного сигнала (например, в цепи измерения тока). Решить эту задачу может фильтр, показанный на рис.1. Он подавляет постоянную составляющую и все четные гармоники входного сигнала. Подавляется и экспоненциальная аperiodическая составляющая, если ее постоянная времени не менее периода промышленной частоты. Работа фильтра основана на свойстве периодичности ($x_i = x_{i-N}$) входного сигнала и на том, что нечетные ($k = 1, 3, 7, \dots$) гармоники являются нечетными функциями времени ($x_{k,i} = -x_{k,i-N/2}$), а четные ($k = 0, 2, 4, \dots$) гармоники – четными ($x_{k,i} = x_{k,i-N/2}$).

Фильтр состоит из сдвигового регистра (при программной реализации кольцевой или линейный буфер) и сумматора. На вход регистра поступают

отсчеты аналого-цифрового преобразователя (АЦП), а с выхода снимается отфильтрованная последовательность отсчетов.

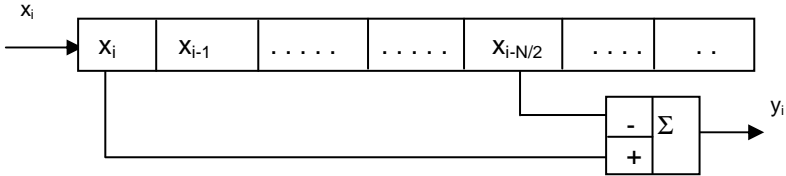


Рис. 1. Фильтр, подавляющий четные гармоники, постоянную составляющую и частично экспоненциальную аperiodическую составляющую

Если на вход фильтра поданы отсчеты сигнала, описываемые выражением

$$x_i = x_0 + x_{1m} \sin\left(1 \cdot \frac{2\pi i}{T} + \psi_1\right) + x_{2m} \sin\left(2 \cdot \frac{2\pi i}{T} + \psi_2\right) + \dots, \quad (1)$$

то на выходе получаем только удвоенные нечетные гармоники:

$$y_i = 2 \cdot x_{1m} \sin\left(1 \cdot \frac{2\pi i}{T} + \psi_1\right) + 2 \cdot x_{3m} \sin\left(3 \cdot \frac{2\pi i}{T} + \psi_3\right) + \dots \quad (2)$$

По аналогии можно построить фильтр (рис. 2), подавляющий нечетные гармоники и пропускающий постоянную составляющую и четные гармоники сигнала. Для этого достаточно сменить знак входа сумматора.



Рис. 2. Фильтр, подавляющий нечетные гармоники

На выходе получаем только удвоенные четные гармоники:

$$y_i = 2 \cdot x_0 + 2 \cdot x_{2m} \sin\left(2 \cdot \frac{2\pi i}{T} + \psi_2\right) + \dots \quad (3)$$

Сделаем фильтр рекурсивным, подав на вход сумматора предыдущее выходное значение, возведем суммируемые числа в квадрат. Возьмем отвод от $i - N$ элемента регистра сдвига и введем нелинейный элемент, выходной сигнал которого «1», если входной больше или равен B_y , и 0, если меньше. Полученный нелинейный рекурсивный фильтр (рис. 3) является моделью измерительного реле, срабатывающего по превышению действующего значения входной величины над уставкой X_y . Настраиваемый параметр B_y определяется уставкой X_y и числом отсчетов АЦП на период N :

$$B_y = N \cdot X_y^2. \quad (4)$$

На сумматор поступают значения квадрата входного сигнала и предыдущие значения суммы. Из суммы вычитается значение, добавленное к сумме период тому назад. Таким образом, на выходе сумматора все время присутствует сумма квадратов последних N отсчетов. Выходной нелинейный элемент сравнивает число в сумматоре с настроенной переменной B_y и выдает выходной логический сигнал реле y_i («0», если меньше, и «1», если больше или равно B_y).

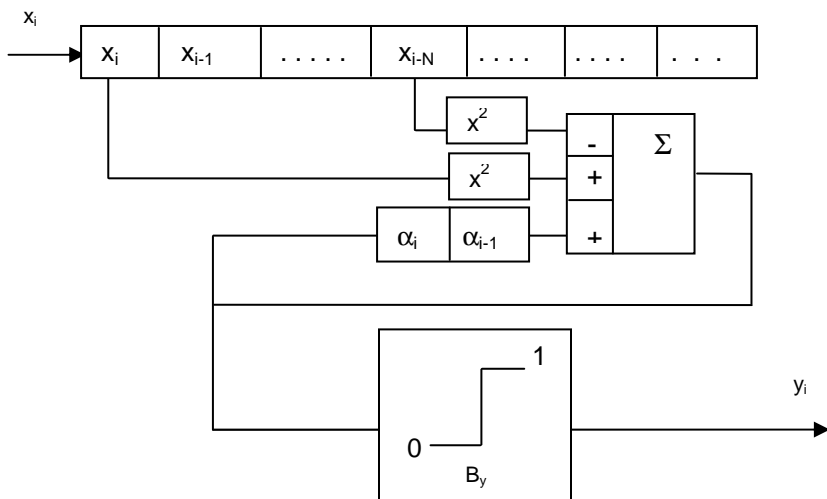


Рис. 3. Нелинейный рекурсивный фильтр, моделирующий измерительное реле действующих значений

Алгоритм устойчиво работает с целыми числами, а вот приближенные вычисления с плавающей запятой могут вызвать накопление очень больших ошибок в сумматоре.

Алгоритм по рис. 3 целесообразно использовать в модели измерительных реле напряжения или тока. Для моделирования ступени максимальной токовой защиты к нему нужно добавить реле времени.

Реле времени можно моделировать при помощи нелинейного цифрового фильтра, показанного на рис. 4. Он содержит нелинейную времязадающую функцию $f(x)$, сумматор с обратной связью и два нелинейных ограничительных элемента.

Сумматор вместе с первым нелинейным ограничителем образует реверсивный счетчик с ограничением. На каждом такте работы к накопленной сумме добавляется текущее значение времязадающей функции. Однако содержимое счетчика ограничено порогами $+L$ и $-L$.

Второй нелинейный ограничительный элемент обладает гистерезисом и моделирует триггер Шмитта. Алгоритм его работы прост на выходе «1», если входной сигнал более или равен $+L$, и на выходе «0», если входной сигнал менее или равен $-L$. Во всех остальных случаях выходной сигнал не меняется.

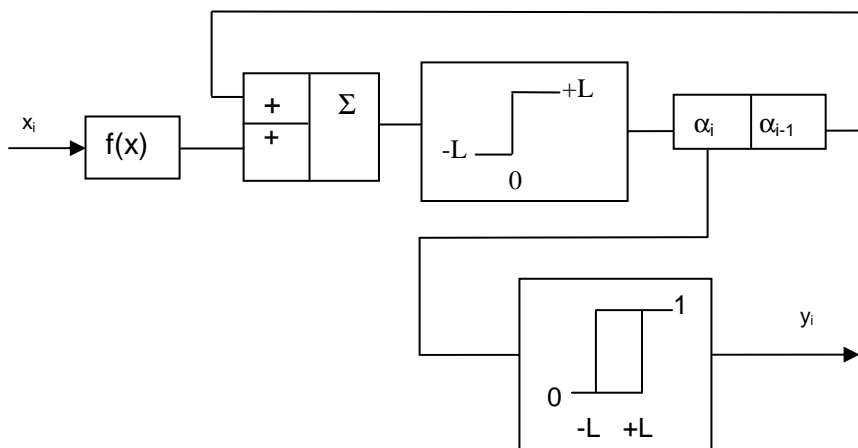


Рис. 4. Нелинейный рекурсивный фильтр, моделирующий реле времени

Зависимость времени срабатывания реле от входной величины x_i определяется блоком нелинейной функции $f(x)$. Для большинства практических применений нелинейность можно описать таблицей. Иногда к ней можно добавить линейный интерполятор. Если требуемая зависимость времени срабатывания задана выражением $t_{cp} = T_{cp}(x)$, то для каждого значения входного сигнала x_i , превышающего порог пуска, нелинейная функция должна возвращать значение $\Delta_t = T_{cp}(x_i)/(2L)$.

Если входной сигнал реле x_i логический (0/1), то вся таблица состоит из двух чисел, одно из которых определяет время срабатывания и имеет знак плюс, а второе отрицательное и определяет время возврата реле.

Предложенные в работе специализированные цифровые фильтры использованы при разработке компьютерных моделей защит линий электропередач.

Литература

1. **Овчаренко Н.И.** Микропроцессорные комплексы релейной защиты и автоматики распределительных электрических сетей: Библиотечка электротехника, приложение к журналу «Энергетик». Вып. 7 (10). – М.: НТФ «Энергопрогресс». – 1999.
2. **Чухин А.М., Овчинников А.Л., Павленко Э.В.** Анализ функционирования устройств релейной защиты и автоматики для целей диспетчерского управления // Повышение эффективности работы ТЭС и энергосистем: Тр. ИГЭУ. Вып. 2. / Иван. гос. энерг. ун-т – Иваново. – 1998. С. 195 – 199.
3. **Баскаков С.И.** Радиотехнические цепи и сигналы. – М.: Высш. шк. – 1988.
4. **Антонью А.** Цифровые фильтры: анализ и проектирование. – М.: Радио и связь. – 1983.

УДК 621.311.22

Создание тренажеров по изучению аварийных ситуаций в электрической части энергообъектов

*Седунов В.Н., инж., Аржанникова А.Е., канд. техн. наук,
Мыльников В.А., инж.*

Введение. Микропроцессорная элементная база позволяет с высокой точностью и скоростью регистрировать все происходящие на энергообъекте процессы, проводить анализ причин аварии в реальном масштабе времени. На ряде станций и подстанций внедрена система регистрации и анализа действия системы релейной защиты и автоматики и имеется положительный опыт ее эксплуатации [1].

Внедрение системы достаточно трудоемко, однако должно давать значительный технический эффект за счет ускоренного и более правильного принятия решения оперативным персоналом в аварийных ситуациях, а также за счет получения объективных и документированных протоколов действия устройств РЗА для последующего их анализа персоналом служб релейной защиты.

Для обучения персонала работе с новой техникой целесообразно параллельно или независимо от внедрения систем регистрации внедрять специализированные тренажеры, основанные на математических моделях энергообъекта и его системы РЗА. Их можно использовать при обучении оперативно-диспетчерского персонала и персонала служб РЗА на рабочем месте, при подготовке и проведении противоаварийных тренировок.

На кафедре АУЭС ИГЭУ создан подобный тренажер. Он разработан для частного примера сети 110-220 кВ и системы РЗА двух ТЭЦ. В ЭВМ хранится информация о сети 110, 220 кВ и главных схемах станций. Смоделированы практически все имеющиеся на станциях устройства РЗА с их параметрами срабатывания (защиты шин, линий, генераторов и трансформаторов связи). С помощью тренажера возможно исследование взаимодействия устройств РЗА станции и отходящей от нее высоковольтной сети, изучение возможности регистрации и анализа функционирования системы РЗА при различных аварийных ситуациях в электрической части энергообъектов. Предполагается, что функционирование всех указательных реле и части реле схемы управления фиксируется ЭВМ с дискретностью в 0,01 секунды. Аварийная ситуация начинается с возникновения КЗ в одной или в двух точках. Затем работают устройства защиты и автоматики, происходит отключение и включение выключателей. ЭВМ рассчитывает все токи и напряжения и анализирует функционирование всех устройств РЗА и всех выключателей для интервала времени от 0 до 10 секунд.

Пользователь может выбрать один из двух режимов расчета - полуавтоматический или автоматический. При автоматическом расчете пользователь не вмешивается в ход аварии, хотя и может следить за переключениями по изображениям выключателей на схеме. При полуавтоматическом расчете перед каждой операцией с выключателями ЭВМ запрашивает у пользователя, не будет ли отказа фаз выключателя. Это позволяет усложнить режим и проверить действие устройств УРОВ.

Общая структура тренажера. Программный тренажер включает в себя средства по обеспечению ввода и обработки информации, расчета, а также систему формирования выходных протоколов регистрации и анализа аварийных ситуаций.

Информационное взаимодействие всех блоков тренажера представлено на рис.1. Сплошными стрелками показаны управляющие команды, пунктирными стрелками – перемещение потока информации между блоками.

Интерфейсная программа (оболочка), обозначенная на рис.1 как блок ТРЕНАЖЕР - интерфейс пользователя, разработана в интегрированной среде программирования Delphi для операционной системы MS-Windows. Программа выполняет функции блока ввода и подготовки, координирует работу пяти основных блоков тренажера, выделенных жирными линиями. Она держит на дисплее электрическую схему сети и управляет отображением положения выключателей (раздельное изображение включенного, отключенного, неполнофазно включенного выключателя, мигающее изображение выключателя, готового изменить свое положение).

Блок ввода осуществляет подготовку исходных данных для предварительного расчета. Могут быть введены:

1. Место, вид и продолжительность повреждения в сети. В качестве места повреждения можно указать одну или две из фиксированных точек ко-

роткого замыкания (КЗ) на схеме моделируемой сети. Каждая точка КЗ является индивидуальной и имеет свои параметры. Вид КЗ определяется заданием переходных сопротивлений между фазами или между фазой и землей.

2. Положение выключателей до аварии.

3. Отказ быстродействующих защит линий, систем шин, трансформаторов.

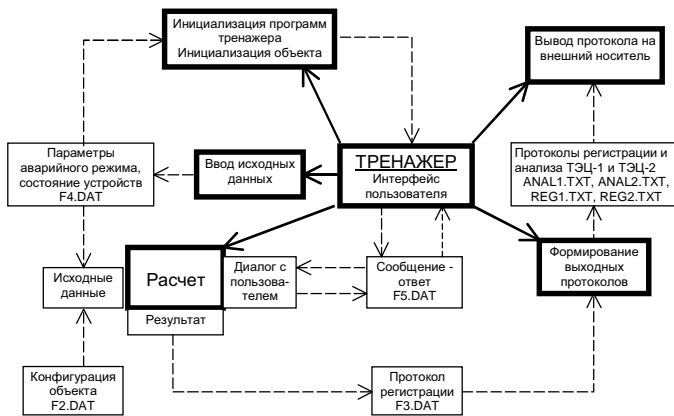


Рис 1. Схема взаимодействия тренажера с внешними данными

Расчетный блок (расчетная часть) выполняет моделирование функционирования устройств релейной защиты и автоматики подстанций по алгоритму, представленному на рис. 2.

Для расчета электрических величин создана математическая модель сети в фазных координатах, которая позволяет ввести большое количество сопротивлений, создающих условия КЗ, и разрывов при полнофазном или неполнофазном отключении выключателей [2]. Расчетная программа разработана на языке ФОРТРАН, который является более предпочтительным для вычислений в комплексных числах.

Повреждение определяется по времени возникновения и исчезновения коротких замыканий и величине переходных сопротивлений.

При каждом изменении расчетной схемы (возникновения или исчезновения КЗ, отключения или включения выключателей) происходит расчет комплексных значений напряжений и токов в узлах и ветвях всех присоединений. В блоке имитации защит по рассчитанным величинам определяется функционирование измерительных органов.

Расчет электрических величин и анализ поведения измерительных органов защит производится для начального момента времени, при каждом включении или отключении выключателя, в моменты появления и исчезновения коротких замыканий.

