



С.П-1. О надежности оперативного тока как гарантии устойчивой работы РЗА

Б.Н. НОВОСЕЛОВ
«Беннинг Пауэр Электроникс»
Россия
Novoselov@benning.ru

КЛЮЧЕВЫЕ СЛОВА

выпрямитель, оперативный постоянный ток, импульсное преобразование, резервное питание РЗА, децентрализованная СОПТ, цепи оперативной блокировки

1 ВВЕДЕНИЕ

Системы оперативного постоянного тока (СОПТ) являются одним из важнейших элементов подстанций уже на протяжении многих лет, так как качество и надежность питания всего комплекса её защит и управления определяют способность подстанции выполнять свои функции. Развитие техники и технологий современных микропроцессорных устройств релейной защиты и автоматики (РЗА) подстанций ведет к появлению новых требований как к самим подстанциям, так и к системам оперативного тока, что влечет за собой изменение конструктивных и функциональных особенностей. В данном докладе рассматриваются неотъемлемые части современных систем оперативного тока – выпрямительные устройства разных поколений, которые применяются на современных подстанциях.

2 СИСТЕМЫ ОПЕРАТИВНОГО ПОСТОЯННОГО ТОКА ПОДСТАНЦИЙ НОВОГО ПОКОЛЕНИЯ

2.1 Требования, предъявляемые к системам оперативного тока

Существующие тенденции в развитии энергетики, такие как рост количества и мощности потребителей, подключаемых к сетям, увеличение доли возобновляемых источников энергии, а также увеличение стоимости традиционных энергоносителей, сформировали требования к следующему шагу развития электрических сетей - «smart grid», или «интеллектуальные сети». К данному классу относят сети, которые быстро и эффективно реагируют на любые внешние и внутренние технологические возмущения на условиях обеспечения удобства эксплуатации, экологичности и безопасности для общества [1].

Одна из важнейших составляющих в развитии интеллектуальных распределительных электрических сетей – это интеллектуальные подстанции. Они представляют собой подстанции с высоким уровнем автоматизации всех составляющих ее узлов. Совокупность элементов, объединенных информационно-управляющей системой в составе подстанции обеспечивает надежное энергоснабжение и полностью автоматизированную работу в условиях отсутствия штатного обслуживающего персонала за счет связи с единой информационной диспетчерской сетью.

Высокая степень автоматизации таких подстанций и их автономность предъявляет повышенные требования к надежности как подстанции в целом, так и устойчивости всех составляющих узлов и элементов в отдельности. Данное требование выполняется как на конструктивном уровне за счет архитектуры, так и за счет применения наиболее надежных устройств, установленных на подстанции.

Следствием высокой степени автоматизации является также наличие большого числа требовательных к качеству и надежности питания микропроцессорных устройств релейной защиты, что в свою очередь предъявляет особые требования к оперативному току в составе интеллектуальных подстанций. В контексте оборудования для интеллектуальных электрических сетей систему оперативного постоянного тока (СОПТ) следует рассматривать как элементарную базовую ячейку, оборудование которой должно позволять встраивать СОПТ в общую систему защит подстанции и сети в целом.

Требования, предъявляемые к СОПТ со стороны наиболее важных потребителей и операторов, таких как ОАО ФСК ЕЭС [3], состоят в следующем:

- высокая надежность;
- высокий КПД;
- точность стабилизации выходного напряжения в режиме поддерживающего заряда не хуже $\pm 1\%$;
- пульсации напряжения при работе выпрямителя на полную нагрузку комплекта СОПТ, при отключенной батарее, не должны превышать 5 % $U_{ном}$;
- отсутствие необходимости в частом техническом обслуживании, настройке, регулировке;
- дистанционный контроль и управление системой;
- поддержка МЭК 61850, МЭК 870-5-104, Modbus RTU.

Основные эксплуатационные характеристики СОПТ определяются входящими в их состав зарядно-выпрямительными устройствами, к которым и предъявляются эти высокие требования. При этом, однако, выбор технологии и принципа действия применяемых выпрямителей остается за проектной организацией и однозначным образом не конкретизирован [2,4]. В настоящее время существуют три основных вида выпрямителей, каждый из которых может быть использован в СОПТ с учетом особенностей конкретного проекта:

- тиристорные выпрямители;
- импульсные выпрямители с высокочастотным преобразованием;
- выпрямители на базе IGBT транзисторов.

При этом тиристорная технология считается классической, а импульсные преобразователи и IGBT-выпрямители – инновационными изделиями.

2.2 Тиристорные выпрямители

В настоящее время наиболее широкое распространение получили тиристорные выпрямительные системы, представленные на Рис.1, которые зарекомендовали себя как надежные и простые в эксплуатации. Данный тип выпрямителей характеризуется следующими преимуществами:

- высокая устойчивость к перенапряжениям на входе и перегрузкам на выходе;
- наличие гальванической развязки между звеньями постоянного и переменного тока;
- высокая устойчивость к внешним воздействиям;
- простота в обслуживании;
- естественное охлаждение.

Резервирование выпрямительного устройства осуществляется путем установления такого же устройства, соответственно увеличивается стоимость и занимаемая площадь вдвое. Следует отметить, что современные системы управления тиристорными выпрямителями не уступают аналогичным системам выпрямителей нового поколения, и обеспечивают наивысшее качество управления, которое возможно при использовании данной технологии.

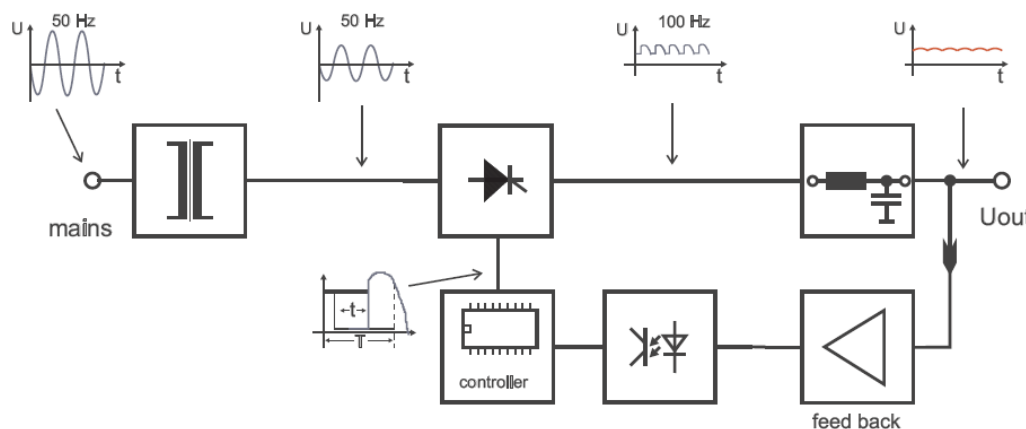


Рис.1: Структурная схема тиристорного выпрямителя

Тиристорная технология имеет следующие недостатки:

- большие габариты;
- большой вес;
- высокое искажение синусоидальности питающей сети (до 27% у 6-пульсных выпрямителей);
- высокие пульсации выходного напряжения постоянного тока (около 5% среднеквадратического значения без подключенной батареи);
- низкие динамические характеристики;
- коэффициент мощности 0,7 – 0,86.

Данные обстоятельства требуется учитывать при построении подстанций с особыми требованиями устройств РЗА к СОПТ, для которых указанные недостатки могут иметь значение. Однако вместе с тем указанные преимущества тиристорных систем позволяют выпрямителям на тиристорах сохранять конкурентоспособность и занимать важнейшее место на рынке зарядных устройств.

2.3 Выпрямители с импульсным преобразованием

Импульсные выпрямители выполняются, как правило, на MOSFET-технологии, и представляют собой двухступенчатое преобразовательное устройство. Напряжение сети с частотой 50 Гц согласно Рис.2 поступает на двухполупериодный мост, на выходе которого образуется напряжение 220 В частотой 100 Гц. Далее это напряжение подается на бустер на MOSFET транзисторах, в котором происходит преобразование выпрямленного напряжения в импульсное 400 В с частотой 33 кГц. После понижающего трансформатора импульсное напряжение выпрямляется и сглаживается с помощью LC-фильтра, что уменьшает гармоники на выходе выпрямителя. Обратная связь реализована на операционном усилителе, сигнал обеспечен гальванической развязкой оптоэлектронной парой и поступает на контроллер широтно-импульсной модуляции (ШИМ), который управляет бустером и автоматически регулирует выходные параметры выпрямителя. Плюсом схемы является высокая стабилизация выходных параметров и их независимость от нагрузки, а также высокая скорость реагирования на изменение нагрузки.

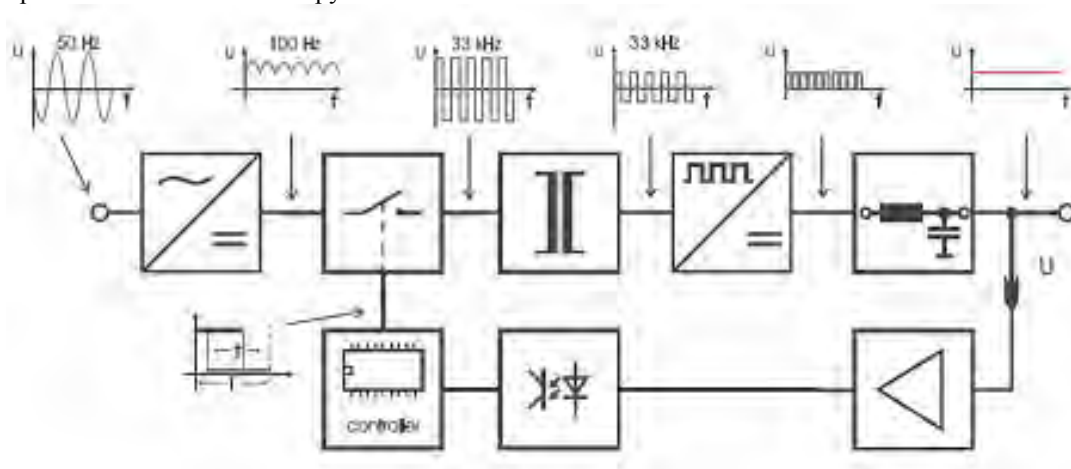


Рис.2: Блок-схема выпрямителя с импульсным преобразованием

Преимущества импульсной технологии:

- компактные габариты;
- небольшой вес;
- небольшое искажение синусоидальности питающей сети (около 7%);
- низкие пульсации по выходу (менее 0,1% без дополнительного фильтра);
- высокие динамические характеристики;
- коэффициент мощности 0,99;
- легкая замена модулей (технология «горячего включения» - «hot plug»);
- легкая расширяемость системы с помощью установки дополнительных модулей.

Применение современных выпрямителей позволяет осуществить выполнение требований к системам оперативного постоянного тока на интеллектуальных подстанциях. Модульная конструкция таких систем, как ТЕВЕСНОР 3000HDi фирмы BENNING, показанная на рис.3., позволяет легко производить

увеличение выходной мощности и установку резервных модулей (обеспечить, например, резерв N+1, N+2 и т.д.) на уже введенной в эксплуатацию установке, в том числе без отключения оборудования (исполнение “hot-plug” и “plug-and-play”). Отличительной чертой модулей является их полная независимость от других модулей и от системы мониторинга и контроля. Так, при выходе из строя любого элемента системы, оставшиеся модули продолжают в нормальном режиме питать нагрузку.

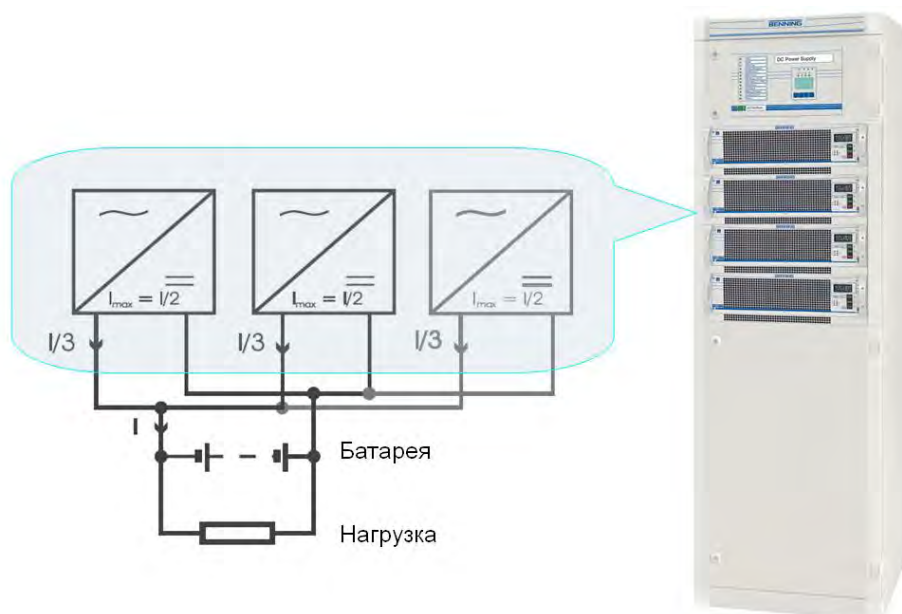


Рис.3: Резервирование модулей в составе выпрямительной установки

2.4 Импульсные выпрямители с естественным охлаждением

К сожалению, основной особенностью условий работы систем оперативного тока в российских условиях является широкий диапазон температурных перепадов и высокая степень запыленности. Из-за данных факторов при проектировании предъявляются особые требования к оборудованию, в том числе отсутствие движущихся частей, таких как вентиляторы. При этом устройства поздних поколений, выполненные на основе полупроводников IGBT или MOSFET, имеют более высокие термонагруженные узлы, и, как правило, оснащаются вентиляторами для обеспечения достаточного теплоотвода. Кроме того, устройства модульного типа имеют конструктивное исполнение, затрудняющее использование безвентиляторных устройств.

Компания BENNING специально для использования в таких условиях разработала новую серию модульных выпрямительных систем ТЕВЕСНОР 4000, которые выполнены на современной элементной базе, но при этом отличаются от многих существующих на рынке модульных устройств тем, что охлаждаются с помощью естественной конвекции, в их составе нет вентиляторов.

Поскольку посторонние вещества не могут активно проникать внутрь прибора, в отличие от приборов с принудительной вентиляцией, данные выпрямительные системы пригодны для применения в критических условиях окружающей среды. Снижаются расходы на эксплуатацию, техническое обслуживание и регулярную замену вентиляторов. КПД модулей ТЕВЕСНОР 4000 достигает значения $\geq 93\%$ в широком диапазоне нагрузок. Высокий показатель КПД в широком диапазоне нагрузки позволяет сократить потери электроэнергии в штатных режимах работы. Благодаря высокой энергоэффективности серии ТЕВЕСНОР 4000 существенно снижается потребление электроэнергии и сокращаются эксплуатационные расходы благодаря чему уменьшается и общая стоимость владения.

2.5 IGBT выпрямители

Другая инновационная технология выпрямителей – их построение на основе так называемых биполярных транзисторов с изолированным затвором, т.е. IGBT транзисторов (Рис.4.). При всей схожести IGBT и MOSFET – технологии, области их применения различаются: так, MOSFET целесообразно применять при мощностях единичного преобразователя до 5 кВт, то есть в типоразмерах модульных преобразователей. IGBT- технология более востребована при больших мощностях. Помимо того за счет более линейной, чем у MOSFET характеристики переключения транзистора происходит уменьшение образования гармоник как на входе, так и на выходе выпрямителя. На входе выпрямителя

тиристорный ключ служит для защиты от коротких замыканий и ограничивает величину броска тока на трансформатор. После трансформатора напряжение подается на IGBT бустер – выпрямитель, преобразующий переменное напряжение в постоянное. Бустер, как и тиристорные ключи, управляется с помощью микроконтроллера, который в реальном времени отслеживает изменение выходного напряжения выпрямителя и состояние нагрузки (величину выходного тока) и с помощью ШИМ преобразования воздействует на бустер.

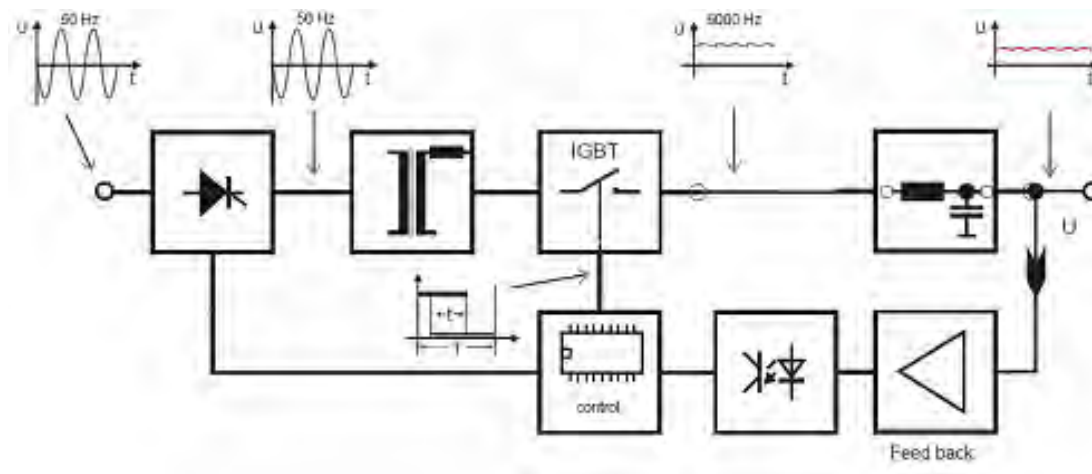


Рис.4: Блок-схема IGBT-выпрямителя

Резервирование таких выпрямителей возможно установкой двух систем, которые будут работать в режиме деления нагрузки.

Преимущества IGBT технологии:

- низкие пульсации (менее 1% без дополнительного фильтра);
- прекрасные динамические характеристики;
- коэффициент мощности 0,99 при нагрузке от 25% до 100%;
- небольшое искажение синусоидальности питающей сети (менее 5% при 100% нагрузке);
- компактная конструкция, небольшой объем.

К недостаткам IGBT – технологии следует отнести прежде всего высокую термонагруженность отдельных узлов и элементов установки, что ужесточает требования к системе охлаждения.

3 СИСТЕМА МОНИТОРИНГА И КОНТРОЛЯ СОПТ

Одним из основных условий эффективного функционирования подстанций является наличие надежных средств, обеспечивающих управление и контроль, защиту и автоматизацию всей системы и, в частности, на уровне СОПТ. Решение этой проблемы принципиально разделяется на 2 основные задачи.

Первая – использование системы мониторинга и контроля, в которой собирается информация с первичных датчиков, установленных на оборудовании, осуществляется мониторинг состояния элементов системы, оцениваются механический и коммутационный ресурсы аппаратов и готовность оперативных цепей, производится управление коммутационными аппаратами. Анализ входной информации и выполнение операций аппаратами выполняется по алгоритмам, учитывающим процессы в оборудовании и внешнее влияние. Алгоритмы должны учитывать принципиальные особенности и конструктивное исполнение оборудования СОПТ. В системе мониторинга предусматривается ведение журнала с сохранением в памяти событий, происходящих в системе. Основные значения параметров системы выводятся на дисплей, установленный на передней дверце шкафа, расположенные там же светодиоды сигнализируют об аварийных ситуациях и других событиях.

В функциях управления шкафа должна обеспечиваться возможность ручного и дистанционного изменения параметров системы. Так же в системе мониторинга и управления СОПТ предусмотрены связи для передачи информации соответствующим подстанционным системам.

Другая задача создания надежной интеллектуальной СОПТ связана с ее оснащением современными датчиками. Для выполнения системой мониторинга своих функций необходимо использовать современные приборы, наиболее оправдавшие себя на практике.

Примером такой системы является контроллер MCU 2500, производимый фирмой BENNING, который обеспечивает местный мониторинг, контроль систем электропитания и ведение журнала неисправностей. Гибкая конфигурация, обширные возможности и ультрасовременная конструкция, разработанная с учетом всемирного опыта, позволяет назвать ее интеллектуальной и удовлетворяющей всем требованиям, применяемым к оборудованию интеллектуальных сетей и подстанций. MCU 2500 имеет модульную конструкцию. Базовый модуль (центр системы MCU) соединяется с электропитающим оборудованием (выпрямителями, инверторами, конверторами, панелями распределения нагрузки), измерительными модулями, панелью управления и светодиодной картой мониторинга. Интерфейсные компоненты для дистанционного управления, такие как TCP/IP адаптер, модем или персональный компьютер также подсоединяются к базовому модулю. Благодаря такой конструкции, система конфигурируется непосредственно исходя из выдвигаемых к ней требований, что позволяет производить контроль всех важных параметров и не удорожать ее за счет ненужных функций.

4 ЗАКЛЮЧЕНИЕ

Система оперативного постоянного тока является одним из важных элементов современной интеллектуальной подстанции, поэтому к ней применяются высокие требования. Для обеспечения бесперебойной и качественной работы систем управления подстанции необходимо ответственно подойти к выбору СОПТ, основываясь на преимуществах и недостатках представленных выше систем, учитывая как характеристики систем, так и надежность оборудования, беря во внимание опыт использования, наличие необходимых сертификатов и репутацию производителя.

ЛИТЕРАТУРА

1. В.Н. Вариводов, А.Г. Мордкович и др. «Основные направления создания комплекса оборудования для интеллектуальных электрических сетей», журнал «Электротехнический рынок» №4 (40) 2011.
2. Стандарт СО 153 - 34. 20.122-2006 Нормы технологического проектирования подстанций переменного тока с высшим напряжением 35-750 кВ.
3. Стандарт ОАО «ФСК ЕЭС» СТО 56947007-29.120.40.041-2010 Системы оперативного постоянного тока подстанций. Технические требования.
4. Стандарт ОАО «ФСК ЕЭС» СТО 56947007- 29.120.40.093-2011 Руководство по проектированию систем оперативного постоянного тока (СОПТ) ПС Типовые проектные решения



С.П-2. Фиксация состояния разъединителей на основе видеоданных

Ф.Н. ГАЙДАМАКИН, К.И. АПРОСИН
ООО «АльтероПауэр», ООО «Прософт-Системы»
Россия

aprosin.ki@gmail.com, gfedor@gmail.com

КЛЮЧЕВЫЕ СЛОВА

контроль состояния присоединения, разъединители, ключи ремонта, блок-контакты, компьютерное зрение

1 ВВЕДЕНИЕ

В настоящее время существует проблема фиксации состояния коммутационных аппаратов присоединения. Особенно остро данная проблема стоит в отношении разъединителей. В отличие от выключателя разъединитель является сравнительно дешевым устройством и применяемые в нем механические схемы фиксации состояния главных контактов по сигналам блок-контактов не обеспечивают требуемой надежности в процессе эксплуатации. Применяемые в настоящее время блок-контакты требуют ухода и не имеют должной защиты от изменения внешних (атмосферных) условий. Вследствие низкой надежности блок-контакты разъединителей имеют ограниченное применение в схемах защиты и автоматики. Их сигналы в основном применяются в системах телемеханики и АСУ ТП, где их состояние может быть подтверждено оператором по другим параметрам, таким как ток присоединения или посредством визуального осмотра коммутационного аппарата. Однако и такое использование блок-контактов разъединителей не слишком эффективно, о чем говорят периодические случаи включения присоединений на включенный заземляющий нож (блокировка, предотвращающая эту ситуацию реализована на основе контроля блок-контактов).

В результате отсутствия на подстанции автоматической системы фиксации состояния разъединителей существенно усложнены схемно-технические решения по подключению и работе устройств РЗА. Для ручной фиксации состояния разъединителей в устройствах РЗА применяются режимные ключи и испытательные блоки. Операции с ними составляют значительную часть действий, производимых оперативным персоналом при переключениях. Здесь проявляется влияние человеческого фактора на результат оперативных переключений, к ложной работе приводят ошибки при действиях с ключами или испытательными блоками.

Использование ручной фиксации состояния присоединения присутствует практически во всех схемах защиты. Режимными ключами и испытательными блоками коммутируются токовые цепи и сигналы управления выключателем в схемах с использованием обходной системы шин, в этом случае ошибка при переключениях приводит к неправильной работе всех защит присоединения (и основных и резервных). Замеры напряжений, используемые в направленных защитах, также проходят через ключ выбора трансформатора напряжения, ошибка при подключении трансформатора напряжения приводит к потере почти всех защит и автоматики присоединения (только дифференциальные токовые защиты могут быть реализованы без использования цепей напряжения). Ошибки при операциях с ключами устройств локальной автоматики нередко вызывают ложную работу устройств централизованной противоаварийной автоматики и вызывают отключение потребителей в нормальных режимах. Причиной таких ситуаций часто связаны со сложностью реализации автоматики фиксации отключения линии (или трансформатора) в которой присутствует несколько режимных ключей разного назначения. Отказ от использования режимных ключей повысит надежность работы схем защит и уменьшит число случаев ложной работы устройств РЗА.

Альтернативой использованию блок-контактов может стать технология видеофиксации основных контактов разъединителей. В настоящей статье приводятся основы технологии фиксации состояния разъединителей по данным, полученным от видеокамер. За последние десять лет технология компьютерного зрения получила широкое применение в самых разных отраслях промышленности. В ней присутствуют отработанные подходы к решению прикладных задач. Задача фиксации пространственного положения ножа разъединителя может быть решена при помощи существующих алгоритмов компьютерного зрения.

2 ОСНОВНАЯ ЧАСТЬ

2.1 Алгоритм видеофиксации

Задача алгоритма состоит в выявлении в видеопоследовательности движения штанг разъединителя и оценке параметров этого движения. Если наблюдаемое движение соответствует ожидаемому, характерному для данного оборудования в момент замыкания или размыкания, анализатор фиксирует коммутацию и сигнализирует устройству РЗА.

Для выявления движения в кадре необходимо отличать фон от движущихся объектов. Чтобы вычистить фон и оставить интересующую область изображения, выполняется анализ яркости и отнесение каждого пикселя либо к фону, либо к переднему плану - в данном случае, штангам разъединителя.

Изменение яркости пикселя может обуславливаться не только движением объекта переднего плана, но и помехами - изменением освещенности, небольшими движениями объектов фона (травы, листьев и т.д.), а также шумом видеокамеры.

Для борьбы с помехами, алгоритм предварительно строит модель фона. Для каждого пикселя изображения строится вероятностная модель значений яркости и рассчитываются параметры модели: матожидание и дисперсия. Далее, в процессе анализа изображения, на основе текущей яркости пикселя и параметров модели фона, рассчитывается вероятность принадлежности пикселя к фону. Если вероятность меньше заданной, пиксель относится к переднему плану. Для этого вычисляем матожидание значения яркости пикселя и дисперсию.

$$\mu = \frac{1}{N} \sum_{i=1}^N x_i$$

$$\sigma^2 = \frac{1}{N-1} \sum_{i=1}^N (x_i - \mu)^2$$

Здесь x_i – яркость i -того кадра, а N – количество кадров, на которых осуществляется расчет. Считаем, что пиксели фона должны попадать в интервал $(\mu - 3\sigma, \mu + 3\sigma)$, т.е. если $|x - \mu| > 3\sigma$, тогда x – пиксель переднего плана.

Для корректной работы алгоритма в условиях постепенно изменяющейся яркости освещения (в связи со сменой времени суток) требуется периодический перерасчет параметров модели фона на основе последних N кадров.

Множество пикселей переднего плана в кадре образуют силуэт.

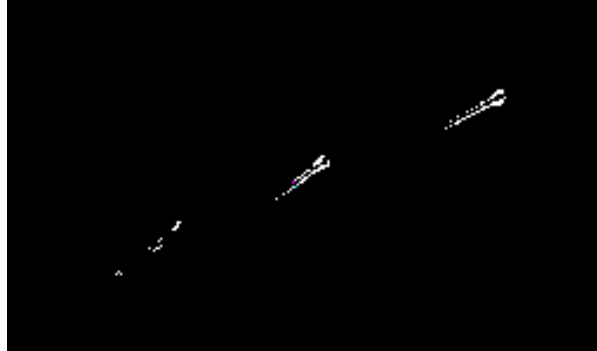


Рис. 1 Силуэты штанг разъединителей в момент движения

При сравнении последовательных кадров строится история движения пикселей силуэта на определенную глубину времени и рассчитывается градиент движения между кадрами. Далее, выполняется анализ значений градиента и формируется набор связанных областей, движущихся синхронно.



Рис. 2 Компоненты истории движения

Мелкие компоненты движения отбрасываются. Для крупных компонентов, удовлетворяющих требованиям, т.е. относящихся к штангам разъединителя, считается средний вектор движения для каждого кадра и сохраняется история.



Рис. 3 Моментальные вектора движения компонентов

**Современные направления развития систем релейной защиты и автоматики энергосистем
01 – 05 июня 2015 г., Сочи**

Заранее на кадрах обучающей выборки рассчитываются параметры движения, характерные для каждой штанги для ситуаций соединения и разъединения:

- длительность движения каждой штанги;
- области кадра, в которой происходит движение;
- направление движения.

При «боевой» работе алгоритма рассчитываются параметры текущего движения в интересующей области кадра и при достаточном совпадении с известными параметрами производится фиксация коммутации. Если параметры движения не соответствуют ожидаемым, это может свидетельствовать о том, что в кадр попал посторонний предмет, либо произошел сдвиг камеры. Для этого реализован ряд вспомогательных алгоритмов, сигнализирующих о проблеме и выставляющих недостоверность значения положения разъединителя. При работе вспомогательных алгоритмов анализируются дополнительные области видеокadra, для которых характерно отсутствие объектов переднего плана в момент переключения.

Для проверки корректности выбранных алгоритмов видеофиксации разработан прототип программного обеспечения. Пример работы прототипа приведён на рисунке

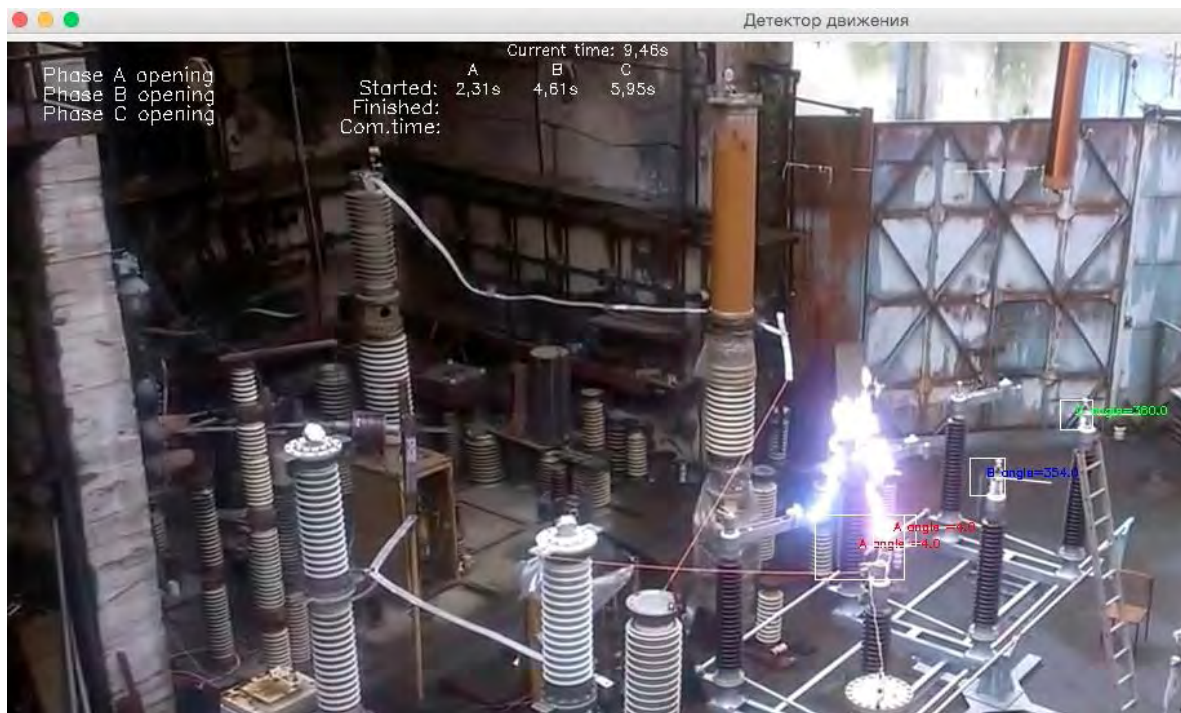


Рис. 4 Пример работы алгоритма видеофиксации

2.2 Практическая реализация видеофиксации на подстанции и варианты ее исполнения

Чтобы описать методики использования технологии компьютерного зрения для фиксации состояния разъединителей необходимо задать технические характеристики такой системы в соответствии с выполняемой задачей. Основные характеристики данной системы это надежность и быстродействие. В настоящее время при оперативных переключениях скорость перехода из одного режима работы защиты в другое определяется скоростью действий оперативного персонала и потому является очень низкой. Технология фиксации состояния разъединителя не требует высокоскоростной обработки и связи. Если сигнал нового состояния разъединителя появится спустя минуту, это не будет медленнее, чем если бы этот сигнал был получен путем поворота режимного ключа, как это происходит в настоящее время. В то же

**Современные направления развития систем релейной защиты и автоматики энергосистем
01 – 05 июня 2015 г., Сочи**

время, разработанный прототип осуществляет фиксацию положения разъединителя в течение 0.5 секунд после завершения движения штанг.

Первый вопрос, возникающий при практической реализации видеofиксации, – принципы расстановки видеокамер. При расстановке видеокамер должны удовлетворяться требования надежности фиксации разъединителя и возможности обслуживания (или замены) видеокамеры без отключения первичного оборудования. Кроме того при расстановке необходимо решить вопросы по подключению камеры к цепям питания и вычислительной сети, через которую будут передаваться ее данные. При этом общее число камер должно быть сведено к минимуму.

С точки зрения надежности каждый разъединитель должен фиксироваться как минимум тремя камерами под разными углами. Это требование связано с выполнением принятого в электроэнергетике критерия надежности, который требует обеспечения полной работоспособности системы при единичном отказе ее элемента. При установке допускается, что одна из видеокамер находится в состоянии отказа. В этом случае разъединитель должен фиксироваться двумя оставшимися камерами под разными углами, это гарантирует, что блики или сторонние источники света не смогут помешать фиксации состояния разъединителя одновременно двух разных точек.

Чтобы обеспечить минимальное число видеокамер, каждая камера должна фиксировать состояние группы разъединителей. Поэтому их необходимо располагать так, чтобы в поле обзора камеры находились одинаковые разъединители сразу нескольких ячеек. Для этого удобно использовать опору портала, поддерживающего верхний ярус ошиновки ячейки (см. рис. 5). При этом каждый разъединитель фиксируется видеокамерами, установленными на порталах слева и справа. Третья видеокамера может находиться на вышке освещения или на здании ОПУ. Тем самым обеспечивается требование по съемке разъединителя под тремя разными углами. Разрешение камер должно быть не ниже Full HD (1920×1080) для того, чтобы при широком угле обзора в кадр попадало несколько разъединителей в достаточном качестве. Экспериментально установлено, что для устойчивого распознавания необходимо, чтобы штанга разъединителя имела размер не менее 40 пикселей в длину.

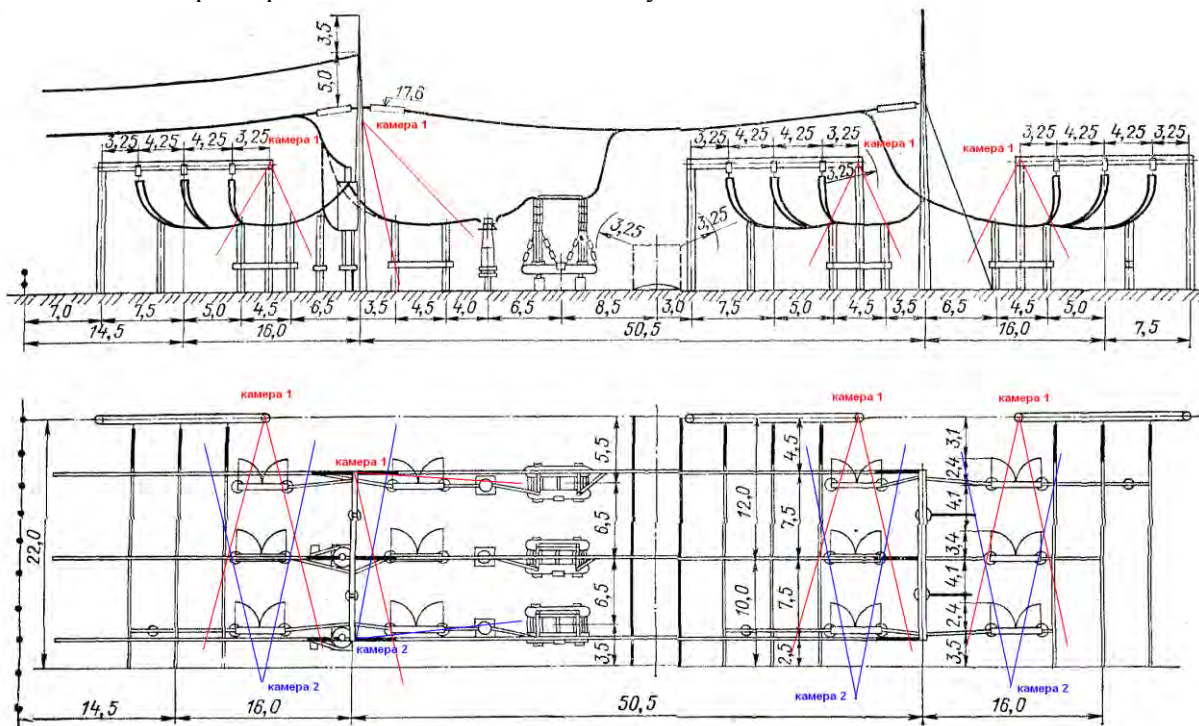


Рис. 5. Пример расстановки камер в ячейке

**Современные направления развития систем релейной защиты и автоматики энергосистем
01 – 05 июня 2015 г., Сочи**

Второй вопрос – это фиксация состояния разъединителя в ночное время и в непогоду. Несмотря на то, что современные видеокамеры имеют высокую чувствительность и широкий частотный диапазон, необходимо обеспечить подсветку открытого распределительного устройства, по крайней мере, на время переключений. В настоящее время оперативные переключения ведутся с использованием искусственного освещения территории распределительного устройства, а чувствительность камеры выше чувствительности человеческого глаза, поэтому вопрос можно считать имеющим готовое решение. Однако надо помнить о том, что в экстремальных погодных условиях, таких как метель, видеокамеры не смогут обеспечить надежную фиксацию даже при наличии очень мощной подсветки.