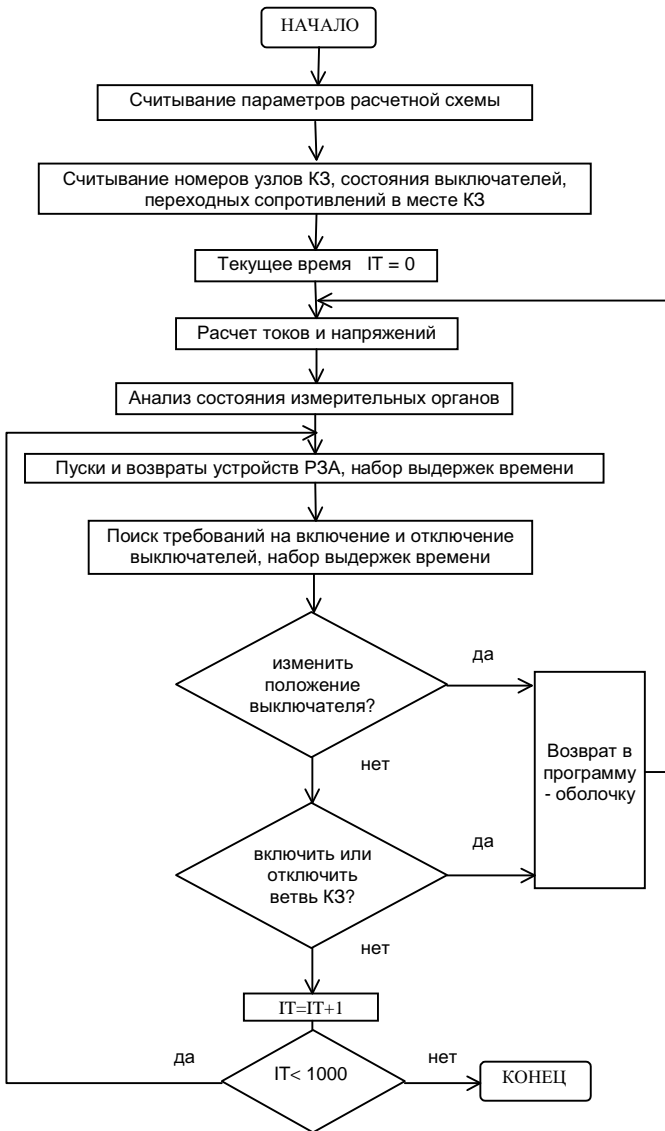


Рис. 2. Алгоритм моделирования функционирования устройств релейной защиты и автоматики

Для каждого момента времени производится анализ органов выдержек времени всех защит в целях выявления моментов отключения или включения выключателей. При каждой операции с выключателем осуществляется выход из расчетной программы в оболочку для общения пользователя с расчетной программой. Можно задать любое количество отказов как всего выключателя, так и его отдельных фаз, что приводит к усложнению аварийной ситуации.

Результатом расчета является файл регистрации дискретных событий.

Блок формирования выходных протоколов использует несколько форм протоколов, поскольку персоналу разного уровня требуется одна и та же информация в совершенно разных представлениях. Оперативному персоналу необходим очень краткий протокол, релейному персоналу для анализа функционирования – либо краткий, либо полный [3]. В программном тренажере формируются протоколы трех видов:

1. Протокол регистрации дискретных событий, где перечислены все события от всех источников дискретной информации;
2. Ведомость срабатывания защит;
3. Протокол анализа функционирования защит, содержащий сообщения об изменениях положения выключателей и о причинах этих изменений.

Наличие на энергообъекте подобных систем и тренажеров должно существенно снизить время ликвидации аварийных ситуаций.

Литература

1. **Постановка** существующих электроэнергетических задач в составе модернизированной АСУТП Костромской ГРЭС / Е.А. Аржанников, А.М. Чухин, А.Е. Аржанникова и др./ Повышение эффективности работы ТЭС: Тр. ИГЭУ. Вып. 3; Под ред. А.В. Мошкарина./ Иван. гос. энерг. ун-т.– Иваново.– 1999. С. 217 – 220
2. **Чернин А.Б., Лосев С.Б.** Основы вычислений электрических величин для релейной защиты при сложных повреждениях в электрических системах. – М.: Энергия.– 1971. – 440 с.
3. **Аржанников Е.А.** Оперативная обработка результатов регистрации работы устройств РЗА для предоставления их диспетчеру // Электрические станции. –1990. – № 2. – С.74 – 76.

УДК 621. 316.925

Методы обработки цифровых осциллограмм для анализа аварийных ситуаций

*Чухин А.М., канд. техн. наук, Павленко Э.В., инж.,
Мильников В.А., асп.*

Для решения задачи автоматизированного анализа функционирования устройств релейной защиты и автоматики (УРЗА) используются цифровые осциллографы (ЦО). При обработке осциллограмм целесообразно перейти

от мгновенных значений (отсчетов) к интегральным [1]. В качестве интегрального значения может быть использовано среднее действующее амплитудное значение или оценка, полученная в результате частотной фильтрации. Так как все уставки для устройств РЗА даются в действующих значениях, то любое интегральное значение должно приводиться к масштабу действующего. Теоретически желательно получать интегральную оценку той величины, на которую реагирует конкретное устройство. Однако более целесообразно получить обобщенный алгоритм обработки цифровой осциллограммы, что значительно ускорит анализ функционирования УРЗА [2]. В случаях, когда требуется более точное представление входного процесса, всегда можно изменить алгоритм обработки. Наиболее приемлемо в качестве универсального алгоритма использовать ортогональное разложение по основной гармонике. Этот алгоритм широко используется в цифровых устройствах РЗА и позволяет достаточно просто получать значение амплитуды и фазы основной гармоники. Ортогональное разложение определяется выражениями:

$$a_n = \frac{1}{\pi} \sum_{i=1}^k A_{n-k+i} \cos \frac{2\pi i}{k}; \quad (1)$$

$$b_n = \frac{1}{\pi} \sum_{i=1}^k A_{n-k+i} \sin \frac{2\pi i}{k}, \quad (2)$$

где A_{n-k+i} – мгновенные значения (отсчеты) входного сигнала; k – число отсчетов на период; n – текущее дискретное время.

Так как цифровая осциллограмма имеет конечную длительность, то первые оценки (a_1, b_1) можно получить только на k -м шаге. По коэффициентам a_n, b_n легко вычисляются амплитуда ($A_{\max n}$) и фаза (φ_n) входного сигнала (3, 4):

$$A_{\max n} = \sqrt{a_n^2 + b_n^2}; \quad (3)$$

$$\varphi_n = \arctg\left(\frac{b_n}{a_n}\right). \quad (4)$$

Выражения (1) – (4) можно рассматривать как цифровые фильтры.

Частотные характеристики (АЧХ, ФЧХ) таких фильтров периодические, с периодом, равным $k \cdot 50$ Гц. Обычно в цифровых осциллографах используется не менее 12 отсчетов на период [1]. Характеристики АЧХ и ФЧХ для выражений (3), (4) с $k = 12$ приведены на рис.1. Эти характеристики симметричны относительно частоты $k \cdot 50 / 2$ Гц, и вся информация о таких фильтрах содержится уже на интервале $0 \div (k \cdot 50 / 2)$ Гц.

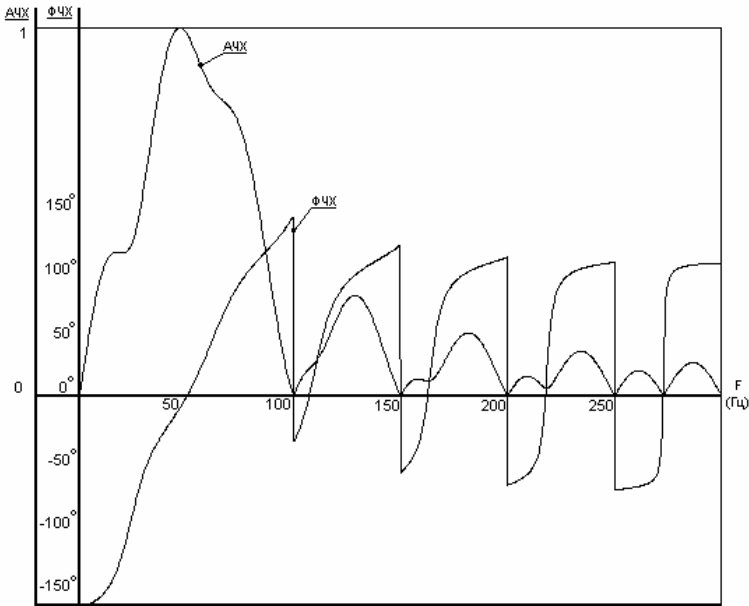


Рис. 1. АЧХ и ФЧХ ортогонального разложения по (1) – (4)

Как отмечалось выше, при стационарном периодическом сигнале частоты 50 Гц на входе выходной сигнал устанавливается через K отсчетов, т.е. через период. Если процесс нестационарный (например, изменение токов и напряжений нормального рабочего режима), то оценка амплитуды и фазы по ортогональным составляющим будет иметь погрешность. В качестве примера можно рассмотреть ортогональное разложение сигнала:

$$a(t) = A_1 \sin(\omega t + \varphi) + A_2 e^{-\frac{t}{\tau}}. \quad (5)$$

Для упрощения преобразований рассуждения ведутся в непрерывном времени, а иллюстрации выводов даются в форме результатов работы алгоритмов в дискретном времени.

Ортогональное разложение функции $a(t)$ имеет вид:

$$a_k = \frac{1}{\pi} \int_0^{2\pi} a(t) \cos \omega t dt; \quad (6)$$

$$b_k = \frac{1}{\pi} \int_0^{2\pi} a(t) \sin \omega t dt, \quad (7)$$

где a_k и b_k можно рассматривать как a_t , b_t , т.е. текущие оценки ортогональных составляющих.

Проведя подстановку (5) в (6) и (7), получим:

$$\begin{aligned} a_t &= \frac{1}{\pi} \int_0^{2\pi} (A_1 \sin(\omega t + \varphi) + A_2 e^{-\frac{t}{\tau}}) \cos \omega t dt = \\ &= \frac{1}{\pi} \int_0^{2\pi} A_1 \sin(\omega t + \varphi) \cos \omega t dt + \frac{1}{\pi} \int_0^{2\pi} A_2 e^{-\frac{t}{\tau}} \cos \omega t dt; \end{aligned} \quad (8)$$

$$\begin{aligned} b_t &= \frac{1}{\pi} \int_0^{2\pi} (A_1 \sin(\omega t + \varphi) + A_2 e^{-\frac{t}{\tau}}) \sin \omega t dt = \\ &= \frac{1}{\pi} \int_0^{2\pi} A_1 \sin(\omega t + \varphi) \sin \omega t dt + \frac{1}{\pi} \int_0^{2\pi} A_2 e^{-\frac{t}{\tau}} \sin \omega t dt. \end{aligned} \quad (9)$$

Обозначая

$$\tilde{a}_t = \frac{1}{\pi} \int_0^{2\pi} A_1 \sin(\omega t + \varphi) \cos \omega t dt; \quad (10)$$

$$\tilde{b}_t = \frac{1}{\pi} \int_0^{2\pi} A_1 \sin(\omega t + \varphi) \sin \omega t dt, \quad (11)$$

получим значения амплитуды и фазы периодического сигнала:

$$\tilde{A}_t = \sqrt{\tilde{a}_t^2 + \tilde{b}_t^2}; \quad (12)$$

$$\tilde{\varphi} = \arctg \frac{\tilde{b}_t}{\tilde{a}_t}. \quad (13)$$

Составляющие, обусловленные экспоненциальным сигналом:

$$\bar{a}_n = \frac{2}{T} \int_{(n-1)T}^{nT} A_2 e^{-\frac{t}{\tau}} \cos \omega t dt; \quad (14)$$

$$\bar{b}_n = \frac{2}{T} \int_{(n-1)T}^{nT} A_2 e^{-\frac{t}{\tau}} \sin \omega t dt. \quad (15)$$

Произведя достаточно простые, но громоздкие преобразования, получим:

$$\bar{a}_n = -\frac{2A_2 e^{-\frac{T}{\tau}(n-1)}}{\tau T \omega^2 \left[\left(\frac{1}{\omega \tau} \right)^2 + 1 \right]} \left(e^{-\frac{T}{\tau}-1} \right); \quad (16)$$

$$\bar{b}_n = -\frac{2A_2 e^{-\frac{T}{\tau}(n-1)}}{T \omega \left[\left(\frac{1}{\omega \tau} \right)^2 + 1 \right]} \left(e^{-\frac{T}{\tau}-1} \right), \quad (17)$$

где в (14) – (17) n – номер периода наблюдения.

Для оценки влияния экспоненциальной составляющей на результат расчета амплитуды периодического сигнала положим $A_1 = 0$, а $A_2 = 1$, что и дает погрешности, обусловленные экспонентой:

$$\bar{A} = \sqrt{\bar{a}_n^2 + \bar{b}_n^2} = \frac{-2e^{-\frac{(n-1)T}{\tau}} \left(e^{-\frac{T}{\tau}} - 1 \right)}{T \omega \sqrt{1 + \left(\frac{1}{\omega \tau} \right)^2}}. \quad (18)$$

Из анализа выражения (18) можно сделать вывод, что при $\tau \gg T$ множитель $\left(e^{-\frac{T}{\tau}} - 1 \right)$ стремится к нулю и влияние экспоненты незначительно на оценку амплитуды периодического сигнала.

Фильтрующие свойства ортогонального разложения по первой гармонике позволяют иметь достаточно хорошие оценки действующего значения амплитуды и фазы периодической составляющей сигнала и при постоянной времени, соизмеримой с периодом.

Наибольшую погрешность дает постоянная времени, равная полупериоду ($\tau = 10\text{мс}$). Графики для функций \bar{A} и $e^{-\frac{(n-1)T}{\tau}}$ от n для различных τ приведены на рис. 2, 3. Из них следует, что погрешность ортогонального

преобразования, обусловленная экспонентой, не превышает 10 % для оценки амплитуды (действующего значения) и фазы синусоидального сигнала через 1-2 периода. Как видно из графиков, приведенных для $\tau = 10$ мс, 20 мс, 80 мс оценки амплитуды и фазы через 1-2 периода мало зависят от постоянной времени.

Выше отмечалось, что при анализе функционирования РЗА желательно выделить участки стационарности цифровых осциллограмм. Это можно сделать по оценкам амплитуды и фазы, полученным по ортогональным составляющим, т.е. фиксировать их неизменность. Более целесообразно контролировать стационарность по оценке среднего значения. Это обусловлено тем, что по среднему значению в нестационарном режиме легко выделить аддитивную экспоненциальную составляющую и определить ее постоянную времени.

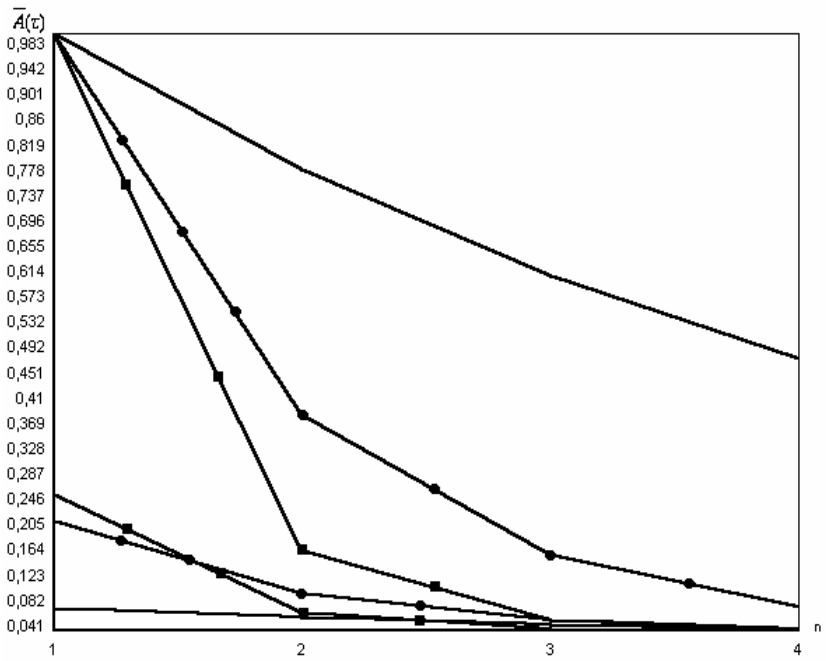


Рис. 2. Погрешность, вносимая экспоненциальной составляющей в оценку действующего значения периодического сигнала, подсчитанного по ортогональным составляющим (три верхние кривые показывают экспоненты с $\tau = 80$ мс, 20 мс и 10 мс, а три нижние соответствующие им по обозначениям кривые показывают погрешности)

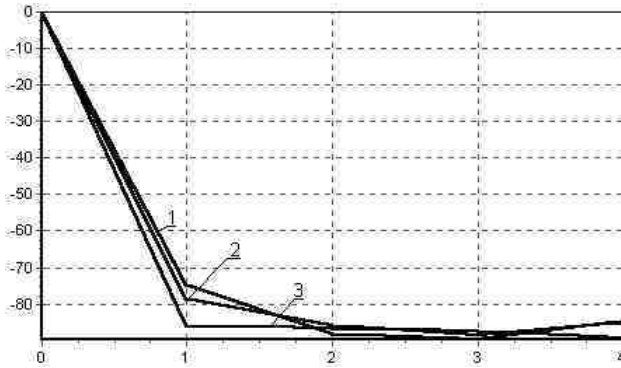


Рис. 3. Погрешность, вносимая экспоненциальной составляющей в оценку фазы при угле коммутации -90° (кривые 1, 2, 3 соответствуют $T = 80$ мс, 20 мс и 10 мс)

Так, при определении среднего значения сигнала вида

$$a(t) = \sin(\omega t + \varphi) + e^{-\frac{t}{\tau}} \quad (20)$$

получим

$$A_{ncp} = \frac{1}{T} \int_{(n-1)T}^{nT} a(t) dt = -\frac{\tau}{T} e^{-\frac{(n-1)T}{\tau}} \left(e^{-\frac{T}{\tau}} - 1 \right). \quad (21)$$

Если найти отношение средних значений на $(n+1)$ -м и n -м шагах, то

$$\frac{A_{(n+1)cp}}{A_{ncp}} = \frac{e^{-\frac{nT}{\tau}}}{e^{-\frac{(n-1)T}{\tau}}} = e^{-\frac{T}{\tau}}. \quad (22)$$

Прологарифмировав выражение (22), получим

$$\ln \frac{A_{(n+1)cp}}{A_{ncp}} = -\frac{T}{\tau}, \quad (23)$$

и, следовательно,

$$\tau = -\frac{T}{\ln \frac{A_{n+1cp}}{A_{ncp}}} . \quad (2)$$

Выделение аддитивной экспоненциальной составляющей может быть использовано для анализа функционирования защит, параметры срабатывания которых зависят от апериодической составляющей.

Кроме того, вычитание экспоненты из суммарного сигнала позволяет ускорить получение оценок амплитуды и фазы периодической составляющей.

При изменении только амплитуды (без изменения фазы) оценка по среднему с шагом, равным периоду, может не выделить участок нестационарности (рис. 4, кривая 1).

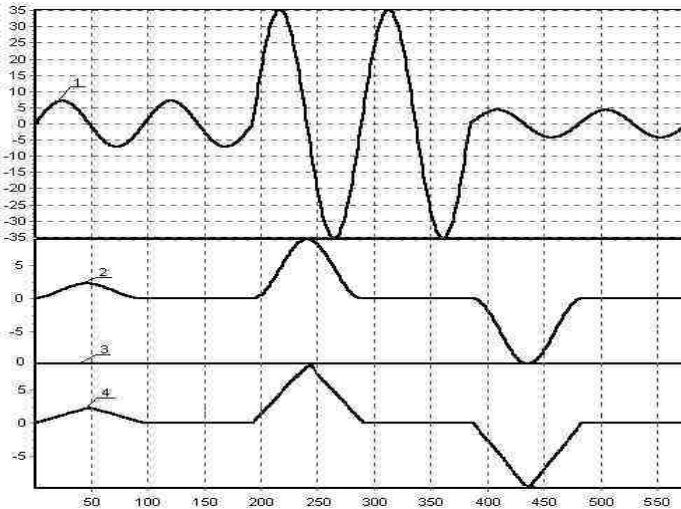


Рис. 4. Изменение среднего для осциллограммы (1) на интервале T с шагом вычисления: 1 отсчет (2), период (3) и полпериода (4)

С шагом, равным одному отсчету, вычисляется среднее значение на интервале T (рис. 4, кривая 3). Зависимость $A_{cp}(n)$, где n номер отсчета, относящегося к участку синусоиды, имеет вид:

$$A_{cp}(n) = \frac{1}{T} \int_0^{\frac{T}{k}} \sin \omega t dt = -\frac{1}{2\pi} \left(\cos \frac{2\pi n}{k} - 1 \right) = \frac{1}{\pi} \sin^2 \left(\frac{\pi n}{k} \right). \quad (25)$$

Номер отсчета, принятый относительно нулевого значения синусоидального сигнала, можно рассматривать как фазу, определяющую положение "окна наблюдения" (интервала интегрирования). Так, при попадании интервала интегрирования (период) в нулевой отсчет среднее значение окажется равным нулю, т.е. $A_{cp}(n) = 0$. При шаге "окна наблюдения", равном половине периода, изменение амплитуды обязательно вызовет изменение среднего (рис. 4, кривая 4).

Вычисление среднего можно рассматривать как фильтрацию и определить частотные характеристики такого фильтра (рис. 5).

С учетом начальной фазы

$$A_{(k\omega)} = \frac{1}{T} \int_0^T \sin(k\omega t + \varphi) dt = \frac{1}{k\omega T} (\cos \varphi - \cos(k\omega T + \varphi)) =$$

$$= -\frac{2}{k\omega T} \sin \frac{k\omega T + 2\varphi}{2} \sin \frac{k\omega T}{2}, \quad (26)$$

где $k2\pi fT = 2\pi T(kf)$, $T = const(0,02 \text{ с})$.

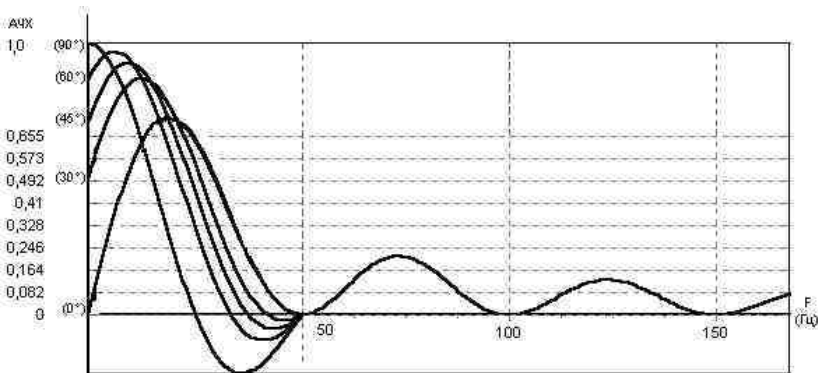


Рис. 5. АЧХ вычисления среднего с учетом начальной фазы сигнала (указана в скобках) на интервале $0 \div 50$ Гц

АЧХ вычисления среднего приведена на рис. 5 с учетом фазы только на интервале $0 \div 50$ Гц.

Выводы

В качестве "стандартного" алгоритма вычисления интегральных оценок действующего значения и фазы по данным ЦО целесообразно использовать

алгоритм ортогонального разложения с "окном наблюдения", равным периоду промышленной частоты.

Для определения участков стационарности и параметров аддитивной экспоненты достаточно определять среднее значение с шагом "окна наблюдения" в половину или один период.

Литература

1. Пуляев В.И., Усачев Ю.В. Цифровая регистрация аварийных событий в энергосистемах: Библиотечка электротехника, приложение к журналу «Энергетик». Вып. 2(5).— М.: НТФ «Энергопроцесс». – 1999. – 72 с.

2. Аржаников Е.А., Чухин А.М. Автоматизированный анализ аварийных ситуаций энергосистем: Библиотечка электротехника, приложение к журналу «Энергетик». Вып. 2(14).— М.: НТФ «Энергопроцесс». – 2000. – 76 с.

УДК 621. 316.925: 621.314.22

Анализ результатов испытаний цифрового трансформатора тока

Гречухин В.Н., канд. техн. наук

Цифровой трансформатор тока (ЦТТ) выполнен на базе микропроцессорного магнитотранзисторного преобразователя тока со встроенным электромагнитным трансформатором тока и передачей информации с высокого потенциала на потенциал земли по оптоволокну.

Испытания проводились номинальными токами в целях определения погрешностей преобразователя по измерительным каналам, а также большими токами для проверки кратности преобразования ЦТТ и определения погрешностей преобразователя для релейного канала.

При испытаниях номинальными токами использовались: трансформаторы тока типа ТЛЛ-35 класса 0,1 №008, $K_t = 1200/5$, ГОСТ 23624-79; амперметр Э514 класса 0,5 №51510, предел 2,5/5 А; токовое прогрузочное устройство – регулировочный трансформатор РТТМ-250/0,5; трансформатор понижающий типа ТСДМ-2500/6; ЦТТ; персональный компьютер; последовательный канал связи с контроллером, шунт Р321, 0,1 Ом, класс 0,01 №0074189.

При испытаниях большими токами также использовались: трансформатор тока типа И523 класса 0,05 № 200, $K_t = 10000/5$, ГОСТ 5584-70 и шунт Р321, 0,1 Ом, класс 0,01, №0074189; ГОСТ 6864-54 – в первых четырех опытах; шунт 75ШСМММЗ, 7500 А /75 МВ, класс 0,5, № 529628; ГОСТ 8042-61 во – вторых четырех опытах.

Схема испытаний приведена на рис. 1.

В результате токовых испытаний получены осциллограммы по 1280 замеров мгновенных значений (10 периодов тока по 128 точек на период) по 9

каналам на каждом из 7 токов в двух сериях опытов. В результате обработки осциллограмм для каждого значения от 0,2 до 1,1 номинального тока получены действующие значения тока и фазы измерительного канала, канала встроенного трансформатора тока ЦТТ и канала шунта, а также и релейного канала.

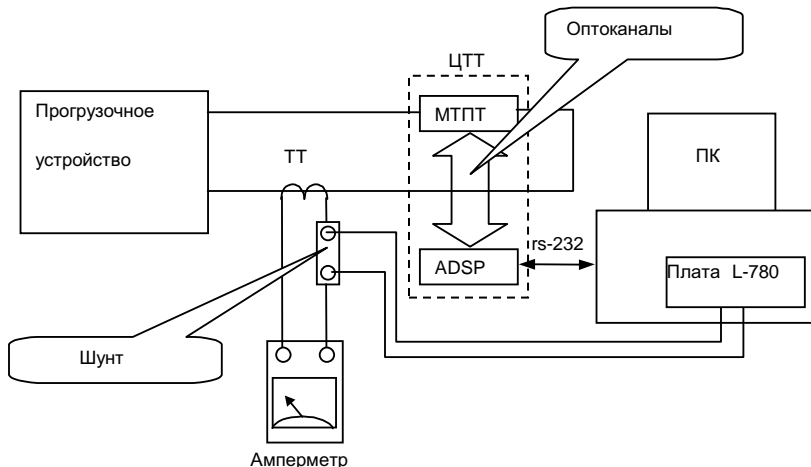


Рис. 1 Схема токовых испытаний ЦТТ

Обработка проводилась нелинейным функционалом (1), учитывающим не только синусоидальный характер тока, но и наличие высших гармоник в нем,

$$f(x, k) = k_0 + \left[\sum_{i=1}^n (k_{1i} \cdot \sin(i \cdot k_3 \cdot T_1 \cdot x) + k_{2i} \cdot \cos(i \cdot k_3 \cdot T_1 \cdot x)) \right], \quad (1)$$

где k_0 – постоянная составляющая, k_{1i} , k_{2i} – амплитуды i -й гармоники, k_3 – частота.

При этом находились действующие значения и фазы всех гармоник, а также частота сети во время опытов. Обработка велась по выборке с избыточностью информации порядка 200, при этом получены статистически достоверно не только искомые величины, но и частные производные по ним. Произведен расчет погрешностей ЦТТ по методике ГОСТа на ТТ по первой гармонике тока. Графики токовой и угловой погрешностей приведены на рис. 2, 3.

Анализ показывает, что токовая погрешность измерительного канала не превышает 0,2 %, а угловая погрешность – не превышает 30 минут, что соответствует классу 0,5. Токовая погрешность канала встроенного трансформатора тока не превышает 0,5 %, а угловая погрешность – не превышает 20 минут, что соответствует классу 0,5. В целом по токовой и угловой погрешности ЦТТ соответствует классу 0,5.

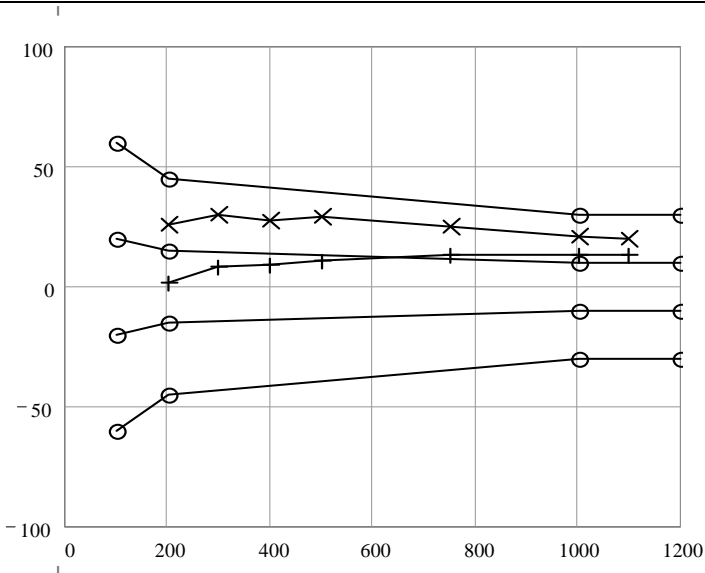


Рис. 2. Токовые погрешности ЦТТ: по горизонтали приведен первичный ток в А, по вертикали – погрешности измерительного канала (кресты) и канала ТТ (плюсы) в процентах, а также нормы ГОСТа на относительную токовую погрешность ТТ

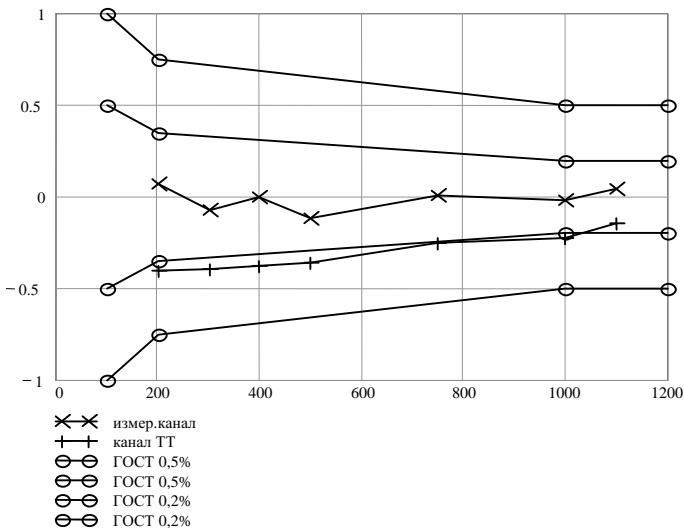


Рис. 3. Угловые погрешности ЦТТ: по горизонтали приведен первичный ток в А, по вертикали – погрешности измерительного канала (кресты) и канала ТТ (плюсы) в минутах, а также нормы ГОСТа на угловые погрешности ТТ

Анализ показывает, что токовая погрешность измерительного канала не превышает 0,2 %, а угловая погрешность - не превышает 30 минут, что соответствует классу 0,5. Токовая погрешность канала встроенного трансформатора тока не превышает 0,5 %, а угловая погрешность - не превышает 20 минут, что соответствует классу 0,5. В целом по токовой и угловой погрешностям ЦТТ соответствует классу 0,5.