Третий вопрос заключается в обеспечении видеокамеры питанием и связью. Питание может быть взято от шин приводов выключателей. Питание единичной видеокамеры не требует резервирования, однако резервирующие друг друга камеры должны быть запитаны от разных автоматов собственных нужд. Связь видеокамеры может быть реализована по-разному. Наиболее простой вариант – использование беспроводной связи стандарта Wi-Fi. Однако использование эфирных средств связи не обеспечивает надежной работы в условиях радиоподавления. К примеру, работающий без защитного экрана магнетрон СВЧ печи может вывести из строя все Wi-Fi сети в радиусе нескольких километров. Использование проводных стандартов связи подразумевает развертывание информационной сети на территории открытого распределительного устройства. Такая сеть может состоять из концентраторов стандарта Ethernet, связанных между собой по оптоволокну. Концентраторы должны либо иметь наружное исполнение с соответствующим температурным диапазоном, либо быть помещены специальные шкафы с климат контролем. В этом случае видеокамеры подключаются к концентраторам по экранированной витой паре. Оборудование, необходимое для проводного или беспроводного подключения видеокамер широко представлено на рынке, и не требует специальной разработки, однако развертывание специальной проводной сети только для нужд фиксации состояния разъединителей выглядит неоправданно сложным решением. Поэтому основным направлением развития следует считать включение технологии видеофиксации в систему АСУ ТП подстанции. В этом случае сеть концентраторов будет передавать как данные электрического режима подстанции так и видеоданные состояния разъединителей.

Видеоданные от камеры высокого разрешения имеют большой объем, но допускают большое время доставки, поэтому могут быть отделены от данных электрического режима посредством задания низкого приоритета. При этом алгоритм видеофиксации не использует цветовую информацию, поэтому достаточно одноканального изображения, что существенно уменьшает объем данных.

3 ЗАКЛЮЧЕНИЕ

Технология видеофиксации позволяет отказаться от оперативных действий с устройствами РЗА при переключениях. В перспективе это позволит полностью отказаться от участия человека в переключениях и вернуться к концепции необслуживаемой подстанции с открытым распределительным устройством. Технология не требует разработки специальных устройств или математических методов и может быть реализована в короткие сроки. Разработанный прототип программного обеспечения видеофиксации подтверждает применимость выбранных подходов. При этом, требуется апробация и доводка прототипа в близких к реальным условиям применения.

Технические решения по видеофиксации должны стать частью концепции цифровой подстанции.

ЛИТЕРАТУРА

- [1] . Wren, Christopher R., Ali Azarbayejani, Trevor Darrell, and Alex Pentland. "Pfinder: Real-Time Tracking of the Human Body," IEEE PAMI, 1997
- [2] .Неклепаев Б.Н. Крючков И.П. Электрическая часть станций и подстанций /М.: Энергоатомиздат, 1988. 606 с.



С.П-3. Защита от перемежающихся замыканий на землю

И.М. ПЕТРОВ

ООО «АББ»

Россия

Ivan.petrov@ru.abb.com

КЛЮЧЕВЫЕ СЛОВА

Перемежающиеся замыкания на землю, защита кабельных линий, Relion.

1 ВВЕДЕНИЕ

Одной из особенностей распределительных сетей 6-35 кВ с изолированной или компенсированной нейтралью являются малые токи замыкания на землю. Их величина может составлять от нескольких ампер до нескольких десятков ампер. Наиболее распространенными замыканиями на землю в данных сетях являются перемежающиеся замыкания.

Перемежающееся замыкание – замыкание, при котором поврежденная фаза подключается к земле через сопротивление дуги, а затем через непродолжительное время, находящееся в пределах от долей до десятков миллисекунд, отключается от земли. Такое чередование пробоев и погасаний может продолжаться очень долго, до 30 минут и более. Перемежающееся замыкание значительно опаснее, чем металлическое замыкание, как тем, что оно вызывает повреждение оборудования, в котором возникла дуга, так и перенапряжениями, которые она инициирует. Поэтому для всех земляных защит должно быть обязательным требование селективной работы при перемежающихся замыканиях. Это требование обеспечивается направленным действием защиты (Рис. 1).

Основными причинами появления такого типа замыкания являются износ кабеля из-за динамического воздействия тока короткого замыкания или в результате старения кабеля из-за постепенного проникновения влаги в изоляцию кабеля.

2 ОСНОВНАЯ ЧАСТЬ

2.1 Цель

Компания АББ предлагает устройства семейства Relion, которые наряду с традиционными защитами от замыканий на землю имеют дополнительную ступень защиты от перемежающихся/переходных замыканий на землю, основанную на учете всплесков тока и напряжения. Обнаружение повреждений идет по сигналам тока и напряжения нулевой последовательности путем постоянного контроля переходных замыканий.

Повреждение возникает, если фазное напряжение превышает уровень стойкости изоляции в точке повреждения, и первый раз гасится по мере падения тока до нуля в соответствии с Рис. 1. В результате имеют место очень короткие переходные процессы, т.е. быстрые изменения формы импульсных бросков тока нулевой последовательности (I_0) и напряжения нулевой последовательности (U_0), которые можно измерять.

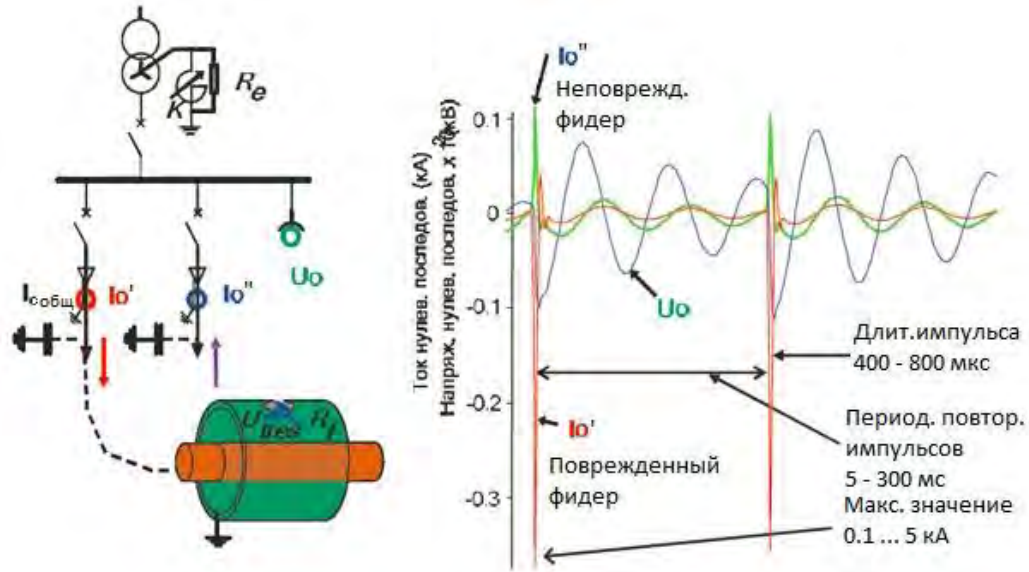


Рис. 1: Распределение токов и напряжений при перемежающихся замыканиях на землю

Если повреждение установившееся (переходное), то можно измерить начальные ток и напряжение переходного процесса при коротком замыкании, тогда как при перемежающемся повреждении создаются повторяющиеся переходные процессы.

Несколько факторов влияют на значение и частоту тока при переходных замыканиях – угол между током и напряжением в момент повреждения, место повреждения, сопротивление в точке повреждения и параметры линий и трансформаторов. При возникновении замыкания напряжение поврежденной фазы уменьшается и соответствующая емкость разряжается на землю. В то же время напряжения неповрежденных фаз увеличиваются и емкости заряжаются.

Для срабатывания защиты от перемежающихся замыканий необходимо выполнение следующих условий: количество обнаруженных переходных процессов превышает уставку минимального количества всплесков; значение таймера, в течение времени которого происходят замыкания, достигло параметра «Время срабатывания»; во время цикла возврата был обнаружен один дополнительный переходный процесс.

Для срабатывания защиты в режиме от переходных замыканий на землю (Рис. 2.) необходимо: обнаружение переходного режима с контролем уровня напряжения нулевой последовательности; значение таймера достигло параметра «Время срабатывания».

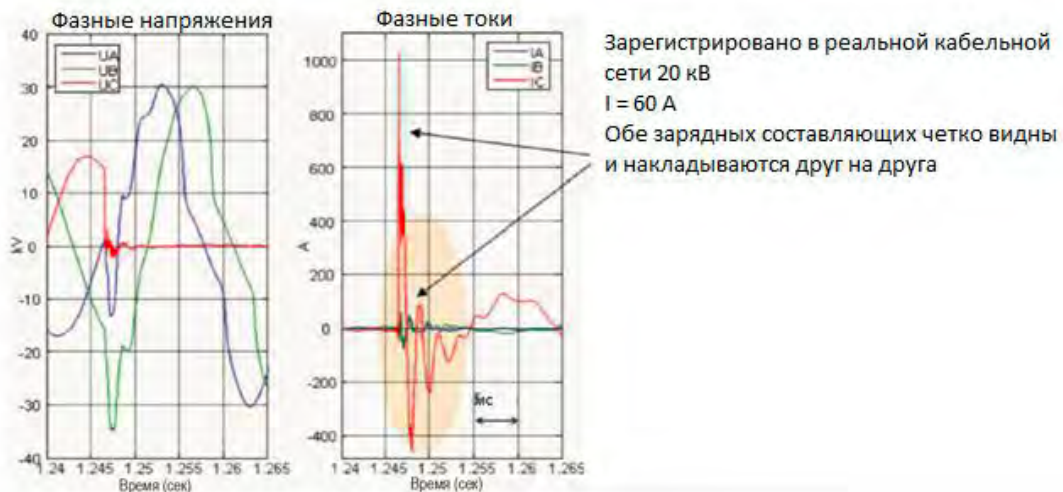


Рис. 2: Пример переходных замыканий на землю, включая зарядные и разрядные составляющие тока переходного процесса при устойчивом повреждении в сети 20 кВ в фазе С

В разветвленных сетях правильное селективное отключение перемежающихся замыканий на землю может быть реализовано логической блокировкой, передаваемой GOOSE сообщением от нижестоящего РУ к вышестоящим питающим линиям. Передача сигналов между устройствами ДЗЛ RED615 осуществляется непосредственно через оптический канал связи длиной до 20 км (Рисунок 3).

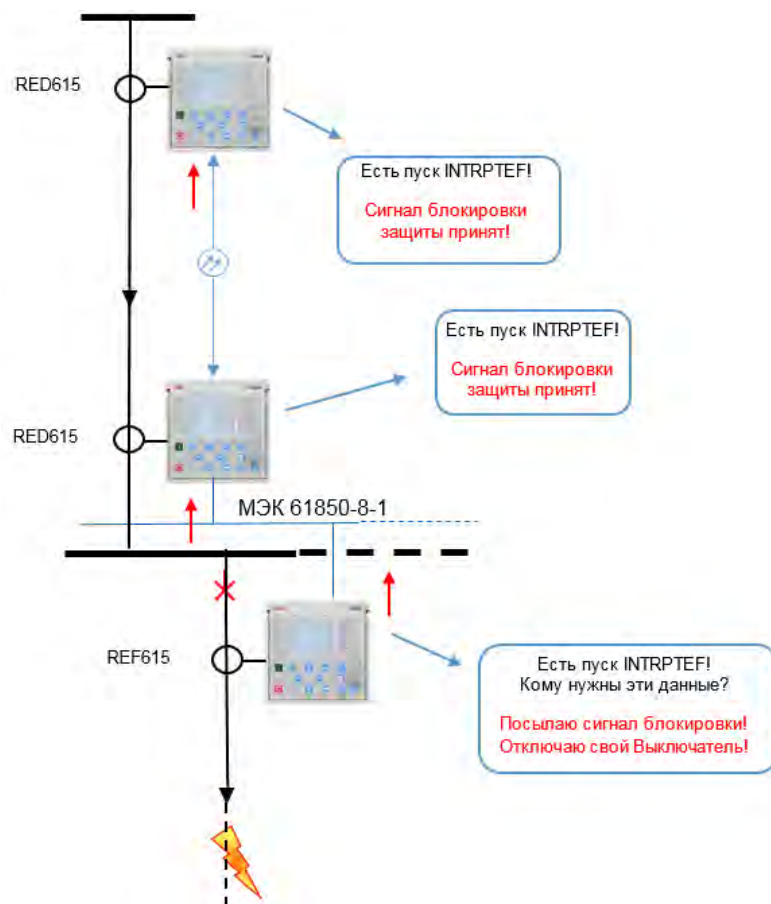


Рис. 3: Пример реализации логической блокировки посредством передачи GOOSE сообщений при переходных замыканиях на землю на отходящей линии

2.2 Примеры применения и расчета

При настройке защиты от перемежающихся замыканий на землю важно вычислить максимальное время срабатывания, чтобы избежать срабатывание защиты от повышения напряжения нулевой последовательности.

Счетчик всплесков.

Количество переходных процессов определяет момент пуска защиты от перемежающихся замыканий. Сигнал «Пуск» будет выдаваться, когда количество всплесков тока достигло значение уставки «Минимальное количество всплесков». Необходимо помнить, что, данная уставка влияет на полное время срабатывания защиты.

Выдержка времени на возврат.

Рекомендуемое значение выдержки времени на возврат составляет 400 мс. Наши тесты показали, что время между последовательными всплесками тока может достигать 300 мс в сетях с компенсированной нейтралью, когда значение компенсации изменяется в зависимости от ёмкости системы. Поэтому мы рекомендуем задавать выдержку времени на возврат по

меньшей мере 400 мс. Время между последовательными всплесками тока будет составлять намного меньшие значения, если сеть работает в режиме небольшой перекомпенсации.

Выдержка времени на срабатывание.

Выдержка времени может быть может принимать то же значение, что используется в стандартной защите от замыканий на землю. Необходимо учесть, что выдержка времени запускается после второго всплеска тока. При этом время между первым и вторым переходным процессом не должно превышать значение выдержки времени на возврат. Выдержка времени на срабатывание также будет сброшена, если время между последовательными всплесками тока превышает выдержку времени на возврат.

Общее время срабатывания защиты от перемежающихся замыканий на землю складывается из времени между первым и вторым всплесками тока и выдержки времени на срабатывание. Например, если второй всплеск тока произошел через 80 мс после первого, и выдержка времени на срабатывание равна 300 мс, то общее время срабатывания составит 380 мс. Не только выдержка времени на срабатывание влияет на общее время срабатывания. Для полного понимания рассмотрим примеры.

Пример 1.

Выдержка времени на возврат = 400 мс;

Количество всплесков тока = 3;

Выдержка времени на срабатывание = 300 мс;

С данными уставками максимально возможное время срабатывания равно $2 \times <400\text{мс} = <800\text{ мс}$. Минимальное время срабатывания будет: время между первым и вторым всплеском тока + 300 мс, при условии, что третий всплеск тока произойдет в течение 300 мс после второго.

Как правило, время между всплесками намного меньше, чем *Выдержка времени на возврат*, что мы можем наблюдать на Рисунке 4.

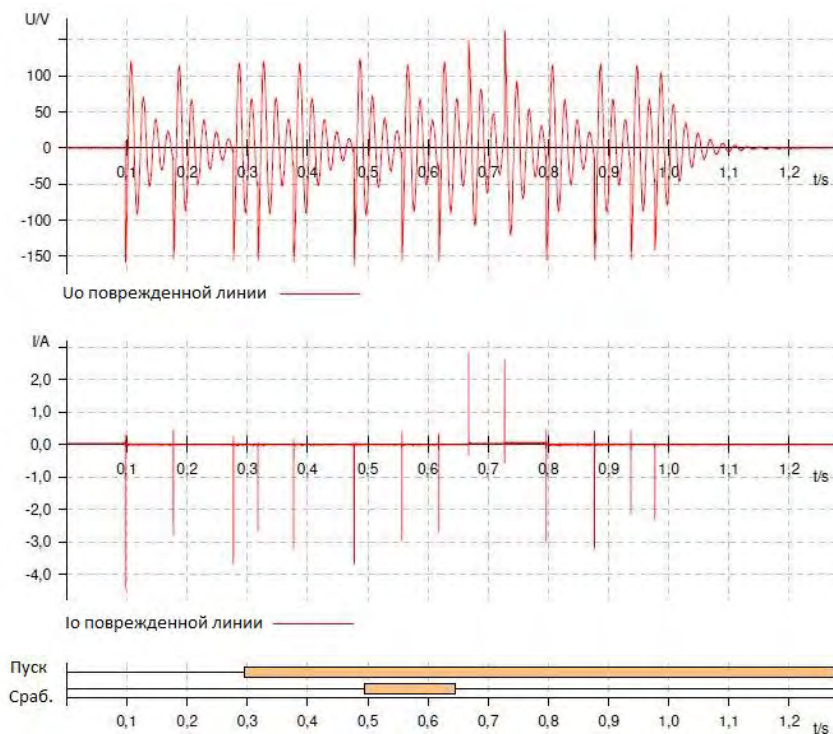


Рис. 4: Пример 1

Пример 2.

Выдержка времени на возврат = 400 мс;

Количество всплесков тока = 7;

Выдержка времени на срабатывание = 300 мс;

С данными уставками максимально возможное время срабатывания равно $6 \times <400\text{мс} = <2400$ мс. Минимальное время срабатывания будет: время между первым и вторым всплеском тока + 300 мс, при условии, что третий всплеск тока произойдет в течение 300 мс после второго.

В данном примере вы можем видеть, что срабатывание не происходит до тех пор, пока не произойдет необходимое количество всплесков тока, что мы можем наблюдать на Рисунке 5.

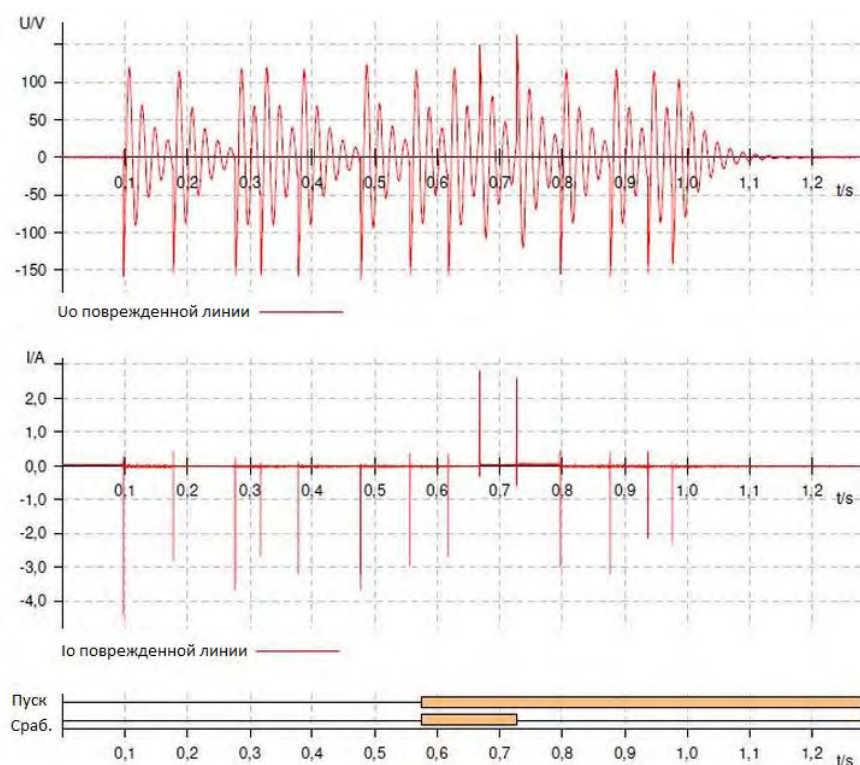


Рис. 5: Пример 2

3 ЗАКЛЮЧЕНИЕ

Устройства семейства Relion предлагают комплексное решение защиты фидеров от замыканий на землю позволяющее выполнить защиту кабельных линий с действием на отключение с минимально возможным временем срабатывания в распределительных сетях 6-35 кВ с изолированной, заземленной через резонансную катушку или низкоомный резистор нейтралью.

ЛИТЕРАТУРА

- [1] АBB Oy, Medium Voltage Products, Distribution Automation, 1MRS756887, Техническое руководство, Серия 615.

**Современные направления развития систем релейной защиты и автоматики энергосистем
01 – 05 июня 2015 г., Сочи**

- [2] Шуин В.А., Гусенков А.В. Защиты от замыканий на землю в электрических сетях 6-10 кВ. М.: НТФ «Энергопрогресс». //Приложение к журналу, «Энергетик», выпуск 11(35) 2001, 102 с.
- [3] Шабад М.А. Защита от однофазных замыканий на землю в сетях 6-35 кВ. СПб, ПЭИПК.
- [4] Вайнштейн Р.А., Головки С.И. О гармоническом составе токов нулевой последовательности в сетях с компенсацией емкостных токов при замыканиях на землю через перемежающуюся дугу // Известия вузов: Энергетика. 1978. № 12.



С.П-4. Особенности выполнения микропроцессорных дифференциальных защит трансформаторов тяговых подстанций

А. Н. ВИСЯЩЕВ, Д. С. ФЕДОСОВ

Иркутский национальный исследовательский технический университет

Россия

visan@istu.edu

КЛЮЧЕВЫЕ СЛОВА

Дифференциальная защита, трансформаторы, группа соединений обмоток, тяговые подстанции, проверка под нагрузкой, чередование фаз

1 ПОСТАНОВКА ЗАДАЧИ

На отечественных железных дорогах тяговые подстанции (ТПС) питают тяговые сети железных дорог на переменном токе 27,5 кВ и 2×25 кВ. На рис. 1 представлены шесть схем подключения тяговой нагрузки к ТПС 27,5 кВ [1]. Обмотки трансформаторов соединены по схеме «звезда/треугольник», вывод трансформатора «с» подключен к рельсу, а выводы «а» и «b» – к правому или левому плечу контактной сети. Во избежание короткого замыкания между плечами контактной сети монтируются нейтральные вставки.

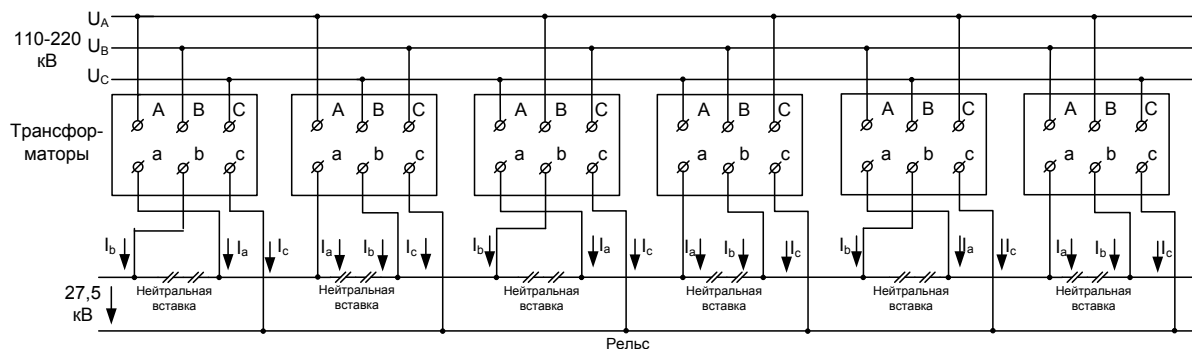


Рис. 1: Схемы подключения сетевых обмоток трехфазных трансформаторов к ЛЭП при двустороннем питании тяговой сети

Фазы трансформаторов ТПС загружаются неравномерно из-за случайного характера тяговой нагрузки. В связи с этим проверка под нагрузкой дифференциальной релейной защиты трансформаторов (ДЗТ) ТПС имеет некоторые особенности.

В микропроцессорных ДЗТ, как правило, используется соединение вторичных обмоток трансформаторов тока в звезду со всех сторон защищаемого трансформатора [2, 3] (рис. 2). Компенсация угла сдвига между одноимёнными вторичными токами выполняется цифровым путём (функция «цифровой треугольник»), для чего в уставках терминала указывают группу соединений обмоток трансформатора. Однако компенсация угла будет корректной только при

правильном задании группы соединения и при правильной сборке токовых цепей ДЗТ. Убедиться в правильности сборки и настройки терминала можно путём снятия векторной диаграммы токов при симметричной нагрузке, которая на ТПС отсутствует. По этой причине возникает предположение о невозможности проверки ДЗТ при несимметричной нагрузке, так как при этом нельзя достоверно определить одноименные токи ВН и НН трансформатора.

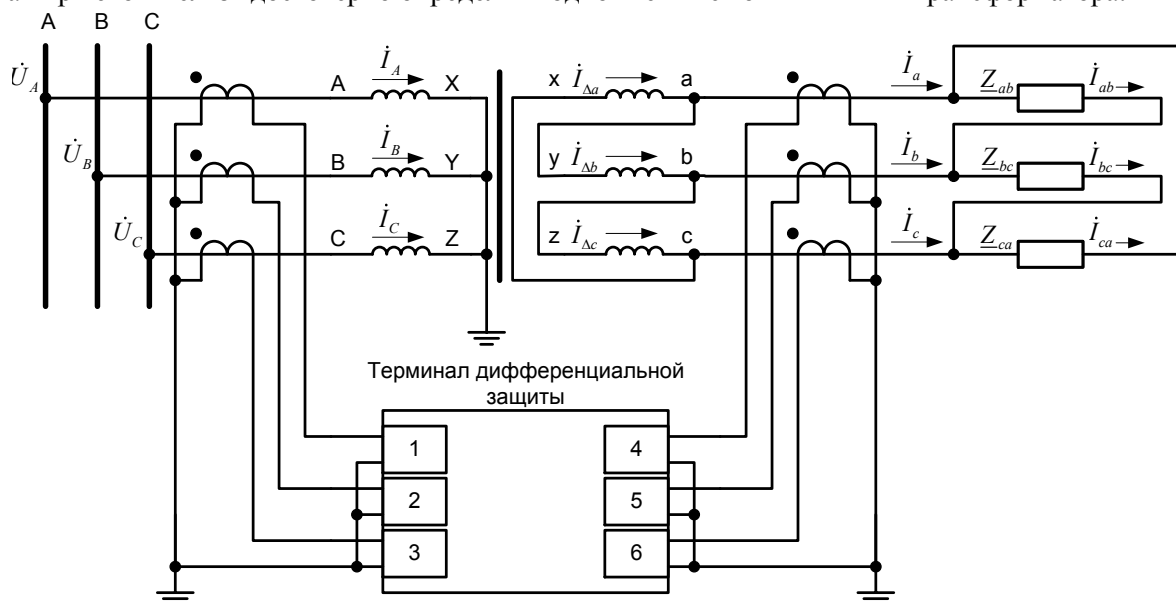


Рис. 2: Схема подключения токовых цепей к терминалу дифференциальной защиты (на примере 1-го типа трансформатора)

2 ИССЛЕДОВАНИЕ РАБОТЫ ТРАНСФОРМАТОРА ПРИ НЕСИММЕТРИЧНОЙ НАГРУЗКЕ

Для проверки предположения о невозможности идентификации фазных токов ВН и НН при несимметричной нагрузке разработана математическая модель трехфазного трансформатора ТПС в программной среде MATLAB Simulink SimPowerSystems (рис. 3) [4]. Достоверность модели проверена физическим моделированием.

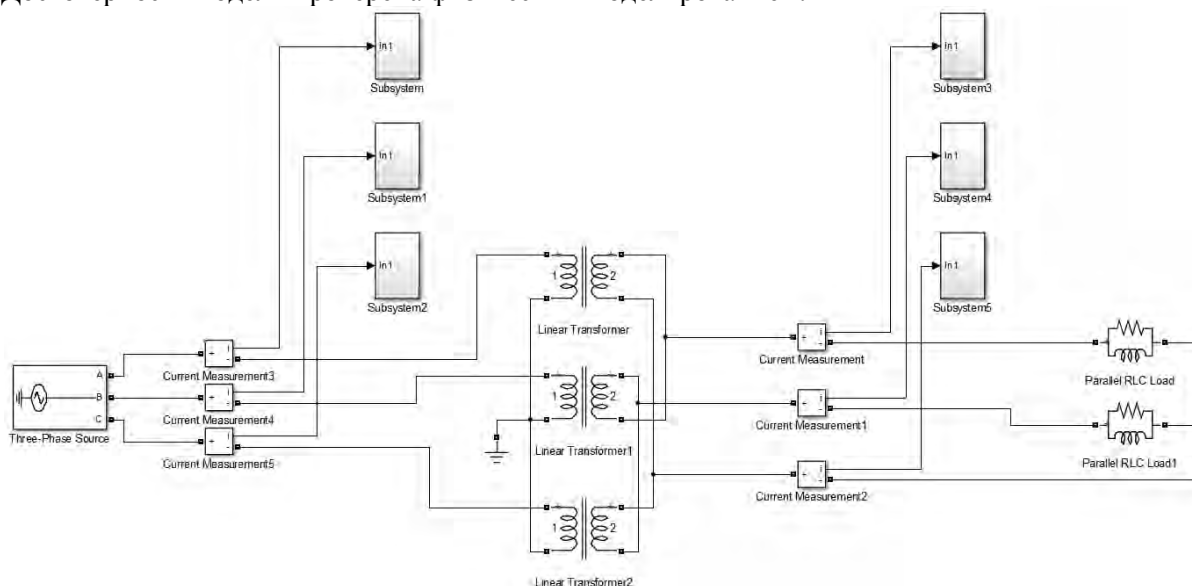


Рис. 3: Математическая модель трансформатора тяговой подстанции

В опыте 1 выполнено моделирование нагрузочного режима работы трансформатора при различных схемах присоединения нагрузки. В качестве примеров представлены три случая подключения:

- 1) Прямое чередование фаз на выводах трансформатора и подключение трансформаторов тока с одинаковой полярностью (см. рис. 2);
- 2) Обратное чередование фаз на выводах НН трансформатора и подключение трансформаторов тока с одинаковой полярностью;
- 3) Обратное чередование фаз на выводах НН трансформатора и подключение выводов трансформатора тока фазы «b» НН с обратной полярностью.

Нагрузка трансформатора во всех примерах одинакова: $\dot{S}_{ab} = 150 + j400$ ВА, $\dot{S}_{bc} = 450 + j200$ ВА, $S_{ca} = 0$. На рис. 4 представлены векторные диаграммы токов ВН и НН (сплошная и штрихованная соответственно) для опыта 1.

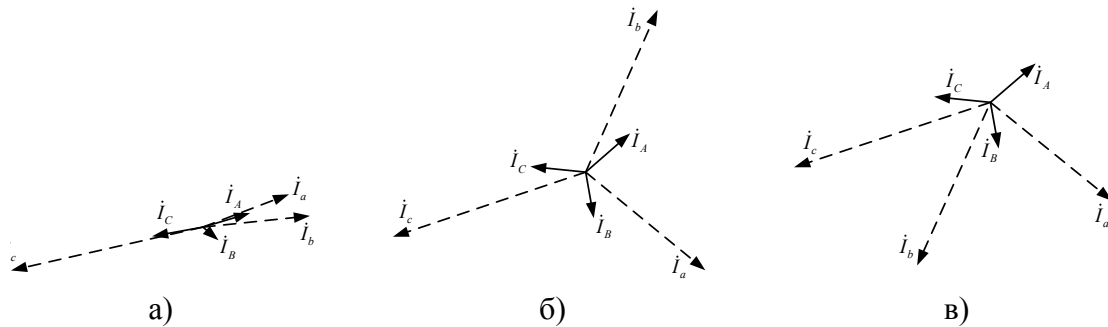


Рис. 4: Векторные диаграммы токов ВН и НН трансформатора в опыте 1 при прямом чередовании фаз ВН и НН (а), обратном чередовании фаз НН (б) и обратном чередовании фаз НН и обратной полярности тока фазы b НН (в)

В опыте 2 произведено аналогичное моделирование с нагрузкой $\dot{S}_{ab} = 400 + j150$ ВА, $\dot{S}_{bc} = 450 + j200$ ВА (рис. 5), в опыте 3 – с нагрузкой $\dot{S}_{ab} = 150 + j400$ ВА, $\dot{S}_{bc} = 200 + j450$ ВА (рис. 6).

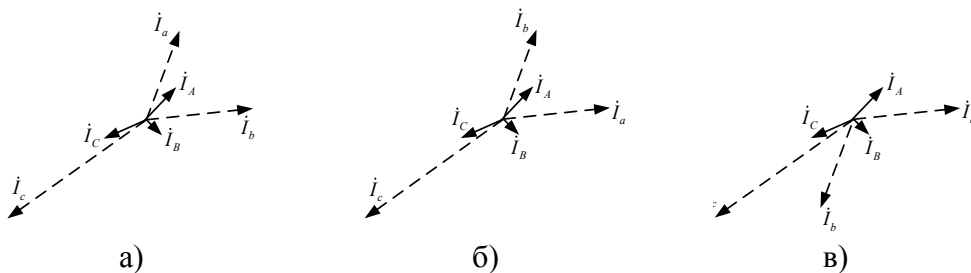


Рис. 5: Векторные диаграммы токов ВН и НН трансформатора в опыте 2 при прямом чередовании фаз ВН и НН (а), обратном чередовании фаз НН (б) и обратном чередовании фаз НН и обратной полярности тока фазы b НН (в)

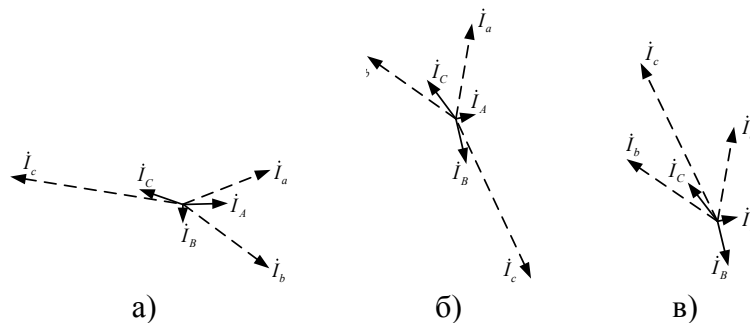


Рис. 6: Векторные диаграммы токов ВН и НН трансформатора в опыте 3 при прямом чередовании фаз ВН и НН (а), обратном чередовании фаз НН (б) и обратном чередовании фаз НН и обратной полярности тока фазы b НН (в)

Как видно из векторных диаграмм на рис. 4-6, вектора токов одноимённых фаз расположены относительно друг друга под углом, который изменяется в зависимости от характера и величины нагрузки. Например, угол сдвига между векторами токов \dot{I}_B и \dot{I}_b при разной нагрузке составляет от 51° до 326° . Это позволяет утверждать, что при несимметричной

нагрузке невозможно достоверно идентифицировать вектора фазных токов ВН и НН трансформатора, а в случае ошибки при монтаже токовых цепей нет возможности определить вид ошибки.

Аналогичная проблема существует и при эксплуатации ДЗТ на базе электромеханических реле. Для проверки правильности сборки токовых цепей ДЗТ ТПС трансформатор нагружают симметричной трёхфазной нагрузкой, для чего на двухтрансформаторной ТПС переключатели РПН параллельно работающим трансформаторов выставляют на разные отпайки. Это приводит к появлению симметричных уравнивающих токов, по векторным диаграммам которых проверяют правильность сборки токовых цепей. Такой метод требует отключения тяговой нагрузки на ТПС, что снижает надежность электроснабжения тяги. Существует и другой способ, представляющий собой опыт короткого замыкания трансформатора при пониженном напряжении. Обмотка ВН трансформатора при замкнутой накоротко обмотке НН подключается силовым кабелем к ячейке 6-10 кВ, после чего снимается векторная диаграмма токов. Данный способ также является крайне трудоемким и требует полного или частичного отключения нагрузки ТПС.

3 ПРЕДЛАГАЕМЫЙ АЛГОРИТМ И ЕГО ПРОВЕРКА

На кафедре электрических станций, сетей и систем ИргТУ разработан алгоритм, который позволяет в автоматическом режиме проверить правильность сборки токовой цепи ДЗТ, идентифицировать фазные токи ВН и НН и определить группу соединения обмоток трансформатора ТПС при любой нагрузке. В случае неправильной сборки вторичных цепей трансформаторов тока алгоритм укажет вид ошибки и при необходимости изменит направления векторов вторичных токов либо переименует их.