В результате испытаний большими токами до 34000 А получены осциллограммы по 1280 замеров мгновенных значений (10 периодов тока по 128 точек на период) по 9 каналам на каждом из 8 опытов, причем в каждой осциллограмме два периода соответствуют режиму до включения выключателя и 8 периодов – ударному току.

Обнаружено, что при протекании тока короткого замыкания более 10 - 12 кА в цифровом трансформаторе тока, начиная со второго, третьего периодов тока КЗ происходит посадка напряжения питания высоковольтной части вследствие насыщения трансформатора блока питания.

Поэтому определение коэффициента преобразования по релейному каналу проводилось на первом периоде ударного тока короткого замыкания, когда информация достоверна.

На рис. 4 приведена проходная характеристика релейного канала для всех 8 опытов.

Приведенная на рис. 4 проходная характеристика релейного канала для всех восьми опытов показывает наличие изгиба в начальной части характеристики.

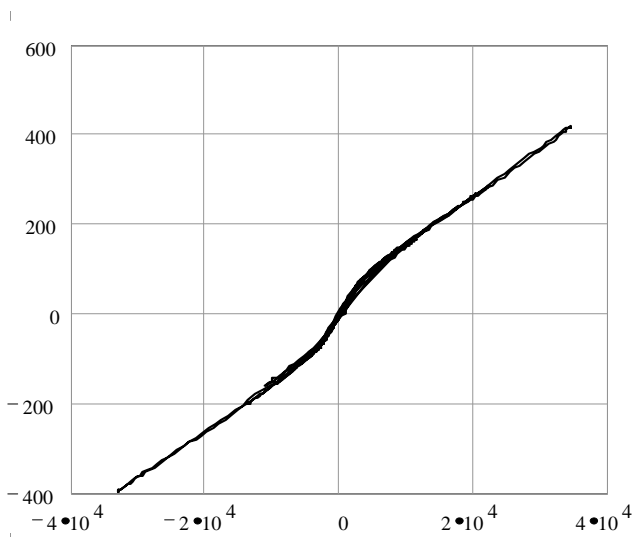


Рис. 4. Проходная характеристика релейного канала для всех 8 опытов: по горизонтали показан первичный ток, А, по вертикали – выход релейного канала в квантах АЦП

Этот изгиб существует до токов 3,5 кА, наклон характеристики при этом круче в 2,44 раза по сравнению с наклоном характеристики при больших токах.

Причина этого явления, как показали исследования, заключается в несоблюдении технологии корпусирования магнитотранзисторов на заводе: магнитотранзисторы были разварены в корпус с выводами, изготовленными из слабо магнитного материала, а должны быть из немагнитного материала.

Наличие такой проходной характеристики является, с одной стороны, недостатком магнитотранзисторного преобразователя тока, т.к. эту характеристику нужно корректировать, а с другой стороны, позволяет получить оптимальные условия работы для измерительного канала с номинальным током 1 кА на крутой части характеристики преобразования и за счет меньшего наклона характеристики преобразования при токах больше 3,5 кА позволяет достичь большой кратности трансформации тока короткого замыкания в релейном канале.

По результатам испытаний удалось достичь кратности тока КЗ 33 – 34, а расчетный запас релейного канала по шкале АЦП составляет 150 кА, что дает кратность 150.

Наличие микропроцессора в составе магнитотранзисторного преобразователя тока позволяет выполнить коррекцию нелинейности проходной характеристики. Эта коррекция выполнена с использованием уравнений трех прямых, и результаты (проходная характеристика релейного канала) по всем восьми опытам после коррекции нелинейности приведены на рис. 5.

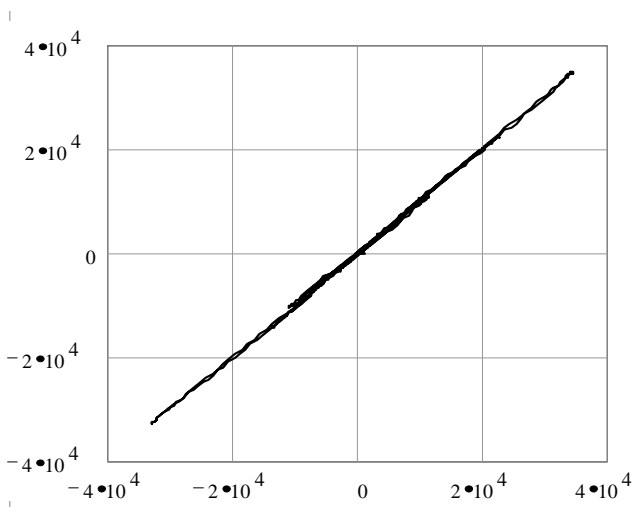


Рис. 5. Проходная характеристика релейного канала по 8 опытам после коррекции нелинейности: по горизонтали показан первичный ток, А, по вертикали — выход релейного канала, А

На рис. 6 приведена разность между значением тока, измеренного по релейному каналу, и значением тока, измеренного образцовым каналом.

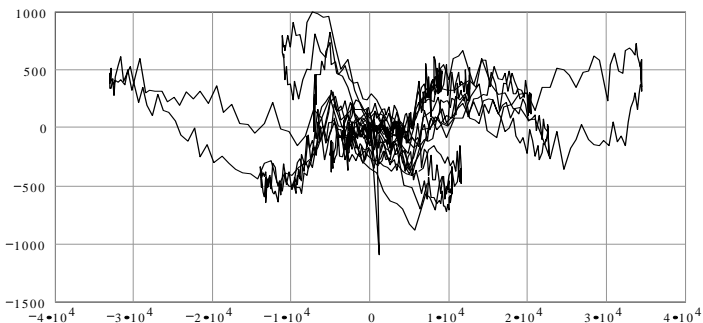


Рис. 6. Погрешность релейного канала после коррекции нелинейности по всем 8 опытам для каждого мгновенного значения первичного тока

Эта разность вычислена для всех мгновенных значений во всех восьми опытах в течение первого периода действия тока короткого замыкания, когда цифровой трансформатор тока верно передавал информацию и напряжение питания было в норме. Погрешность релейного канала в абсолютных величинах не превышает 1 кА, а это означает, что общая точность релейного канала при токах с кратностью 33–34 не хуже 3 %.

Осциллограммы токов короткого замыкания 3-го и 8-го опытов приведены на рис. 7, 8.

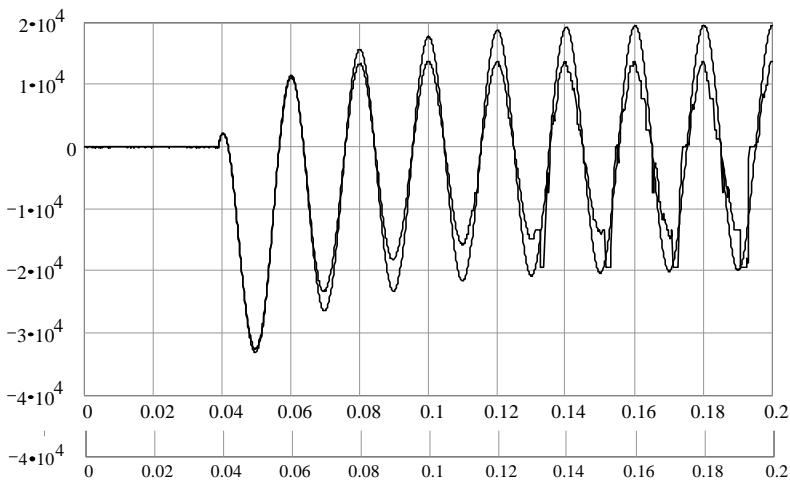


Рис. 7. Осциллограмма тока короткого замыкания для образцового канала (ТТ типа И523 класса 0,05, $K_m = 10000/5$ и шунт Р321, 0,1 Ом, класс 0,01) и релейного канала (пунктир) после коррекции нелинейности по 3-му опыту

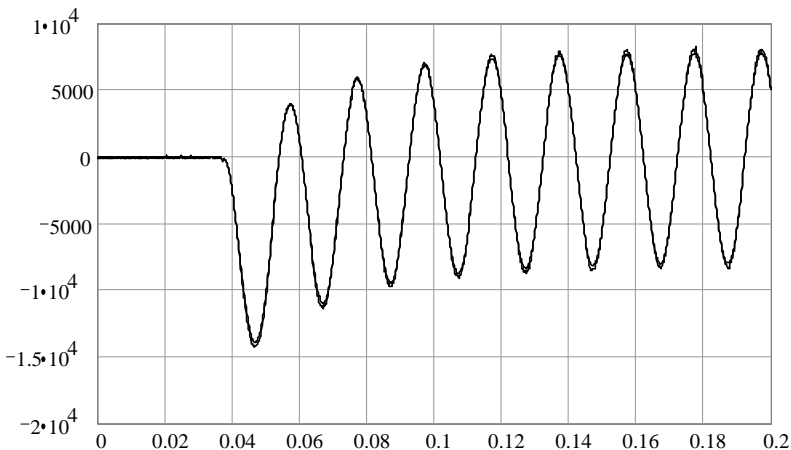


Рис. 8. Осциллограмма тока короткого замыкания для образцового канала (шунт 7500 А/ 75 мВ, класс 0,5) и релейного канала (пунктир) после коррекции нелинейности по 8-му опыту

Наличие искажений тока КЗ, начиная со второго периода, обусловлено, как отмечено выше, просадкой напряжения питания высоковольтной части цифрового трансформатора тока и в настоящее время устранено. При небольших токах порядка 10- 15 кА этих искажений нет, как показано на рис. 9.

Обработка проводилась функционалом (2), учитывающим как синусоидальный характер тока короткого замыкания, так и наличие постоянной составляющей, затухающей по экспоненте, а также паузу до включения выключателя 10 кВ.

$$f(x, k) = if \begin{bmatrix} x \geq k_0, & k_1 \cdot \sin(k_4 \cdot T_1 \cdot (x - k_0) + k_2 - \\ & \frac{-(x - k_0) \cdot T_1}{k_3} \\ - \arctg(k_4 \cdot k_3)) - k_1 \cdot e & \cdot \\ \cdot \sin(k_2 - \arctg(k_4 \cdot k_3)), & 0 \end{bmatrix} \quad (2)$$

При этом находился момент включения выключателя k_0 , отсчитанный от начала осциллограммы в секундах, амплитуда установившегося значения токов короткого замыкания k_1 , фаза включения по отношению к синусоиде первичного тока k_2 , постоянная времени затухания переходного процесса k_3 , частота сети во время опыта k_4 и амплитуда ударного тока короткого замыкания в амперах k_5 .

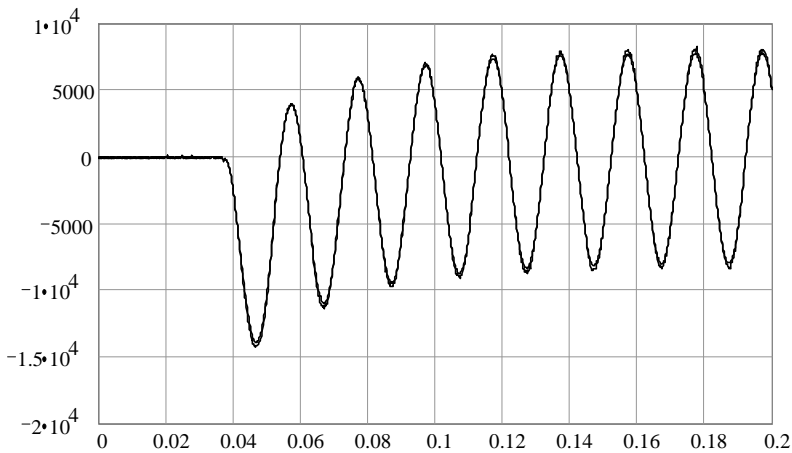


Рис. 9. Осциллограмма тока короткого замыкания для образцового канала (ТТ типа И523 класса 0,05, $K_m = 10000/5$ и шунт Р321, 0,1 Ом, класс 0,01) и релейного канала (пунктир) после коррекции нелинейности по 4-му опыту

В таблице приведены результаты обработки осциллограмм токов короткого замыкания по всем восьми опытам, причем в обработку были взяты первые четыре периода тока короткого замыкания, т.к. в некоторых опытах на этом дело заканчивалось.

Для нахождения этих шести величин использовался функционал и экспериментальные данные, которых значительно больше. Имея в виду, что в каждом из четырех периодов по 128 замеров, эти 512 значений были использованы для получения указанных шести коэффициентов. Таким образом, коэффициент избыточности информации был порядка 85 и функционал вычислялся с учетом статистических параметров, т.е. моментов первого и второго порядков, а также с учетом непрерывности и гладкости производных по каждому из указанных параметров.

Результаты обработки осциллограмм токов короткого замыкания по 8 опытам

k_0	k_1	k_2	k_3	k_4	k_5
0,03548	$5,40152 \cdot 10^3$	-18,71052	0,02749	49,98605	$9,0375 \cdot 10^3$
0,03868	$1,38542 \cdot 10^4$	47,80686	0,02827	49,96135	$2,03625 \cdot 10^4$
0,03787	$2,07027 \cdot 10^4$	-0,03606	0,02063	50,29132	$3,44125 \cdot 10^4$
0,03717	$7,99557 \cdot 10^3$	180,00234	0,0297	49,95329	$-1,39125 \cdot 10^4$
0,03802	$7,13443 \cdot 10^3$	-53,29557	0,02825	49,98621	$1,03594 \cdot 10^4$

k_0	k_1	k_2	k_3	k_4	k_5
0,0374	$7,22847 \cdot 10^{-3}$	$-4,84511 \cdot 10^{-3}$	0,0292	49,96714	$1,25938 \cdot 10^4$
0,03837	$1,33595 \cdot 10^4$	15,09909	0,02804	49,97266	$2,26094 \cdot 10^4$
0,03861	$2,0115 \cdot 10^4$	152,49044	0,02841	49,95198	$-3,30313 \cdot 10^4$

Примечание: k_0 – момент включения выключателя 10 кВ, отсчитанный от начала осциллограммы в секундах, k_1 – амплитуда установившегося значения тока КЗ в амперах, k_2 – фаза включения в градусах, k_3 – постоянная времени затухания переходного процесса в секундах, k_4 – частота во время опыта в Гц, k_5 – амплитуда ударного тока КЗ в амперах.