Разработанный алгоритм проверен на математической модели при 24 различных схемах подключения нагрузки к силовому трансформатору и при различной полярности трансформаторов тока. Корректная работа алгоритма подтверждена во всех случаях. Далее приведен пример исполнения программного алгоритма при следующих данных:

- 1) на стороне НН выполнено подключение токовых цепей с обратным чередованием фаз (СВА);
- 2) изменена полярность трансформатора тока фазы «b».

В качестве исходных данных алгоритм использует сведения о схеме соединения обмоток трансформатора, а также 3 тока плеча ВН и 3 тока плеча НН трансформатора. В результате моделирования получены токи ВН ($\dot{I}_1, \dot{I}_2, \dot{I}_3$) и НН ($\dot{I}_4, \dot{I}_5, \dot{I}_6$):

$$\begin{aligned} \dot{I}_1 &= 0,4 + j0,34 \text{ A} & \dot{I}_2 &= 0,26 - j0,57 \text{ A} & \dot{I}_3 &= -0,66 + j0,23 \text{ A} \\ \dot{I}_4 &= 0,29 + j1,82 \text{ A} & \dot{I}_5 &= 2,11 + j0,22 \text{ A} & \dot{I}_6 &= 1,83 - j1,6 \text{ A} \end{aligned}$$

Программа автоматически разворачивает вектор тока \dot{I}_5 (вторичный ток фазы «b» НН, см. рис. 2), так как не соблюдается заложенное в алгоритме условие проверки. Далее проверяется чередование фаз НН трансформатора. В случае обратного чередования на стороне НН алгоритм исполняется повторно с измененным обозначением токов НН трансформатора. В данном случае алгоритм изменяет обозначение двух токов НН и повторяет цикл:

$$\dot{I}_4 = \dot{I}_c; \dot{I}_5 = \dot{I}_b; \dot{I}_6 = \dot{I}_a.$$

По завершении второго прохода цикла выводятся одноименные фазные токи НН и ВН:

$$\begin{aligned} \dot{I}_A &= 0,40 + j0,34 \text{ A} & \dot{I}_B &= 0,26 - j0,57 \text{ A} & \dot{I}_C &= -0,66 + j0,23 \text{ A} \\ \dot{I}_a &= 1,83 - j1,6 \text{ A} & \dot{I}_b &= -2,11 - j0,22 \text{ A} & \dot{I}_c &= 0,29 + j1,82 \text{ A} \end{aligned}$$

4 ЗАКЛЮЧЕНИЕ

В работе показано, что при несимметричной нагрузке трансформатора ТПС невозможно определить одноименные фазные токи НН и ВН и убедиться в правильности сборки токовых цепей ДЗТ путём снятия векторной диаграммы.

Разработан алгоритм, позволяющий в автоматическом режиме проверить правильность сборки токовой цепи ДЗТ и идентифицировать фазные токи ВН и НН трансформатора ТПС при

любой нагрузке Работоспособность алгоритма подтверждена при любом характере нагрузки и при любых схемах сборки токовых цепей ДЗТ.

ЛИТЕРАТУРА

- [1] Прохорский, А. А. Тяговые и трансформаторные подстанции: Учебник для техникумов ж.д. трансп. / А. А. Прохорский. – М.: Транспорт, 1983.
- [2] Блок микропроцессорный релейной защиты БМРЗ-ТД. Руководство по эксплуатации ДИВГ.648228.070-20 РЭ. – СПб.: НТЦ «Механотроника», 2013.
- [3] Микропроцессорные блоки дифференциальной защиты трансформаторов 110-220 кВ типа БЭМП-ДЗТ.2. Руководство по эксплуатации БКЖИ.656326.036-02.01 РЭ. – Чебоксары: ЗАО «ЧЭАЗ», 2012.
- [4] Черных, И. В. Моделирование электротехнических устройств в MATLAB, SimPowerSystems и Simulink / И. В. Черных. – М.: ДМК Пресс; СПб.: Питер, 2008.



С.П-5. Аппаратурные решения терминалов релейной защиты с учетом импортозамещения

А.Л. КУЛИКОВ, В.М. ЗИНИН
НГТУ им. Р.Е. Алексеева, ОАО «НИПОМ»
Россия
v.zinin@nipom.ru

КЛЮЧЕВЫЕ СЛОВА

релейная защита, импортозамещение, кибербезопасность, надежность электроснабжения, АСУ ТП, цифровая подстанция, МЭК 61850, Freecon[©]

ВВЕДЕНИЕ

Мировая электроэнергетика развивается по пути интеллектуализации, объединяемой широким понятием Smart Grid. Не смотря на то, что это понятие не имеет устоявшегося определения, оно все чаще встречается в нормативных документах, употребляется специалистами в электроэнергетике, а элементы Smart Grid начинают внедряться и в национальной единой энергосистеме, что подтверждается принятой в 2012 году ОАО «ФСК ЕЭС» «Концепцией интеллектуальной электроэнергетической системы России с активно-адаптивной сетью» (ИЭС ААС).

Следуя мировым тенденциям за последние пятнадцать лет в отечественной электроэнергетике отмечается устойчивый рост применения специализированного микропроцессорного оборудования и программного обеспечения различного назначения, началось фактическое использование стандарта МЭК 61850, в том числе и для решения задач релейной защиты и противоаварийной автоматики.

Существуют различные подходы к реализации релейных защит. Различают защиты с жесткой аппаратной логикой, гибкой логикой и выполненные на микропроцессорной базе.

АНАЛИЗ ИСПОЛНЕНИЯ МИКРОПРОЦЕССОРНЫХ ЗАЩИТ

Микропроцессорные релейные защиты представляют собой специализированные цифровые автоматы, предназначенные для реализации заданного набора функций (рис.1).

Первые микропроцессорные защиты практически повторяли по функциям электромеханические и статические реле и имели преимущественно жесткую, не расширяемую логику функционирования. Специализация функций защиты, минимально достаточный набор выполняемых операций, использование высоконадежных вычислительных компонентов в совокупности обеспечивали высокую надежность цифровых реле.

Выбор собственных алгоритмов реализации отдельных функций релейной защиты, технического исполнения компонентов и блоков, входящих в её состав, элементов вычислительной техники и др. определили развертывание специализированных производств микропроцессорных устройств релейной защиты. Отсутствие глубокой стандартизации в момент разработки первых

устройств микропроцессорной РЗА привело к проблемам несовместимости защит отдельных производителей, невозможности

Современные направления развития систем релейной защиты и автоматики энергосистем
01 – 05 июня 2015 г., Сочи



взаимозаменяемости отдельных блоков и узлов и др. Эксплуатирующим организациям до сих пор приходится иметь для защит определенного производителя специально обученный персонал, ремонтный фонд и ЗИП, набор проверочных специализированных программ, приборов и др.

Рис.1 Классическая схема цифрового автомата, реализующего функции микропроцессорной РЗА

С другой стороны, производители микропроцессорной релейной защиты часто сталкиваются с такими проблемами, как:

- требование процедур усиленного входного контроля качества вычислительных компонентов из-за брака и контрафактной продукции [1];
- требование постоянного контроля на всем этапе изготовления печатных плат терминалов РЗА;
- организация производства требует существенных площадей, энергозатрат, привлечения квалифицированной рабочей силы, что увеличивает себестоимость изделия;
- периодическая смена элементной базы приводит к вынужденному перепроектированию печатных плат с последующей отладкой, сертификацией, что увеличивает сроки обновления продуктовых линеек и создает проблему одновременной поддержки разных версий схемотехнических решений у заказчиков и производителей.

Специфика исполнения терминалов цифровой релейной защиты определила две характерные особенности реализации текущих задач:

- во-первых, следует отметить реализацию стандарта МЭК 61850 в выпускаемых сегодня релейных защитах, что отчасти объясняет несовместимость релейных защит различных производителей при декларировании соответствия стандарту МЭК 61850. Поскольку она была вынужденной мерой в ответ на требования электроэнергетической отрасли, ее техническая реализация на существующей аппаратной базе привела к тому, что требования стандарта выполняются либо частично, либо допускаются вольные трактовки отдельных частей стандарта. По мнению авторов доклада, это вызвано тем, что загрузка центральных процессоров микропроцессорных защит выполнением различных сервисных задач зачастую достигает 80-90%, другими словами, производители сталкиваются с зависимостью от ранее разработанного программного кода и аппаратными ограничениями, решение которых требует существенных временных и капитальных вложений;
- во-вторых, трудности в переходе на отечественную элементную базу по программе импортозамещения. Ограниченность выбора средств вычислительной техники российского производства, особенности структурного исполнения терминалов релейной защиты, зависимость от разработанного специального программного обеспечения, необходимость кардинального изменения производства и другие проблемы не позволяют российским производителям цифровой релейной защиты оперативно решить задачи импортозамещения.

ПЕРСПЕКТИВНЫЕ НАПРАВЛЕНИЯ РАЗВИТИЯ МИКРОПРОЦЕССОРНЫХ ЗАЩИТ

Среди наиболее отчетливо выделенных перспективных направлений развития современной микропроцессорной релейной защиты следует выделить:

- переход на новую элементную базу производства защит с учетом импортозамещения;
- кибербезопасность релейной защиты с учетом реализации стандарта МЭК 61850;
- совершенствование программного обеспечения терминалов цифровой релейной защиты, направленного на обеспечение взаимодействия с оборудованием цифровой подстанции, а также, удобства и расширяемости средств защиты.

**Современные направления развития систем релейной защиты и автоматики энергосистем
01 – 05 июня 2015 г., Сочи**

Развитие компонентной базы АСУ ТП привело к снижению её стоимости. Выпускаемые сегодня промышленные компьютеры и контроллеры ориентированы на работу в самых различных условиях эксплуатации и доказали свою высокую надежность. Оснащение компонентной базы АСУ ТП выпускаемыми серийно микропроцессорами различной вычислительной мощности и способности параллельного выполнения вычислений практически не ограничивает разработчиков в выборе платформы для синтеза цифрового автомата релейной защиты на стандартно выпускаемых промышленностью компонентах АСУ ТП.

Важно, что построение релейной защиты на стандартных компонентах АСУ ТП позволяет:

- существенно сократить производственные площади, затраты на производство, энергоёмкость и др.;
 - повысить надежность устройств защиты за счет использования надежного компонентного базиса промышленной автоматизации, обеспеченного усиленным контролем ведущих производителей вычислительной техники;
 - обеспечить масштабируемость и широкое развитие программно-аппаратного обеспечения за счёт совместимости средств АСУ ТП различных производителей, а также, кроссплатформенности программного обеспечения;
 - привлечь новых производителей устройств защиты, поскольку для организации производства необходимо немного капиталовложений;
- и ряд других возможностей.

С учетом импортозамещения авторам видится перспективным применение вычислительной платформы на базе процессоров «Эльбрус» российских разработчиков ИТМиВТ, ИНЭУМ им. Брука и ЗАО «МЦСТ», выпускающих средства автоматизации для оборонно-промышленного комплекса и космической отрасли. Технические решения, выполненные на базе аппаратно-программной платформы «Эльбрус», эксплуатируются в жестких с точки зрения температуры окружающей среды, влажности, ЭМС и помех различного характера, механических, химических воздействий, вибраций условиях и демонстрируют высокую надежность. Например, за основу создания



Рис.2. Вычислительный модуль MB3S/C-K

терминала РЗА Freescon[®] на ОАО «НИПОМ» в качестве промышленного компьютера выбран высокопроизводительный вычислительный модуль MB3S/C-K на базе системы на кристалле с архитектурой «Эльбрус-2С+» и кондуктивным отводом тепла (рис.2). Модуль MB3S/C-K относится к аппаратуре общего применения вида 1, работающей в режиме непрерывного длительного применения, невосстанавливаемой в процессе эксплуатации и необслуживаемой в соответствии с ГОСТ РВ 20.39.303-98.

Выпускаемая серийно отечественными производителями компонентная база на процессорах «Эльбрус» обширна, а операционная система реального времени «Эльбрус» сертифицирована Гостехкомиссией РФ на отсутствие недокументированных возможностей.

С точки зрения кибербезопасности, по мнению авторов, терминал цифровой релейной защиты должен использовать отечественную доверительную платформу, ключевые компоненты которой:

- операционная система;
- процессор;
- контроллер периферийных интерфейсов;
- базовая система ввода-вывода (BIOS)

разработаны в России, силами отечественных специалистов и имеют полную конструкторскую документацию.

Кроме платформы «Эльбрус» при разработке терминала релейной защиты Freescon[®] (рис.3) были выбраны и другие производители вычислительной техники для обеспечения предпочтений и финансовых возможностей заказчика (таблица 1).

Таблица 1. Варианты аппаратного исполнения терминалов РЗА Freecon®

	Бюджетный	Базовый	Кибербезопасный
SIEMENS		X	
AD-LINK	X	X	
ADVANTIX	X	X	
МЦСТ («ЭЛЬБРУС»)	X	X	X

При этом функционал терминалов никак не связан с производителем компонентной базы и



Рис.3. Внешний вид терминала РЗА Freecon®

обеспечивается для всех вариантов производимой защиты. Возможна реализация бюджетного варианта цифровой защиты Freecon®, например, для необслуживаемой цифровой подстанции, когда часть терминалов обеспечивается централизованным управлением и настройкой, поэтому выполняется без экрана и системы местного ввода-вывода информации.

Аппаратно терминал выполнен в виде кассеты блочной конструкции с задним присоединением внешних проводов и оборудован системой тестового контроля, служащей для проверки работоспособности основных узлов и блоков [2]. В корпусе расположены 4 платы ТС/ТУ (телесигнализации, телеуправления), плата ТИ (телеизмерений), кросс-плата, блок питания и компьютер в промышленном исполнении. Платы ТИ, ТС/ТУ, которые выполнены универсальными с расчётом на использование с любыми промышленными компьютерами и платами I/O. Платы I/O разных производителей имеют разные конструктивные разъёмы. Для согласования кабельной части универсальных плат ТИ, ТС/ТУ с платами I/O разработана кросс-плата. Каждая плата ТС/ТУ содержит 15 каналов ТС и 10 каналов ТУ (рис.4). Таким образом, в одном корпусе можно выполнить до 60-ти каналов ТС и до 40 каналов ТУ. При необходимости исполнения вариантов терминалов с большим количеством каналов существует возможность их удвоения.

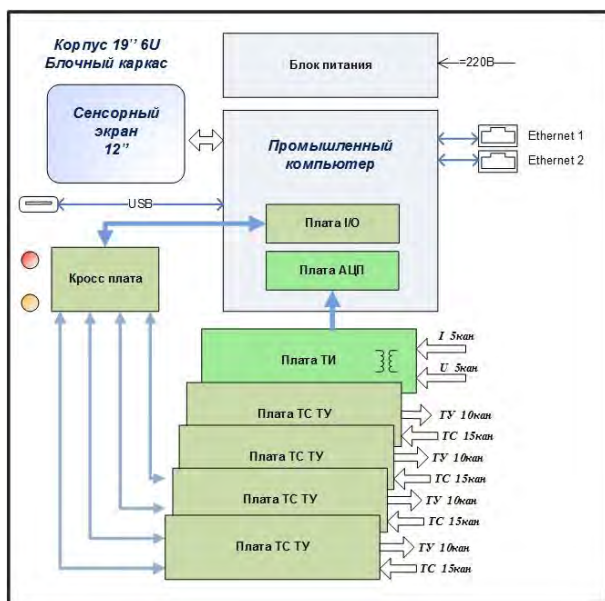


Рис.4. Структурная схема терминала РЗА Freecon®

Одним из важнейших элементов цифровых релейных защит является программное обеспечение, как непосредственно ядра самого терминала, так и средства его конфигурирования, управления,

контроля состояния и проверки работоспособности. Эволюционируя вместе с усложнением аппаратной части, которое, как уже отмечалось выше, было связано с выбором технического

**Современные направления развития систем релейной защиты и автоматики энергосистем
01 – 05 июня 2015 г., Сочи**

исполнения собственных алгоритмов реализации отдельных функций защиты различными производителями и отсутствием стандартизации, оно унаследовало ряд проблем. Зачастую для разных модификаций терминалов даже одного производителя приходилось использовать разные программы, для подключения к терминалам с персонального компьютера или ноутбука – разные драйверы, причем подключение к терминалу было возможно только через локальный последовательный низкоскоростной интерфейс (RS-232). С появлением поддержки МЭК 61850 появились утилиты конфигурации протоколов этого стандарта, различные программы-конверторы

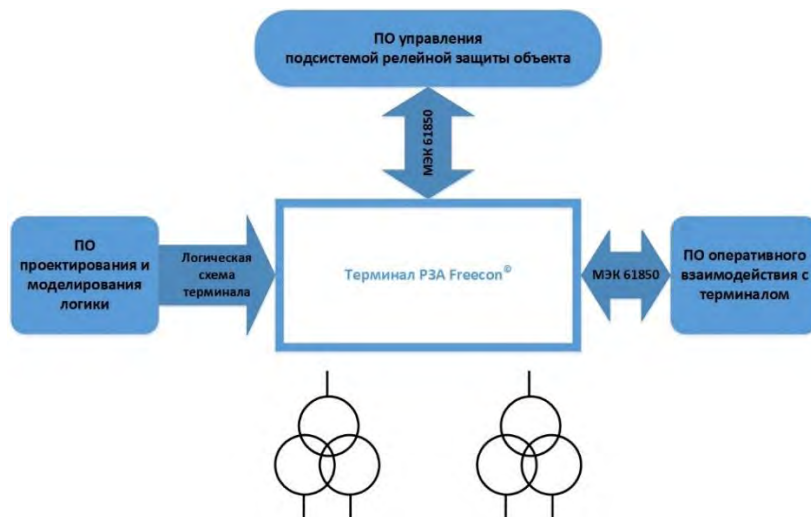


Рис.5. Структурная схема программного обеспечения терминалов РЗА Freecon[®]

файлов одних форматов в другие и т.д. Это многообразие программного обеспечения со своими особенностями работы существенно усложняло выполнение повседневных обязанностей оперативным персоналом объектов электроэнергетики и специалистов по релейной защите. А если на объекте установлены цифровые защиты разных производителей, то количество сервисного программного обеспечения, необходимого для работы, увеличивалось вдвое.

В конечном счете вероятность совершения ошибки в настройках релейной защиты при работе с таким многообразием программ со стороны персонала возрастала, а цена этой ошибки могла быть высокой.

Реализация концепции цифровой подстанции, как единицы технологического управления в интеллектуальной электрической сети, заставила пересмотреть архитектуру специализированного ПО для релейной защиты с учетом перспективы, связав её в логическую цепочку «производство – проектирование - эксплуатация». Например, при использовании релейных защит Freecon[®] программное обеспечение соответствует стандарту МЭК 61850 1-й редакции и по функциональному назначению разделено на три уровня (рис.5):

- уровень управления подсистемой релейной защиты объекта (цифровой подстанции);
- уровень проектирования и моделирования логики отдельного терминала защиты объекта;
- уровень оперативного взаимодействия с терминалом защиты и контроля состояния терминалов защиты объекта.

По мнению авторов доклада, такое разделение функций между программным обеспечением наиболее точно отражает для каких категорий персонала оно предназначено, но в то же время позволяет им совместно оперировать в терминах единой семантической модели предметной области РЗА и стандарта МЭК 61850.

Из особенностей ПО управления подсистемой релейной защиты объекта (цифровой подстанции) можно отметить возможность сопровождения всего жизненного цикла релейной защиты объекта в рамках единого проекта и частичную поддержку терминалов РЗА сторонних производителей (из-за ограничений конкретной реализации МЭК 61850 этими производителями). ПО проектирования и моделирования логики отдельного терминала защиты

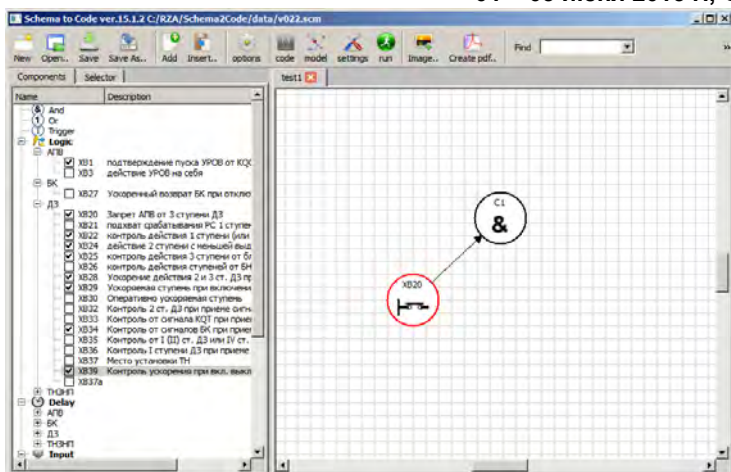


Рис.6. Внешний вид экрана ПО проектирования и моделирования логики терминала защиты

(рис.6) позволяет с использованием современных средств графической визуализации логических схем РЗА полностью виртуально без физического наличия терминала спроектировать и



Рис.7. Внешний вид экрана ПО оперативного взаимодействия с терминалом вычислительной сети терминалов РЗА объекта.

смоделировать его работу, в том числе и с использованием таких современных средств как PSCAD, и программно собрать его ядро. ПО оперативного взаимодействия с терминалом защиты (рис.7) эмулирует привычные для цифровых защит предыдущего поколения физические органы управления и сигнализации и может быть запущено как локально на терминале, так и удаленно на компьютере технологического персонала, подключенном к

ВЫВОДЫ

1. Для оперативного решения перспективных задач импортозамещения и кибербезопасности при аппаратурной реализации современных терминалов релейной защиты целесообразно применение стандартных компонентов АСУ ТП отечественного производства, выполненных на базе процессоров «Эльбрус».
2. Проектирование и исполнение программного обеспечения терминалов, разделение функций между его составными частями должно быть ориентировано на определенные категории обслуживающего персонала и оперировать в терминах единой семантической модели релейной защиты и стандарта МЭК 61850. Примером такого исполнения может выступать программное обеспечение терминалов РЗА Freecon[®] ОАО «НИПОМ».

ЛИТЕРАТУРА

1. Журнал «Энергетика и промышленность России» №9, 2014 г., стр.13
2. Конструкторская документация на терминал РЗА Freecon[®], ОАО «НИПОМ»



С.П-6. Преобразование электрических величин нулевой последовательности для выполнения защиты от замыкания на землю в сетях с различными режимами заземления нейтрали

С.Н. ПАШКОВСКИЙ, Р.А. ВАЙНШТЕЙН, С.М. ЮДИН, И.М. КАЦ
ООО НПП «ЭКРА», Томский политехнический университет
Россия
pashkovsky_sn@ekra.ru

КЛЮЧЕВЫЕ СЛОВА

Защита от замыкания на землю, токи нулевой последовательности, перемежающиеся замыкания

1. ВВЕДЕНИЕ

В настоящее время известны и используются на практике различные устройства защиты от замыканий на землю в электрических сетях среднего напряжения (6-35 кВ). Эти устройства отличаются большим многообразием по техническому исполнению даже и в том случае, если они выполнены с использованием одних и тех же принципов. Отмеченное обстоятельство является одной из причин того, что до сих пор отсутствует некоторое решение по защите от замыканий на землю, которое могло бы быть принято, как относительно универсальное.

Общеизвестно, что одна из сложностей выполнения защиты от замыканий на землю состоит в том, что она должна правильно функционировать как при устойчивых, так и при дуговых перемежающихся замыканиях.

При перемежающихся замыканиях токи и напряжения нулевой последовательности наибольшим образом отличаются от этих же величин при устойчивом замыкании при таком характере горения дуги, когда она гаснет при одном из проходов через ноль переходного емкостного тока, частота которого в десятки раз превышает промышленную частоту. В этом случае токи нулевой последовательности представляют из себя серию импульсов с длительностью от 0,2 до 2 мс. Амплитуда этих импульсов тока значительно больше амплитуды установившегося тока замыкания. Порядок отличия амплитуд соответствует отношению частот переходных токов к промышленной частоте.

При выполнении защиты от замыканий на землю также необходимо учитывать еще одно условие, а именно условие обеспечения устойчивости ее входных элементов при двойных замыканиях на землю. Ток при двойных замыканиях может достигать нескольких десятков килоампер, в то время как ток при однофазном замыкании может составлять доли ампера.

Из-за весьма малой длительности импульсов тока нулевой последовательности при перемежающихся замыканиях затрудняется или становится невозможным их непосредственное преобразование аналогово-цифровыми преобразователями, применяемыми обычно в терминалах цифровой релейной защиты.

Основной целью данной работы является разработка схемы входной части защиты от замыканий на землю, с помощью которой осуществляется преобразование сигналов к такой форме, при которой, во-первых, сохраняются признаки для выявления поврежденного элемента сети, а, во-вторых, для их оцифровки не требуются аналого-цифровые преобразователи с высокой частотой дискретизации и большим диапазоном по мгновенным значениям сигналов.

После такого преобразования особенности конкретного объекта учитываются только изменением соответствующей программы.

2. ОСНОВНАЯ ЧАСТЬ

Наиболее важным фактором, с учетом которого выбран необходимый вид преобразования электрических величин нулевой последовательности, является то обстоятельство, что изменение зарядов емкостей фаз сети определяется напряжением в момент зажигания дуги и мало зависит от характера протекающих при этом переходных токов, в частности от их частоты.

Поскольку изменение зарядов пропорционально интегралу, сопутствующим этому изменению токов, то очевидно, что должно быть применено какое-либо интегральное преобразование. Например, может использоваться фильтрация в области низких частот.

В сетях с различными режимами заземления нейтрали, переходные токи, связанные с изменением зарядов емкостей фаз при горении дуги, практически одинаковы. Режим заземления нейтрали влияет на процесс стекания накопленных за время горения дуги избыточных зарядов, и вследствие этого на время восстановления напряжения на поврежденной фазе до уровня пробивного. В целом режим заземления нейтрали и значение пробивного напряжения определяют частоту следования пробоев в месте повреждения.

Преобразование сигналов, пропорциональных токам нулевой последовательности, в соответствии с приведенными условиями, может быть выполнено с помощью аналогового фильтра низкой частоты второго порядка с частотой среза около 50 Гц.

Результаты исследований такого преобразования иллюстрируются для случая перемежающего замыкания, когда дуга гаснет при первом или втором прохождении через ноль тока дозаряда емкостей неповрежденных фаз, а ток разряда емкости поврежденной фазы практически полностью затухает. Для примера на рис. 1 показан вид переходных токов в месте замыкания при пробивном напряжении, равном амплитуде фазного напряжения. При этом резонансная частота контура разряда емкости поврежденной фазы и дозаряда емкостей неповрежденных фаз (собственная частота без учета затухания) соответственно равны 30000 Гц и 3000 Гц, а коэффициенты затухания переходных токов приняты такими, что амплитуда тока разряда за половину периода уменьшается в 10 раз, а тока дозаряда в 2 раза. Моменты времени возможного погасания дуги – t_1 и t_2 . Значение токов на рис. 1 отнесены к амплитуде суммарного емкостного тока замыкания I_{Cm} , а время – к периоду тока промышленной частоты T_{II} .

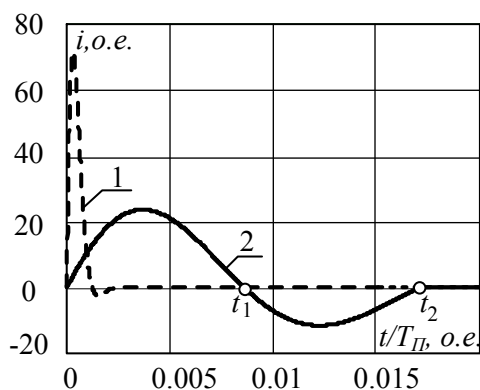


Рис. 1: Переходные токи в месте замыкания:

1- ток разряда; 2 – ток дозаряда

В сети с изолированной нейтралью при принятых условиях пробоя изоляции происходят на каждом полупериоде напряжения промышленной частоты. Напряжение, пропорциональное токам, подаваемым на вход фильтров, и напряжение на выходе фильтра показаны на рис. 2.

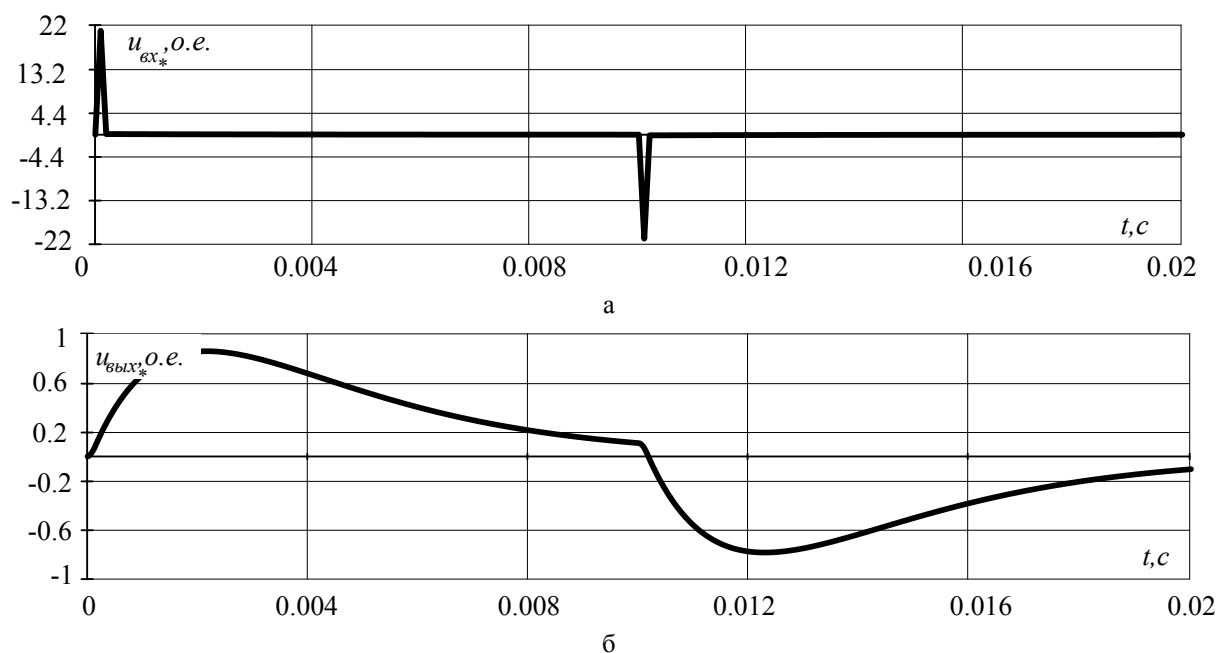


Рис. 2: Преобразование сигналов фильтром низкой частоты при перемежающемся замыкании:
а – напряжение на входе фильтра ($u_{вх}$); б – напряжение на выходе фильтра ($u_{вых}$)

Как видно из рис.2, при принятом виде преобразовании решается задача увеличения длительности импульсов сигналов, пропорциональных переходным токам и задача уменьшения диапазона мгновенных значений сигналов.

Причем, сигнал на выходе фильтра мало зависит от частоты переходных токов, так как он определяется средним значением импульсов входного сигнала, которое, в свою очередь, также не зависит от частоты, поскольку амплитуда входных импульсов обратно пропорциональна их частоте.

На рис. 3 приведены расчётные средние значения напряжения на выходе фильтра $U_{вых}$ в зависимости от доли емкости фаз защищаемой линии по отношению к суммарной емкости фаз сети $C_{л} / C_{\Sigma}$. Значения напряжения приведены в относительных единицах. За базовое принято напряжение, которое имело бы место на выходе схемы при подаче на вход сигнала с частотой 50 Гц, соответствующего суммарному емкостному току сети.

При внешних перемежающихся замыканиях принимаются условия, когда $U_{вых}$ максимально. Это имеет место, если дуга гаснет при первом переходе тока дозаряда через ноль (момент t_1 на рис. 1). Также учитывается, что в сети с изолированной нейтралью возможны перемежающиеся замыкания при пробивном напряжении, превышающем амплитуду фазного, по причине частичной деионизации дугового промежутка и возрастания напряжения на поврежденной фазе из-за накопления зарядов от пробоя к пробую. Вследствие этого, пробой изоляции могут происходить при напряжении, примерно в 2 раза превышающем амплитуду фазного напряжения [1].

Для оценки чувствительности при внутреннем замыкании принимаются условия, когда вычисляемые величины минимальны, а именно, пробивное напряжение примерно равно амплитуде фазного и дуга гаснет при втором переходе тока дозаряда через ноль (момент t_2).

Из полученных результатов следует, что в сети с изолированной нейтралью как для выбора тока срабатывания, так и для проверки чувствительности расчетными условиями являются перемежающиеся замыкания.

Из-за того, что минимальные и максимальные значения формируемых в защите величин значительно отличаются друг от друга, селективность токовой защиты в сети с изолированной нейтралью может быть обеспечена только при сравнительно малой доле емкости отдельных

линий по отношению к суммарной емкости сети. При коэффициенте чувствительности, равном 1,5, допустимое значение C_L / C_Σ из условия селективности составляет около 15 %.

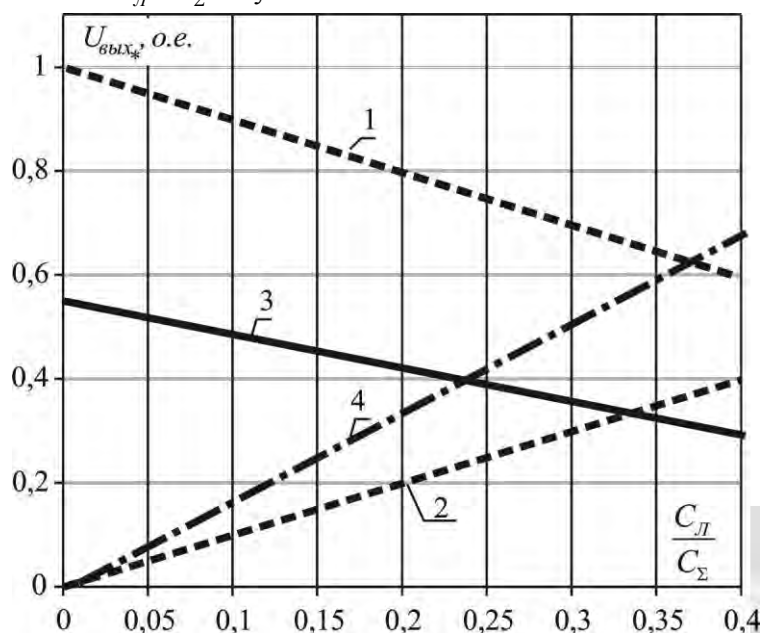


Рис. 3: Средние значения напряжения на выходе фильтра при перемежающемся замыкании в сети с изолированной нейтралью:

- 1- внутреннее устойчивое замыкание; 2 - внешнее устойчивое замыкание; 3 – внутреннее перемежающееся замыкание; 4 - внешнее перемежающееся замыкание

Далее рассмотрим выполнение защиты в сети с высокоомным резистивным заземлением нейтрали. Как известно, сопротивление заземляющего резистора принимается из условия ограничения дуговых перенапряжений таким, что в месте устойчивого замыкания емкостная и активная составляющие тока примерно равны [2].

Увеличение тока в повреждённой линии при устойчивом замыкании является важным, но не единственным фактором, улучшающим работу защиты при резистивном заземлении нейтрали.

Во-первых, за счет полного стекания избыточных зарядов, накапливающихся за время горения дуги, пробивное напряжение, в отличие от сети с изолированной нейтралью, не может превышать амплитуду фазного напряжения. Во-вторых, после погасания дуги в месте установки защиты (сечение 1-1) протекает ток стекания избыточных зарядов (i_{cm}), замыкающийся через заземляющий резистор R_N , что иллюстрируется на упрощенной схеме замещения нулевой последовательности, представленной на рис. 4. Причем направления тока стекания и тока при горении дуги в повреждённой линии совпадают, а в неповрежденной линии – противоположны. На рис. 5 показан вид переходных токов в месте установки защиты с учетом тока стекания.