Анализ результатов, приведенных в таблице, показал непротиворечивость этих данных и их соответствие осциллограммам, вызывает только некоторое сомнение расчетная постоянная времени и частота в третьем опыте (кажется, что постоянная времени занижена, а частота завышена, по сравнению с тем, что было в реальности).

В целом следует отметить, что ЦТТ выдержал механическое и термическое воздействия тока короткого замыкания, при этом электронная часть сохранила свою работоспособность во всех опытах короткого замыкания. Обнаружено с помощью встроенного тестового контроля значительное снижение напряжения питания высоковольтной части ЦТТ во 2, 3, 7, 8 опытах во время действия тока короткого замыкания с последующим восстановлением напряжения питания до номинального значения. Амплитуда установившегося значения тока КЗ в этих опытах была больше 10 кА, а амплитуда ударного тока - больше 20 кА. В остальных четырех опытах, где амплитуда установившегося значения тока КЗ была меньше 8 кА, снижение напряжения питания незначительно и не выходит за рамки допустимого. В опытах с токами до 1,1 кА изменения напряжения питания не отмечено.

Снижение напряжения питания происходит с частотой второй гармоники синфазно с синусоидой тока КЗ за счет насыщения большим магнитным полем тока КЗ трансформатора блока питания. Первый период тока КЗ во всех 8 опытах трансформировался правильно по той причине, что напряжение питания не успевало снизиться за это время ниже 4,75 В, т. е. АЦП и другая электроника работали при штатном питании.

Обнаружено что проходная характеристика релейного канала имеет больший наклон при первичных токах до 3,5 кА и в 2,44 раза меньший наклон для больших токов, что обусловлено нарушением технологии корпусирования данной партии магнитотранзисторов. Двухнаклонная проходная характеристика ЦТТ позволяет повысить чувствительность при токах до номинального и увеличить диапазон трансформации токов КЗ для релейного канала до 150 кА (кратность 150).

Приведенная погрешность магнитотранзисторного преобразователя тока по релейному каналу при действии токов КЗ 33-34 кА, рассчитанная по абсолютной погрешности после коррекции нелинейности проходной характеристики, не превышает в релейном канале 3 %.

Автор выражает благодарность за помощь и содействие при проведении испытаний как товарищам-сотрудникам ИГЭУ, так и сотрудникам Испытательного центра крупного электротехнического завода России.

Литература

1. **Гречухин В.Н.** Цифровой магнитотранзисторный преобразователь тока для энергетических установок до 1150 кВ// Повышение надежности работы ТЭС и энергосистем. Тр. ИГЭУ. Вып. 1/ Иван. гос. энерг. ун-т. – Иваново. – 1997. С. 235 – 239.

2. **Стандарт IEEE С37.111-1991.** Общий формат обмена данными переходного процесса в энергетических системах (COMTRADE). – 1991.

УДК 621.316.925

Синтез цифровых фильтров для измерительных органов микропроцессорных устройств релейной защиты

*Шуин В.А., д-р техн. наук,
Гусенков А.В., Мурзин А.Ю. кандидаты техн. наук*

В настоящее время развитие техники релейной защиты (РЗ) электроэнергетических систем (ЭЭС) и электроэнергетических объектов (ЭЭО) во многом определяется прогрессом в микроэлектронике и вычислительной технике и идет по пути создания технических систем с широким использованием микропроцессоров и преобразователей, выполняющих функции цифровой обработки сигналов.

Применение средств микропроцессорной техники позволяет улучшить технические характеристики и расширить функциональные возможности элементов устройств релейной защиты (УРЗ), особенно их измерительной части, и тем самым повысить техническое совершенство и в целом эффективность функционирования РЗ. Указанное достигается за счет следующего:

- повышения быстродействия и защитоспособности РЗ;
- улучшения отстроенности от режимов внешних коротких замыканий (КЗ) и режимов без КЗ;
- повышения устойчивости быстроты срабатывания и чувствительности при внутренних КЗ;
- повышенной аппаратной надежности;
- самоконтроля и эффективной диагностики УРЗ;
- возможности дистанционного контроля и оперативного изменения технических характеристик;
- интеграции в автоматизированные системы управления технологическими процессами ЭЭО.

Кроме этого, использование микропроцессорной техники позволяет создавать развитые сервисные функции и упростить обслуживание и наладку УРЗ.

При разработке устройств РЗ, основанных как на микроэлектронной элементной базе, так и с использованием микропроцессорных средств, одной из наиболее сложных и ответственных задач является фильтрация (обработка) входных электрических величин, отвечающих за формирование воздействующей величины, на которую реагирует защита. При этом предварительная обработка входных сигналов в измерительной части УРЗ может осуществляться либо с помощью аналоговых, либо с использованием цифровых фильтров.

Известно [1, 2], что цифровые фильтры (ЦФ), предназначенные для выполнения тех же функций, что и аналоговые, обладают по сравнению с последними рядом преимуществ:

- высокой стабильностью параметров в процессе эксплуатации;
- идентичностью характеристик при тиражировании устройств;
- возможностью получения заданных форм амплитудно-частотных (АЧХ) и фазочастотных (ФЧХ) характеристик;
- отсутствием необходимости в настройке фильтров;
- относительной простотой реализации программными методами;
- простотой адаптации при изменении режимов работы устройств и др.

Следует отметить, с другой стороны, что цифровая фильтрация в отличие от аналоговой имеет более узкий рабочий диапазон частот обрабатываемых сигналов. Это связано с тем, что быстродействие цифровых фильтров определяется скоростью изменения входных сигналов, скоростью протекания переходных процессов в электронных компонентах ЦФ, а также сложностью алгоритма фильтрации и алгоритма функционирования УРЗ в целом. Однако в последнее время с появлением быстродействующих относительно недорогих и надежных микропроцессоров, а также микросхем памяти, выполненных по технологии больших интегральных схем, указанное ограничение уже не имеет существенного значения.

Таким образом, цифровая обработка сигналов является перспективным направлением при построении измерительных органов УРЗ. При этом накопленный опыт разработок в области проектирования аналоговых фильтров позволяет быстро и оптимально получить ЦФ с требуемыми характеристиками.

Рассмотрим некоторые особенности синтеза ЦФ. В качестве примера возьмем аналоговый измерительный орган устройства "СПЕКТР" [3], разработанного на кафедре "Автоматическое управление электроэнергетическими системами" ИГЭУ. Указанное устройство предназначено для выполнения селективной защиты и сигнализации однофазных замыканий на землю (ОЗЗ) в кабельных сетях 6-10 кВ.

Условия функционирования защит от ОЗЗ существенно отличаются от условий работы классических защит от междуфазных КЗ. Форма и значения электрических величин (ток и напряжение нулевой последовательности), подводимых к измерительным органам защиты от ОЗЗ, определяются, прежде всего, режимом заземления нейтрали сети и разновидностью ОЗЗ [4].

Однофазные замыкания на землю можно разделить на два вида:

- устойчивые (металлические, через переходное сопротивление и дуговые);
- неустойчивые (кратковременные самоустраняющиеся, прерывистые дуговые, перемежающиеся дуговые).

Устойчивые ОЗЗ характеризуются наличием в токе и напряжении в основном только принужденных составляющих промышленной частоты и высших гармоник.

Неустойчивые дуговые замыкания являются основным видом ОЗЗ и характеризуются прерывистой формой тока, в которой преобладают свободные составляющие переходного процесса с частотами от десятков герц до сотен килогерц и амплитудами, достигающими значений от десятков до сотен и даже тысяч ампер. В начальной стадии пробоя изоляции фазы на землю быстроизменяющиеся колебания тока и напряжения, сопровождающие процессы перезаряда емкостей фаз сети не только оказывают существенное влияние, но практически определяют форму, амплитуду и начальные фазовые соотношения переходных токов и напряжений нулевой последовательности.

В этих условиях к измерительному органу защиты предъявляются жесткие требования, как по быстродействию, так и по отсутствию значительных фазовых искажений информационных сигналов. При использовании аналоговых фильтров во входных цепях устройств защиты эти требования удовлетворяются достаточно просто.

Построение цифрового измерительного органа защиты с полосой пропускания даже в несколько десятков килогерц на современном этапе развития микропроцессорной техники практически невозможно. Исследования частотного спектра тока и напряжения нулевой последовательности при ОЗЗ в целях выбора оптимальной, с точки зрения обеспечения требуемого быстродействия полосы пропускания фильтров измерительного органа устройств защиты от ОЗЗ показали, что основная часть энергии гармонических составляющих переходного процесса сосредоточена в полосе от 200 Гц до 2...3 кГц. Таким образом, без существенных ограничений устойчивости функционирования при внутренних однократных и прерывистых ОЗЗ верхняя граница рабочей полосы частот устройств защиты от ОЗЗ может быть принята в пределах 2...3 кГц.

Выполнение цифрового измерительного органа защиты от ОЗЗ можно осуществить с использованием двух вариантов схем:

- на основе одного аналогово-цифрового преобразователя (АЦП) с коммутатором входных цепей (рис. 1);
- на основе двух отдельных АЦП, по одному на канал тока и напряжения нулевой последовательности (рис. 2).

При выполнении измерительного органа по первому варианту опрос АЦП производится поочередно. Тем самым в отсчеты сигналов изначально вносится погрешность, обусловленная запаздыванием минимум на интервал дискретизации при переключении каналов. При этом фазовые погрешности на частотах в 2...3 кГц оказываются недопустимо большими для правильного

функционирования защиты. По этой причине в целях уменьшения фазовых погрешностей цифровые фильтры устройства защиты от ОЗЗ целесообразно выполнять по второму из указанных вариантов – с использованием двух отдельных АЦП (рис. 2). В этом случае информация "защелкивается" одновременно и фазовый сдвиг между отсчетами сигналов в каналах тока и напряжения нулевой последовательности отсутствует.

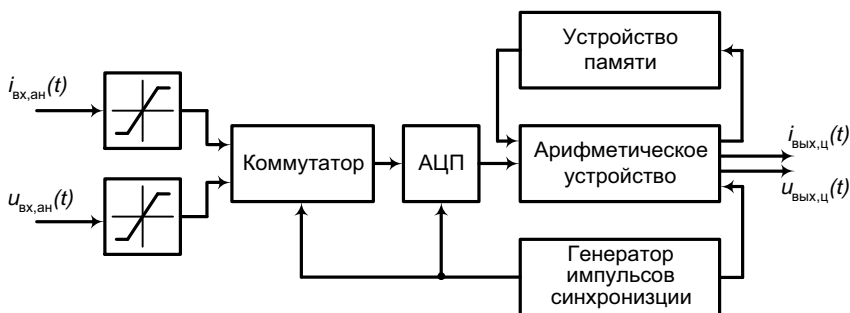


Рис. 1. Структурная схема цифрового фильтра с использованием одного АЦП

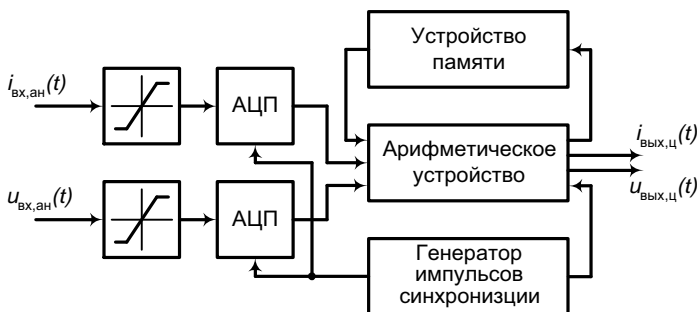


Рис. 2. Структурная схема цифрового фильтра с использованием двух АЦП

При построении цифрового измерительного органа защиты важное значение имеют методы синтеза цифровых фильтров, обеспечивающие необходимые АЧХ и ФЧХ. Синтезируемый ЦФ должен иметь импульсную характеристику, максимально приближенную к соответствующей импульсной характеристике аналогового фильтра-прототипа. Принципиально невозможно создать ЦФ, частотная характеристика которого в точности повторяла бы частотную характеристику соответствующего аналогового фильтра. Можно говорить лишь о той или иной степени приближения. Основная причина различия указанных частотных характеристик в том, что коэффициент передачи ЦФ

является периодической функцией частоты с периодом, определяемым шагом дискретизации [5]. При этом степень приближения АЧХ синтезируемого ЦФ к соответствующей характеристике аналогового фильтра-прототипа зависит от выбранного шага дискретизации и от способа реализации (структуры) цифрового фильтра.

Как известно [1, 2], число членов в математическом уравнении, описывающем импульсную характеристику ЦФ, может быть конечным или бесконечным. Указанное определяет тип и структуру синтезируемого фильтра – фильтр с конечной (КИХ) или бесконечной (БИХ) импульсной характеристикой.

В нашем случае необходимо, чтобы АЧХ синтезируемого ЦФ достаточно точно аппроксимировала АЧХ аналогового прототипа. Известно [2], что фильтры с бесконечной импульсной характеристикой (рекурсивные фильтры) хотя и сложнее КИХ-фильтров, но по своим частотным характеристикам оказываются, как правило, гораздо ближе к частотным характеристикам аналогового фильтра-прототипа. В связи с вышеизложенным для выполнения цифровых фильтров выбраны рекурсивные цифровые фильтры (РЦФ).

Процедуру синтеза РЦФ можно условно разбить на четыре этапа:

- аппроксимация частотных характеристик ЦФ;
- синтез и оптимизация структурной схемы ЦФ;
- разработка на основе оптимизированной структурной схемы алгоритма цифровой фильтрации;
- программная реализация алгоритма ЦФ.

Первый этап синтеза РЦФ связан с определением передаточной функции $H(z)$ ЦФ в z -плоскости. Известно [1, 6], что передаточная функция $H(z)$ может быть получена либо по известной передаточной функции $H(p)$ аналогового фильтра-прототипа на основе применения z -преобразования, либо по заданным (требуемым) параметрам частотных характеристик ЦФ.

В [5] показано, что при построении цифрового измерительного органа защиты от ОЗЗ передаточная функция $H(z)$ ЦФ может быть получена на основе использования передаточной функции $H(p)$ аналогового фильтра-прототипа, применяемого в аналоговой измерительной части устройства «СПЕКТР» [3].

Однако опыт разработки устройства «СПЕКТР» показывает, что аналоговые фильтры-прототипы, используемые в канале производной напряжения нулевой последовательности dU_0/dt и тока нулевой последовательности I_0 , имеют относительно сложные передаточные функции (отношение полиномов пятого порядка), обусловленные высокими требованиями, предъявляемыми к АЧХ фильтров, что, в свою очередь, определяет сложность передаточных функций $H(z)$ ЦФ.

Общий вид передаточной функции ЦФ, полученной с использованием билинейного z -преобразования (подробнее см. [5, 6]), имеет следующий вид:

$$H(z) = \frac{Y(z)}{X(z)} = \frac{a_0 + a_1 z^{-1} + a_2 z^{-2} + a_3 z^{-3} + a_4 z^{-4} + a_5 z^{-5}}{1 - b_1 z^{-1} - b_2 z^{-2} - b_3 z^{-3} - b_4 z^{-4} - b_5 z^{-5}}, \quad (1)$$

где $a_0 \div a_5$ и $b_1 \div b_5$ – коэффициенты, зависящие от требуемого вида АЧХ и шага дискретизации T .