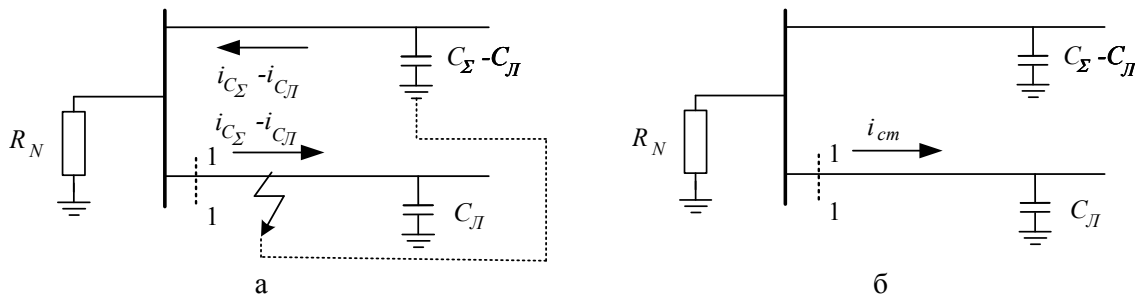


Рис. 4: Направление переходных емкостных токов по элементам сети с резистивным заземлением нейтрали: а – на стадии горения дуги; б – после погасания дуги

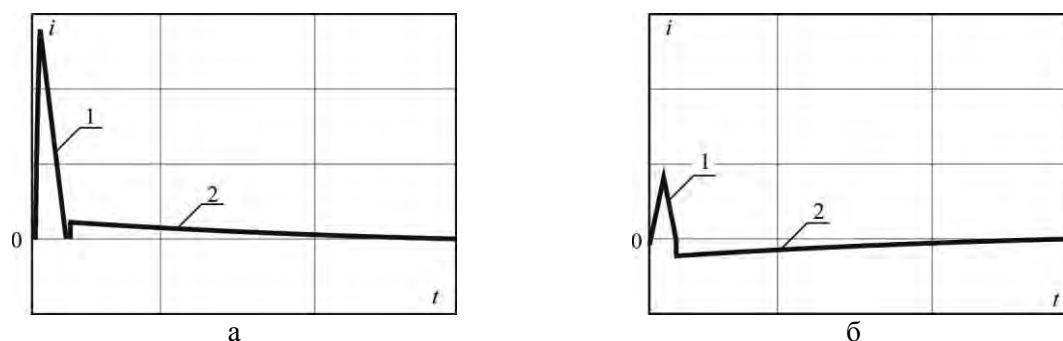


Рис. 5: Вид токов в месте установки защиты на поврежденной (а) и неповрежденной (б) линиях при резистивном заземлении нейтрали за цикл горения и погасания дуги:
1- ток при горении дуги; 2 – ток стекания избыточных зарядов после погасания дуги

Так как за время между двумя соседними пробоями изоляции избыточные заряды практически полностью стекают, то интеграл тока, равный изменению зарядов, в поврежденной линии равен суммарному изменению заряда емкостей фаз всей сети, а в неповрежденных линиях близок к нулю. С достаточной точностью это обстоятельство отображается и при фильтрации в области низких частот.

Сопоставление средних значений электрических величин после фильтра низкой частоты при резистивном заземлении нейтрали с учётом тока стекания при внешних и внутренних устойчивых и перемежающихся замыканиях приведено на рис. 6.

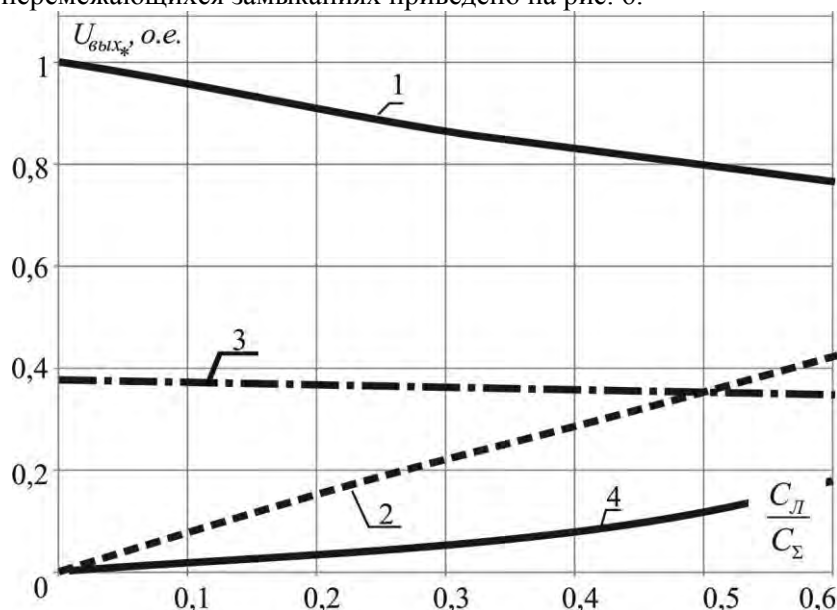


Рис. 6: Средние значения напряжения на выходе фильтра при перемежающемся замыкании в сети с высокоомным резистивным заземлением нейтрали:
1- внутреннее устойчивое замыкание; 2 - внешнее устойчивое замыкание; 3 – внутреннее перемежающееся замыкание; 4 - внешнее перемежающееся замыкание

Как видно из рис. 6, высокоомное резистивное заземление нейтрали радикально улучшает условие функционирования защиты. В отличие от сети с изолированной нейтралью, в сети с резистивным заземлением для выбора тока срабатывания расчетным условием является устойчивое замыкание. Токовая ненаправленная защита при резистивном заземлении может быть применена при значительно большей емкости фаз отдельных линий (до 30% от суммарной емкости фаз всей сети при коэффициенте чувствительности 1,5).

Наиболее сложной задачей, как известно, является выполнение защиты в сетях с компенсацией емкостного тока, так как в этом случае, в отличие от сетей с изолированной нейтралью и резистивно заземленной нейтралью, поврежденный элемент при устойчивых замыканиях не может быть выявлен по электрическим величинам промышленной частоты. Известно несколько вариантов обеспечения работы защиты при устойчивых замыканиях, а

именно: использование высших гармоник тока нулевой последовательности [3], введение в контур нулевой последовательности токов с частотой, отличающейся от промышленной, например 25 Гц [4] и искусственное увеличение активной составляющей тока замыкания [5].

Наиболее приемлемым вариантом для массового применения, по мнению авторов, является увеличение активной составляющей тока, но до значения не более 15% от суммарного емкостного тока замыкания. Такой режим работы нейтрали принято называть комбинированным заземлением. При комбинированном заземлении устраняются дуговые перенапряжения, возможные при неточной настройке компенсации емкостного тока замыкания [6].

Для фиксации активной составляющей тока при устойчивом замыкании напряжение нулевой последовательности преобразуется таким же фильтром низкой частоты, как и ток нулевой последовательности. При этом взаимные фазовые соотношения между сигналами, пропорциональными току и напряжению, не нарушаются. Далее вычисляется среднее значение произведения этих сигналов, которое, как известно, определяется только совпадающими по фазе составляющими.

При такой обработке электрических величин нулевой последовательности функционирование защиты при перемежающихся замыканиях обеспечивается благодаря тому, что, как известно, при каждом пробое изоляции знаки мгновенных значений тока и напряжения в начальной стадии переходного процесса на поврежденной линии совпадают, а на неповрежденной линии противоположны. Признак соотношения знаков тока и напряжения нулевой последовательности применяется в ряде устройств защиты, построенных на основе использования электрических величин переходного процесса [7].

Соотношение знаков сигналов, соответствующих току и напряжению после их преобразования фильтром низкой частоты сохраняется. Весьма важно, что при этом значительно увеличивается отрезок времени, в течение которого может фиксироваться соотношение знаков.

Существенно так же и то, что как и в сети с резистивным заземлением нейтрали проявляется эффект влияния тока стекания избыточных зарядов после погасания дуги, который в этом случае имеет вид затухающих колебаний с частотой, близкой к промышленной. По этой причине формируемый в защите сигнал среднего значения произведения тока и напряжения значительно больше в поврежденной линии, чем в неповрежденной. Выходной сигнал измерительного органа защиты при перемежающемся замыкании представляет из себя последовательность импульсов, формирующихся при каждом пробое изоляции. Выходной логический сигнал о срабатывании защиты может быть сформирован после прохождения заданного числа таких импульсов, превышающих заданный уровень.

Иллюстрация функционирования защиты сети с компенсацией емкостного тока при увеличенной активной составляющей тока замыкания при перемежающихся замыканиях приведена на рис. 7. Осциллограммы на этом рисунке получены при проведении испытаний опытных образцов защиты, реализованных в составе терминалов ЭКРА 217. Испытания проведены путем подачи на вход защиты расчетных сигналов, преобразованных в физическую форму. Электрические величины на осциллограммах, приведены к масштабу сигналов, подаваемых на вход защиты. На рис. 7 сверху вниз: ток нулевой последовательности в месте установки защиты, напряжение нулевой последовательности, ток на выходе фильтра низкой частоты, напряжение нулевой на выходе фильтра низкой частоты, сигнал на выходе измерительного органа защиты.

Применение низкочастотного фильтра оказалось так же необходимым и совместимым с решением задачи обеспечения устойчивости элементов защиты при токах двойного замыкания на основе применения насыщающегося согласующего трансформатора тока.

Параметры трансформатора и сопротивление его нагрузки выбраны так, что он насыщается при токе промышленной частоты, превышающем максимально возможный ток срабатывания защиты. Вольт-секундная площадь, при которой насыщается трансформатор и параметры элементов фильтра низкой частоты соотносятся так, что напряжения на них при токах двойного замыкания до 20 кА не превышает 10 В. При перемежающихся замыканиях входной трансформатор не насыщается, так как частота токов при этом намного больше промышленной.

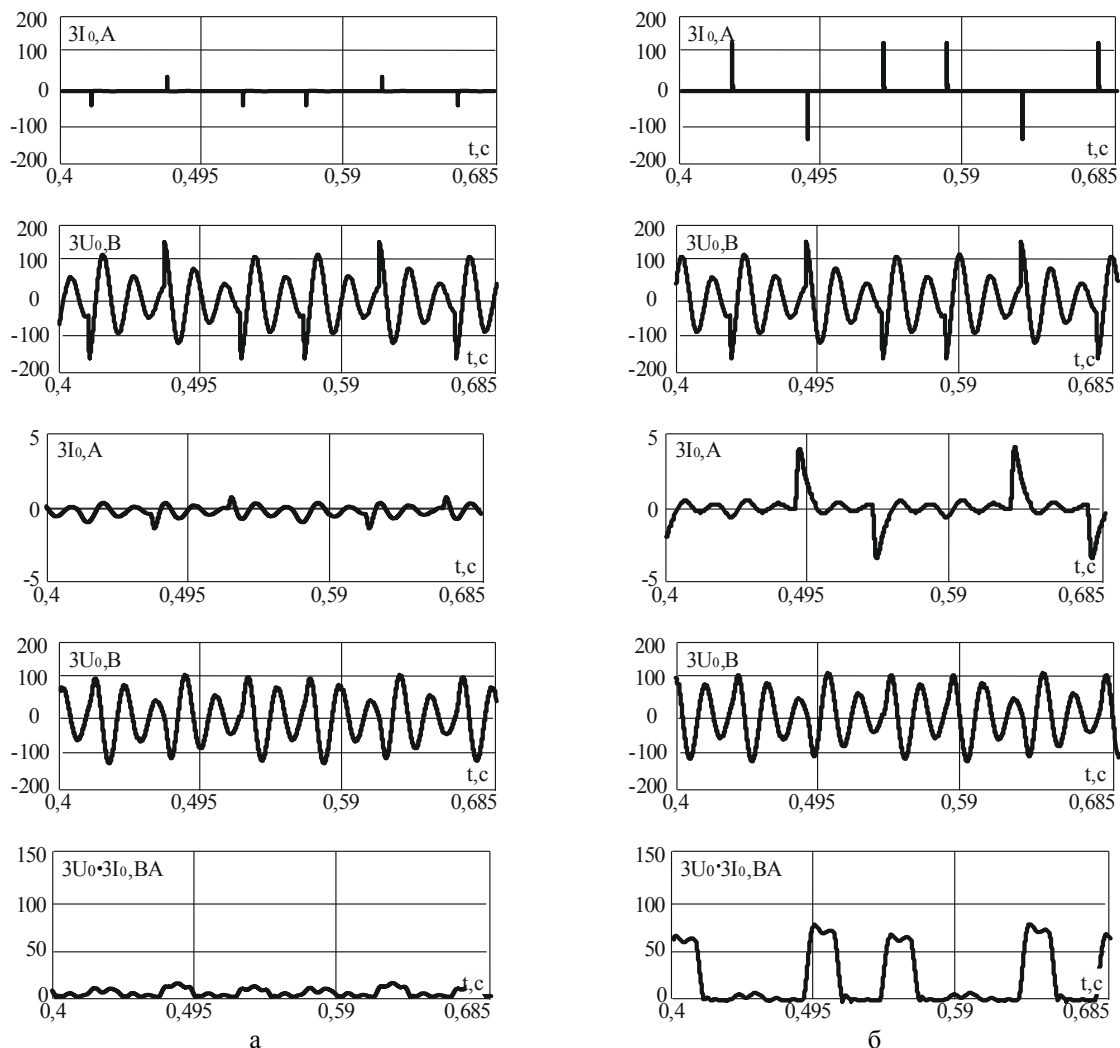


Рис. 7: Результаты испытаний защиты сети с компенсацией емкостного тока при перемежающихся замыканиях: а - внешнее замыкание, б - внутреннее замыкание.

3. ЗАКЛЮЧЕНИЕ

Показано, что преобразование сигналов, пропорциональных токам и напряжениям нулевой последовательности с помощью фильтра низкой частоты, позволяет привести их к такой форме, при которой сохраняются признаки для выявления поврежденного элемента как при устойчивых, так и при перемежающихся замыканиях. Временные характеристики и диапазон мгновенных значений преобразованных сигналов совместимы с техническими средствами аналого-цифрового преобразования. При этом учет особенностей выполнения защиты от замыканий на землю в электрических сетях с различными режимами заземления нейтрали могут учитываться только изменением соответствующей программы.

На основе выполненных исследований в НПП «ЭКРА» разработаны опытные образцы защиты, некоторые из которых находятся в опытной эксплуатации.

Дальнейшая работа направлена на расширение практического использования и накопления опыта эксплуатации защиты.

ЛИТЕРАТУРА

- [1] Лихачев Ф.А. Замыкание на землю в сетях с изолированной нейтралью и с компенсацией емкостных токов. – М.: Энергия, 1971. – 152с.

[2] Кадомская К.П., Лавров Ю.А., Рейхердт А.А. Перенапряжения в электрических сетях различного назначения и защита от них. – Новосибирск: Изд-во НГТУ. – 2004. – 368 с.

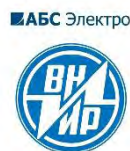
[3] Кискачи В.М. Устройства сигнализации замыканий на землю / Кискачи В.М., Сурцева С.Е., Горшенина Н.М., Панфилов Б.И. // Электрические станции. – 1972. – № 4. – С.69-72.

[4] Вайнштейн Р.А. Защита от замыканий на землю в компенсированных сетях 6–10 кВ / Вайнштейн Р.А., Головки С.И., Коберник Е.Д., Юдин С.М. // Электрические станции. – 1998. – №7. С. 26-30.

[5] Манилов А. ОЗЗ в сетях 6–10 кВ с комбинированным заземлением нейтрали / Манилов А., Барна А. // Новости электротехники. – 2012. – №6. – С.42-44.

[6] Евдокунин Г.А. Выбор способа заземления нейтрали в сетях 6-10 кВ / Евдокунин Г.А., Гладилин С.В. // Электричество. – 1998. – № 12. – С. 8-22.

[7] Шуин В.А. Централизованное направленное устройство сигнализации однофазных замыканий на землю с использованием переходных процессов / Шуин В.А., Гусенков А.В., Дроздов А.И. // Электрические станции. – 1993. – № 9. – С. 53-57.



С.П-7. Анализ функционирования резервной дистанционной защиты, использующей сумму токов двух сторон, на линии с несколькими ответвлениями

Л.М. КОЛЕСОВ, В.В.МОЖЖУХИНА
ФГБОУ ВПО «Ивановский государственный энергетический
университет имени В.И. Ленина»
Россия
mvv277@gmail.com

КЛЮЧЕВЫЕ СЛОВА

Резервная ступень дистанционной защиты, линия с ответвлениями, чувствительность, распознавание режимов, селективность определения места КЗ.

1 ВВЕДЕНИЕ

В настоящее время в большинстве случаев для действия при коротких замыканиях (КЗ) на стороне низшего напряжения (НН) трансформаторов ответвлений используется резервная ступень токовой или дистанционной защиты (ДЗ) линии [1], подключаемая к трансформаторам тока и напряжения одного из концов линии. При этом возникают значительные трудности в обеспечении требуемой чувствительности к КЗ за трансформатором [2]. Для действия при КЗ на стороне НН трансформаторов ответвлений также применяется специальная резервная ступень продольной дифференциальной токовой защиты (ДЗЛ) линии. При КЗ за трансформаторами ответвления ДЗЛ функционирует как максимальная токовая защита (МТЗ), включенная на сумму токов двух питающих концов линии [3]. В этой защите при выборе тока срабатывания необходимо обеспечить отстройку тока срабатывания от тока самозапуска суммарной нагрузки всех ответвлений. Поэтому обеспечения требуемой чувствительности данной ступени при наличии на линии нескольких ответвлений затруднительно.

Для повышения чувствительности дистанционной защиты к коротким замыканиям на стороне НН трансформатора ответвления предлагается выполнить дополнительное реле сопротивления, включаемое на сумму токов двух питающих концов линии и напряжение одной из сторон, математически смещенное к месту ответвления [4] (рисунок 1). Замер измерительного органа сопротивления (ИОС) в этом случае определяется выражением:

$$\underline{Z}_{\text{зам}} = \frac{\dot{U}_{\text{ш}} - \dot{I}_1 \cdot \underline{Z}_1}{\dot{I}_1 + \dot{I}_2},$$

где $\dot{U}_{\text{ш}}$ – напряжение на шинах подстанции в месте установки защиты, \underline{Z}_1 – сопротивление участка линии до ответвления, \dot{I}_1 – ток в линии со стороны установки защиты, \dot{I}_2 – ток противоположного конца линии. Для повышения чувствительности при двухфазных КЗ на стороне НН трансформаторов ответвления данный ИОС включается на фазные величины [4].

В работе исследуется функционирование предлагаемого ИОС и существующих защит при наличии на линии нескольких ответвлений.

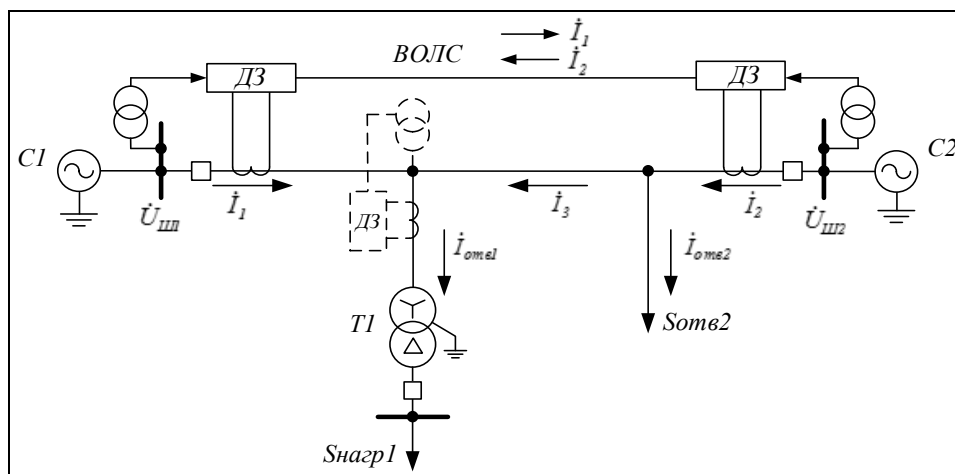


Рис. 1: Схема подключения предлагаемого измерительного органа сопротивления

2 МАТЕМАТИЧЕСКАЯ МОДЕЛЬ ДЛЯ ИССЛЕДОВАНИЯ ПРЕДЛАГАЕМОГО ИЗМЕРИТЕЛЬНОГО ОРГАНА СОПРОТИВЛЕНИЯ И СУЩЕСТВУЮЩИХ УСТРОЙСТВ

Для исследования функционирования предлагаемого ИО на линии с несколькими ответвлениями была разработана математическая модель участка сети (рисунок 2).

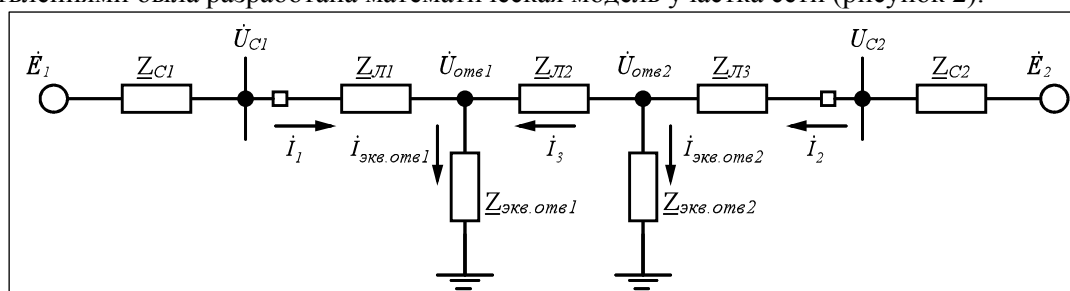


Рис. 2: Схема замещения участка сети

Наличие на линии нескольких ответвлений заменялось двумя ответвлениями, одно из которых являлось защищаемым трансформатором с нагрузкой, а второе – эквивалентной нагрузкой остальных ответвлений.

Для данной схемы составлена система уравнений для определения функционирования измерительных органов предлагаемого и существующих устройств:

$$\left\{ \begin{array}{l} i_1 = \frac{\dot{E}_{C1} - \dot{U}_{отв1}}{Z_{C1} + Z_{Л1}}, \quad i_2 = \frac{\dot{E}_{C2} - \dot{U}_{отв2}}{Z_{C2} + Z_{Л3}}, \quad i_3 = \frac{\dot{U}_{отв1} - \dot{U}_{отв2}}{Z_{Л2}}, \\ i_{экр.отв1} = \frac{\dot{U}_{отв1}}{Z_{экр.отв1}}, \quad i_{экр.отв1} = i_1 + i_3, \\ i_{экр.отв2} = \frac{\dot{U}_{отв2}}{Z_{экр.отв2}}, \quad i_{экр.отв2} = i_2 - i_3, \\ \dot{U}_{C1} = \dot{E}_{C1} - i_1 \cdot Z_{C1}, \quad \dot{U}_{C2} = \dot{E}_{C2} - i_2 \cdot Z_{C2}, \\ Z_{зам1ИО} = \frac{\dot{U}_{C1} - i_1 \cdot Z_{Л1}}{i_1 + i_2}, \quad Z_{зам2ИО} = \frac{\dot{U}_{C1} - i_1 \cdot (Z_{Л1} + Z_{Л2})}{i_1 + i_2}. \end{array} \right.$$

Кроме того, для проверки полученных результатов были разработаны комплексные математические модели системы «объект-устройство» с использованием программного комплекса Matlab/Simulink.

Рассматривались случаи установки на защищаемом ответвлении трансформаторов мощностью от 2,5 до 80 МВА при эквивалентной мощности нагрузки остальных ответвлений от 0 до 200 МВА.

Исследования проводились при изменении угла сдвига фаз ЭДС второй системы по отношению к первой в пределах $-45^\circ \div 45^\circ$, изменении отношения модулей ЭДС второй системы к первой в пределах $0,9 \div 1,1$, изменении отношения мощностей систем С1 и С2 в пределах $0,25 \div 4,0$, изменении переходного сопротивления в месте КЗ на стороне НН в пределах $0 \div 0,5$ номинального сопротивления защищаемого трансформатора, изменении коэффициента трансформации за счет учета РПН, изменении величины нагрузки эквивалентного ответвления при постоянном $\text{tg}(\varphi) = 0.5$.

3 ВЛИЯНИЕ РАЗЛИЧНЫХ ФАКТОРОВ НА ЗАМЕР ПРЕДЛАГАЕМОГО ИЗМЕРИТЕЛЬНОГО ОРГАНА

Проведенный анализ показал, что соотношение мощностей и углов ЭДС питающих систем, соотношение сопротивлений участков линий и систем оказывают малое влияние на замер сопротивления предлагаемого ИО. При включении предлагаемого ИО сопротивления на фазные величины в случае двухфазных и трехфазных КЗ замер сопротивления оказывается одинаковым, что способствует лучшему распознаванию этих режимов[4].

Существенное влияние на замер ИОС оказывают нагрузка эквивалентного ответвления, переходное сопротивление в месте КЗ и РПН трансформаторов.

На рисунке 3 показано изменение замеров сопротивления ИО в нагрузочном режиме и при КЗ на стороне НН трансформатора мощностью от 2,5 до 40 МВА при изменении нагрузки эквивалентного ответвления от 0 до 200 МВА и коэффициенте запуска $K_{\text{зап}} = 2,0$.

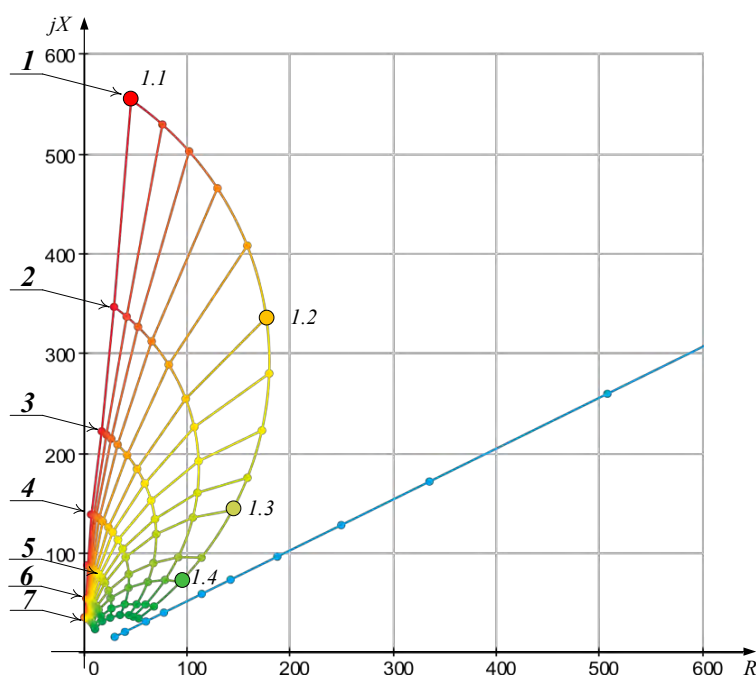


Рис. 3: Замер сопротивления ИОС для ответвления с трансформатором мощностью от 2,5 до 40 МВА (кривые 1 - 7 соответствуют $S_{T1} = 2.5, 4.0, 6.3, 10, 16, 25, 40$ МВА) при изменении нагрузки эквивалентного ответвления от 0 до 200 МВА (градиент от красного к зеленому – увеличение $S_{\text{НАГР2}}$, на кривой 1 обозначены точки 1.1, 1.2, 1.3, 1.4, соответствующие $S_{\text{НАГР2}} = 0, 16, 50, 100$ МВА)

На рисунке 4 в качестве примера показано изменение замеров сопротивления ИО при КЗ на стороне НН трансформатора мощностью 2,5 МВА при изменении значения переходного сопротивления от 0 до 0,45 сопротивления трансформатора, установленного на защищаемом ответвлении, при изменении нагрузки эквивалентного ответвления от 0 МВА до 200 МВА. На рисунке 5 приведены результаты замера ИОС для ответвления с установленным трансформатором мощностью 2,5 МВА для среднего и крайних положений РПН при аналогичном изменении нагрузки эквивалентного ответвления.

Результаты показали, что величина нагрузки эквивалентного ответвления оказывает наиболее существенное влияние на возможность распознавания режимов ИО, поскольку с

увеличением мощности нагрузки эквивалентного ответвления область замеров сопротивления в режиме КЗ приближается к области замеров в режиме без КЗ. Переходное сопротивление в месте КЗ в большей степени влияет на замер при КЗ за трансформаторами малой мощности.

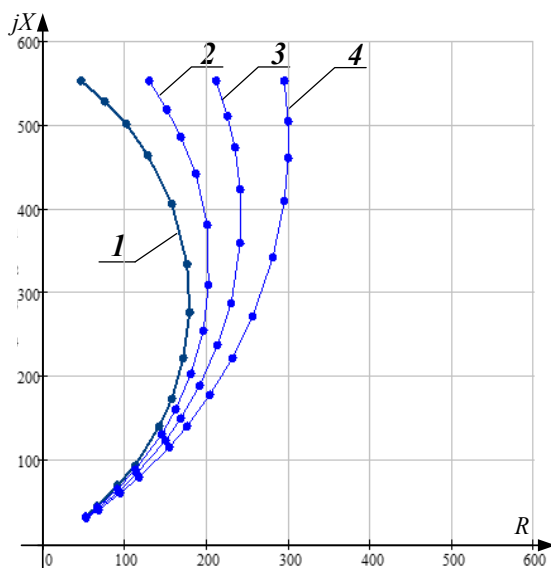


Рис. 4: Влияние R_p на замер сопротивления:
1 – $R_p = 0$; 2 – $R_p = 0,15X_t$;
3 – $R_p = 0,3X_t$; 4 – $R_p = 0,45X_t$

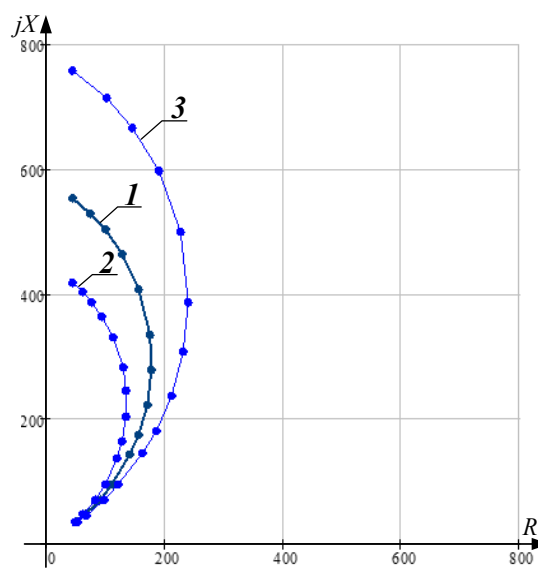


Рис. 5: Влияние положения РПН на замер сопротивления:
1 – среднее, 2 – $-\Delta U_{рп}$, 3 – $+\Delta U_{рп}$

4 ИССЛЕДОВАНИЕ ВОЗМОЖНОСТИ РАСПОЗНАВАНИЯ РЕЖИМОВ КЗ НА СТОРОНЕ НИЗШЕГО НАПРЯЖЕНИЯ ТРАНСФОРМАТОРА ПРЕДЛАГАЕМОЙ И СУЩЕСТВУЮЩИХ ЗАЩИТ

Для определения возможности распознавания режимов рассматривались наиболее тяжелые режимы с точки зрения разности измеряемых параметров КЗ на стороне НН трансформатора и режимов без КЗ.

Для предлагаемой и существующих защит в качестве наиболее тяжелого режима без КЗ рассматривался режим самозапуска суммарной нагрузки всех ответвительных подстанций линии.

Для предлагаемой защиты в качестве наиболее тяжелого режима внутреннего КЗ рассматривался режим КЗ на стороне НН трансформатора с учетом максимального нагрузочного режима. Для резервной ступени ДЗЛ рассматривался режим КЗ за трансформатором, при котором имеется минимальное значение тока в реле, т.е. режим без учета нагрузки.

Для предлагаемого измерительного органа сопротивления используются два критерия: различие между областями режимов по величине сопротивления и по углу. В качестве критерия возможности распознавания по величине предлагается использовать относительное значение разности замера ИОС в режиме без КЗ и при КЗ на стороне НН защищаемого трансформатора к величине замера при КЗ (ΔZ_*). В качестве критерия возможности распознавания по углу - наименьшую разность углов между областями замеров сопротивления в режимах КЗ и в режимах без КЗ ($\Delta \varphi$).

Таким образом, критерий возможности распознавания режимов определяется следующими выражениями:

$$\Delta Z_* = \frac{\min(Z_{\text{зап}} - Z_{\text{КЗ}})}{Z_{\text{КЗ}}},$$

$$\Delta \varphi = \varphi_{\text{КЗ}} - \varphi_{\text{зап}},$$

где $Z_{КЗ}$ и $\varphi_{КЗ}$ – величина и угол замера сопротивления ИО при КЗ за трансформатором, $Z_{зап}$ и $\varphi_{зап}$ – величина и угол замера сопротивления ИО в режиме самозапуска нагрузки ответвлений.

Чем больше значения ΔZ_* и $\Delta\varphi$, тем выше возможность распознавания имеет устройство.

На рисунке 6 приведены пояснения к определению критериев ΔZ_* и $\Delta\varphi$ для двух случаев.

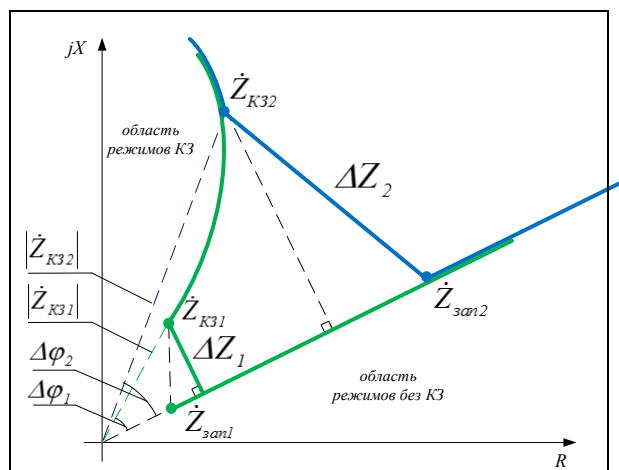


Рис. 6: Определение критериев возможности распознавания режимов: зеленый – при большом отношении суммарной нагрузки к мощности трансформатора; синий – при малом отношении суммарной нагрузки к мощности трансформатора

Исследования ΔZ_* и $\Delta\varphi$ проводились для случаев установки на защищаемом ответвлении трансформаторов мощностью от 2,5 до 80 МВА при эквивалентной мощности нагрузки остальных ответвлений от 0 до 200 МВА и различном коэффициенте запуска электродвигателей нагрузки (Кзап).

Для определения возможности распознавания режимов при любых мощностях трансформаторов и мощностях суммарной нагрузки построены зависимости критериев ΔZ_* и $\Delta\varphi$ от относительного значения мощности нагрузки ($S_{нагр*}$), равного отношению суммарной мощности нагрузки ответвлений к номинальной мощности защищаемого трансформатора:

$$S_{нагр*} = \frac{S_{нагр2} + S_{нагрТ1}}{S_{номТ1}},$$

где $S_{нагр2}$ – мощность эквивалентной нагрузки (на схеме на рисунке 1 представлена как $S_{отв2}$), $S_{нагрТ1}$ – мощность нагрузки защищаемого трансформатора, $S_{номТ1}$ – номинальная мощность защищаемого трансформатора.

В качестве примера на рисунке 7 показано изменение ΔZ_* и $\Delta\varphi$ в зависимости от $S_{нагр*}$ при $Кзап = 2,0$.

Из рисунка 7 видно, что величина ΔZ_* во всех рассмотренных режимах является положительной, а значит, предлагаемый ИОС способен распознать режимы КЗ и без КЗ практически для любых реально возможных соотношений между мощностью трансформаторов и суммарной мощностью нагрузки. При малых значениях ΔZ_* для распознавания режимов целесообразно использовать критерий по углу $\Delta\varphi$.

Для сравнения возможности распознавания режимов предлагаемого ИОС и резервной ступенью ДЗЛ было проведено исследование действия токовой защиты в аналогичных условиях.

Для оценки возможности распознавания режимов резервной ступенью ДЗЛ используется критерий, определяемый отношением разности между минимальным значением тока в режиме КЗ и максимальным значением тока в режиме без КЗ (в режиме самозапуска нагрузки) к величине тока КЗ (ΔI_*):

$$\Delta I_* = \frac{\min I_{\text{КЗ}} - \max I_{\text{зап}}}{\max I_{\text{зап}}},$$

где $\min I_{\text{КЗ}}$ – минимальное значение тока в ДЗЛ при КЗ, $\max I_{\text{зап}}$ – максимальное значение тока ДЗЛ в режиме без КЗ.

На рисунке 8 приведены зависимости $\Delta Z_* = f_1(S_{\text{нагр}*})$ и $\Delta I_* = f_2(S_{\text{нагр}*})$, показывающие возможности распознавания режимов предлагаемого ИОС и резервной ступени ДЗЛ.

Из рисунка 8 видно, что предлагаемая защита обеспечивает значительно лучшее распознавание режима КЗ за трансформатором, чем существующие устройства.