В [5] показано, что АЧХ и ФЧХ разработанного ЦФ (при принятых коэффициентах a_i и b_i и заданном шаге дискретизации T) в диапазоне частот до 2...3 кГц имеют достаточно хорошее совпадение с соответствующими характеристиками аналогового фильтра-прототипа.

Для получения алгоритма, по которому будет осуществляться вычислительный процесс в ЦФ во времени, решим уравнение (1) относительно выходной величины $Y(z)$. В результате получим следующее выражение для модели ЦФ в Z -форме:

$$\begin{aligned}
 Y(z) = & (a_0 \cdot X(z) + a_1 \cdot X(z) \cdot z^{-1} + a_2 \cdot X(z) \cdot z^{-2} + a_3 \cdot X(z) \cdot z^{-3} + \\
 & + a_4 \cdot X(z) \cdot z^{-4} + a_5 \cdot X(z) \cdot z^{-5} + b_1 \cdot Y(z) \cdot z^{-1} + \\
 & + b_2 \cdot Y(z) \cdot z^{-2} + b_3 \cdot Y(z) \cdot z^{-3} + b_4 \cdot Y(z) \cdot z^{-4} + b_5 \cdot Y(z) \cdot z^{-5}).
 \end{aligned} \tag{2}$$

Выражение (2) позволяет получить дискретную модель ЦФ, описываемую разностным уравнением пятого порядка, в следующем виде:

$$\begin{aligned}
 y^{(n+1)} = & a_0 \cdot x^{(n+1)} + a_1 \cdot x^{(n)} + a_2 \cdot x^{(n-1)} + a_3 \cdot x^{(n-2)} + \\
 & + a_4 \cdot x^{(n-3)} + a_5 \cdot x^{(n-4)} + b_1 \cdot y^{(n)} + b_2 \cdot y^{(n-1)} + \\
 & + b_3 \cdot y^{(n-2)} + b_4 \cdot y^{(n-3)} + b_5 \cdot y^{(n-4)},
 \end{aligned} \tag{3}$$

где $y^{(n+1)}, y^{(n)}, \dots, y^{(n-4)}$ и $x^{(n+1)}, x^{(n)}, \dots, x^{(n-4)}$ – соответственно значения выходного и входного сигналов для моментов времени $t^{(n+1)}, t^{(n)}, \dots, t^{(n-4)}$, отстоящих друг от друга на постоянный шаг дискретизации T .

Второй этап разработки ЦФ заключается в том, что на основании уравнений (1) и (2) синтезируется структурная схема фильтра, согласно которой создается алгоритм цифровой фильтрации. Известно [1, 2, 6], что структурная схема ЦФ может быть получена в форме последовательной, параллельной или канонической схемы. Наиболее просто на основании выражений (2) и (3) могут быть получены последовательная и параллельная структурные схемы. Однако наиболее пригодной (оптимальной) для реализации алгоритма цифровой фильтрации является каноническая схема, так как позволяет минимизировать используемую память процессора и ускорить цифровую обработку входных сигналов.

В целях получения канонической схемы модифицируем выражение (2) с помощью введения дополнительной переменной $X_{int}(z)$. В результате получим следующую преобразованную модель ЦФ в Z -форме:

$$\begin{cases} X_{int}(z) = X(z) + \sum_{i=1}^5 b_i \cdot X_{int}(z) \cdot z^{-i}; \\ Y(z) = \sum_{i=0}^5 a_i \cdot X_{int}(z) \cdot z^{-i}. \end{cases} \quad (4)$$

Переходя к вычислительной модели ЦФ во временной области, в соответствии с (4) получим дискретную модель частотного фильтра в следующей форме:

$$\begin{cases} x_{int}^{(n+1)} = x^{(n+1)} + \sum_{i=1}^5 b_i \cdot x_{int}^{(n-i+1)}; \\ y^{(n+1)} = \sum_{i=0}^5 a_i \cdot x_{int}^{(n-i+1)}. \end{cases} \quad (5)$$

На рис. 3 приведена каноническая структурная схема цифрового фильтра, синтезированная в соответствии с выражениями (4) и (5).

Отметим, что в соответствии с выражением (5) указанная схема (рис. 3) содержит два суммирующих элемента, пять элементов задержки и одиннадцать элементов, предназначенных для умножения дискретной величины (выборки) дополнительной переменной $X_{int}(z)$ на соответствующий постоянный коэффициент.

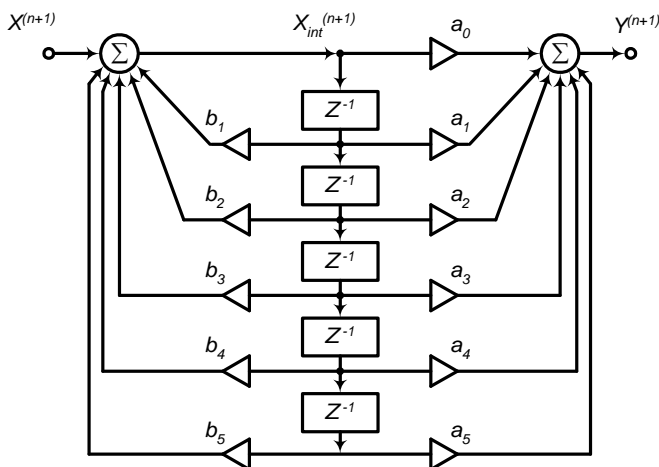


Рис. 3. Каноническая структурная схема цифрового фильтра

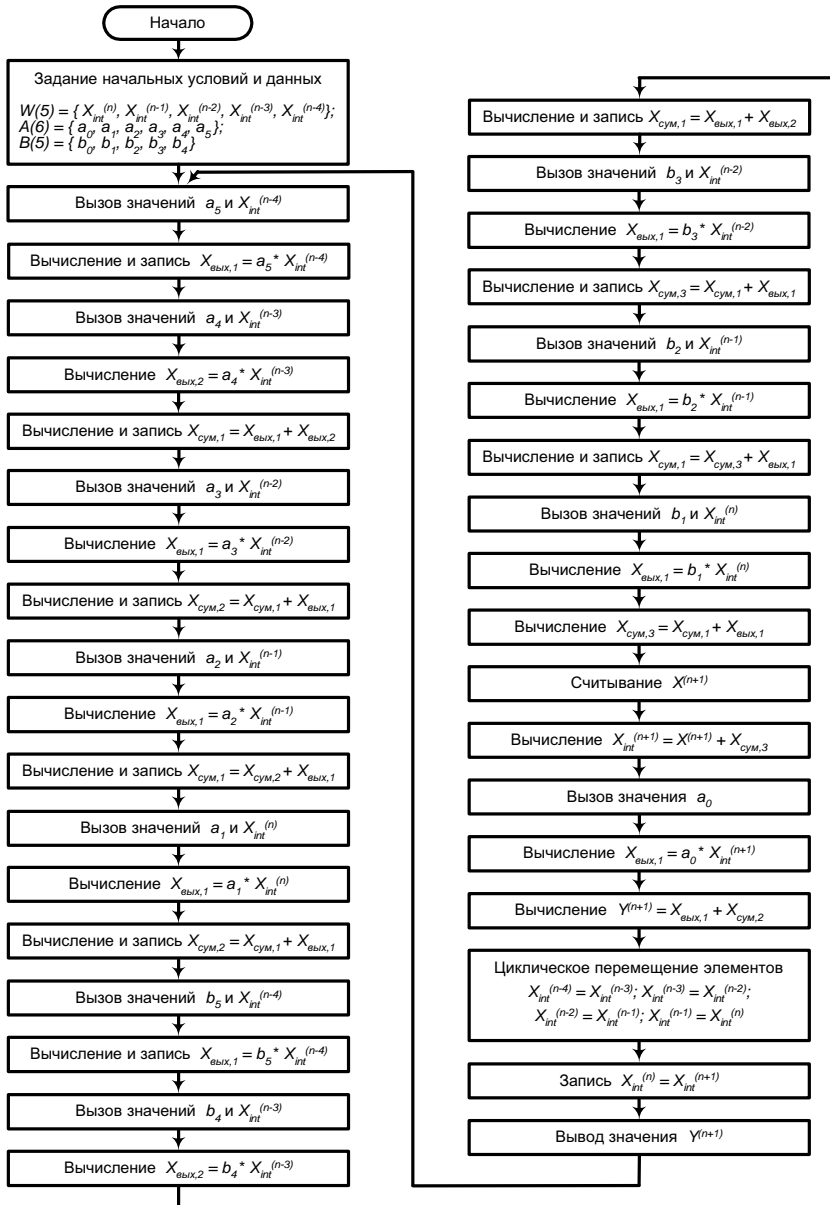


Рис. 4. Структурная схема алгоритма цифровой фильтрации

Согласно полученной канонической структурной схеме ЦФ (рис. 3) на третьем этапе синтеза составляется алгоритм цифровой фильтрации. Разработка и реализация указанного алгоритма во многом определяются типом используемого микропроцессора. Исходя из того, что измерительная и логическая части разрабатываемого устройства защиты от ОЗЗ выполняются с использованием микропроцессора семейства ADSP, разработан алгоритм фильтрации, показанный на рис. 4.

Как следует из рис. 4, алгоритм предполагает организацию трех одномерных массивов: двух массивов A и B , хранящих вещественные значения постоянных коэффициентов a_i и b_i , и массива W , содержащего вещественные значения промежуточной переменной X_{int} для пяти предшествующих моментов времени. Отметим, что для работы алгоритма предшествующие значения входной и выходной величин не требуются.

Вычислительный процесс в указанном алгоритме начинается с задания начальных условий. В момент старта алгоритма предшествующие значения промежуточной переменной X_{int} неизвестны, поэтому принимаются нулевые значения указанной переменной. При этом в ЦФ неизбежно возникает собственный переходный процесс, обусловленный внутренней моделью фильтра.

Известно [2], что практически могут использоваться только устойчивые ЦФ, в которых переходный процесс, обусловленный свободными колебаниями, при любом внешнем воздействии или без него затухает.

Исследования показали, что РЦФ с передаточной функцией $H(z)$ вида (1) при выбранных коэффициентах a_i и b_i , определяющих заданную АЧХ фильтра (подавление составляющей промышленной частоты 50 Гц и выделение полосы частот от 200 Гц до 2...3 кГц), обладает требуемым свойством устойчивости независимо от выбора начальных условий. При этом выявлено, что наличие свободного процесса в фильтре не накладывает существенных ограничений на работу алгоритма идентификации ОЗЗ микропроцессорного устройства РЗ.

На последнем этапе в соответствии с разработанным алгоритмом ЦФ осуществляется программная реализация цифровой частотной фильтрации.

Рассмотренные в статье принципы построения цифровых фильтров использованы при разработке измерительного органа нового микропроцессорного устройства защиты от однофазных замыканий на землю для кабельных сетей 6–10 кВ.

Литература

1. Овчаренко Н.И. Аналоговые и цифровые элементы автоматических устройств энергосистем. – М.: Энергоатомиздат. – 1989. – 320 с.
2. Баскаков С.И. Радиотехнические цепи и сигналы. – М.: Высш. шк. – 2000. – 462 с.
3. Шуин В.А., Гусенков А.В., Мурзин А.Ю. Устройство типа "СПЕКТР" для селективной защиты от однофазных замыканий на землю в кабельных сетях 6–10 кВ // Повышение надежности работы ТЭС и энергосистем. Тр. ИГЭУ. Вып. 2/ Иван. гос. энерг. ун-т. – Иваново. – 1998. – С. 200 – 203.
4. Шуин В.А., Гусенков А.В. Режимы заземления нейтрали и защиты от замыканий на землю, основанные на использовании переходных процессов, в электрических сетях 6–10 кВ // Вестник ИГЭУ. Вып. 1. – Иваново. 2001. – С. 6 – 12.
5. Гусенков А.В., Мурзин А.Ю. Цифровые фильтры для микропроцессорной защиты от однофазных замыканий на землю в кабельных сетях 6–10 кВ // Тр. ИГЭУ. Вып. 2. – Иваново, 1998. – С. 204 – 207.
6. Рекурсивные фильтры на микропроцессорах / А.Г. Остапенко, А.Б. Сушков, В.В. Бутенко и др. – М.: Радио и связь. – 1988. – 128 с.

УДК 621.315.1

Определение мест повреждения на ВЛ 330-750 кВ методом фазных составляющих

Мисриханов М.Ш., д-р техн. наук, Попов В.А., канд. техн. наук, Якимчук Н.Н., канд. техн. наук, Медов Р.В., инж.

Для определения места повреждения (ОМП) на ВЛ 330-750 кВ наибольшее распространение получили методы, основанные на измерении параметров аварийного режима в начальный момент времени. В настоящее время практически все энергосистемы применяют компьютерные программы, использующие систему симметричных составляющих. В этих программах не учитывается пофазное различие параметров элементов электрических сетей, которые задаются в виде сопротивлений прямой, обратной и нулевой последовательностей. Кроме того, в этих программах не предусмотрен учет исходного нагрузочного режима с учетом баланса мощностей в узлах энергосистемы. В данной работе используется программа, основанная на применении фазных координат. Для этого каждый элемент электрической системы (ВЛ, генератор, трансформатор, реактор) представляется трехфазной схемой заземления [1–5]. В результате ее расчета в установившемся и переходном режимах находятся фазные напряжения и токи в элементах энергосистемы, которые далее могут быть пересчитаны в симметричные составляющие.

Собственное удельное сопротивление фазы ВЛ (петли фаза–земля)

$$Z_L = r_{II} + r_3 + j0,1451g \frac{D_3}{\rho_{\Sigma,II}}, \quad (1)$$

где r_{II} – удельное активное сопротивление провода, Ом/км; D_3 – эквивалентная глубина возврата тока нулевой последовательности через землю, м; $\rho_{\Sigma,II}$ – эквивалентный радиус провода, м; $r_3 = 0,05$ – сопротивление, учитывающее потери активной мощности в земле от протекающего в ней тока, Ом/км.

Взаимное удельное сопротивление между двумя фазами

$$Z_M = 0,05 + j0,1451g \frac{D_3}{d}, \quad (2)$$

где d – расстояние между проводами, м.