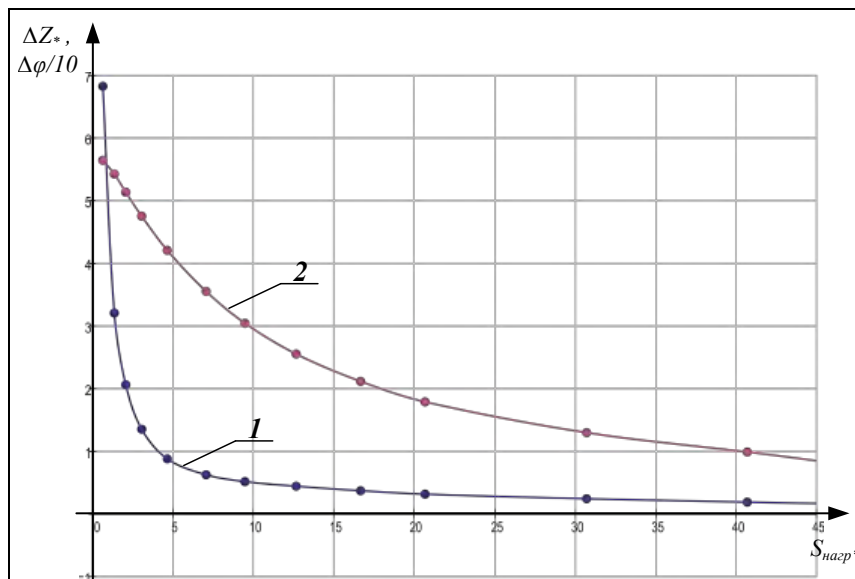


Рис. 7: Зависимости ΔZ_* (кривая 1) и $\Delta \varphi$ (кривая 2) от $S_{\text{нагр}*}$ для предлагаемого ИОС при $K_{\text{зап}} = 2,0$

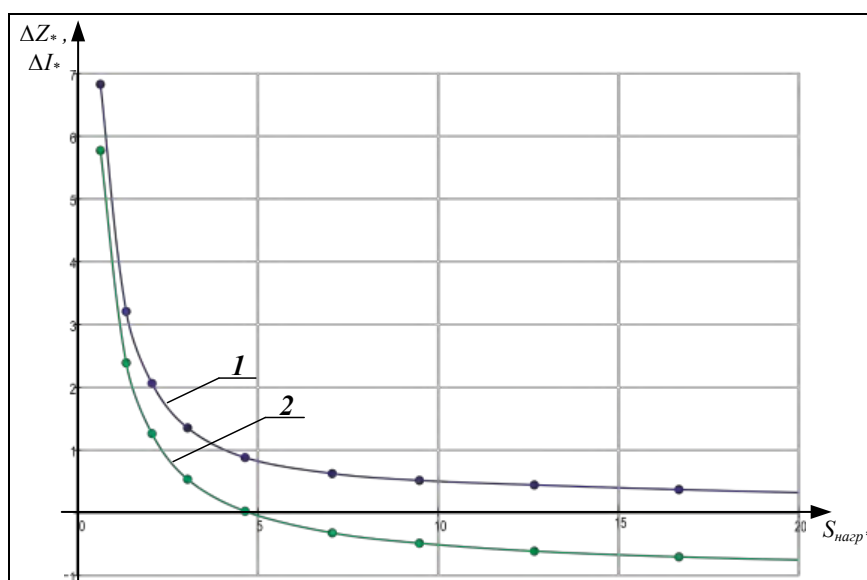


Рис. 8: Сравнение возможности распознавания режимов предлагаемого ИОС и резервной ступени ДЗЛ при $K_{\text{зап}}=2,0$: 1 – зависимость $\Delta Z_* = f_1(S_{\text{нагр}*})$ для предлагаемого ИОС; 2 – зависимость $\Delta I_* = f_2(S_{\text{нагр}*})$ для резервной ступени ДЗЛ

Приведенные зависимости также показывают, что в рассмотренных условиях резервная ступень ДЗЛ теоретически может распознать режим КЗ за трансформатором, если относительное значение нагрузки $S_{\text{нагр}*}$ не превышает 5. В реальных условиях при выборе

уставок необходимо учитывать коэффициент отстройки, коэффициент возврата и коэффициент чувствительности, поэтому ступень ДЗЛ можно использовать при $S_{нагр*}$, не превышающем 2-3.

Анализ распознавания режимов существующей дистанционной защиты был выполнен в [4]. Результаты исследований показали, что существующая дистанционная защита может не обеспечить распознавание режимов даже при наличии только одного ответвления.

5 ВОЗМОЖНЫЕ ХАРАКТЕРИСТИКИ СРАБАТЫВАНИЯ ПРЕДЛАГАЕМОГО ИЗМЕРИТЕЛЬНОГО ОРГАНА ДЛЯ ЛИНИИ С НЕСКОЛЬКИМИ ОТВЕТВЛЕНИЯМИ

В результате проведенного анализа определены возможные характеристики срабатывания предлагаемого ИОС. Вид и количество характеристик срабатывания ИОС в основном зависят от количества ответвлений, отношения мощностей трансформаторов и суммарной мощности нагрузки.

При наличии на линии нескольких ответвлений с трансформаторами одинаковой мощности, возможно использовать только одну характеристику срабатывания. При этом определить поврежденный трансформатор невозможно.

При $S_{нагр*}$ не превышающем 7-9, характеристика может быть выполнена в виде прямоугольника (рисунок 9, а). При большем значении $S_{нагр*}$ характеристика в большинстве случаев должна выполняться в виде пятиугольника (рисунок 9, б).

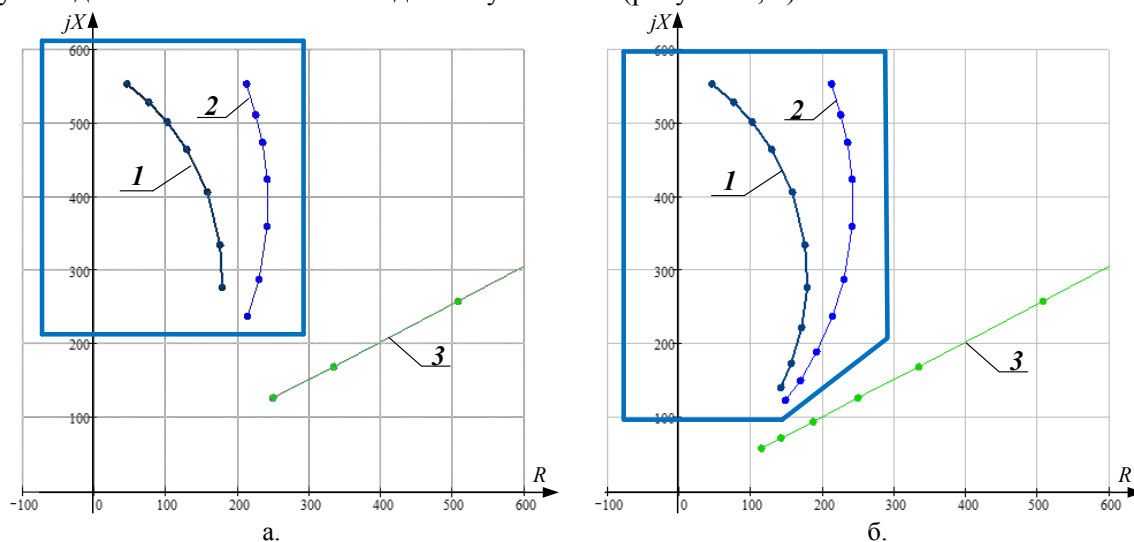


Рис. 9: Характеристика срабатывания предлагаемого ИОС при наличии на линии нескольких трансформаторов одинаковой мощности и $S_{нагр*}$: а. – меньшем 8-10, б. – большем 8-10 (1 – замер ИО при КЗ через $R_n = 0$; 2 – замер ИО при КЗ через $R_n = 0,3X_t$; 3 – самозапуск нагрузки)

При наличии на линии двух ответвлений с трансформаторами разной мощности для селективного определения поврежденного трансформатора целесообразно использовать две характеристики срабатывания (рисунок 10).

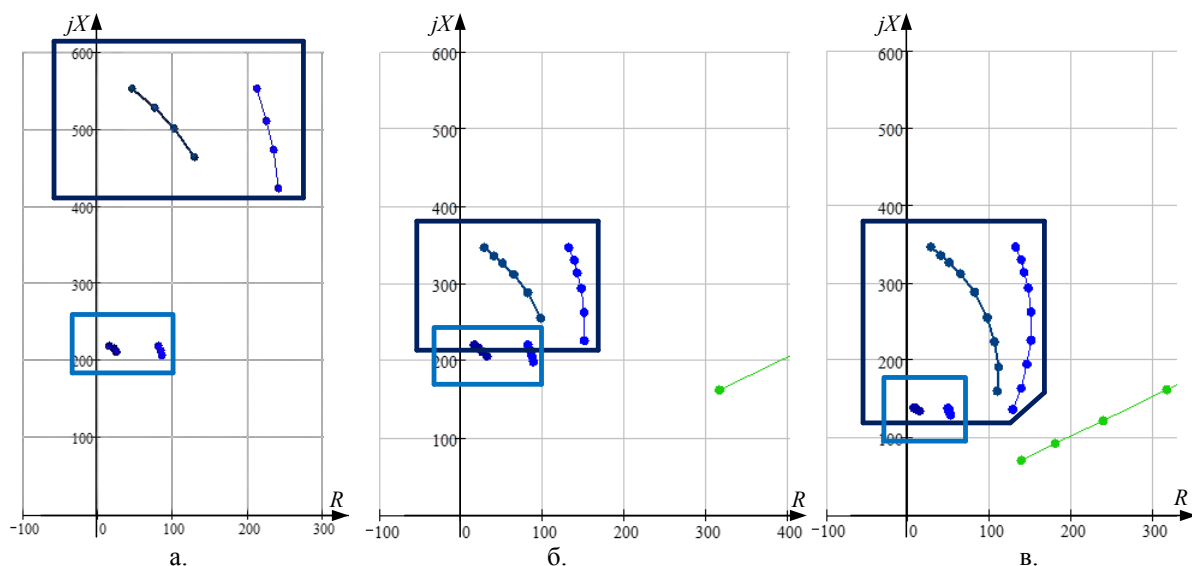


Рис. 10: а. – Две четырехугольные характеристики срабатывания; б. – Частично накладывающиеся прямоугольные характеристики; в. – Четырехугольная и пятиугольная характеристики срабатывания

При соотношении мощностей трансформаторов порядка 3-6 и $S_{нагр*}$, не превышающем 7-9 можно использовать две характеристики в виде четырехугольника, которые не пересекаются (рисунок 10, а). При этом обеспечивается возможность селективного распознавания места КЗ.

В некоторых случаях приходится использовать характеристики, которые частично накладываются друг на друга. При $S_{нагр*}$, не превышающем 10-12, можно использовать две пересекающиеся характеристики в виде четырехугольника (рисунок 10, б). В остальных случаях – одна в виде четырехугольника, а другая - пятиугольная (рисунок 10, в).

При наличии на линии более двух ответвлений в качестве характеристики срабатывания резервной ступени можно использовать сочетание характеристик ИО каждого ответвления.

6 ЗАКЛЮЧЕНИЕ

1. Наличие нескольких ответвлений на линии значительно уменьшает возможности распознавания режимов КЗ и без КЗ для всех рассматриваемых устройств защиты.

2. Для дистанционной защиты при оценке возможности распознавания предлагается использовать два критерия: минимальную разность углов между областями КЗ и без КЗ и наименьшее значение сопротивления между указанными областями. Для токовой защиты критерием является разность между минимальным значением тока в режиме КЗ и максимальным значением тока в режиме без КЗ (в режиме самозапуска нагрузки).

3. Основным фактором, влияющим на возможность распознавания режимов, является соотношение между мощностью суммарной нагрузки ответвления и мощностью трансформатора.

4. Предлагаемое устройство дистанционной защиты имеет возможность распознать режимы КЗ и без КЗ практически для любых реально возможных соотношений между мощностью трансформаторов и суммарной мощности нагрузки всех ответвлений линии. Существующая дистанционная защита может не обеспечить распознавание даже при наличии только одного ответвления. Резервная ступень ДЗЛ может обеспечить распознавание режимов, если суммарная мощность нагрузки ответвлений составляет не более 2-3 мощности трансформатора.

5. При наличии на линии нескольких ответвлений у предлагаемой дистанционной защиты можно реализовать несколько измерительных органов сопротивления, имеющих разные характеристики срабатывания, для действия при КЗ на стороне НН разных трансформаторов.

6. У предлагаемой дистанционной защиты характеристика срабатывания может быть выполнена в виде прямоугольника, если соотношение между мощностью нагрузки и

мощностью трансформатора не более 7-9. При больших значениях данного соотношения характеристику срабатывания необходимо выполнить с наклонной частью.

7. Если при наличии на линии двух ответвлений соотношение мощностей трансформаторов ответвлений порядка 3-6, то возможно селективное определение места КЗ.

ЛИТЕРАТУРА

- [1] Федосеев А.М. Релейная защита электрических систем. – М.: Энергия, 1976.
- [2] Руководящие указания по релейной защите. Вып. 7: Дистанционная защита линий 35-330 кВ. М. – Л.: Энергия, 1966.
- [3] Микропроцессорное устройство защиты «Сириус-2-ДЗЛ-01». Руководство по эксплуатации. – М.: ЗАО «РАДИУС Автоматика», 2012.
- [4] Колесов Л.М., Можжухина В.В. Повышение чувствительности дистанционных защит линий с ответвлениями и автотрансформаторов к коротким замыканиям на стороне низшего напряжения // Релейная защита и автоматика энергосистем, XXII конференция: тезисы докладов. – Москва, 2014. С.123-127.



С.П-8. Протоколы резервирования PRP и HSR для электрических подстанций

Б. С. ФЕДОСЕЕВ, Э.Э.КОЗЛОВ
ООО "Сименс"

Россия

boris.fedoseev@siemens.com

КЛЮЧЕВЫЕ СЛОВА

prp; parallel redundancy protocol; hsr; high availability seamless redundancy; мэк 62439-3; мэк 61850; цифровой подстанция; резервирование; высокая готовность; ethernet.

1 ВВЕДЕНИЕ

В настоящее время среди специалистов обсуждается тема «Цифровой подстанции», концепция которой сформулирована в группе стандартов МЭК 61850. Важной составной частью идеи «Цифровой подстанции», является использования технологии Ethernet для целей передачи данных во всех подсистемах. Поскольку постоянная готовность к работе для многих подсистем электрической подстанции является весьма критичной, вопрос обеспечения надёжности Ethernet сети становится очень важным. Для Ethernet существует несколько традиционных механизмов резервирования и восстановления после отказа, однако, обеспечиваемое ими время возобновления передачи данных оказывается слишком большим для некоторых из систем подстанции. В связи с этим большой интерес представляют протоколы PRP (Parallel Redundancy Protocol) и HSR (High Availability Seamless Redundancy) МЭК 62439-3. Эти протоколы способны обеспечить восстановление передачи данных после отказа вообще без задержки или же, как говорят, «бесшовно».

2 ОСНОВНАЯ ЧАСТЬ

2.1 Цель

Вниманию предлагается описание протоколов PRP и HSR применительно к задачам электроэнергетики.

2.2 Подсистемы «Цифровой подстанции» их требования к бесперебойности передачи данных

Различные подсистемы «Цифровой подстанции» имеют различные требования к времени доставки сообщения между различными функциями. В **Табл. 1** показаны требования к времени доставки сообщений по первой редакции стандартов [1], [2].

Табл. 1

Тип	Приложение	Класс производительности	Требуемое время передачи
1А	Быстрые сообщения (Отключение)	P1	10 мс
		P2/P3	3 мс

1В	Быстрые сообщения (Другие)	P1	100 мс
		P2/P3	20 мс
2	Среднесрочные сообщения		100 мс
3	Низкосрочные сообщения		500 мс
4	Необработанные данные	P1	10 мс
		P2/P3	3 мс
5	Передача файлов		> 1000 мс
6	Синхр. времени		(зависит от точности)

В Табл. 2 показаны требования к максимально допустимому времени перерыва в работе сети передачи данных сообщений по второй редакции стандарта [3].

Табл. 2

Функция	Тип сервиса	Макс. перерыв	Макс. время восстановления
SCADA ↔ ИЭУ (клиент-сервер)	МЭК 61850-8-1 (MMS)	800 мс	400 мс
ИЭУ ↔ ИЭУ (сигналы оперативной блокировки)	МЭК 61850-8-1 (GOOSE)	12 мс	4 мс
срабатывание релейной защиты (кроме сборных шин)	МЭК 61850-8-1	8 мс	4 мс
Защита сборных шин	МЭК 61850-9-2	< 1 мс	Без перерыва
Передача мгновенных значений токов и напряжений	МЭК 61850-9-2 на шине процесса	< чем время между двумя выборками	Без перерыва

2.3 Традиционные методы обеспечения резервирования в Ethernet сетях и их ограничения

Ethernet коммутаторы и кабели в составе сети передачи данных имеют конечную надёжность, и их отказ или обрыв может прервать работу критически важных систем подстанции. Для повышения надёжности компоненты обычно резервируют (дублируют). К сожалению, в сетях Ethernet невозможно просто так ввести резервирование, порождающее петли (loop) топологии. Причина этого проблема широковещательных штормов (broadcast storm). Для реализации резервирования в Ethernet на уровне сети требуются дополнительные механизмы и протоколы, способные обнаружить петли в топологии, временно их логически заблокировать и быть готовыми вновь их разблокировать в случае возникновения отказов или обрывов.

Наиболее распространённым таким механизмом для Ethernet сетей является Протокол Связующего Дерева (Spanning Tree Protocol STP), или его ускоренный вариант (Rapid Spanning Tree RSTP). Коммутаторы, использующие RSTP, обмениваясь служебными сообщениями, выбирают корневой коммутатор (Root), и далее оставляют по единственному пути связи с корнем, блокируя все лишние связи. В случае отказа или обрыва заблокированные связи разблокируются. Главное достоинство STP и RSTP это стандартизация – на управляемых коммутаторах практически всех производителей имеются совместимые между собой реализации этих протоколов. STP обеспечивает гарантированное восстановление сети за 50 секунд. Лучшее время восстановления сети в виде кольца из 10 коммутаторов для RSTP около 50 миллисекунд.

В 2003 году была опубликована идея протокола Ethernet Automatic Protection Switching (EAPS) резервирования для Ethernet сетей кольцевой топологии [5]. Впоследствии на основе

идеи EAPS многие производители создали свои собственные реализации кольцевых протоколов резервирования, к сожалению, несовместимые друг с другом:

- RRPP – Huawei / H3C
- ZESR – ZTE
- HRP – SIEMENS
- Turbo Ring – MOXA
- HiPER-Ring – Hirschmann (Belden)

Подобные протоколы способны восстановить передачу данных в сети тестовой лаборатории за 20 – 50 мс и в реальной сети за 200 – 300 мс. Есть стандартизованная реализация, называемая MRP – МЭК 62439-2, однако она поддерживается небольшим количеством производителей.

К сожалению, ни стандартный RSTP, ни кольцевые протоколы не могут обеспечить время восстановления соответствующее требованиям всех подсистем на подстанции.

2.4 Описание принципа работы PRP

Стандарт IEC 62439-3 [4] предлагает два протокола резервирования для Ethernet сетей существенно отличающихся от всех ранее упомянутых. Это протоколы PRP (Parallel Redundancy Protocol) и HSR (High Availability Seamless Redundancy), главная идея заложенная в них заключается в резервировании на уровне оконечных устройств подключаемых к сети, а не на уровне устройств составляющих инфраструктуру сети.

На **Рис. 1** показано устройство сети резервированной при помощи PRP и компоненты её составляющие.

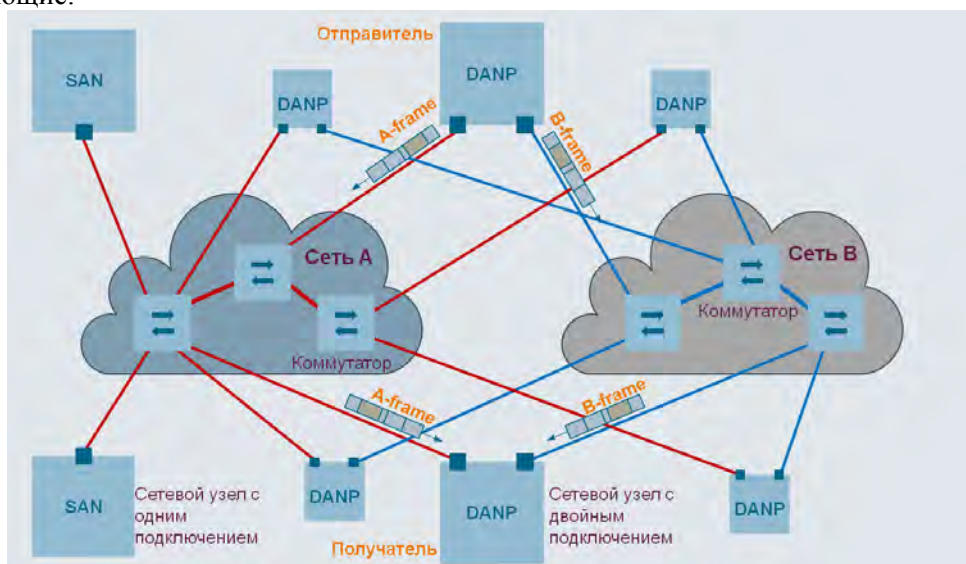


Рис. 1

Оконечные устройства, для которых обеспечивается резервирование, имеют два подключения к двум сетям А и В, никак не соединяющимся друг с другом и состоящим из обычных Ethernet коммутаторов. Такие устройства с двойным подключением называются Double attached node implementing PRP (DANP). Если приложению работающему на DANP нужно передать через сеть сообщение, создаются две копии кадра Ethernet A-frame и B-frame, которые посылаются в сети А и В. A-frame и B-frame доставляются до DANP, где информация, из копии пришедшей первой, передается приложению, а вторая копия выбрасывается. При отказе в одной из сетей и потере одной из копий, доставка сообщений не нарушается, т.е. можно говорить о непрерывной доставке при отказе. Важно, что DANP имеет один и тот же MAC адрес и один и тот же IP адрес на своих интерфейсах А и В.

Кроме устройств с двойным подключением возможно использование и устройств с единственным подключением. Последние называются Singly attached nodes (SAN). Возможные варианты передачи данных между устройствами в сети с PRP показаны на **Рис. 2**.

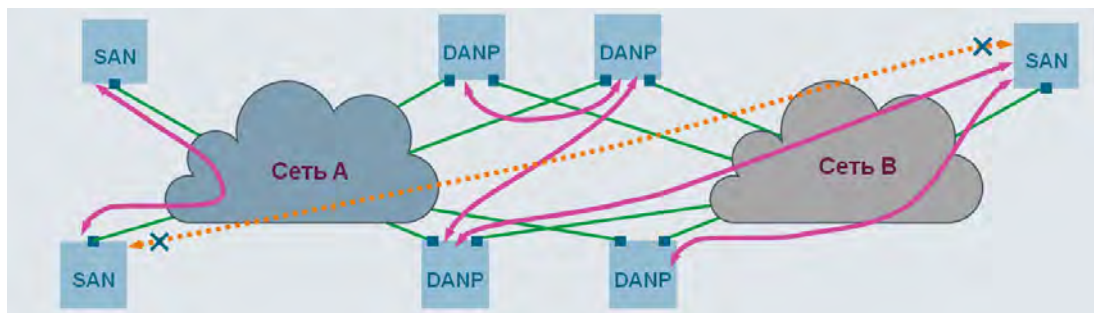


Рис. 2

- Любой DNP может передавать данные любому другому DNP
- Любой DNP может передавать данные любому SAN
- Любой SAN может передавать данные любому DNP
- Любой SAN может передавать данные второму SAN только в том случае, если второй SAN подключён к той же сети, что и первый (оба SAN в сети А или оба SAN в сети В)

Все Ethernet коммутаторы в сетях А и В с точки зрения их интерфейсов управления являются SAN. По этой причине серверы с системой управления сетью должны быть DNP.

Устройство DNP показано на Рис. 3.

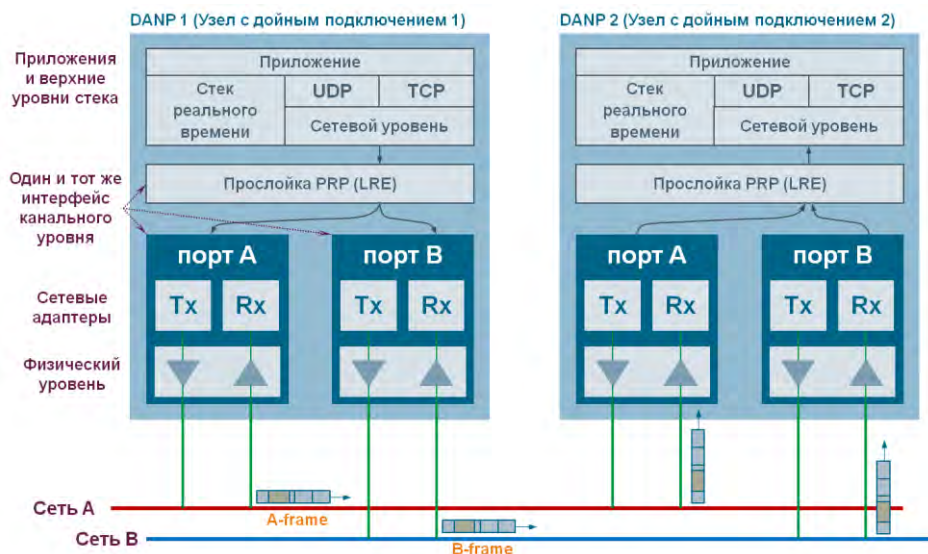


Рис. 3

Компьютеры имеющих два сетевых адаптера можно превратить в DNP программно при помощи соответствующих драйверов.

Многие существующие Интеллектуальные Электронные Устройства (ИЭУ) имеют единственный Ethernet интерфейс и не поддерживают протокол PRP, однако им может потребоваться резервированное подключение. В такой ситуации может помочь устройство резервирования называемое RedBox. Его устройство и способ подключения при помощи него нескольких ИЭУ с единственными Ethernet интерфейсами показано на Рис. 4.

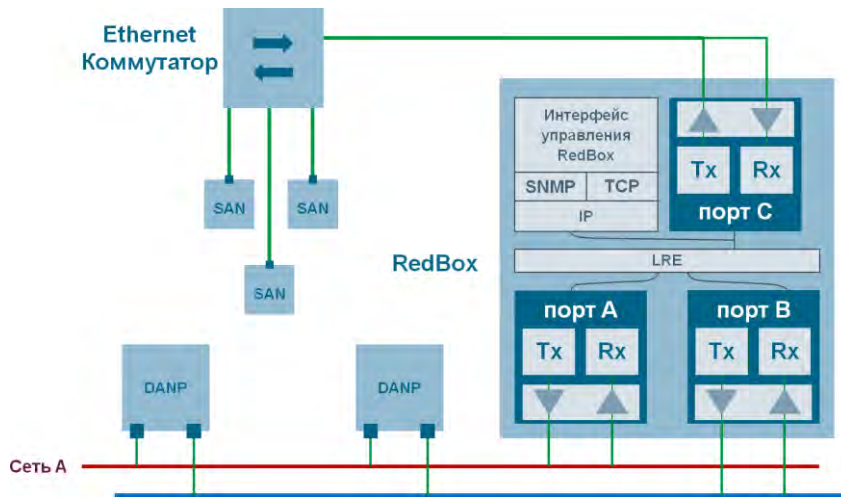


Рис. 4

Как DNP так и RedBox модифицируют Ethernet кадры, добавляя туда служебные поля, необходимые для работы протокола PRP. На Рис. 5 показаны стандартный Ethernet кадр и Ethernet с добавленными в него специфическими полями PRP, образующими Redundancy Control Trailer (RTC).

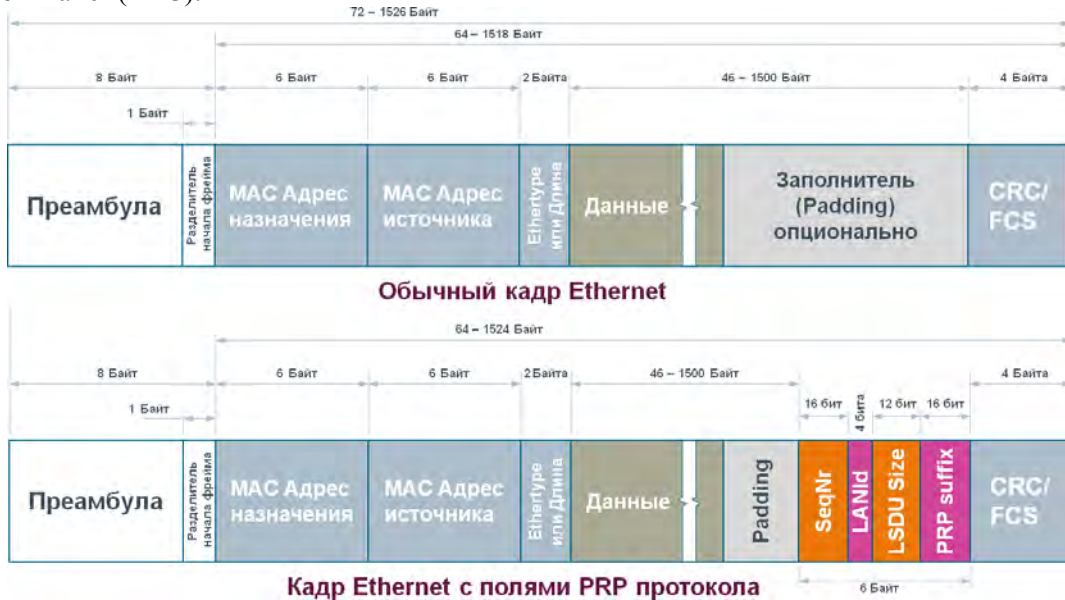


Рис. 5

Назначения полей в составе RTC следующее:

- SeqNr – последовательный номер, уникальный для каждого кадра. Он увеличивается с посылкой каждого нового кадра на 1. SeqNr одинаков у пары кадров A-frame и B-frame.
- LanID используется для того, чтобы отличать сети А (значение 1010) и В (1011)
- LSDUsize равен размеру в байтах содержимого Ethernet кадра включая данные заполнитель (если есть) и сам Redundancy Control Trailer
- PRP suffix служит для того, что бы отличить Redundancy Control Trailer от полей других протоколов и имеет зарезервированное значение (0x88FB или 0x88FC)

Протокол PRP совместим с метками (tag) виртуальных локальных сетей (VALN) стандарта IEEE 802.1q. На Рис. 6 показан кадр Ethernet содержащий и метку 802.1q и RTC.



Рис. 6

Добавления или удаление метки VLAN прозрачно для работы PRP, так как LSDU Size не включает в себя длину поля метки. Добавление Redundancy Control Trailer в RedBox также прозрачно для работы IEEE 802.1q VLAN. Установленный в ISO/IEC 8802-3 максимальный размер кадра 1522 Бита (октета). У кадров PRP размер может достигнуть 1528 Битов, и все коммутаторы в сетях А и В должны поддерживать этот размер.

2.5 Описание принципа работы HSR

При использовании протокола HSR оконечные устройства с двойным подключением называемые здесь Double attached node implementing HSR DANH соединяются в кольцо без помощи дополнительных коммутаторов. На Рис. 7 показана работа HSR при передаче кадра предназначенного конкретному получателю (Unicast).

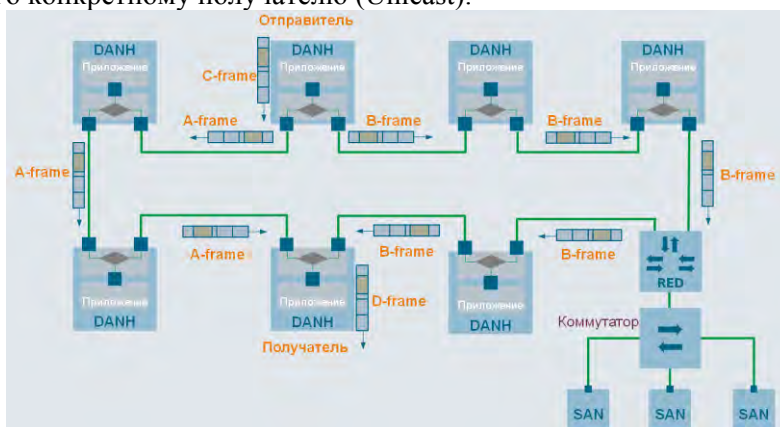


Рис. 7

Две копии кадра A-frame и B-frame посылаются по и против часовой стрелки. Каждый из DANH, получив копию A-frame или B-frame на одном из своих портов, сравнивает MAC адрес назначения со своим MAC адресом, и, если совпадения нет, то копия передаётся дальше через противоположный порт. Если же совпадение есть, то информация из первой пришедшей копии передаются приложению, и копия кадра не посылается по кольцу дальше. Копия, пришедшая с противоположной стороны второй, просто игнорируется.

На Рис. 8 показана работа с кадром, адрес назначения в заголовке которого не совпадает ни с одним из адресов DANH. Это может быть, например, широковещательный адрес (broadcast).

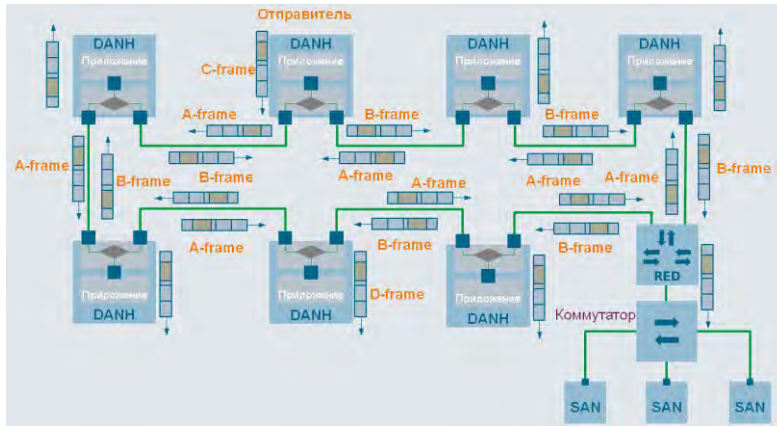


Рис. 8

Получая кадр с широковещательным адресом в поле назначения, каждый DANH передаёт своим приложениям информацию из него и проверяет содержимое поля адреса источника. Если адрес источника не совпадает его собственным адресом DANH, последний отправляет кадр дальше через порт противоположный тому, откуда кадр был получен. Если же адрес источника в кадре совпадает с адресом DANH (т.е. если этот кадр был ранее послан этим DANH) такой кадр уничтожается. Таким образом, каждая копия широковещательного кадра проходит полный круг и уничтожается отправителем.

На Рис. 9 показано устройство DANH. Поскольку каждый DANH пропускает сквозь себя трафик всех остальных устройств, он должен обладать достаточно высокой производительностью обработки, которая может быть достигнута только аппаратно.

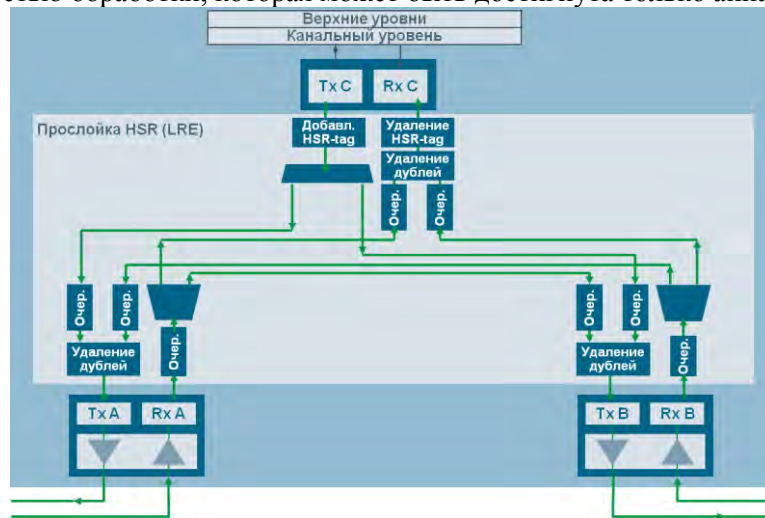


Рис. 9

В отличие от PRP протокол HSR добавляет свои служебные поля не в конец Ethernet кадра, а в начало, в виде метки (HSR tag). Состав этой метки показан на Рис. 10



Рис. 10

В составе метки HSR tag имеется несколько полей

- 16 битный Ethertype (HSR_EtherType = 0x892F)
- 4 битный идентификатор пути (PathId); 0000 из порта А, 0001 из порта В, 0010 – 1111 из сопрягаемых PRP сетей
- LSDUsize равен размеру в байтах содержимого Ethernet кадра включая данные заполнитель (если есть) и самой метки HSR tag
- SeqNr – последовательный номер, уникальный для каждого кадра. Увеличивается с посылкой каждого нового кадра на 1. Он одинаков у пары кадров A-frame и B-frame

Протокол HSR совместим с метками (tag) виртуальных локальных сетей стандарта IEEE 802.1q. При этом метка HSR вставляется после метки 802.1q. На **Рис. 11** показан кадр Ethernet содержащий и метку 802.1q и метку HSR.



Рис. 11

2.6 Практические аспекты применения протоколов PRP и HSR

Протокол PRP может быть использован совместно с традиционными методами резервирования в Ethernet сетях. Например, на **Рис. 9** показана схема, где в каждой из сетей А и В создано дополнительное резервирование и работает протокол RSTP. Это допустимая и практически полезная схема. В случае отказа в сети А или В протокол PRP обеспечит доставку данных через сеть, оставшуюся работоспособной. Если в самих сетях А и В нет резервирования, то отказ или обрыв должен быть устранён вручную, и на это может уйти много времени. Если в этот промежуток времени возникнет отказ во второй сети, то передача данных прервётся. Использование же резервирования и RSTP в сетях А и В позволит вернуть эти сети к работе после отказа без вмешательства человека, что повысит общую надёжность системы.

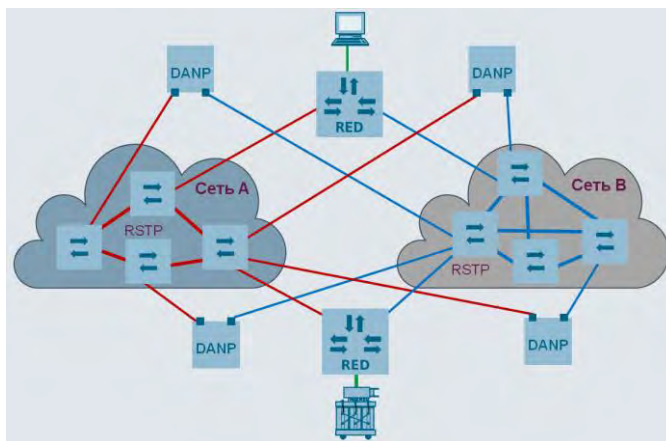


Рис. 12

При совместном использовании PRP и RSTP. Нужно чётко понимать, как работают оба протокола. В частности, коммутаторы, использующие RSTP для устранения петель, обмениваются при этом специальными сообщениями называемыми BPDU. PRP RedBox не пропускает (и не может пропускать) сквозь себя подобные сообщения. В результате сеть с полностью резервированным подключением двух серверов показанная на **Рис. 13** оказывается неработоспособной.

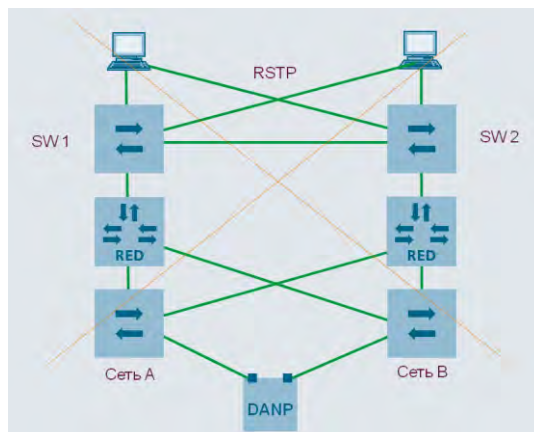


Рис. 13

Проблема в том, что RSTP в верхней части сети не может обнаружить петли, замыкающиеся между нижними портами SW1 и SW2 через сети А и В, и разорвать их, а широковещательные кадры по этим путям передаваться могут.

Как же обеспечить полностью резервированное подключение серверов к сетям А и В? Этого можно добиться, превратив их в полноценные DANP при помощи драйверов и подключив по схеме на Рис. 14.

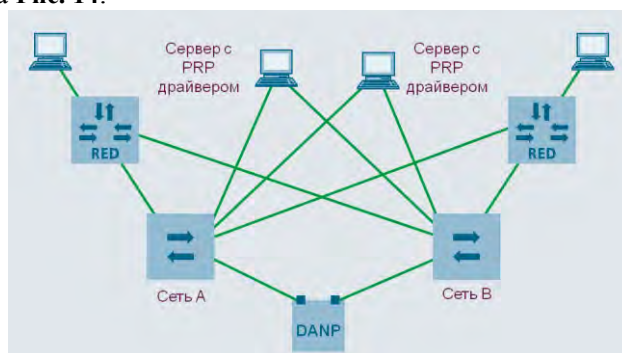


Рис. 14

3 ЗАКЛЮЧЕНИЕ

Протоколы PRP и HSR обеспечивают доставку сообщений без перерыва при отказе в сети и, таким образом, удовлетворяют требования всех подсистем электрических подстанций.

ЛИТЕРАТУРА

- [1] IEC 61850-5:2003 / Communication networks and systems in substations – Part 5: Communication requirements for functions and device models / International Electrotechnical Commission
- [2] ГОСТ Р МЭК 61850-5-2011 / Сети и системы связи на подстанциях. Часть 5. Требования к связи для функций и моделей устройств /
- [3] IEC 61850-5:2013 / Communication networks and systems for power utility automation – Part 5: Communication requirements for functions and device models / International Electrotechnical Commission
- [4] IEC 62439-3:2011 / Industrial communication networks – Part 3: Parallel Redundancy Protocol (PRP) and High-availability Seamless Redundancy (HSR) / International Electrotechnical Commission
- [5] Shah S., Yip M. / Extreme Networks' Ethernet Automatic Protection Switching (EAPS) / Request for Comments: 3619



С.П-9. Протокол прецизионной синхронизации времени РТР для электрических подстанций

А. С. РАЗМАХАЕВ, Б. С. ФЕДОСЕЕВ
ООО "Сименс"

Россия

alexander.razmakhaev@siemens.com

КЛЮЧЕВЫЕ СЛОВА

ptp; precision time protocol; iec 61850; iec 61850-90-5; синхронизация времени; мэк 61850; цифровая подстанция; ethernet.

1 ВВЕДЕНИЕ

В настоящее время среди специалистов обсуждается тема «Цифровой подстанции», концепция которой сформулирована в группе стандартов МЭК 61850. Раздел МЭК 61850-90-5 определяет несколько классов точности синхронизации времени. Часть классов точности может быть достигнута или за счёт построения отдельной кабельной инфраструктуры для специально для передачи сигналов точного времени или при использовании протокола РТР (Precision Time Protocol IEEE 1588-2008) в единой инфраструктуре передачи данных на базе сети, построенной на основе технологии Ethernet. Поскольку отказ от отдельной кабельной системы синхронизации времени сулит существенную экономию, применение протокола РТР становится очень практически интересным.

2 ОСНОВНАЯ ЧАСТЬ

2.1 Цель

Вниманию предлагается описание протокола РТР и различных вариантов и режимов его работы, а также рассматривается применимость самого протокола и этих режимов для задач электроэнергетики.

2.2 Подсистемы «Цифровой подстанции» их требования к точности синхронизации времени.

В электроэнергетике существует большое количество подсистем требующих синхронизации времени или привязки измерений к точному времени.

Собственно на подстанции можно перечислить следующие функции, требующие точного времени и его синхронизации:

Регистрация событий в АСУ ТП и АСКУЭ. При этом требуется погрешность не хуже чем 1 мс абсолютного времени.

Дифференциальная защита линий. Требуется сравнивать замеры, сделанные в разных местах при погрешности синхронизации не хуже 1 мкс относительного времени. Функция является критической.

Передача выборок мгновенных значений. Требуется привязывать получение выборки ко времени с погрешностью не хуже 1 мкс относительного времени. Функция является критической.

Синхронизированные векторные измерения. Измеряются значения величины и фазы с привязкой ко времени. При этом согласно [1] допустимо не более 1% полной погрешности измерения вектора (Total Vector Error TVE). Такая полная погрешность требует погрешности фазы не более 0,01 Радиан или 0,57 градуса. В результате, для сети 50 Гц, ошибка измерения времени должна быть не более 31 мкс. Рекомендуется, чтобы устройства синхронизированных векторных измерений (УСВИ) получали точное время с ошибкой не более 1 мкс. Поскольку результаты измерений должны сравниваться не только в пределах одной подстанции, ошибка эта должна быть в абсолютном времени.

2.3 Существующие источники точного времени и методы обеспечения синхронизации.

Популярными форматами синхронизации времени являются 1PPS и IRIG-B. Сигнал 1PPS это импульсный сигнал, с передачей одного импульса в секунду. 1PPS не несёт информации об абсолютном времени, и позволяет только подстраивать частоту и фазу. Удаётся автоматически синхронизировать только относительное, но не абсолютное время.

Организацией Inter Range Instrumentation Group (IRIG) в 1956 году была проведена стандартизация временных кодов. Формат IRIG-B это только один из многочисленных вариантов. Наиболее популярны B002, B003, B122, B123.

Для передачи сигналов 1PPS и IRIG-B, могут быть использованы различные физические интерфейсы. Варианты таких интерфейсов показаны на Рис. 1.

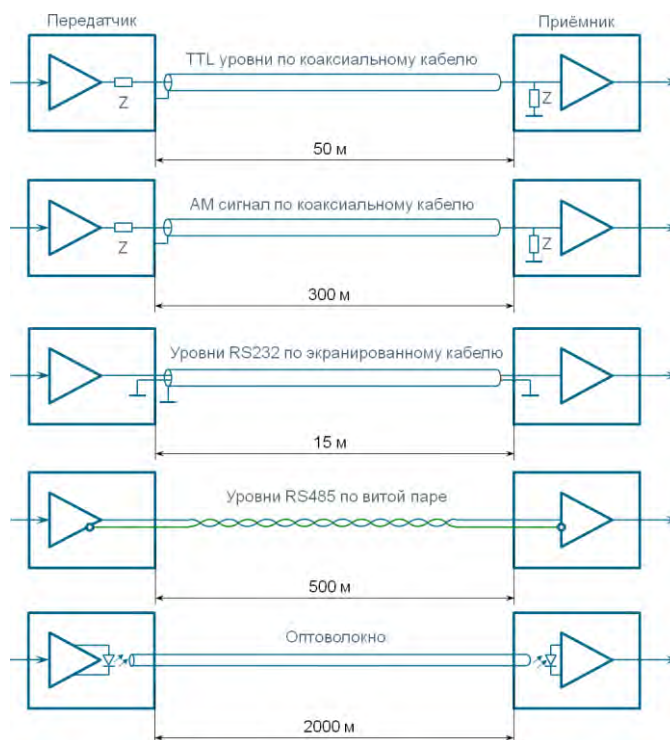


Рис. 1

Вариант TTL уровней достаточно распространен, но имеет плохую помехозащищённость и дальность работы. Вариант амплитудно-модулированного сигнала обеспечивает приличную дальность, но имеет плохое разрешение по времени. Вариант с уровнями интерфейса RS485 довольно интересен, но не слишком распространён. Очень хорошие характеристики по дальности и защищённости имеет оптоволоконные интерфейсы, но реализация подобной инфраструктуры получается дорогой.

Общими недостатками упомянутых методов синхронизации является дополнительные затраты на отдельную кабельную инфраструктуру, а также необходимость ручной настройки поправок для учёта задержек на длине кабелей.

Поскольку идея «Цифровой подстанции» предполагает наличие единой инфраструктуры Ethernet сети для передачи данных требуемых всеми подсистемами, было бы совершенно логично использовать её и для целей синхронизации времени.

Исторически первым ставшим очень популярным, протоколом синхронизации времени для пакетных IP/Ethernet сетей является Network Time Protocol (NTP). Изначально он был предложен в [2] в 1985 году. Наиболее свежая, 4-я версия описывается в [3]. Протокол NTP предполагает полностью программную реализацию и не требует никакой поддержки от коммутаторов или маршрутизаторов составляющих инфраструктуру сети передачи данных. Это, с одной стороны, определило большую популярность этого протокола, с другой же, ограничивает достижимую при его помощи точность синхронизации.

Точность зависит от постоянства задержек при передаче сообщений синхронизации от сервера к клиенту. Схема, показывающая возникновения таких задержек, показана на Рис. 2.

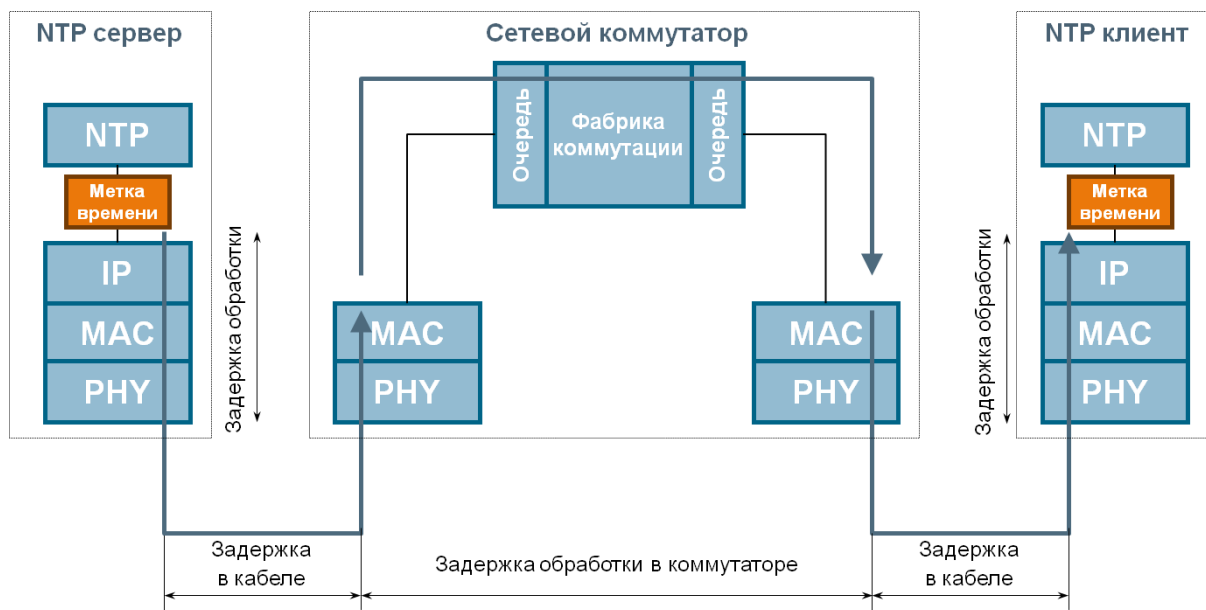


Рис. 2

Во-первых, непредсказуемыми и непостоянными являются задержки в самих NTP сервере и NTP клиенте, возникающие из-за программной обработки сообщения между установкой метки времени и до отправки, и от получения до измерения времени. Задержка в кабелях является постоянной и легко может быть учтена. Ещё одним источником непостоянных задержек является обработка в коммутаторах маршрутизаторах. Наибольший разброс имеет задержка в программных маршрутизаторах. Меньший разброс имеет задержка в аппаратных коммутаторах, но даже в них она непредсказуема. Связано это с тем, что сообщение (пакет) может стоять в очереди как минимум на отправку. Даже если передача сообщений синхронизации времени имеет наивысший приоритет, пакет может оказаться в очереди из-за уже отправляющегося пакета. Поскольку длина пакетов различается, а время их прихода непредсказуемо, задержка получается непостоянной. Точность синхронизации времени при помощи NTP может быть не лучше десятков миллисекунд в глобальных сетях и не лучше единиц миллисекунд в локальных сетях. Таким образом, протокол NTP может быть применён в энергетике для синхронизации времени в довольно ограниченном наборе приложений.

2.4 Описание принципа работы PTP.

Для целей синхронизации времени на электрических подстанциях большой интерес представляет протокол Прецизионной синхронизации времени (Precision Time Protocol PTP). Первая версия PTP, появившееся в 2002 году и описанная в [4], не получила большого распространения из-за плохой проработки практических аспектов применения, и, как следствие, небольшой поддержки производителей оборудования. Далее рассматривается вторая версия протокола PTP, появившееся в 2008 году, и известная как PTP v2 или IEEE 1588-2002.

Она описанная в [5]. Применение РТР для целей электроэнергетики регламентировано в [6], совокупность требований этого стандарта часто называют «РТР Power Profile» или «Power Profile». В частности «Power Profile» требует точности синхронизации через цепочку из 16-ти коммутаторов не хуже чем 1 мкс.

Общий вид схемы сети с синхронизацией времени при помощи РТР и входящие в неё компоненты показаны на Рис. 3.

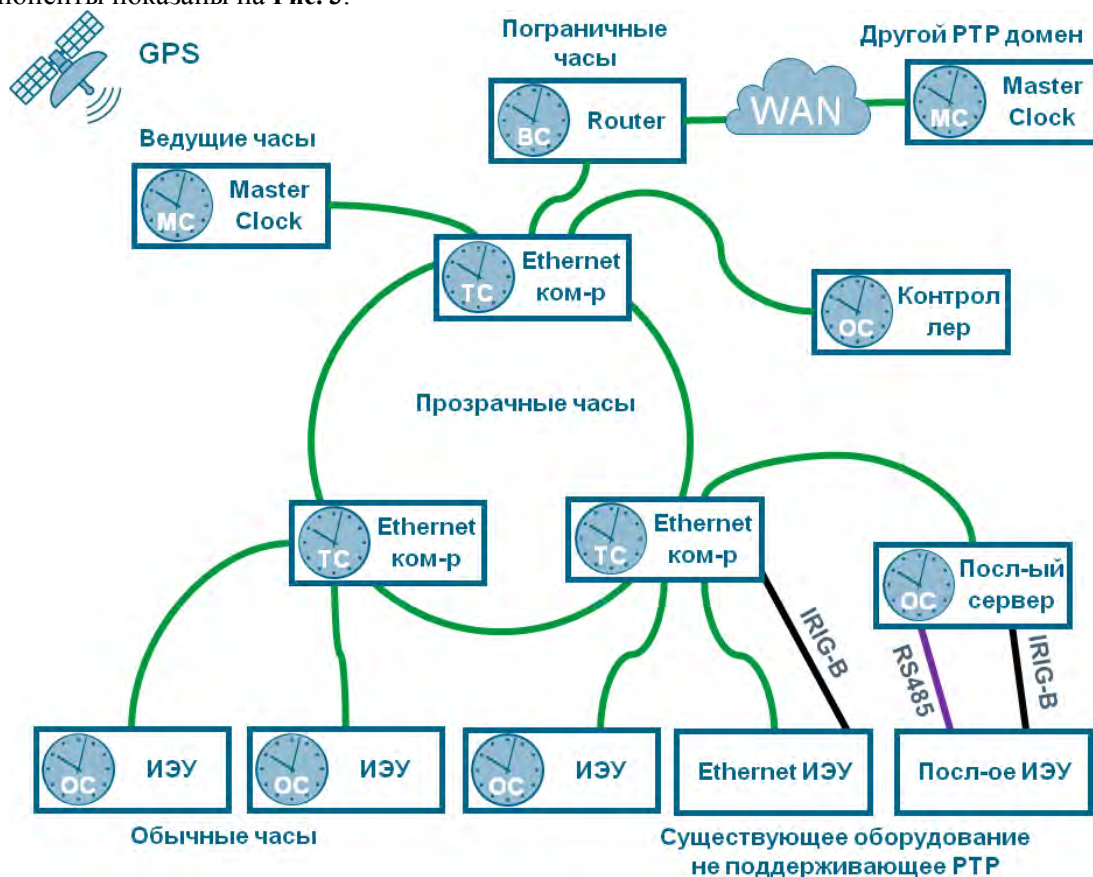


Рис. 3

Участок сети передачи данных, в пределах которого работает протокол РТР, называют доменом синхронизации. Каждый из узлов такой сети в терминах протокола РТР называется часами (Clock). Различают «Обычные часы» (Ordinary Clock OC), «Проницаемые часы» (Transparent Clock TC) и «Пограничные часы» (Boundary Clock BC).

OC имеют единственное подключение к сети и могут быть источником или получателем точного времени. Если часы могут быть источником, то их называют ведущими (Master Clock MC). Часы, являющиеся лучшим источником точного времени в настоящий момент, называются Главными ведущими (Grandmaster Clock), и именно от них все остальные получают синхронизацию. Ведущих часов в одной сети может быть несколько, за счёт чего достигается резервирование. Среди них выбирается Grandmaster при помощи Best Master Clock Algorithm. Если текущий Grandmaster отказывает, производятся повторные выборы нового. Если OC могут только получать синхронизацию, они называются ведомыми (Slaves Clock). На подстанции Slaves Clock это Интеллектуальные Электронные Устройства (ИЭУ) требующие синхронизации времени. Сейчас не все ИЭУ поддерживают РТР и способны получать синхронизацию таким способом. Для синхронизации подобных устройств в качестве ведомых часов может работать коммутатор или последовательный сервер оснащённый интерфейсами IRIG-B и соединённый с ИЭУ короткими кабелями для передачи времени по этому интерфейсу.

BC имеют одно подключение к одному домену синхронизации, и второе подключение ко второму домену. В одном домене BC получают синхронизацию, а во втором могут её раздавать. Не обязательно, чтобы в обоих доменах для синхронизации применялся протокол РТР.

ТС имеют более одного подключения к одному и тому же домену синхронизации, и, пропуская сквозь себя сообщения RTP, понимают содержимое этих сообщений и помогают ОС учесть задержки, возникающие в сети при передаче сообщений. В сети передачи данных роль ТС выполняют Ethernet коммутаторы. У RTP есть несколько режимов работы, некоторые из которых допускают, чтобы не все коммутаторы составляющие сеть умели работать как ТС, однако, в этих режимах достигается худшая точность.

Наиболее важной особенностью протокола RTP является его обязательная программно-аппаратная реализация. По стандарту метки времени измеряются и устанавливаются обязательно аппаратно и непосредственно перед передачей сообщения, или сразу после их приёма. Это, как минимум, устраняет непредсказуемые и непостоянные задержки в ОС.

На Рис. 4 показано как будет происходить обмен сообщениями и синхронизация между Ведущими и Ведомыми часами, если они соединены непосредственно кабелем. Целью обмена является выяснение разницы между правильным временем Ведущих часов и не синхронизированным временем Ведомых часов.

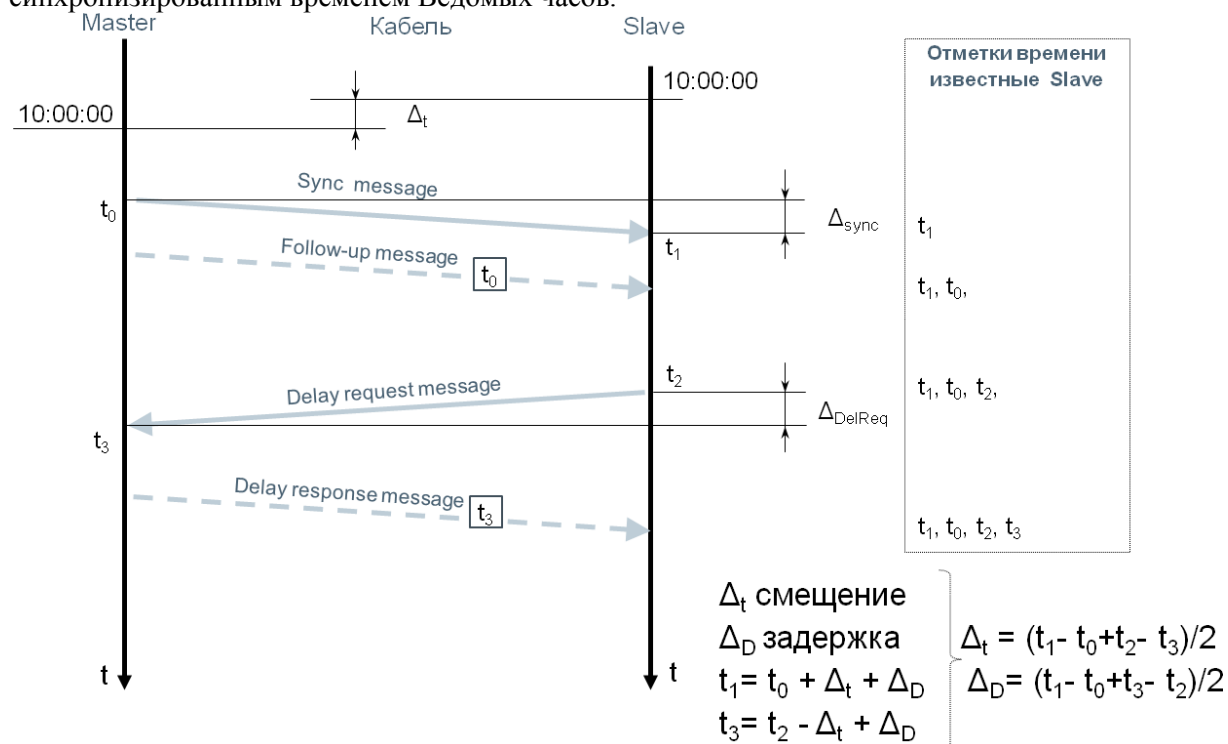


Рис. 4

Ведущие посылают сообщение Sync message, замечая время отправки t_0 по своим часам. Ведомые получают сообщения и замечают время получения t_1 по своим часам. Ведущие сообщают замеренное время t_0 Ведомым дополнительным сообщением Follow-up message. Ведомые посылают сообщение Delay request message, замечая время отправки t_2 по своим часам. Ведущие получают сообщения и замечают время получения t_3 по своим часам. Ведущие сообщают замеренное время t_3 Ведомым в сообщении Delay response message. Теперь Ведомые знают все четыре момента времени. Исходя из предположения о постоянстве задержек и о равенстве задержек сообщений в обе стороны, можно вычислить разницу показаний часов (смещение) Δ_t и задержку доставки сообщения Δ_D . Зная смещение можно однократно синхронизировать часы. Проводя подобные измерения многократно, можно вычислить уход Ведомых часов и синхронизировать не только время, но и частоту.

Описанный выше вариант работы RTP и использующих его устройств называется двухшаговый (Two Step). Он характерен тем, что момент отправки Sync message замеряется и отправляется отдельным сообщением Follow-up message. Это относительно просто реализовать аппаратно, но требует более сложной программной логики, а также увеличивает время, синхронизации. Существует второй, одношаговый (One Step) вариант работы протокола RTP. Здесь замеренное время отправки сообщения может быть записано непосредственно в то же

сообщение, модификацией его полей «на лету». В результате отпадает необходимость хранить этот замер времени и отсылать его дополнительным сообщением Follow-up message. Это требует заметно более сложной аппаратной реализации, но упрощает работу программного обеспечения и уменьшает время синхронизации. Вариант работы Two Step или One Step должен быть настроен одинаково на всех устройствах одного домена синхронизации. Работа PTP для варианта One Step показана на Рис. 5.

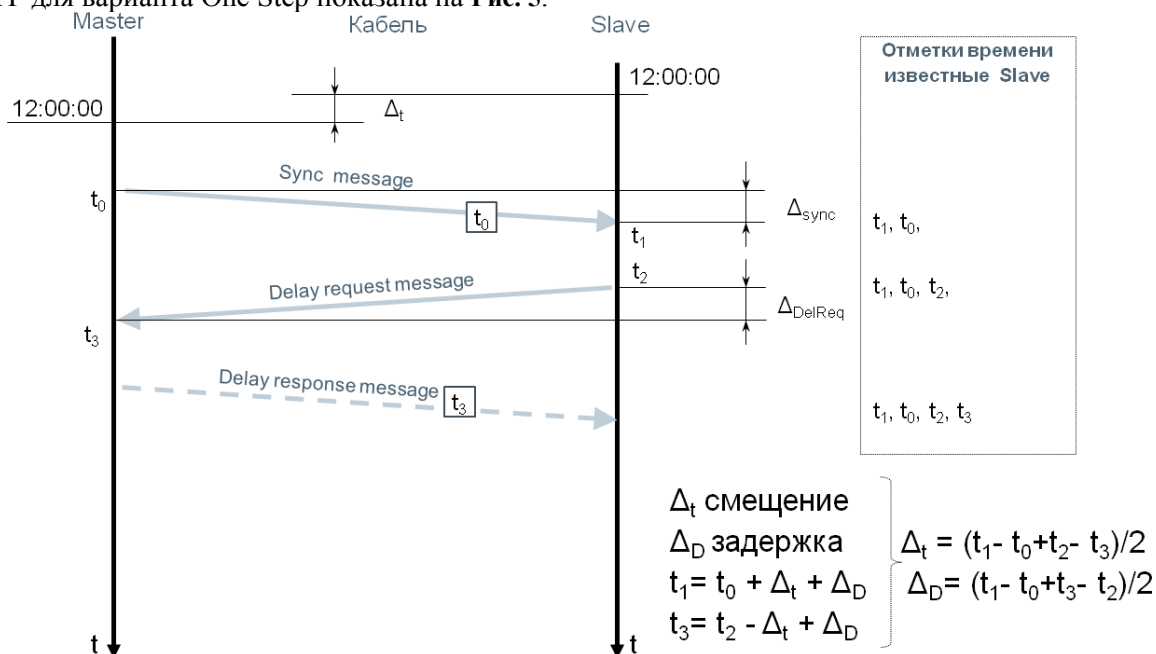


Рис. 5

Представленное выше описание работы PTP и варианте Two Step, и в варианте One Step, предполагало или соединение Ведущих и Ведомых часов непосредственно кабелем или же постоянство задержек в расположенных между ними коммутаторах. На практике это не очень реально. Как упоминалось ранее для учёта непостоянных задержек в расположенных между Master и Slave коммутаторах, последние должны поддерживать протокол PTP и работать как Transparent Clock. На Рис. 6 показано размещение аппаратно реализованных точек замера времени прохождения сообщений, как в ОС, так и в ТС.

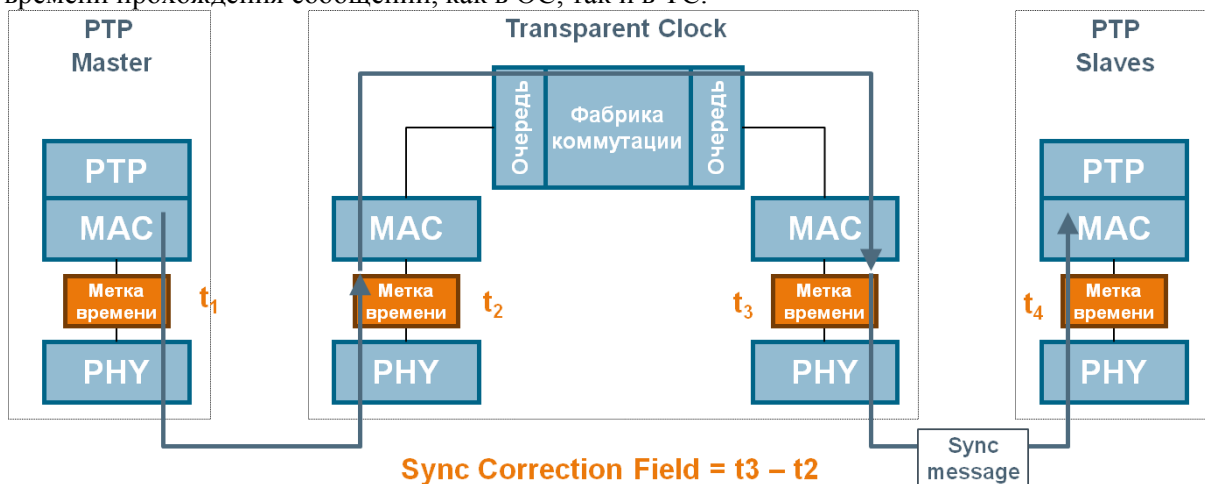


Рис. 6

С использованием ТС протокол предполагает два режима работы:
Режим «Из конца в конец» (End-to-End E2E), характерен тем что

- Обеспечивает меньшую точность
- Источник работает в режиме E2E Master

- Промежуточные коммутаторы могут вообще не поддерживать RTP протокола или же работают в режиме E2E Transparent
 - Получатель работает в режим E2E Slaves
 - Применяется в «Telecom Profile»
- Режим «Равный с равным» (Peer-to-Peer P2P), характерен тем что
- Обеспечивает большую точность
 - Требуется поддержки RTP протокола на всех промежуточных коммутаторах
 - Источник работает в режиме P2P Master
 - Промежуточные коммутаторы работают в режиме P2P Transparent
 - Получатель работает в режим P2P Slaves
 - Обязателен для «Power Profile» [6]

На Рис. 7 показано как в режиме E2E TC модифицирует проходящие сообщения, вписывая в их поля коррекции измеренное время нахождения сообщения внутри коммутатора.

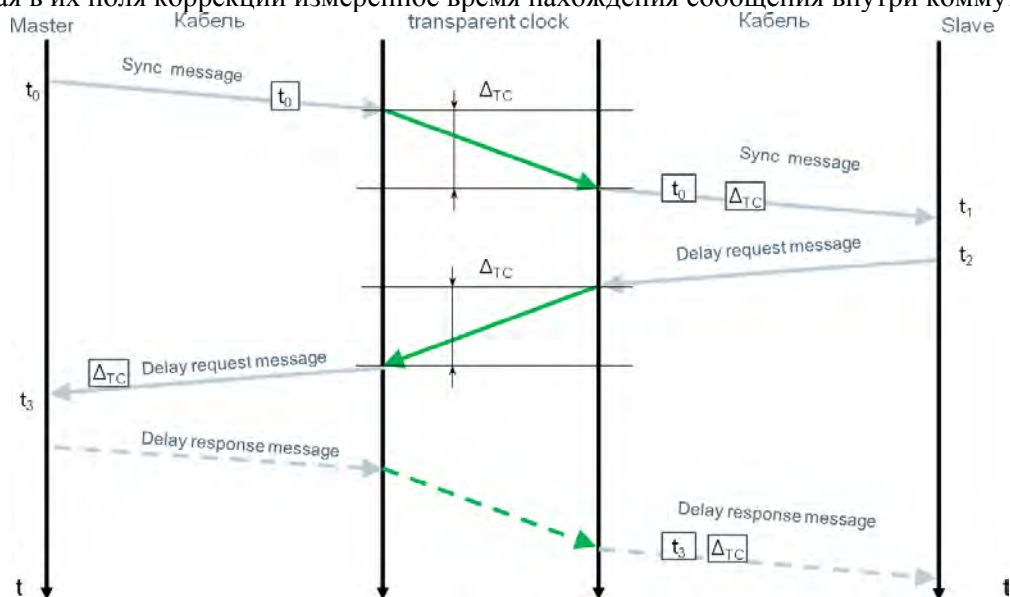


Рис. 7

В режиме P2P кроме сообщений между устройствами на краю сети добавляются сообщения между соседними устройствами. Сообщения режима P2P показаны на Рис. 8.

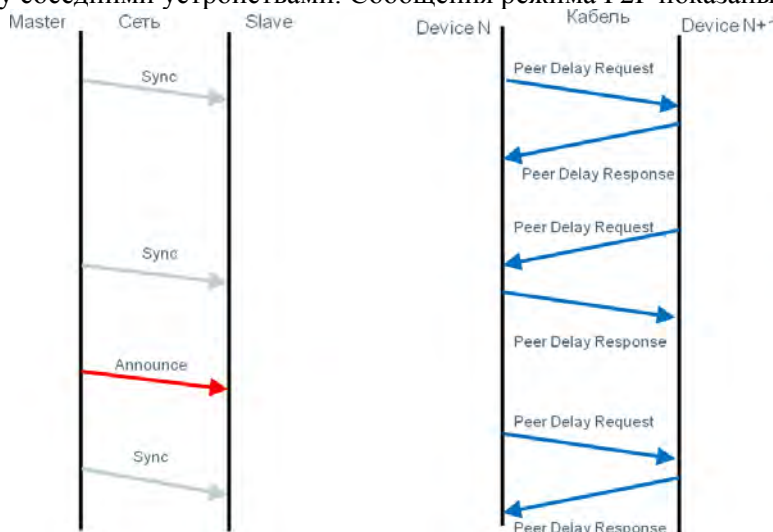


Рис. 8

На Рис. 9 показано как в режиме P2P сначала измеряется задержки между соседними устройствами, а затем эта информация используется для коррекции сообщений Sync message.

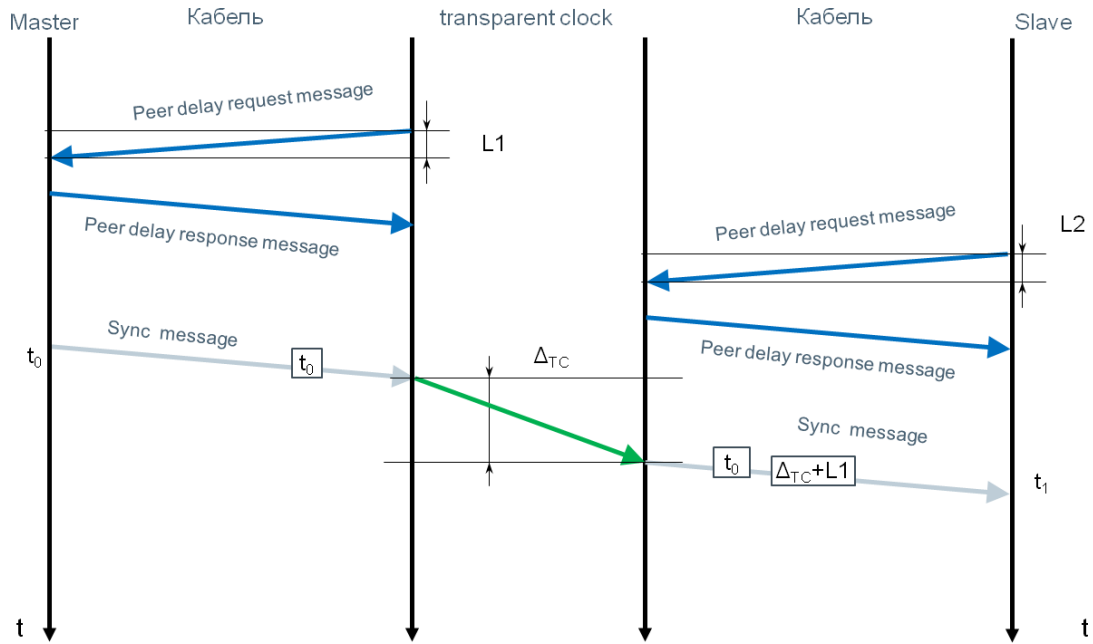


Рис. 9

В одном домене синхронизации все устройства должны быть единообразно настроены работать в режиме или E2E или P2P.

Какова точность синхронизации времени достижимая практически на существующем сейчас оборудовании? В компании Siemens было проведено тестирование синхронизации через 16 промежуточных коммутаторов в режиме TC по схеме на Рис. 10. Использовался режим P2P и в вариант One Step.