В результате вычислений по формулам (1) и (2) составляется матрица собственных и взаимных сопротивлений фаз Z_{ϕ} :

$$Z_{\phi} = \begin{matrix} & \begin{matrix} A & B & C \end{matrix} \\ \begin{matrix} A \\ B \\ C \end{matrix} & \begin{bmatrix} Z_{AA} & Z_{AB} & Z_{AC} \\ Z_{BA} & Z_{BB} & Z_{BC} \\ Z_{CA} & Z_{CB} & Z_{CC} \end{bmatrix} \end{matrix}, \quad (3)$$

где элементы, расположенные на главной диагонали, вычисляются по (1), остальные – по (2). Например, при горизонтальном расположении проводов (рис.1) и неучете в целях упрощения активных составляющих сопротивлений ВЛ получаем:

$$X_{\phi} = j0,145 \cdot \begin{array}{|c|c|c|} \hline \lg \frac{D_3}{\rho_{\text{Э.П}}} & \lg \frac{D_3}{d} & \lg \frac{D_3}{d} \\ \hline \lg \frac{D_3}{d} & \lg \frac{D_3}{\rho_{\text{Э.П}}} & \lg \frac{D_3}{2d} \\ \hline \lg \frac{D_3}{d} & \lg \frac{D_3}{2d} & \lg \frac{D_3}{\rho_{\text{Э.П}}} \\ \hline \end{array} . \quad (4)$$

Расположение фаз на рис. 1 принято таким, чтобы фаза А оказалась особенной. Это позволяет при переходе к составляющим 1, 2, 0 получить симметричную матрицу сопротивлений. Приведем в качестве примера матрицы удельных реактивных сопротивлений (4) для ВЛ разных классов напряжений при $D_3=1000$ м:

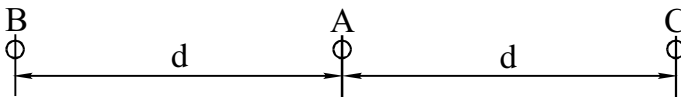


Рис. 1. Горизонтальное расположение фаз на опоре

ВЛ 330 кВ с проводом $2 \times \text{АС-300/39}$, $d = 8,4$ м,

$$X_{\phi} = j0,145 \cdot \begin{array}{|c|c|c|} \hline 4,182 & 2,076 & 2,076 \\ \hline 2,076 & 4,182 & 1,775 \\ \hline 2,076 & 1,775 & 4,182 \\ \hline \end{array} ,$$

ВЛ 500 кВ с проводом $3 \times \text{АС-330/43}$, $d = 12$ м,

$$X_{\phi} = j0,145 \cdot \begin{array}{|c|c|c|} \hline 3,903 & 1,921 & 1,921 \\ \hline 1,921 & 3,903 & 1,620 \\ \hline 1,921 & 1,620 & 3,903 \\ \hline \end{array} ,$$

ВЛ 750 кВ с проводом $5 \times \text{АС-300/39}$, $d = 14,6$ м,

$$X_{\phi} = j0,145 \cdot \begin{array}{|c|c|c|} \hline 3,723 & 1,836 & 1,836 \\ \hline 1,836 & 3,723 & 1,569 \\ \hline 1,836 & 1,569 & 3,723 \\ \hline \end{array} \cdot$$

Можно отметить, что сопротивление взаимной индукции между крайней и средней фазами больше примерно на 15 % взаимного сопротивления между крайними фазами

Модель ВЛ в фазных координатах предполагает учет действительного расположения фаз на всех участках транспозиции. Для этого линия разбивается на отрезки, соответствующие транспозиционным пролетам, и на каждом из них указывается расположение фазных проводов на опоре. Точное моделирование распределенных параметров длинных линий возможно только с использованием гиперболических функций. Приближенно распределенность емкости вдоль линии учитывается ее делением на отдельные участки с сосредоточенной емкостью по П-образной схеме замещения. Каждый из участков соответствует транспозиционному пролету.

В случае, когда на ВЛ имеются грозозащитные тросы, их учет при моделировании ВЛ производится по-разному в зависимости от схемы их подвески. При использовании грозозащитных тросов в качестве каналов высокочастотной связи они заземляются только по концам ВЛ через переходное сопротивление и на всем протяжении не имеют разрывов. В этом случае ВЛ моделируется как двухцепная линия, одна цепь которой представляет три фазных провода, а вторая – один или два троса. Цепи располагаются параллельно и имеют электромагнитную и электростатическую связь. При таком моделировании может быть учтена транспозиция двух тросов. При заземлении троса на каждой опоре создается цепочечная схема из фаз линии и тросов, где каждому звену соответствует пролет между соседними опорами. На каждой опоре трос заземляется через сопротивление, величина которого принимается одинаковой на протяжении всего участка. Далее из этой схемы по методу Гаусса исключаются узлы, соответствующие промежуточным опорам.

В случае, когда грозозащитные тросы заземляются на одном конце анкерного пролета, создается цепочечная схема, где каждое звено соответствует анкерному пролету. На каждом участке исключаются концевые узлы тросов, и схема эквивалентизируется аналогично предыдущему случаю.

Для одностороннего измерения расстояния до места однофазного КЗ к омметру подводятся напряжение U_{ϕ} , ток I_{ϕ} поврежденной фазы, скомпенсированный током нулевой последовательности [6]:

$$l = \frac{U_{\phi}}{Z_1(I_{\phi} + \underline{k}_0 I_0)}, \quad (5)$$

где l – расстояние до места КЗ, измеренное прибором; $\underline{k}_0 = \frac{Z_0 - Z_1}{Z_1}$;

$Z_1 = r_{\Pi} + j0,1451g \frac{D_{CF}}{\rho_{ЭЛ}}$ – удельное сопротивление ВЛ прямой последователь-

ности; $Z_0 = r_{II} + 0,15 + j0,4351g \frac{D_3}{\rho_{CP}}$ – удельное сопротивление ВЛ нулевой последовательности; $D_{CP} = \sqrt[3]{D_{AB}D_{BC}D_{AC}}$ – среднее геометрическое расстояние между проводами фаз А, В и С (рис. 1); $\rho_{CP} = \sqrt[3]{\rho_{\Sigma Л} D_{CP}^2}$ – средний геометрический радиус системы трех проводов линии.

В случае схемы рис. 2 выражение (9) может быть уточнено за счет ввода тока нулевой последовательности \underline{I}'_0 параллельной ВЛ (цепь II), подключенной на общие шины с поврежденной ВЛ (цепь I) [6]:

$$l = \frac{\underline{U}_\phi}{Z_1 (\underline{I}_\phi + \underline{k}_0 \cdot \underline{I}_0 + \underline{k}_M \cdot \underline{I}'_0)}, \quad (6)$$

где \underline{I}_0 – ток нулевой последовательности поврежденной линии; \underline{I}'_0 – ток нулевой последовательности параллельной линии; $\underline{k}_M = \frac{Z_M}{Z_1}$; Z_M – удельное сопротивление взаимной индукции нулевой последовательности между параллельными ВЛ.

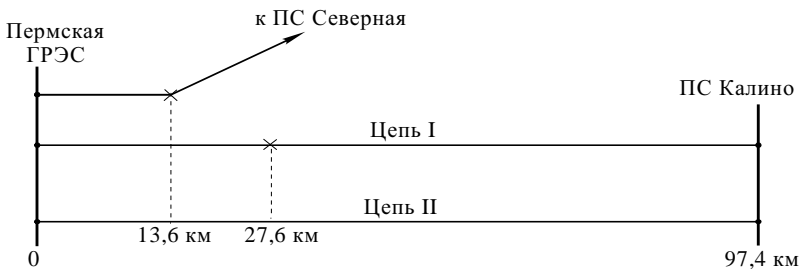


Рис. 2. ВЛ 500 кВ Пермская ГРЭС - ПС Калино

При применении двусторонних (в общем случае многосторонних) измерений используются составляющие токов нулевой последовательности, реже токи обратной последовательности. В этом случае для определения места повреждения используется как прямой, так и итерационный способ. В первом случае расстояние до места повреждения ВЛ выражается формулой и при получении показаний фиксирующих приборов по ней определяется расстояние. Этот метод эффективен для простых ВЛ (одиночные, ВЛ с отпайками). Взаимное влияние ВЛ, имеющих общие шины, усложняет формулы расчета. Дальнейшее усложнение схем делает формулы малореализуемыми. В качестве итерационного, например, может быть использован метод, который сводится к нахождению минимума некоторой вспомогательной функции F [7]:

$$F = \left(\frac{I_H - I_H^P}{I_K - I_K^P} \right)^2 + \left(\frac{I_K - I_K^P}{I_H - I_H^P} \right)^2 + \left(\frac{U_H - U_H^P}{U_K - U_K^P} \right)^2 + \left(\frac{U_K - U_K^P}{U_H - U_H^P} \right)^2 + \left(\frac{I_H^P}{I_K^P} \right)^2 + \left(\frac{I_K^P}{I_H^P} \right)^2 + \left(\frac{U_H^P}{U_K^P} \right)^2 + \left(\frac{U_K^P}{U_H^P} \right)^2,$$

где I_H, I_K – фактические токи, зафиксированные фиксирующими приборами, установленными в начале и в конце ВЛ; I_H^P, I_K^P – расчетные токи в начале и в конце ВЛ; U_H, U_K – фактические напряжения, зафиксированные фиксирующими приборами, установленными в начале и в конце ВЛ; U_H^P, U_K^P – расчетные напряжения в начале и в конце ВЛ.

Его идея применительно к нашему случаю заключается в следующем. Существует реальная система ВЛ, связанных взаимной индукцией и образующих вместе с другими силовыми элементами трехфазную схему произвольной сложности. Из серии расчетов, получаемых при перемещении точки повреждения вдоль линии, выбираются те, которые наилучшим образом соответствуют показаниям фиксирующих приборов. Причем такой подход целесообразно осуществить не только к двухстороннему методу ОМП [7], но и к одностороннему, особенно в случаях параллельных ВЛ, не имеющих общих шин с поврежденной. Например, в случае схемы рис. 2 такой ВЛ оказалась цепь «Пермская ГРЭС – ПС Северная».

Можно выделить следующие положительные особенности рассматриваемого метода: в качестве модели используется трехфазная схема замещения электрической системы, из которой извлекаются расчетные показания фиксирующих приборов; в этом случае нет привязки к конкретным формулам ОМП, следовательно, он применим к схемам произвольной сложности, включающим ВЛ с взаимным влиянием.

Указанное относится также и к применяемому в данной работе табличному методу ОМП, во многом аналогичному итерационному подходу. Так, при двухстороннем замере заданному месту повреждения в зависимости от ряда факторов (переходное сопротивление в месте КЗ, исходный режим работы) может соответствовать множество токов по концам ВЛ, но их отношение будет неизменным для места повреждения:

$$\frac{I_0^I}{I_0^I + I_0^{II}},$$

где I_0^I – ток нулевой последовательности в начале ВЛ; I_0^{II} – ток нулевой последовательности в конце ВЛ.

Расстояние до места повреждения определяется путем сравнения отношений табличных результатов расчета с отношениями показаний фикси-

рующих приборов. Местом повреждения считается то расстояние, которому соответствует наибольшее совпадение измеренных и расчетных отношений.

Для пояснения того, в чем состоит уточнение определения расстояния до места повреждения на ВЛ при использовании трехфазной схемы замещения вместо трех схем прямой, обратной и нулевой последовательностей осуществим преобразование матрицы (3) в симметричные составляющие:

$$Z_{120} = C \cdot Z_{\phi} \cdot C^{-1}, \quad (7)$$

где C и C^{-1} – матрицы преобразования фазных величин в симметричные составляющие:

$$C = \begin{bmatrix} 1 & 1 & 1 \\ a^2 & a & 1 \\ a & a^2 & 1 \end{bmatrix}; \quad C^{-1} = \frac{1}{3} \begin{bmatrix} 1 & a & a^2 \\ 1 & a^2 & a \\ 1 & 1 & 1 \end{bmatrix};$$

$$a = -0,5 + j \frac{\sqrt{3}}{2}; \quad a^2 = -0,5 - j \frac{\sqrt{3}}{2}.$$

После преобразования (7) получается матрица собственных и взаимных удельных сопротивлений ВЛ прямой, обратной и нулевой последовательностей:

$$Z_{120} = \frac{1}{3} \begin{array}{c} \begin{array}{ccc} & 1 & 2 & 0 \end{array} \\ \begin{array}{ccc} 1 & 3 \cdot Z_A - Z_{AB} - Z_{BC} - Z_{AC} & 2 \cdot (Z_{AB} a + Z_{BC} + Z_{AC} a^2) & -(Z_{AB} a^2 + Z_{BC} + Z_{AC} a) \\ 2 & 2 \cdot (Z_{AB} a^2 + Z_{AC} a + Z_{BC}) & 3 \cdot Z_A - Z_{AB} - Z_{BC} - Z_{AC} & -(Z_{AB} a + Z_{BC} + Z_{AC} a^2) \\ 0 & -(Z_{AB} a + Z_{BC} + Z_{AC} a^2) & -(Z_{AB} a^2 + Z_{BC} + Z_{AC} a) & 3 \cdot Z_A + 2 \cdot (Z_{AB} + Z_{BC} + Z_{AC}) \end{array} \end{array}, \quad (8)$$

где $Z_A = Z_B = Z_C$.

При расположении фаз по рис. 1, как отмечено выше, матрица (8) с учетом $Z_{AB} = Z_{AC}$ получается симметричной:

$$Z_{120} = \frac{1}{3} \begin{array}{c} \begin{array}{ccc} & 1 & 2 & 0 \end{array} \\ \begin{array}{ccc} 1 & 3Z_A - 2Z_{AB} - Z_{BC} & 2(Z_{BC} - Z_{AB}) & Z_{AB} - Z_{BC} \\ 2 & 2(Z_{BC} - Z_{AB}) & 3Z_A - 2Z_{AB} - Z_{BC} & Z_{AB} - Z_{BC} \\ 0 & Z_{AB} - Z_{BC} & Z_{AB} - Z_{BC} & 3Z_A + 4Z_{AB} + 2Z_{BC} \end{array} \end{array}. \quad (9)$$

Матрица (9) при неучете активных составляющих сопротивлений ВЛ упрощается до следующего вида:

$$X_{1,2,0} = j \frac{1}{3} 0,145 \cdot 2 \cdot \begin{matrix} & \begin{matrix} 1 & 2 & 0 \end{matrix} \\ \begin{matrix} 1 \\ 0 \end{matrix} & \begin{matrix} \begin{matrix} \lg \frac{2d^3}{\rho_s^3} & -2\lg 2 & \lg 2 \\ -2\lg 2 & \lg \frac{2d^3}{\rho_s^3} & \lg 2 \\ \lg 2 & \lg 2 & \lg \frac{D^9}{4d^6 \cdot \rho_s^3} \end{matrix} \end{matrix} \end{matrix} \quad (10)$$

Ненулевые значения недиагональных элементов матрицы (10) и приводят к методической погрешности при использовании симметричных составляющих по сравнению с методом фазных координат. Эта погрешность снижается при осуществлении транспозиции на ВЛ.

Для оценки этой погрешности ниже приведены таблицы отношений токов для ОМП, составленные с помощью программ в симметричных составляющих (ТКЗ-3000, г. Новосибирск) и в фазных координатах ("ФАЗА", г. Киров). Сравнение осуществлялось по трем линиям: ВЛ Псковская ГРЭС – ПС Новосокольники напряжением 330 кВ (длина 146 км, транспозиционные опоры установлены через 46-50 км), ВЛ ПС Ленинградская – Ленинградская АЭС напряжением 750 кВ (длина 125 км, транспозиционные опоры установлены через 35–40 км), ВЛ Пермская ГРЭС – ПС Калино напряжением 500 кВ (длина 97,4 км, одна транспозиционная опора установлена на расстоянии 27,6 км от Пермской ГРЭС). Первые две линии являются одноцепными и не имеют электромагнитных взаимных связей с другими линиями.

В табл. 1 приводятся результаты расчетов отношений токов нулевой последовательности, выполненных в фазных и симметричных составляющих, при перемещении точки однофазного КЗ по длине ВЛ Псковская ГРЭС – ПС Новосокольники. Причем расчеты произведены при повреждении каждой из фаз А, В, С. Кроме того, в таблице приводится расчет методической погрешности ОМП, при использовании симметричных составляющих по сравнению с фазными координатами. При использовании этой таблицей необходимо знать, на какой фазе произошло КЗ.