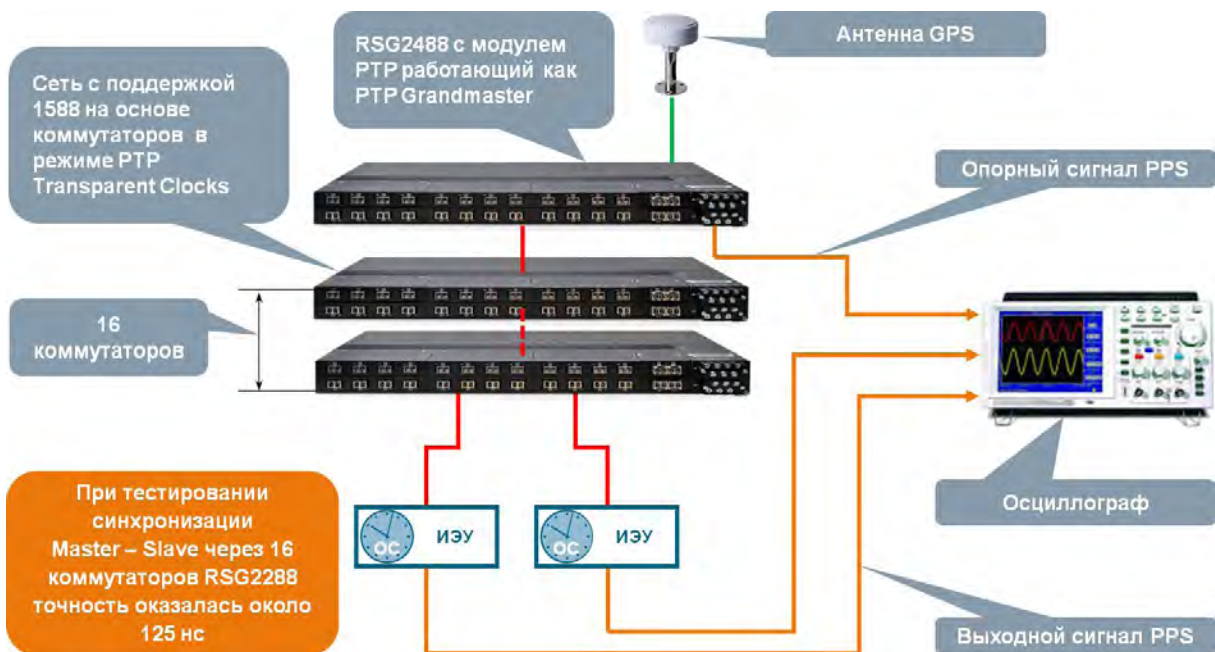


Рис. 10

В описанном эксперименте удалось добиться точности до 125 нс, что существенно лучше требуемой согласно [1] и [6] точности 1 мкс.

2.5 Практические аспекты применения PTP на электрических подстанциях.

Все критически важные системы на электрических подстанциях должны обладать высокой надёжностью, что достигается чаще всего за счёт резервирования. Использование PTP

для синхронизации времени в критических подсистемах ставит вопрос об его надёжности. Одним из способов резервирования передачи данных по сети, обеспечивающим очень высокие характеристики безотказной работы является протокол PRP. Резервирование работы РТР при помощи PRP возможно, но требует, что бы устройства резервирования PRP RedBox поддерживали протокол РТР и были способны работать в режиме «Проницаемых часов» (Transparent Clock TC). Схема совместного применения PRP и РТР показана на Рис. 11.

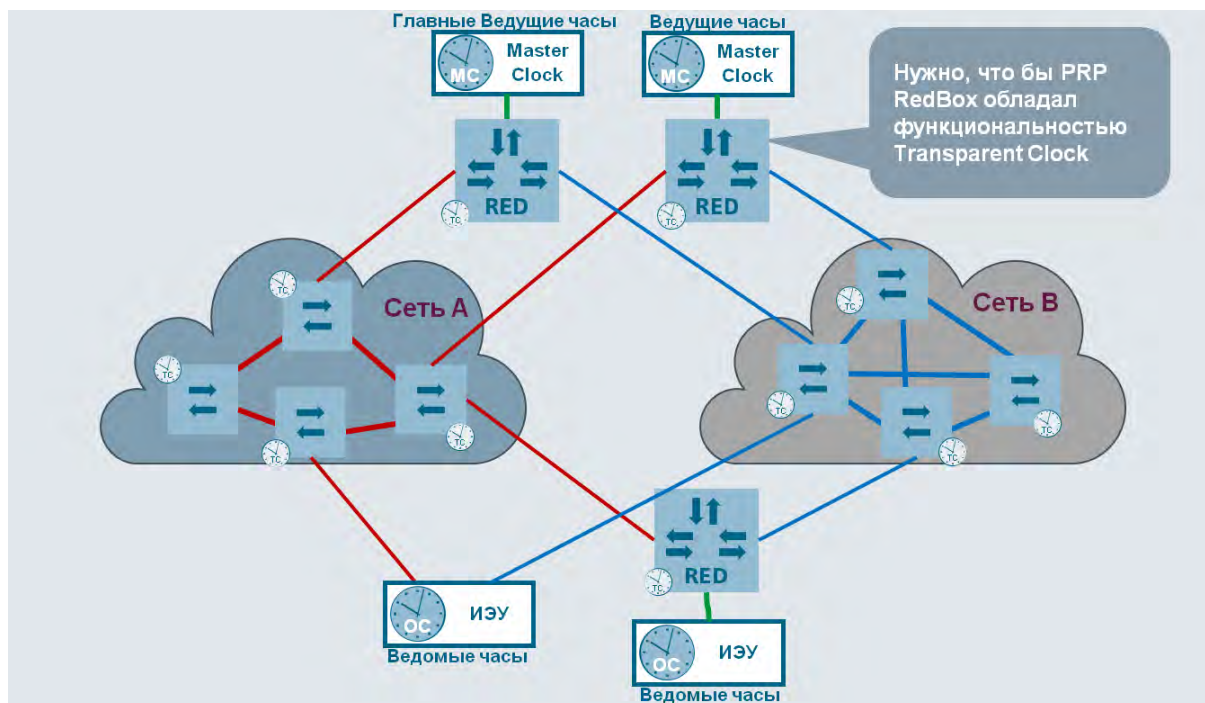


Рис. 11

В текущей версии стандарта IEC 62439-3 взаимодействие PRP и РТР описано недостаточно определённо. Это должно быть разъяснено в приложении к новой редакции IEC 62439, а также включено в новую редакцию IEC 61850-9-3.

3 ЗАКЛЮЧЕНИЕ

Протокол РТР удовлетворяет требованиям точности синхронизации времени для всех приложений на электрических подстанциях и может быть рекомендован для применения в энергетике. При этом, для достижения требуемой точности, обязательно применения режима Peer-to-Peer и крайне желателен вариант работы One Step. При выборе оборудования следует учитывать возможность работы в этих режимах.

ЛИТЕРАТУРА

- [1] IEEE / IEEE C37.118.1/2 -2011
- [2] Mills D. / Network Time Protocol (NTP) / Request for Comments: 958 / September 1985
- [3] Mills D., Delaware U., Martin J., Burbank J., Kasch, W. / Network Time Protocol Version 4: Protocol and Algorithms Specification / Internet Engineering Task Force (IETF) Request for Comments: 5905 June 2010
- [4] IEEE / IEEE 1588-2002 / 8 November 2002
- [5] IEEE / IEEE 1588-2008 / 24 July 2008
- [6] IEEE / C37.238-2011 - IEEE Standard Profile for Use of IEEE 1588 Precision Time Protocol in Power System Applications/2 -2011



С.П-10. АНАЛИТИЧЕСКОЕ ОПРЕДЕЛЕНИЕ ОСТАТОЧНОГО РЕСУРСА ИЗОЛЯЦИИ

К. И. НИКИТИН, Д. А. ПОЛЯКОВ
ФГБОУ ВПО «Омский государственный технический университет»
Россия
nki@ngs.ru

КЛЮЧЕВЫЕ СЛОВА

Модель старения изоляции, частичные разряды, старение диэлектрика, старение полиэтилена, срок службы изоляции, остаточный ресурс изоляции, прогнозирующая защита.

1 ВВЕДЕНИЕ

В процессе работы электрооборудования происходит естественный износ изоляции. Поэтому возникает необходимость разработки прогнозирующей защиты [1, 2, 3], автоматически определяющей остаточный ресурс изоляции электрооборудования.

Одним из наиболее распространенных электроизоляционных материалов является полиэтилен с различными модификациями. Исследование природы его разрушения требуется для расчета срока службы полиэтиленовой изоляции. Информация о сроке службы изоляции может использоваться для разработки методов определения остаточного ресурса изоляции.

Разрушающими для полиэтилена являются следующие факторы [4, 5, 6]:

- Частичные разряды в изоляции электрооборудования;
- Температурное старение диэлектрика на основе данных о температуре изоляции;
- Влажность окружающей среды;
- Ультрафиолетовое излучение;
- Радиация;
- Механические воздействия.

Все указанные факторы оказывают разрушающее воздействие на изоляцию электрооборудования и ведут к разрушению связей в молекулах полиэтилена, вызывая его старение. При старении диэлектрика в объеме изоляции могут развиваться древовидные структуры: дендриты [7] и явления водного триинга [8], снижающие общую электрическую прочность изоляции. Причем дефекты могут увеличиваться в размерах во времени, что в итоге может привести к пробоя изоляции.

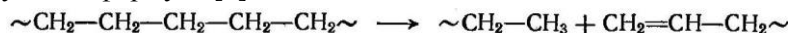
В настоящее время известно о создании математической модели развития частичных разрядов в процессе старения диэлектрика [9], с помощью которой возможно определить стадию старения диэлектрика по характеристикам частичных разрядов.

В настоящем докладе представлен аналитический расчет срока службы полиэтиленовой изоляции на основе моделирования процесса разрушения молекул полиэтилена до полного пробоя изоляции.

2 ОПРЕДЕЛЕНИЕ СРОКА СЛУЖБЫ ИЗОЛЯЦИИ

2.1 Деструкция полиэтилена

Под воздействием деструктивных факторов молекулы полиэтилена могут разрушаться на различные молекулярные группы. Например, при термической деструкции полиэтилен разрушается по следующей формуле [4]:



При разрушении полиэтилена на молекулярном уровне внутри него могут образовываться дефекты, которые могут привести к пробое изоляции.

Для исследования влияния наличия дефектов в объеме диэлектрика на электрическую прочность был проведен эксперимент по искусственному пробое изоляции при повышении напряжения выше номинального. В качестве испытуемого образца был выбран СИП на класс напряжения 0,4 кВ с изоляцией из сшитого полиэтилена. Несколько образцов изоляции были искусственно пробиты высоким напряжением. После чего был произведен срез изоляции по месту пробоя. Для исследования места пробоя требовалось увеличить срез изоляции и сделать снимок. Для этих целей было решено использовать электронный микроскоп, так как он дает большее увеличение, чем оптический и имеет возможность цифровой съемки. Исследованный под электронным микроскопом канал пробоя представлен на рис. 1.

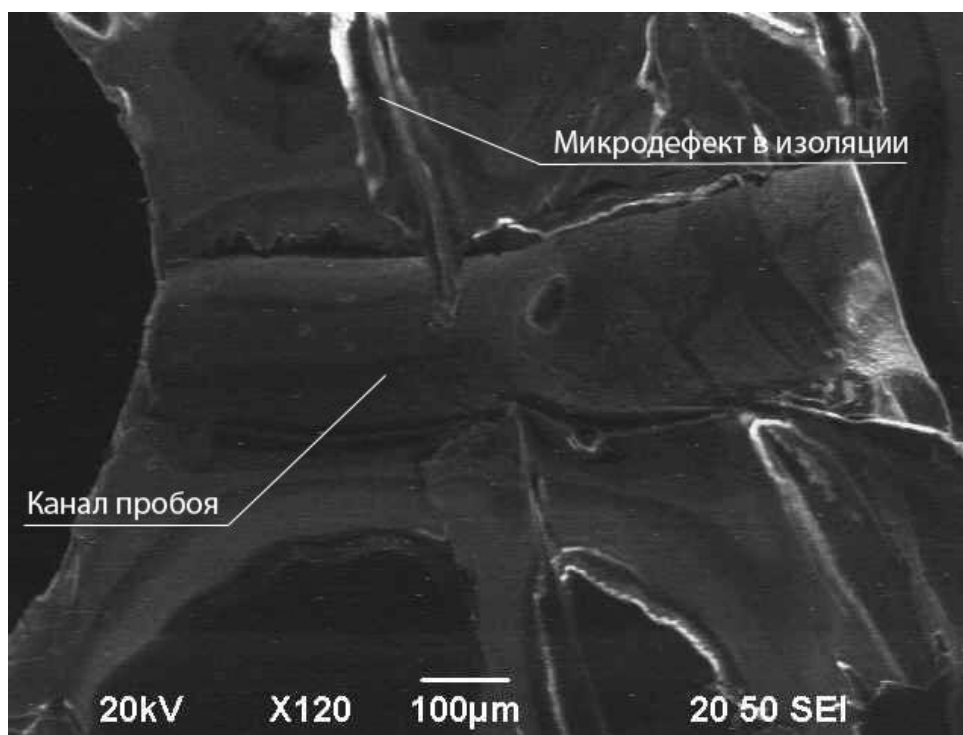


Рис. 1: Снимок места пробоя изоляции при исследовании под электронным микроскопом.

Как видно по снимку, толщина канала пробоя составляет от 150 до 300 мкм. На снимке также виден микроразмерный дефект в изоляции, наличие которого снизило общую электрическую прочность, вследствие чего именно в месте расположения данного дефекта произошел пробой изоляции. Размеры дефекта составляют менее 100 мкм.

Таким образом, исходя из того, что наличие дефектов в изоляции может привести к общему пробое, смоделировав процесс старения полиэтилена, можно определить время эксплуатации изоляции в рабочем режиме до пробоя.

2.2 Модель процесса старения изоляции

Разрушение изоляции под воздействием частичных разрядов и других разрушающих факторов имеет случайный характер. При разрушении молекулы полиэтилена под воздействием температуры может образоваться две или более молекулы, причем длина возникших цепей может быть различной [4]. Частичные разряды, возникающие внутри

дефектов, также носят случайный характер и зависят от множества факторов, таких, как напряженность электрического поля внутри дефектов, размер дефекта, форма дефекта, электрическая прочность газа или воды, которыми заполнен дефект и др.

В качестве модели изоляции из полиэтилена решено представить срез размерами 100x100 молекул CH_2 , в которых может произойти разрушение молекулы под воздействием одного из деструктивных факторов (рис. 2). Квадрат (100x100) удобно взять за основу, как систему координат, где координаты деструкции определяются случайно.

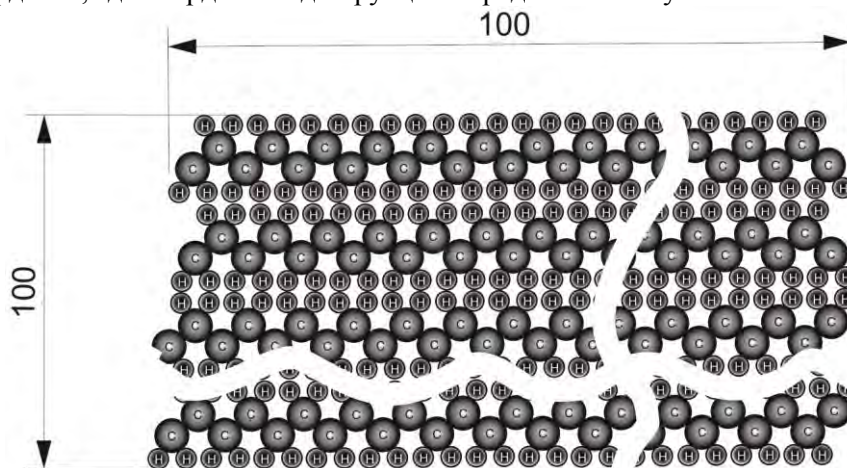


Рис. 2: Модель изоляции в виде среза 100x100 молекул CH_2

Электрическая прочность полиэтилена составляет 45...60 кВ/мм [10]. Толщина изоляции жилы кабелей с рабочим напряжением 10 кВ составляет 5,5 мм. Однако для проверки таких кабелей используют повышенное напряжение 25 кВ. Тогда на 1 мм толщины изоляции кабеля приходится напряжение $25/5,5 = 4,55$ кВ/мм. Следовательно, необходимо разрушить $(4,55/45) \cdot 100\% = 10\%$ клеток, что при размере 100x100 составляет $100 \cdot 0,1 \approx 10$ клеток.

Для сбора статистических данных по пробое изоляции была написана программа, в которой с использованием случайной функции $\text{gandom}(x,y)$ были получены различные комбинации координат, записывалась статистика количества выпавших до пробоя координат. Полученный график (рис. 3) показывает, что пробоей указанного участка изоляции происходит по нормальному закону распределения.

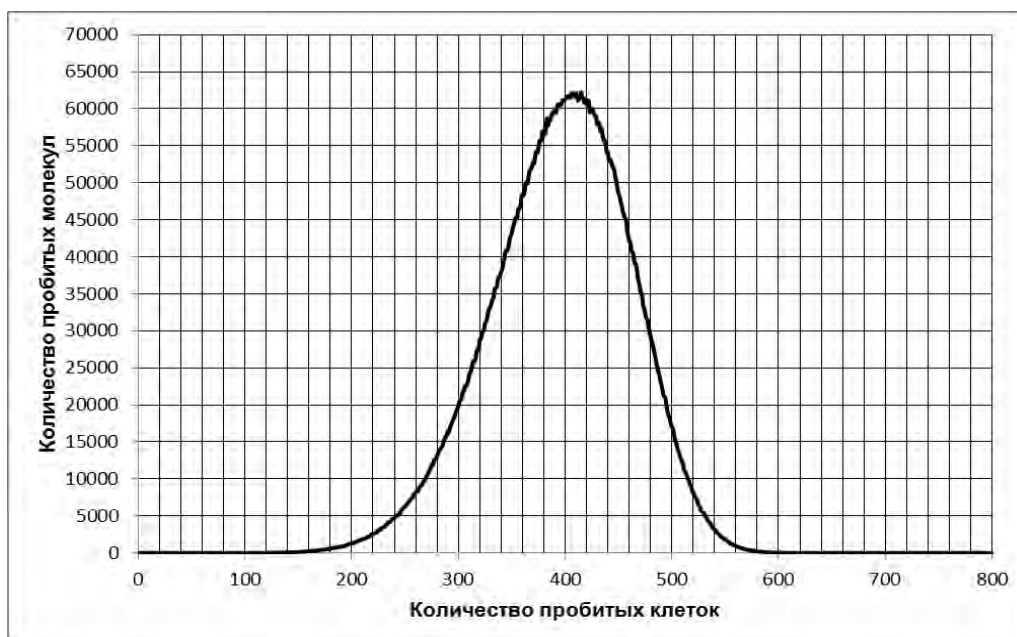


Рис. 3: График зависимости вероятности пробоя участка изоляции от количества пробитых молекул CH_2

Как видно из графика, основная часть пробоев изоляции приходится в промежутке от 300 до 500 пробитых молекул. Для расчета примем среднее значение в 400 молекул. Размер поля для расчета составляет 100×100 клеток, то есть всего на поле 10 000 молекул. Таким образом, для пробоя изоляции достаточно разрушить 4 % молекул.

Рассчитаем количество молекул в квадрате со стороной 5,5 мм полиэтилена, что составляет $30,25 \text{ мм}^2$. Размеры молекулы этилена составляют 0,2534 нм. Расстояние между молекулами CH_2 $l=0,2534/2=0,1267 \text{ нм}$ [11], следовательно, количество молекул CH_2 в 5,5 мм можно рассчитать по формуле:

$$n = \frac{h}{l} = \frac{5,5 \cdot 10^{-3}}{0,1267 \cdot 10^{-9}} = 4,34 \cdot 10^7$$

где h – толщина полиэтиленовой изоляции, l – длина связей между молекулами CH_2 .

Найдем количество молекул CH_2 в $30,25 \text{ мм}^2$.

$$m = n^2 = (4,34 \cdot 10^7)^2 = 1,88 \cdot 10^{15}$$

Зная количество молекул (CH_2) в $30,25 \text{ мм}^2$ и принимая, что для полного пробоя изоляции необходимо пробить 4 % клеток, получаем, что в среднем нужно пробить $7,52 \cdot 10^{13}$ молекул.

Согласно [12], появление частичных разрядов во многом зависит от фазового угла напряжения, особенно при возрастании напряжения от 0 до амплитудного значения, причем независимо от полярности. Частота сигналов частичных разрядов лежит в диапазоне 30 - 40 кГц [13]. Однако сигналы частичных разрядов представляют собой не непрерывный сигнал, а кратковременные всплески тока. Исходя из этого, для расчета срока службы изоляции примем среднюю частоту появления частичных разрядов за все время эксплуатации электрооборудования в размере 8 кГц. Так как частичные разряды являются не единственным фактором, воздействующим на изоляцию, необходимо принять частоту разрушения молекул в размере 32 кГц.

Средний срок службы изоляции можно рассчитать по формуле:

$$T = \frac{m_{cp}}{f \cdot t_1 \cdot t_2} = \frac{7,52 \cdot 10^{13}}{32 \cdot 10^3 \cdot 3600 \cdot 8760} = 74,5 \text{ года}$$

где m_{cp} – среднее количество молекул полиэтилена, которое нужно разрушить, для того чтобы изоляция вышла из строя, t_1 – количество часов в году, t_2 – количество секунд в одном часе, f – средняя частота разрушения молекул.

3 ЗАКЛЮЧЕНИЕ

Расчетные данные близки к реальным эксплуатационным срокам службы изоляции высоковольтного оборудования. Поэтому данная модель может быть использована для проведения исследований по разработке методики определения остаточного ресурса изоляции, необходимого для алгоритма работы прогнозирующей защиты с учетом внешних и внутренних факторов, влияющих на нее.

ЛИТЕРАТУРА

- [1] Никитин К. И. Опережающий автоматический ввод резерва собственных нужд электрических станций и подстанций / В. Н. Горюнов, К. И. Никитин, М. М. Сарычев // Омский научный вестник. - 2011. - № 3 (103). - С.211-213.
- [2] Никитин К. И. Возможные направления совершенствования релейной защиты / К. И. Никитин, О. А. Сидоров, А. А. Вырва, М. М. Сарычев // Омский научный вестник. - 2009. - № 1 (77). - С.130-133.

- [3] Никитин К. И. Принципы построения, алгоритмы и модели токовых защит электроэнергетических систем: Монография. – Омск: ОмГТУ, 2012. – 240 с. : ил. – ISBN 978-5-8149-1260-2.
- [4] Брацыхин, Е. А. Технология пластических масс: Учебное пособие для техникумов / Е. А. Брацыхин, Э. С. Шульгина. – 3-е изд., перераб. и доп. – Л. : Химия, 1982. – 328 с., ил.
- [5] Вдовико, В. П. Частичные разряды в диагностировании высоковольтного оборудования / В. П. Вдовико. – Новосибирск: Наука, 2007. – 155 с. – ISBN 978-5-02-023210-5.
- [6] Кучинский Г. С. Частичные разряды в высоковольтных конструкциях. // Изд. «Энергия», 1979.
- [7] Куперштох, А. Л. Моделирование частичных разрядов в твердых диэлектриках на переменном напряжении / А. Л. Куперштох, С. П. Стамателатос, Д. П. Агорис // Письма в Журнал технической физики. - 2006. - Т. 32, № 15. - С. 74-81.
- [8] Роженцова, Н. В. Факторы надежности при проектировании и эксплуатации кабельных линий с изоляцией из сшитого полиэтилена / Н. В. Роженцова, А. М. Ларионова, С. Н. Ларионов // Известия высших учебных заведений. Электромеханика. - 2010. - № 4. - С. 32-36.
- [9] Исмагилов, Ф. Р. Математическое моделирование развития частичных разрядов в процессе старения диэлектрика / Ф. Р. Исмагилов, Д. В. Максудов // Вестник Уфимского государственного авиационного технического университета. – 2011. - Т. 15, № 3 (43). - С. 98-100.
- [10] Справочник по электротехническим материалам под ред. Корицкого и др. // Л., «Энергия», 1976.
- [11] Конкин А. А., Зверев М. П. Полиолефиновые волокна. // Изд. «Химия». М., 1966.
- [12] A.S. Deshpande, H.A. Mangalvedekar, A.N. Cheeran Partial discharge analysis using energy patterns // Electrical Power and Energy Systems. – N 53 (2013). – P. 184–195.
- [13] Hung-Cheng Chen, Feng-Chang Gu, Meng-Hui Wang A novel extension neural network based partial discharge pattern recognition method for high-voltage power apparatus // Expert Systems with Applications. - N 39 (2012). – P. 3423–3431.



С.П-11. Цифровая модель аналогового реле направления мощности

Н.Н. КУРГУЗОВ, Л.И. КУРГУЗОВА, М.Н. КУРГУЗОВА
ПГУ им. С. Торайгырова,
ТОО «Электротехнический проектный институт ТЭЛПРО»
Республика Казахстан
nic2_1950@mail.ru

КЛЮЧЕВЫЕ СЛОВА

Трансформатор тока, короткое замыкание, погрешности трансформатора тока, реле направления мощности, цифровая модель.

1 ВВЕДЕНИЕ

Реле направления мощности (РНМ) используют, главным образом, в автономных защитах линий с двухсторонним питанием (первых, вторых и третьих ступеней ступенчатых токовых направленных защит). В то же время, имеются предложения по выполнению централизованных защит подстанций с электродвигателями с применением органов направления мощности.

В настоящее время используют как аналоговые РНМ, выполненные на электромеханической и полупроводниковой элементной базе, так и цифровые реле. Несмотря на явные преимущества цифровых защит, наибольшее количество находящихся в эксплуатации РНМ, по-прежнему, составляют индукционные РНМ (ИРНМ), что связано с большими материальными затратами, необходимыми для модернизации подстанций в части элементной базы релейной защиты.

Многолетний опыт эксплуатации ИРНМ в части устойчивости функционирования положительный: они до сих пор находятся в работе несмотря на присущие им существенные недостатки, заключающиеся в наличии самохода реле, значительной потребляемой мощности по цепям питания от трансформаторов тока (ТТ) и трансформаторов напряжения, а также, в ряде случаев, вибрации контактных систем и низкой механической устойчивости элементов конструкции реле.

В докладе показана возможность создания цифрового аналога ИРНМ, обладающего всеми его положительными свойствами и, вместе с тем, лишенного его существенных недостатков.

2 ОСНОВНАЯ ЧАСТЬ

Использование РНМ в качестве органа, контролирующего направление мощности короткого замыкания, позволяет, как известно, не только увеличить зоны, защищаемые первыми и вторыми ступенями токовых направленных защит, но и обеспечить селективность не только автономных защит линий с двухсторонним питанием, но и централизованных защит подстанций с электродвигателями. При этом селективность и устойчивость функционирования направленных защит должны обеспечиваться как в установившихся, так и в переходных режимах короткого замыкания (КЗ).

В [1] показано, что постоянную составляющую вращающего момента, действующего на подвижную систему ИРНМ и обуславливающего движение ротора реле на срабатывание, достаточно точно можно получить при подведении к РНМ синусоидального напряжения и первой гармоники вторичного тока ТТ.

В переходном процессе КЗ интегральные характеристики вторичного тока ТТ, в том числе его первой гармоники, непрерывно изменяются: на процесс перемагничивания сердечников ТТ и, следовательно, на величину и фазу вторичного тока существенное влияние оказывает апериодическая составляющая первичного тока и скорость ее затухания.

Проведенные экспериментальные исследования поведения ИРНМ типа РБМ-171/1 в условиях глубокого насыщения сердечника ТТ показали, что искажение вторичного тока может оказывать существенное влияние на поведение ИРНМ. На рис. 1 приведены осциллограммы работы реле при подведении в условиях расчетного эксперимента к его обмоткам синусоидального напряжения и несинусоидального тока, искаженного в результате насыщения сердечника ТТ, при разных начальных значениях угла сдвига фаз φ_δ .

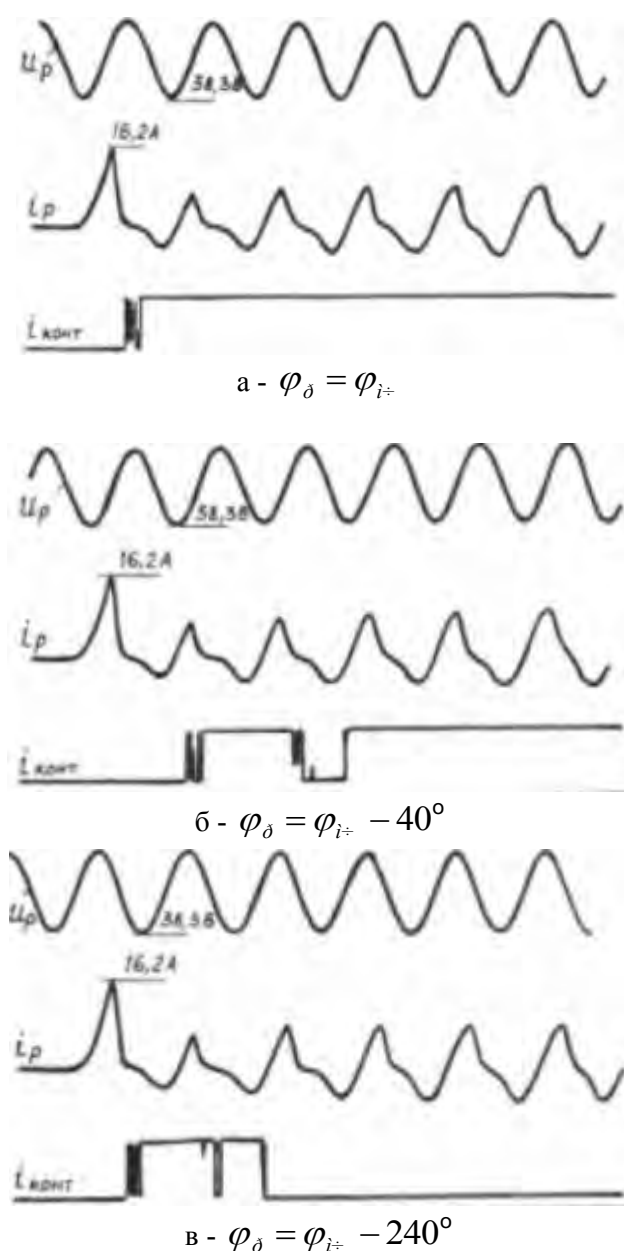


Рис. 1: Осциллограммы работы ИРНМ при различных значениях угла сдвига фаз

Видно, что при угле сдвига фаз $\varphi_\delta = \varphi_{i^+}$ (рис. 1,а) время срабатывания реле меньше одного периода даже при довольно сильном искажении входного сигнала. Во втором случае, при угле $\varphi_\delta = \varphi_{i^+} - 40^\circ$ (рис. 1,б), имеет место задержка в срабатывании реле, а в третьем случае, при значении угла $\varphi_\delta = \varphi_{i^+} - 240^\circ$ (рис. 1,в) – имеет место переориентирование (излишнее срабатывание) реле. Задержка в срабатывании и излишнее срабатывание обусловлены, главным образом, влиянием угловой погрешности по первой гармонике на процесс срабатывания ИРНМ.

На рис. 2 показано изменение во времени (по периодам) амплитуды первой гармоники расчетного вторичного тока $I_{(1),м,\%}$ (в процентах от амплитуды первичного приведенного тока) и угловой погрешности $\delta_{(1)}$ ТТ при КЗ и наличии апериодической составляющей с постоянной времени $\dot{O}_i = 0,043\tau$ (остаточная индукция в сердечнике ТТ составляет $-0,8\dot{O}_e$).

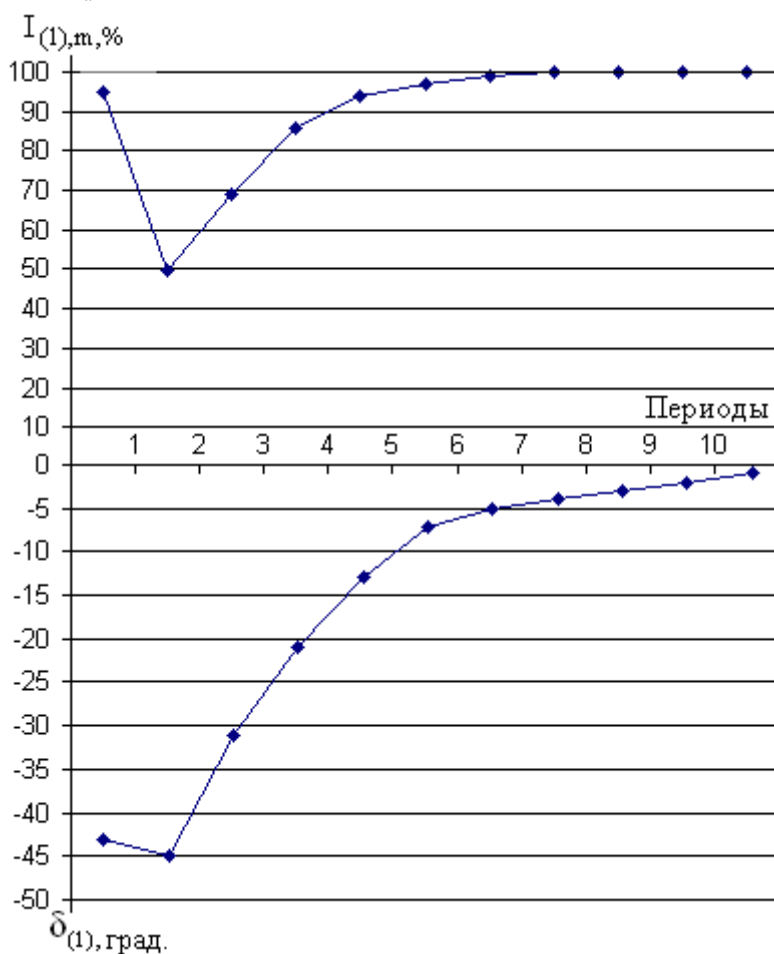


Рис. 2: Изменение во времени переходного процесса амплитуды первой гармоники вторичного тока и угловой погрешности ТТ

При выбранных условиях лабораторного эксперимента $I_{(1),м,\%}$ имеет наименьшее значение (50%) во второй период промышленной частоты, а угловая погрешность во втором периоде при этом максимальна (-45°). В последующие периоды происходит восстановление формы кривой вторичного тока ТТ и уменьшение угловой погрешности по первой гармонике.

С учетом изменяющихся во времени переходного процесса значений амплитуды первой гармоники $I_{(1),м,\%}$ и угловой погрешности $\delta_{(1)}$ ТТ, выражение [1] для постоянной составляющей вращающего момента ИРНМ принимает вид:

$$\dot{I}^* = S_* \frac{I_{(1),m,\%}}{100} \cos(\varphi_\delta - \varphi_{i^*} + \delta_{(1)}),$$

где $S_* = \frac{S_\delta}{S_{н.д.}}$ – отношение мощности, подводимой к реле, к мощности срабатывания реле;

Выполнены расчеты изменения во времени постоянной составляющей вращающего момента ИРНМ. Проведенный анализ подтвердил достаточно точное совпадение с результатами проведенных экспериментов (рис. 1) и, следовательно, адекватность модели ИРНМ, использующей вышеприведенное выражение \dot{I}^* , серийному реле РБМ-171/1.

Проведенные исследования, в том числе опубликованные в [2], показали, что серийные ИРНМ, включенные на существующие ТТ, селективно и устойчиво работают не только в установившихся, но и в переходных режимах КЗ при глубоких насыщениях сердечников ТТ.

Аналогичный вывод можно сделать и для цифрового аналога ИРНМ, использующего первую гармоническую составляющую вторичного тока ТТ.

3 ЗАКЛЮЧЕНИЕ

Цифровая реализация модели ИРНМ с использованием первой гармонической составляющей вторичного тока ТТ позволяет исключить присущие этому реле недостатки и обеспечить требуемые селективность и устойчивость функционирования как в установившихся, так и в переходных режимах КЗ.

ЛИТЕРАТУРА

- [1] Гельфанд Я.С. Релейная защита распределительных сетей. – М.: Энергия, 1975.
- [2] Богдан А.В., Кургузов Н.Н. Влияние насыщения сердечников трансформаторов тока на работу индукционных реле направления мощности // Электрические станции. 1978. № 2. С. 81-83.



С.П-12. Выработка управляющих воздействий с помощью искусственных нейронных сетей и модифицированного оценивания состояния

А.М. ГЛАЗУНОВА, Е.С. АКСАЕВА, Е.С. СЪЁМЩИКОВ

Институт систем энергетики им. Л.А. Мелентьева

НИ Иркутский Государственный Технический Университет

Россия

glazunova@isem.sei.irk.ru

КЛЮЧЕВЫЕ СЛОВА

управляющие воздействия, максимально допустимый переток, искусственные нейронные сети.

1. ВВЕДЕНИЕ

Оперативное управление – это непрерывное управление текущим режимом электроэнергетической системы (ЭЭС), осуществляемое диспетчерским персоналом. Одной из функций диспетчера является выработка управляющих воздействий с целью ведения режима с максимальным использованием пропускной способности линии в различных режимных условиях. Для выработки сбалансированных решений, которые не вызовут нежелательного перераспределения мощности необходимо собрать и проанализировать большой объем информации об ЭЭС.