Таблица 1. ВЛ 330 кВ Псковская ГРЭС - ПС Новосокольники

Расстояние от ПГРЭС, км	Отношение $\frac{I_0^I}{I_0^I + I_0^{II}}$				Наибольшая методическая погрешность	
	Фазные координаты			Симметричные составляющие	При КЗ в фазе	Значение, км
	Фаза А	Фаза В	Фаза С			
20	0,82	0,81	0,82	0,82	В	0,55
40	0,73	0,72	0,73	0,73	В	0,91
60	0,64	0,64	0,64	0,64	В	0,74
80	0,55	0,55	0,56	0,55	С	0,97

Определение мест повреждения на ВЛ 330-750 кВ методом
фазных составляющих

Окончание табл. 1

Расстояние от ПГРЭС, км	Отношение $\frac{I_0^I}{I_0^I + I_0^{II}}$			Наибольшая методическая погрешность		
	Фазные координаты			Симметричные составляющие	При КЗ в фазе	Значение, км
	Фаза А	Фаза В	Фаза С			
100	0,46	0,47	0,47	0,47	С	1,27
120	0,38	0,38	0,38	0,38	С	1,05
140	0,29	0,29	0,29	0,29	В	0,60

Наибольшая погрешность от применения симметричных составляющих возникает при повреждении фазы С на расстоянии 100 км от Псковской ГРЭС. Отношению 0,4706 для этой фазы соответствует расстояние до точки КЗ в 98,73 км. При расчете в симметричных составляющих погрешность в 1,27 км соответствует 0,9 % от длины линии.

В табл. 2 приводятся аналогичные результаты при определении расстояния до места однофазного КЗ на ВЛ ПС Ленинградская – Ленинградская АЭС.

Таблица 2. ВЛ 750 кВ ПС Ленинградская – Ленинградская АЭС

Расстояние от ПС Ленинградская, км	Отношение $\frac{I_0^I}{I_0^I + I_0^{II}}$			Наибольшая методическая погрешность		
	Фазные координаты			Симметричные составляющие	При КЗ в фазе	Значение, км
	Фаза А	Фаза В	Фаза С			
0	0,70	0,70	0,70	0,70	В	0,20
25	0,59	0,58	0,59	0,59	В	0,25
50	0,47	0,47	0,47	0,47	В	0,29
75	0,36	0,36	0,36	0,36	С	0,29
100	0,26	0,26	0,26	0,26	С	0,19
125	0,15	0,15	0,15	0,15	В	0,05

Из табл. 2 видно, что значение методической погрешности не превышает 0,29 км (или 0,2 % от длины линии). Это вызвано тем, что ВЛ имеет транспозиционные опоры, установленные через каждые 35 – 40 км линии, в отличие от ВЛ Псковская ГРЭС – ПС Новосокольники, у которой это расстояние составляет 45 – 50 км. По результатам, представленным в табл. 1 и 2, можно сделать вывод, что для одноцепных ВЛ уточнение определения расстояния до места повреждения от применения фазных координат по сравнению с симметричными рассматриваемым методом ОМП зависит от длины цикла расстановки транспозиционных опор.

На рис. 2 приведена исходная схема двух параллельных ВЛ 500 кВ Пермская ГРЭС – ПС Калино, расположенных на одноцепных опорах (расстояние между осями опор равно 50 м). На протяжении 13,6 км в одном коридоре с двумя цепями ВЛ Пермская ГРЭС – ПС Калино проходит еще одна

одноцепная ВЛ 500 кВ Пермская ГРЭС – ПС Северная. Транспозиционные опоры на всех ВЛ отмечены крестиками.

В табл. 3 аналогично табл. 1 и 2 приведены результаты расчета ОМП на ВЛ Пермская ГРЭС – ПС Калино (цепь I), расположенной между двумя влияющими ВЛ 500 кВ. Наибольшая погрешность от применения симметричных по сравнению с фазными составляющими возникает при повреждении фазы С на расстоянии 20 км от Пермской ГРЭС и составляет 3,6 км или 3,8 % от длины линии. Таким образом, взаимные влияния сближенных ВЛ также увеличивают погрешность определения места КЗ при двухстороннем замере, если не учитывается различие фазных параметров ВЛ.

Таблица 3. ВЛ 500 кВ Пермская ГРЭС – ПС Калино

Расстояние от ПГРЭС, км	Отношение $\frac{I_0^I}{I_0^I + I_0^{II}}$				Наибольшая методическая погрешность	
	Фазные координаты			Симметричные составляющие	При КЗ в фазе	Значение, км
	Фаза А	Фаза В	Фаза С			
0	0,97	0,95	0,94	0,95	С	2,07
20	0,82	0,83	0,78	0,81	С	3,59
40	0,64	0,65	0,61	0,64	С	2,71
60	0,46	0,48	0,46	0,47	В	1,54
80	0,28	0,30	0,30	0,29	А	2,47
95	0,14	0,17	0,18	0,16	С	2,79

Разработанная программа позволяет определять место КЗ при одновременном разрыве фазы с учетом того, что разрыв может быть со стороны начала или конца линии. В качестве примера рассмотрим КЗ с одновременным разрывом фазы ВЛ ПС Приозерск - ПС Громова Ленэнерго напряжением 110 кВ и длиной 50 км. Результаты расчета для этой линии приводятся для трех случаев:

- КЗ без разрыва (табл. 4);
- КЗ с одновременным разрывом со стороны ПС Приозерск (табл. 5);
- КЗ с одновременным разрывом со стороны ПС Громова (табл. 6);

Таблица 4. Однофазное КЗ на землю. ВЛ ПС Приозерск – ПС Громова 110 кВ

Расстояние от ПС Приозерск, км	ПС Приозерск		ПС Громова		Отношения, о.е.	
	$3I_{01}$, кА	$3U_{01}$, кВ	$3I_{02}$, кА	$3U_{02}$, кВ	$\frac{3I_{01}}{3I_{01}+3I_{02}}$	$\frac{3U_{01}}{3U_{01}+3U_{02}}$
0	3,043	105,854	0,454	52,416	0,87	0,67
10	2,191	78,273	0,773	57,201	0,74	0,58
20	1,623	63,109	1,064	64,289	0,60	0,50
30	1,224	53,489	1,385	74,835	0,47	0,42
40	0,904	47,374	1,800	90,417	0,33	0,34
50	0,603	43,881	2,418	115,183	0,20	0,28

Определение мест повреждения на ВЛ 330-750 кВ методом
фазных составляющих

Таблица 5. КЗ на землю с одновременным разрывом со стороны
ПС Приозерск. ВЛ ПС Приозерск – ПС Громово 110 кВ

Расстояние от ПС При- озерск, км	ПС Приозерск		ПС Громово		Отношения, о.е.	
	$3I_{01}$, кА	$3U_{01}$, кВ	$3I_{02}$, кА	$3U_{02}$, кВ	$\frac{3I_{01}}{3I_{01}+3I_{02}}$	$\frac{3U_{01}}{3U_{01}+3U_{02}}$
0	0,176	35,305	1,245	30,290	0,12	0,54
10	0,153	34,826	1,391	38,713	0,10	0,47
20	0,133	34,749	1,581	49,097	0,08	0,41
30	0,110	34,915	1,836	62,935	0,06	0,36
40	0,083	35,582	2,199	82,111	0,04	0,30
50	0,056	37,024	2,757	110,654	0,02	0,25

Таблица 6. КЗ на землю с одновременным разрывом со стороны
ПС Громово. ВЛ ПС Приозерск - ПС Громово 110 кВ

Расстояние от ПС При- озерск, км	ПС Приозерск		ПС Громово		Отношения, о.е.	
	$3I_{01}$, кА	$3U_{01}$, кВ	$3I_{02}$, кА	$3U_{02}$, кВ	$\frac{3I_{01}}{3I_{01}+3I_{02}}$	$\frac{3U_{01}}{3U_{01}+3U_{02}}$
0	3,474	102,599	0,146	45,359	0,96	0,69
10	2,581	71,864	0,122	44,323	0,95	0,62
20	2,055	53,828	0,139	44,013	0,94	0,55
30	1,708	41,585	0,158	44,374	0,92	0,48
40	1,464	32,786	0,177	45,054	0,89	0,42
50	1,283	26,118	0,191	46,051	0,87	0,36

Из табл. 4-6 видно, что в отличие от напряжений значения отношений токов являются почти непересекающимися множествами, поэтому они, в первую очередь, используются для ОМП. Отношения напряжений могут быть использованы для уточнения места и вида повреждения. Например, при отношении токов, близких к значению 0,87, можно предположить КЗ без разрыва около ПС Приозерск (табл. 4) и КЗ с разрывом со стороны ПС Громово (табл. 6 – 50 км). Определение вида повреждения (КЗ и разрыв) в данном случае осуществляется по отношению напряжений.

При использовании метода одностороннего ОМП (5), (6) в табл. 7 аналогично табл. 1÷3 приведены результаты расчета расстояния до точки КЗ на каждой фазе.

Таблица 7. Результаты расчета при одностороннем ОМП по выражению (6)

Расстояние от ПГРЭС, км	Расчетное расстояние от ПГРЭС, км				Наибольшая методиче- ская погрешность	
	Фазные координаты			Симметричные составляющие	При КЗ в фазе	Значение, км
	Фаза А	Фаза В	Фаза С			
5,00	4,97	4,99	5,00	4,99	А	0,03
20,00	19,67	19,78	19,66	19,71	С	-0,34
40,00	39,70	39,82	39,63	39,71	С	-0,37

Определение мест повреждения на ВЛ 330-750 кВ методом
фазных составляющих

Окончание табл. 7.

Расстояние от ПГРЭС, км	Расчетное расстояние от ПГРЭС, км				Наибольшая методическая погрешность	
	Фазные координаты			Симметричные составляющие	При КЗ в фазе	Значение, км
	Фаза А	Фаза В	Фаза С			
60,00	59,85	59,82	59,50	59,72	С	-0,50
80,00	80,23	79,74	79,10	79,69	С	-0,90
95,00	95,89	94,48	93,27	94,55	С	-1,73

Так как влияющая линия имеет общие шины с поврежденной (табл. 7), погрешность определения места повреждения в симметричных составляющих заметно возрастает только в конце линии. Для сравнения приведена табл. 8, составленная для той же схемы рис.2, но при исключении влияния всех ВЛ на поврежденную (цепь I). Сравнивая эти таблицы, можно отметить влияние параллельных ВЛ на увеличение расхождения расчетных показаний фиксирующих приборов при повреждениях на разных фазах ВЛ по сравнению с одиночными линиями.

Таблица 8. Результаты расчета при одностороннем ОМП по выражению (5)

Расстояние от ПГРЭС, км	Результат ОМП, км				Наибольшая методическая погрешность	
	Фазные координаты			Симметричные составляющие	При КЗ в фазе	Значение, км
	Фаза А	Фаза В	Фаза С			
5,00	5,11	5,10	5,10	5,10	А	0,11
20,00	20,11	20,10	20,08	20,10	А	0,11
40,00	40,12	40,13	40,10	40,12	В	0,13
60,00	60,16	60,17	60,15	60,16	В	0,17
80,00	80,27	80,21	80,29	80,25	С	0,29
95,00	95,42	95,16	95,47	95,35	С	0,47

Применение фазных координат позволяет оценить влияние грозозащитного троса на показания фиксирующих приборов. Заземление троса на промежуточных опорах применяется в основном на ВЛ 110 кВ (реже на ВЛ 220 кВ)⁶. На ВЛ 220 кВ и выше трос заземляется на опорах на расстоянии до 5 км от подстанции. Из рис. 3 видно, что часть тока КЗ проходит через трос и заземляющие устройства соседних опор, что приводит к дополнительной погрешности ОМП. Дополнительное уточнение расчетной модели при использовании фазных координат возможно путем задания сопротивления

Примечание. В настоящее время в связи с внедрением волоконно-оптических линий связи, встроенных в грозозащитный трос, заземление троса на промежуточных опорах может применяться на ВЛ 330 кВ и выше.

заземления подстанции в явном виде (рис. 3). Трансформаторы напряжения измеряют разность между напряжением фаз и напряжением на контуре заземления ПС (в узле N_1), тем самым значения напряжений получаются заниженными.

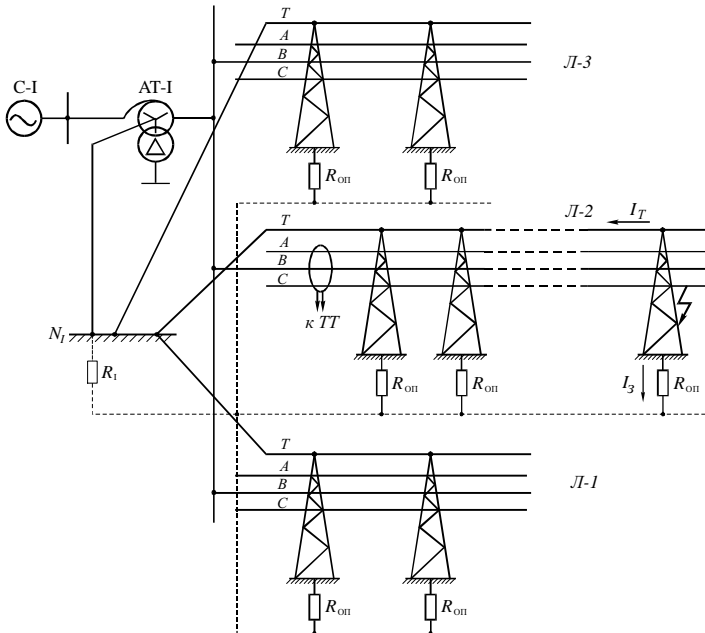


Рис. 3. Учет заземления троса на опорах и сопротивления контура заземления на ПС

Вывод

Погрешность определения места повреждения без учета пофазной несимметрии по сравнению с применением трехфазной схемы замещения возрастает при увеличении длины транспозиционных пролетов и взаимного влияния параллельных линий, в том числе не имеющих общих шин с поврежденной. В последнем случае появляется возможность учета дополнительных факторов, которые при использовании симметричных составляющих могут встретить затруднения.

Литература

1. Лосев С.Б., Чернин А.Б. Вычисление электрических величин в несимметричных режимах электрических систем. - М.: Энергоатомиздат, 1983.
2. Берман А.П. Расчет несимметричных режимов электрических систем с использованием фазных координат // Электричество. - 1985. - № 12.

*Определение мест повреждения на ВЛ 330-750 кВ методом
фазных составляющих*

3. **Гусейнов А.М.** Расчет в фазных координатах несимметричных установившихся режимов в сложных системах // Электричество.– 1989.– № 3.
4. **Карасев Д.Д., Карасев Е.Д.** Расчет режимов электрических сетей по программе "ФАЗАН"/ Под ред. А.И. Артемова. – М.: Моск. энерг. инт-т, 1989.
5. **Якимчук Н.Н.** Применение метода фазных координат для анализа несимметричных режимов электроэнергетических систем // Автореф. дис. канд. техн. наук. – Киров, 2000.
6. **Айзенфельд А.И.** Алгоритмические погрешности определения мест повреждения воздушных линий напряжением 110 – 750 кВ // Электрические станции. – 1998. – № 7.
7. **Беляков Ю.С., Пьянков В.Я.** Итерационный метод расчета места повреждения ВЛ // Электрические станции. – 1985. – № 3.