Существенную помощь в выборе управляющих воздействий и обеспечении надежной работы электроэнергетической системы могут оказать советчики диспетчера, например, в виде результатов модифицированного оценивания состояния (МОС).

2. КЛАССИЧЕСКОЕ И МОДИФИЦИРОВАННОЕ ОЦЕНИВАНИЕ СОСТОЯНИЯ

При оперативном диспетчерском управлении режимами ЭЭС основными источниками информации являются SCADA система и WAMS (Wide-Area Measurement Systems). Оперативная информация представляется в виде вектора измерений и выглядит следующим образом:

$$\bar{y} = (U_i, P_i, Q_i, P_{ij}, Q_{ij}, \delta_i), \quad (1)$$

где U_i – модули узловых напряжений; P_i , Q_i – инъекции активных и реактивных мощностей в узлах; P_{ij} , Q_{ij} – перетоки мощностей в трансформаторах и линиях, δ_i – фазы напряжений в тех узлах схемы, где установлены регистраторы. Для обработки измерений решается задача оценивания состояния режима ЭЭС [1]. При выполнении задачи оценивания состояния каждому измерению присваивается вес, который регулирует влияние данного измерения на качество полученного установившегося режима (УР). В зависимости от значений весовых коэффициентов измерений определяется множество УР. Для вычисления реального (текущего) установившегося режима необходима корректная настройка весовых коэффициентов измерений.

МОС – это вычисление установившегося режима с максимально допустимыми перетоками в контролируемых линиях и с параметрами текущего режима в остальной части ЭЭС [2]. Значения перетоков в контролируемых линиях изменяются вследствие корректировки, определенных заранее, параметров режима ЭЭС. Полученный режим называется результирующим режимом. Для оценивания состояния результирующего режима

ЭЭС используются измерения текущего режима \bar{u} и идеальные пределы мощности по статической или термической устойчивости каждой контролируемой линии. Далее эти значения называются псевдоизмерениями максимально допустимых перетоков (ПИ МДП – $P^{ПИ} \ M^{ПИ}$). Модифицированный метод оценивания состояния подтягивает текущие значения перетоков в контролируемых линиях к идеальному пределу мощности настолько, насколько это позволяют схемно-режимные ограничения и текущие значения нерегулируемых параметров режима. Определение искомого результирующего режима обеспечивается настройкой весовых коэффициентов измерений, которые участвуют в регулировании (регулируемые параметры режима) и ПИ МДП. В процессе подбора весовых коэффициентов (в режиме off-line) формируются инструкции по воздействию на регулируемые параметры режима (далее управляющие воздействия). Правило подбора основано на том, что оптимальный результат модифицированного оценивания состояния обеспечивается определенным (specific) соотношением весовых коэффициентов измерений, а не конкретными значениями этих коэффициентов

Диапазон изменения регулируемых параметров режима называются ограничениями. Под ограничениями понимаются верхние и нижние значения напряжений, величины располагаемой активной и реактивной мощностей в ЭЭС.

Математически этот вид ограничения записывается следующим образом:

$$U_{i\min} < U_i < U_{i\max} \quad (2)$$

где U_i - напряжение в i -том узле в результирующем режиме; U_{\min} - напряжение в i -том узле, соответствующее статической устойчивости электродвигателей; U_{\max} - напряжение в i -том узле, соответствующее надежности изоляции.

$$P_l \leq P_{l1} + P_{l2} \quad (3)$$

где P_l - активная мощность в узле в результирующем режиме, P_{l1} - рабочая мощность станции, P_{l2} - оперативный резерв мощности на станции.

$$Q_{l\min} \leq Q_l \leq Q_{l\max} \quad (4)$$

где Q_l - реактивная мощность в узле l в результирующем режиме, $Q_{l\min}$ и $Q_{l\max}$ - нижнее и верхнее ограничения реактивной мощности в рассматриваемом узле.

Задача получения желаемого результирующего режима считается достигнутой, если выполняются следующие условия: некорректируемые параметры режима изменяются в пределах точности измерений; корректируемые параметры режима не выходят за пределы ограничения; значения МДП максимальны во всех контролируемых линиях. Выполнение поставленных условий достигается определенной настройкой весовых коэффициентов измерений и псевдоизмерений.

3. ОПИСАНИЕ ПУТИ РЕШЕНИЯ ПРОБЛЕМЫ

Для выработки управляющих воздействий, обеспечивающих достижение конкретной цели в режиме реального времени, решается задача МОС. Под конкретной целью понимается решение задач: передача дополнительной мощности из одного узла в другой или вычисление свободной пропускной способности нескольких линий одновременно. В режиме off-line для каждой задачи формируется сценарий, в котором прописана цель задачи и исходная информация – номера контролируемых линий, регулируемые параметры режима, пределы регулирования. Для каждого сценария создается обучающая выборка, по которой ИНС обучается распознаванию, соответствующих заданному сценарию и текущему режиму, весовых коэффициентов. В режиме on-line (рис.1), в зависимости от решаемой задачи, выбирается одна из обученных ИНС, которая по значениям измерений идентифицирует набор весовых коэффициентов, соответствующих текущим условиям функционирования ЭЭС. С этими весовыми коэффициентами по текущему срезу измерений выполняется МОС. По результатам МОС формируются УВ.

Адекватность результатов МОС гарантируется корректной настройкой параметров МОС – весовых коэффициентов корректируемых измерений и ПИ МДП. Адаптивность управляющих воздействий текущему режиму обеспечивается тем, что ответом ИНС являются не сами управляющие воздействия, а весовые коэффициенты, соответствующие этим УВ

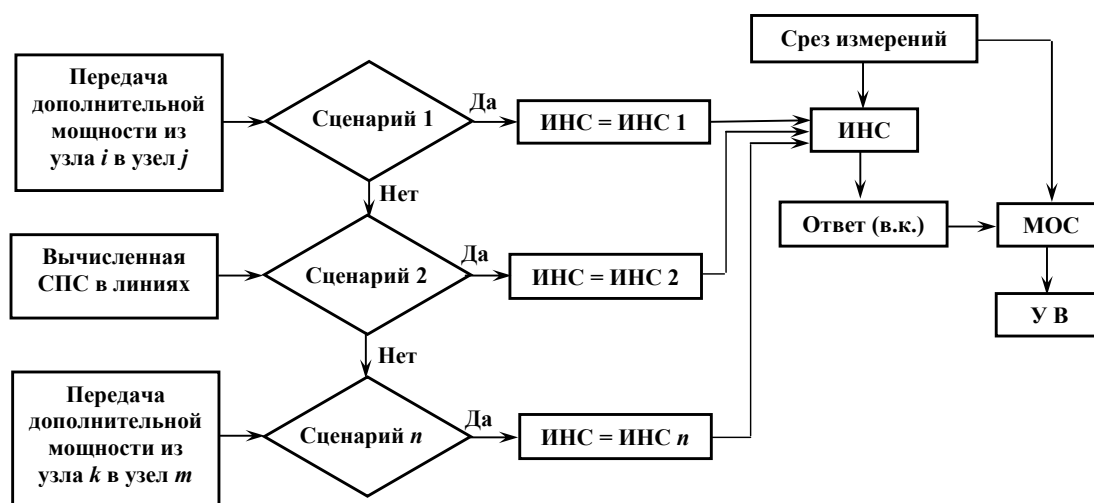


Рис.1. Режиме on-line

Off-line: создание обучающего и тестирующего задачник, обучение и тестирование ИНС.

On-line: считывание среза, идентификация значений весовых коэффициентов с помощью ИНС, выполнение МОС.

4. СОЗДАНИЕ АРХИВОВ ИЗМЕРЕНИЙ

Для создания обучающего и тестирующего задачник используется архив, приближенных к действительности срезов измерений [3]. Приближение к реальности достигается использованием типовых или фактических графиков активной и реактивной нагрузки в нагрузочных узлах и графиков реактивной нагрузки в узлах, где установлены компенсирующие устройства при вычислении установившихся режимов. По заданным исходным данным вычисляются установившиеся режимы для каждой точки графика нагрузки. Все вычисленные режимы записываются в базу данных УР. Для создания эталона среза измерений \bar{y}_y из базы данных УР выбираются измеряемые параметры режима $y_{уст}$. Для формирования среза измерений на $y_{уст}$ накладываются случайные ошибки $x_{сл}$, сгенерированные датчиком случайных чисел:

$$\bar{y} = y_{уст} + x_{сл} \sigma_y, \quad (5)$$

где $x_{сл} \rightarrow N(0,1)$, σ_y – дисперсия измерения. При создании срезов измерений исходят из того, что в течение, например, часа (если это суточный график нагрузки) или 15 минут (если это 15-минутный график нагрузки) режим не изменяется. В течение заданного времени измерения отличаются друг от друга величиной случайной и грубой (если она есть) составляющих ошибки. Таким образом, количество измерений за период графика нагрузки определяется частотой, с которой измеряются параметры режима.

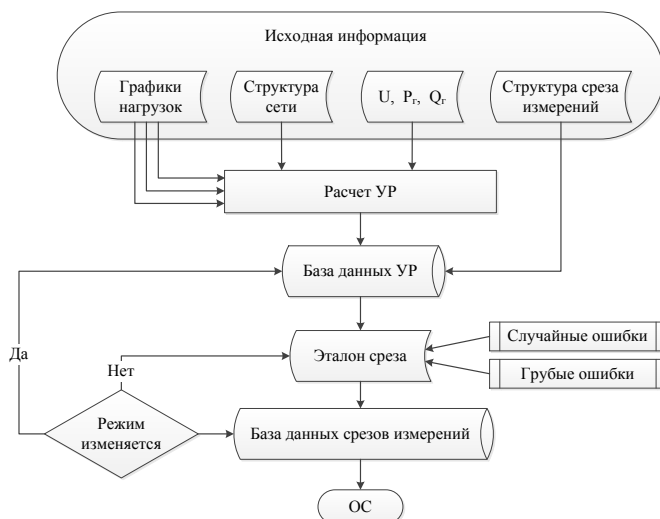


Рис 2. Алгоритм создания архива срезов

5. ПОДГОТОВИТЕЛЬНЫЙ ЭТАП

На данном этапе определяется круг решаемых задач, разрабатываются для них сценарии, формируется обучающий задачник и обучается ИНС.

На рис. 3 показан алгоритм формирования обучающего задачника на примере одного сценария. В основу алгоритма формирования обучающего задачника положены программа модифицированного ОС и программа анализа результатов. МОС выполняется N раз по каждому из K срезов, где N – количество комбинаций весовых коэффициентов. По окончании задачи МОС выполняется анализ результатов, где проверяется нахождение оценок некорректируемых и корректируемых параметров режима в пределах точности измерения и в пределах регулирования (2), (3), (4) соответственно. При выполнении условий вычисляется критерий

$$\varphi_{МДП}^j < \varphi_{МДП}^{j-1}, \quad (6)$$

где

$$\varphi_{МДП} = \sqrt{\sum_1^{k0} (P_{ij}^{ПИ МДП} - P_{ij}^{МДП}(U, \delta))^2} \rightarrow \min, \quad (7)$$

где $k0$ – количество ПИ МДП мощности. При выполнении условия (6) весовые коэффициенты записываются в базу данных.

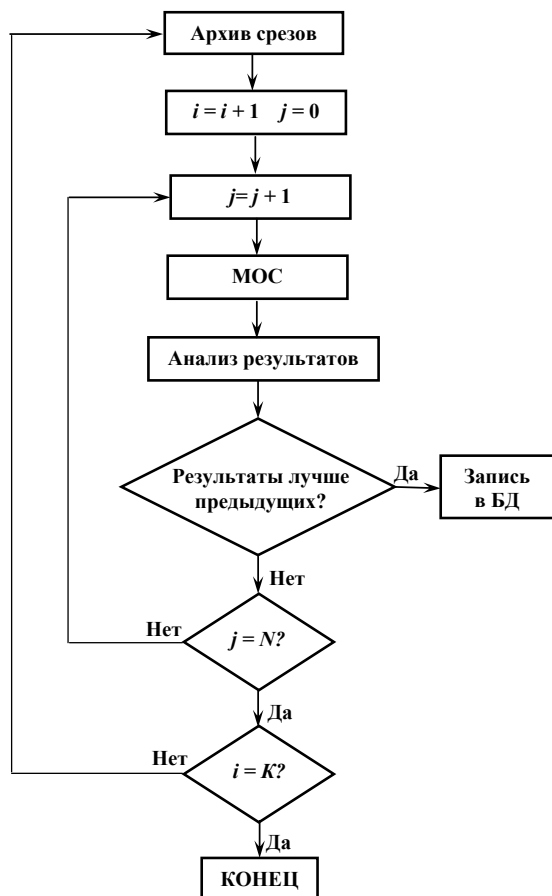


Рис.3. Алгоритм формирования обучающего задачника

Затем изменяются весовые коэффициенты ПИ МДП, и снова оценивается режим, проверяются ограничения и вычисляется критерий (6). По окончании N расчетов в базе данных остается один набор весовых коэффициентов. Далее выполняется обработка следующего среза. По окончании $N \cdot K$ расчетов в базе данных остаются K наборов весовых коэффициентов, которые обеспечивают оптимальный результат модифицированного оценивания состояния рассматриваемых режимов в реальном времени.

6. ПРАКТИЧЕСКОЕ ИСПОЛЬЗОВАНИЕ

Описание схемы. В качестве примера рассматривается тестовая схема (рис.4), состоящей из 13 узлов и 12 связей. Узлы 1, 8, 10 являются узлами с регулируемыми параметрами, все остальные узлы считаются узлами с нерегулируемыми параметрами. Узел 8 генераторный, узлы 1 и 10 нагрузочные.

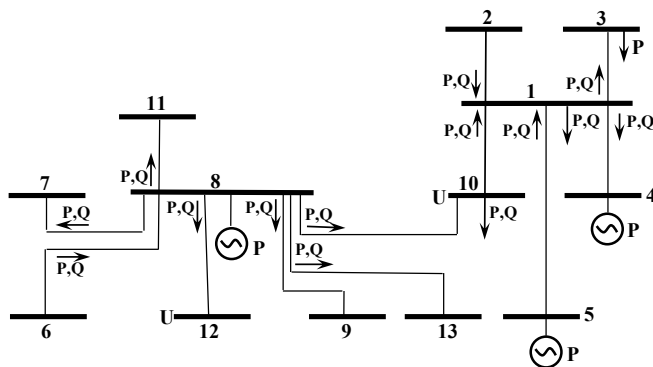


Рис.4. Тестовая схема

Описание сценария. Для тестовой схемы требуется рассчитать МДП для контролируемых линий 8-10 и 10-1 и выработать управляющие воздействия (на регулируемые параметры) для достижения МДП. Основными требованиями при передаче максимальной мощности служат: инъекции мощности и напряжения в узлах 2-7, 9, 11-13 остаются такими же, как и в текущем режиме, изменение допускается только в диапазоне заданной точности; инъекции и напряжения в узлах 1,8,10 с регулируемыми параметрами находятся в диапазоне системных ограничений. В качестве системных ограничений рассматривались: снижение и повышение допустимого значения напряжения в диапазоне ± 15 кВ. Диапазон регулирования реактивной мощности в узлах 8 и 10 составляет ± 100 МВар. Активная мощность вырабатываемая в узле 8 не должна превышать 2000 МВт.

Создание обучающего задачника для ИНС. Обучающий задачник для сети Кохонена состоит только из входных данных, которые представляют собой измерения параметров режима. Обучающий задачник создается на базе графика нагрузки в узле 10 (рис.5). График состоит из 24 эталонных точек (среза). Для формирования обучающего задачника из каждого эталонного среза моделируется по 10 срезов с различными случайными ошибками, сгенерированными датчиком случайных чисел. В итоге задачник для ИНС состоит из 240 срезов.

Обучение и тестирование сети Кохонена

Сеть Кохонена решает задачу классификации режимов на несколько классов. Результаты обучения показаны в графическом виде на рис.6. Нейронная сеть разделила все срезы на 4 класса. 1 класс соответствует диапазону нагрузки от 50 МВт до 100 МВт; 2 класс от 100 МВт до 150 МВт; 3 класс от 150 МВт до 200 МВт; 4 класс от 200 МВт до 250 МВт.

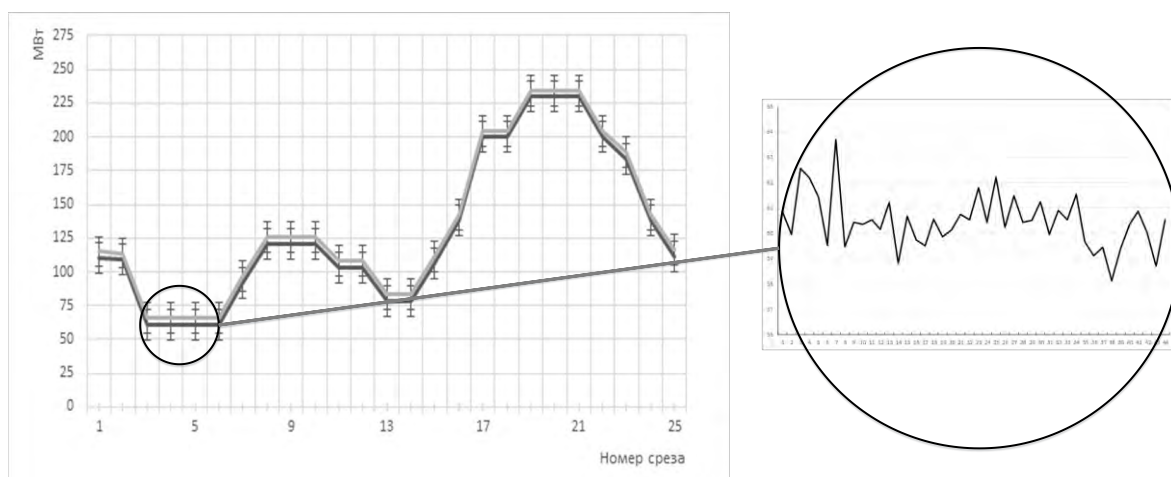


Рис.5. График нагрузки активной мощности в узле 10

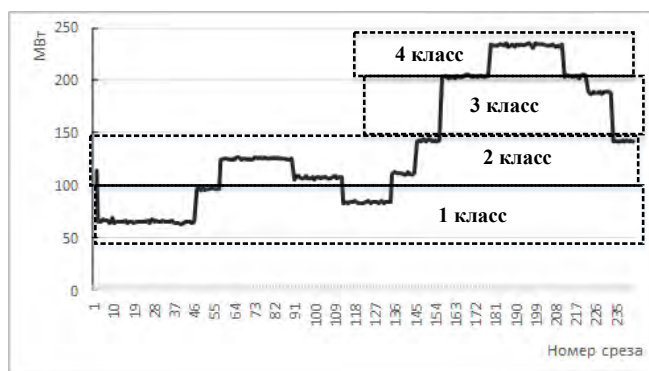


Рис.6. Результат обучения сети Кохонена

Относительная ошибка тестирования равна 0,83% (2 неправильных из 240).

Предварительный расчет МОС выполняется с целью интерпретации ответов ИНС. В соответствии с представленным на рис.3 алгоритмом выполняется МОС 100 раз по каждому из 240 срезов, где 100 это количество комбинаций весовых коэффициентов для ПИ МДП линий 1-10 и 8-10. Перебор весовых коэффициентов начинается со значения 10 и изменяется при следующем расчете на 5. На рис. 7 представлен фрагмент протокола подбора весовых коэффициентов для среза 10. Из протокола видно, что при весовых коэффициентах для ПИ МДП линии 1-10 и 8-10равных 130 оценки МОС некорректируемых и корректируемых параметров не выходят за пределы заданных значений, следовательно, соответствующие комбинации весовых коэффициентов записываются в базу данных.

Режим реального времени. Для идентификации весовых коэффициентов необходимо обученной ИНС показать текущий срез. Ответом ИНС служит комбинация весовых коэффициентов. Выбранные весовые коэффициенты используются для процедуры МОС. По результатам МОС выбираются УВ. В таблице 1 представлены результаты расчета МОС и рекомендации по выработке УВ.

Анализ при R = 120 120	Анализ при R = 125 125	Анализ при R = 130 130
Значение P в 10-м узле в пределах заданного значения	Значение P в 10-м узле в пределах заданного значения	Значение P в 10-м узле в пределах заданного значения
Срез №10:	Срез №10:	Срез №10:
Значение Q в 1-м узле в пределах заданного значения	Значение Q в 1-м узле в пределах заданного значения	Значение Q в 1-м узле в пределах заданного значения
Значение Q в 1-2-ой ветви(1 узел) в пределах заданного значения	Значение Q в 1-2-ой ветви(1 узел) в пределах заданного значения	Значение Q в 1-2-ой ветви(1 узел) в пределах заданного значения
Значение Q в 1-3-ой ветви(1 узел) в пределах заданного значения	Значение Q в 1-3-ой ветви(1 узел) в пределах заданного значения	Значение Q в 1-3-ой ветви(1 узел) в пределах заданного значения
Значение Q в 1-4-ой ветви(1 узел) в пределах заданного значения	Значение Q в 1-4-ой ветви(1 узел) в пределах заданного значения	Значение Q в 1-4-ой ветви(1 узел) в пределах заданного значения
Значение Q в 1-5-ой ветви(1 узел) в пределах заданного значения	Значение Q в 1-5-ой ветви(1 узел) в пределах заданного значения	Значение Q в 1-5-ой ветви(1 узел) в пределах заданного значения
Значение Q в 1-10-ой ветви(1 узел) в пределах заданного значения	Значение Q в 1-10-ой ветви(1 узел) в пределах заданного значения	Значение Q в 1-10-ой ветви(1 узел) в пределах заданного значения
Значение Q в 6-8-ой ветви(6 узел) в пределах заданного значения	Значение Q в 6-8-ой ветви(6 узел) в пределах заданного значения	Значение Q в 6-8-ой ветви(6 узел) в пределах заданного значения
Значение Q в 7-8-ой ветви(7 узел) в пределах заданного значения	Значение Q в 7-8-ой ветви(7 узел) в пределах заданного значения	Значение Q в 7-8-ой ветви(7 узел) в пределах заданного значения
Значение U в 8-м узле выходит за предел.per-cs(305-360)	Значение U в 8-м узле выходит за предел.per-cs(305-360)	Значение U в 8-м узле выходит за предел.per-cs(305-360)
Значение Q в 8-9-ой ветви(8 узел) в пределах заданного значения	Значение Q в 8-9-ой ветви(8 узел) в пределах заданного значения	Значение Q в 8-9-ой ветви(8 узел) в пределах заданного значения
Значение Q в 8-10-ой ветви(8 узел) в пределах заданного значения	Значение Q в 8-10-ой ветви(8 узел) в пределах заданного значения	Значение Q в 8-10-ой ветви(8 узел) в пределах заданного значения
Значение Q в 8-11-ой ветви(8 узел) в пределах заданного значения	Значение Q в 8-11-ой ветви(8 узел) в пределах заданного значения	Значение Q в 8-11-ой ветви(8 узел) в пределах заданного значения
Значение Q в 8-12-ой ветви(8 узел) в пределах заданного значения	Значение Q в 8-12-ой ветви(8 узел) в пределах заданного значения	Значение Q в 8-12-ой ветви(8 узел) в пределах заданного значения
Значение Q в 8-13-ой ветви(8 узел) в пределах заданного значения	Значение Q в 8-13-ой ветви(8 узел) в пределах заданного значения	Значение Q в 8-13-ой ветви(8 узел) в пределах заданного значения
Значение U в 10-м узле в пределах заданного значения	Значение U в 10-м узле в пределах заданного значения	Значение U в 10-м узле в пределах заданного значения
Значение P в 10-м узле в пределах заданного значения	Значение P в 10-м узле в пределах заданного значения	Значение P в 10-м узле в пределах заданного значения
Значение P в 1-м узле выходит за предел.но может быть отрегулирован...	Значение P в 1-м узле выходит за предел.но может быть отрегулирован...	Значение P в 1-м узле выходит за предел.но может быть отрегулирован...
Значение P в 1-2-ой ветви(1 узел) выходит за предел (-10.8732)	Значение P в 1-2-ой ветви(1 узел) выходит за предел (-10.3165)	Значение P в 1-2-ой ветви(1 узел) в пределах заданного значения
Значение P в 1-3-ой ветви(1 узел) в пределах заданного значения	Значение P в 1-3-ой ветви(1 узел) в пределах заданного значения	Значение P в 1-3-ой ветви(1 узел) в пределах заданного значения
Значение P в 1-4-ой ветви(1 узел) в пределах заданного значения	Значение P в 1-4-ой ветви(1 узел) в пределах заданного значения	Значение P в 1-4-ой ветви(1 узел) в пределах заданного значения
Значение P в 1-5-ой ветви(1 узел) в пределах заданного значения	Значение P в 1-5-ой ветви(1 узел) в пределах заданного значения	Значение P в 1-5-ой ветви(1 узел) в пределах заданного значения
Значение P в 3-м узле в пределах заданного значения	Значение P в 3-м узле в пределах заданного значения	Значение P в 3-м узле в пределах заданного значения
Значение P в 4-м узле в пределах заданного значения	Значение P в 4-м узле в пределах заданного значения	Значение P в 4-м узле в пределах заданного значения
Значение P в 5-м узле в пределах заданного значения	Значение P в 5-м узле в пределах заданного значения	Значение P в 5-м узле в пределах заданного значения
Значение P в 6-8-ой ветви(6 узел) в пределах заданного значения	Значение P в 6-8-ой ветви(6 узел) в пределах заданного значения	Значение P в 6-8-ой ветви(6 узел) в пределах заданного значения
Значение P в 7-8-ой ветви(7 узел) в пределах заданного значения	Значение P в 7-8-ой ветви(7 узел) в пределах заданного значения	Значение P в 7-8-ой ветви(7 узел) в пределах заданного значения
Значение P в 8-м узле выходит за предел.но может быть отрегулирован...	Значение P в 8-м узле выходит за предел.но может быть отрегулирован...	Значение P в 8-м узле выходит за предел.но может быть отрегулирован...
Значение P в 8-9-ой ветви(8 узел) в пределах заданного значения	Значение P в 8-9-ой ветви(8 узел) в пределах заданного значения	Значение P в 8-9-ой ветви(8 узел) в пределах заданного значения
Значение P в 8-11-ой ветви(8 узел) в пределах заданного значения	Значение P в 8-11-ой ветви(8 узел) в пределах заданного значения	Значение P в 8-11-ой ветви(8 узел) в пределах заданного значения
Значение P в 8-12-ой ветви(8 узел) в пределах заданного значения	Значение P в 8-12-ой ветви(8 узел) в пределах заданного значения	Значение P в 8-12-ой ветви(8 узел) в пределах заданного значения
Значение P в 8-13-ой ветви(8 узел) в пределах заданного значения	Значение P в 8-13-ой ветви(8 узел) в пределах заданного значения	Значение P в 8-13-ой ветви(8 узел) в пределах заданного значения
Значение P в 10-м узле в пределах заданного значения	Значение P в 10-м узле в пределах заданного значения	Значение P в 10-м узле в пределах заданного значения

Рис. 7. Фрагмент протокола

Класс (в.к)	Измерения перетоков активной мощности		Оценки перетоков активной мощности		Предлагаемые управляющие воздействия регулируемыми параметрами				
	1-10	8-10	1-10	8-10	U8	U10	P8	Q1	Q10
1(115)	-111	350	-223,4	460	4,1	1,4	287,9	-8	20,3
2(120)	-109	312	-220.5	424	4	1,5	252,2	-6,7	18,2
3(125)	-116	260	-222.7	356.5	4.2	1,6	185,1	-4,4	15,4
4(130)	-111	201	-223	307.9	4.3	1,7	136,8	-2,9	13,3

Табл.1. Результаты расчета МОС

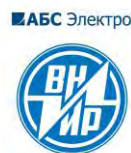
7. ЗАКЛЮЧЕНИЕ

В работе решена задача выработки управляющих воздействий с помощью модифицированного оценивания состояния и искусственных нейронных сетей для расчёта максимально допустимого перетока в режиме реального времени. Адаптации обеспечивается использованием заранее подобранных весовых коэффициентов измерений и псевдоизмерений.

В имитационном эксперименте показано, что при определенной настройке весовых коэффициентов псевдоизмерений максимально допустимого перетока изменяются регулируемые параметры режима, вследствие чего переток активной мощности в заданных линиях при любой нагрузке в узле соответствует максимально-допустимому значению.

СПИСОК ЛИТЕРАТУРЫ

- [1]. A.M. Glazunova, I.N. Kolosok, E.S. Korkina. Monitoring of EPS operation by the state estimation methods. –Innovative Smart Grid Technologies (ISGT Europe-2011)– Great Britain, Manchester, 5-7 December, 2011.
- [2]. Глазунова А.М., Аксаева Е.С. Модифицированное оценивание состояния для решения диспетчерских задач при управлении режимами электроэнергетической системы. / Электричество, 12, 2013, с.21-29.
- [3]. Съёмщиков Е. С., Глазунова А. М. «Построение модели функционирования электроэнергетической системы», научные труды IV международной молодежной научно-технической конференции «Электроэнергетика глазами молодежи», г. 2014, ст. 116-120.



С.П-13. Структурные критерии статической устойчивости протяженных энергообъединений

М.Г. ПОПОВ, Е.В. ЗАХАРОВА
Федеральное государственное автономное
образовательное учреждение высшего образования
«Санкт-Петербургский государственный политехнический университет»
Россия
PopovMG@eef.spbstu.ru

КЛЮЧЕВЫЕ СЛОВА

Статическая устойчивость, демпфирование низкочастотных колебаний, режимы энергосистем, обменная мощность, переходные процессы электромеханических систем.

1 ВВЕДЕНИЕ

Обобщенное исследование статической устойчивости заключается в поиске предельных режимов по обменной мощности объединенных энергосистем. Следует понимать, что количественная оценка искомых численным способом запасов устойчивости носит приближенный характер [6], поскольку достоверность полученных результатов зависит от адекватности математического описания нагрузки и силового оборудования [7]. Тем не менее, поиск области потенциально устойчивых режимов может осуществляться с применением упрощенных моделей, качественно отражающих доминирующие составляющие относительного движения с приемлемой погрешностью [1, 2]. Здесь и далее по тексту под потенциально устойчивым режимом понимаются условия функционирования объединенной энергосистемы, в которых она может быть устойчива при введении любого (ненулевого) стабилизационного воздействия через АРВ с интенсивным управлением и невырожденной структурой. Координация настроек, усиление стабилизации АРВ при этом могут быть выполнены в дальнейшем с целью некоторого незначительного [2, 3, 4, 5] расширения области устойчивости.

Согласно этому положению могут быть снижены требования к запасам передаваемой мощности по условиям статической устойчивости электропередачи. В связи с этим настоящее исследование, направленное на поиск качественно новых, структурных критериев колебательной статической устойчивости чрезвычайно актуально и важно в практике проектирования и эксплуатации энергосистем. Изложенные в настоящей работе результаты основаны на обобщении ранее опубликованных исследований [2 – 5] неасимптотической устойчивости ОЭС на основе структурного подхода.

2 ИССЛЕДОВАНИЕ СТАТИЧЕСКОЙ УСТОЙЧИВОСТИ КОЛЬЦЕВЫХ И ЦЕПОЧЕЧНЫХ СХЕМ ЭЛЕКТРОПЕРЕДАЧИ

В работах [3 – 5] отмечено, что объектом исследования являются энергообъединения произвольной структуры с протяженными межсистемными связями при вариации их жесткости и установленных мощностей эквивалентных энергосистем. Во всех расчетных случаях оценка устойчивости выполняется в результате численного анализа корней, отвечающих электромеханическому движению при последовательном утяжелении режима работы электропередачи вплоть до физически осуществимого.

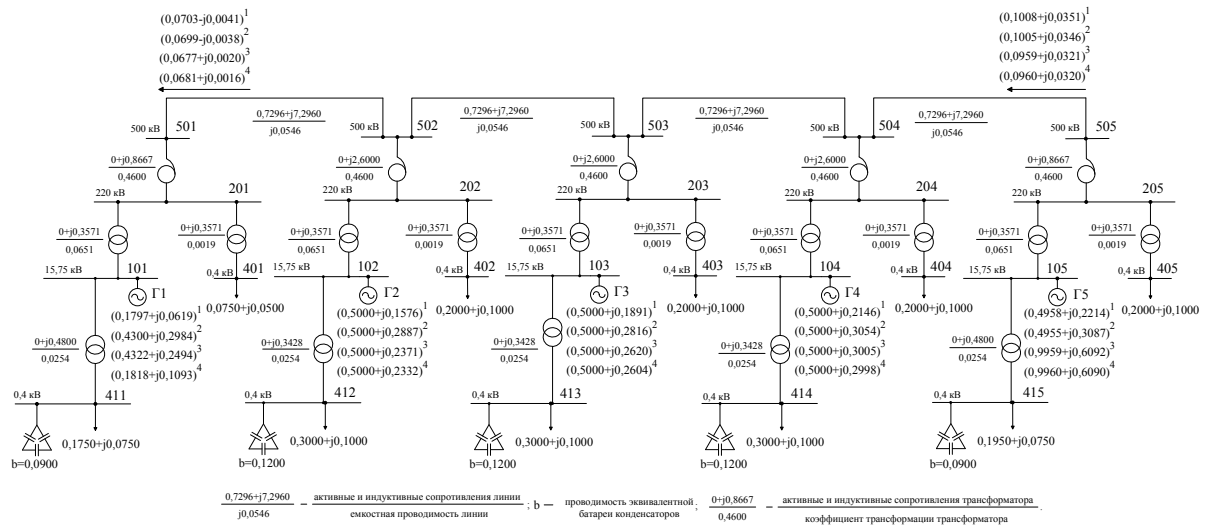


Рис. 1: Расчетная схема энергосистемы цепочечной структуры при различных соотношениях установленной мощности приемной и передающей частей ЭЭС

Примечание:

- (1) $P^{(1)} = 0,25 \cdot S_{\text{БаЗ}}; P^{(2)} = P^{(3)} = P^{(4)} = P^{(5)} = 0,5 \cdot S_{\text{БаЗ}};$ (2) $P^{(1)} = P^{(2)} = P^{(3)} = P^{(4)} = P^{(5)} = 0,5 \cdot S_{\text{БаЗ}};$
 (3) $P^{(1)} = P^{(2)} = P^{(3)} = P^{(4)} = 0,5 \cdot S_{\text{БаЗ}}; P^{(5)} = S_{\text{БаЗ}};$ (4) $P^{(1)} = 0,25 \cdot S_{\text{БаЗ}}; P^{(2)} = P^{(3)} = P^{(4)} = 0,5 \cdot S_{\text{БаЗ}}; P^{(5)} = S_{\text{БаЗ}}.$

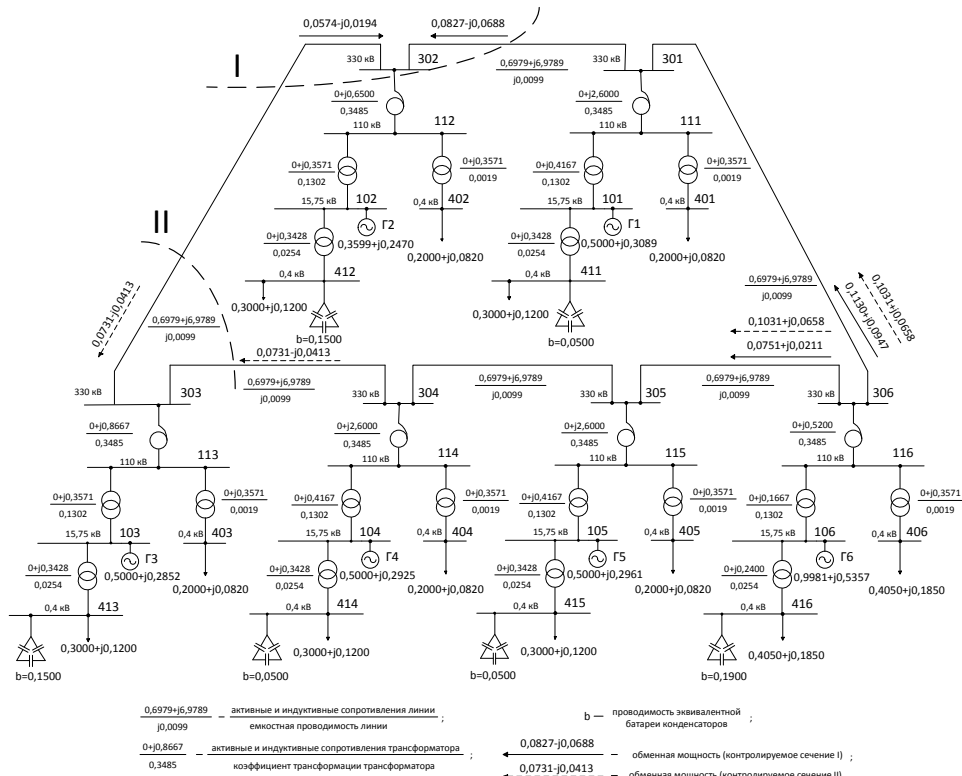


Рис. 2: Расчетная схема энергосистемы кольцевой структуры при вариации контролируемого сечения

**Современные направления развития систем релейной защиты и автоматики энергосистем
01 – 05 июня 2015 г., Сочи**

Обменная мощность в сечении 501 - 502, о.е./ угол электропередачи, градус	Запас мощности в сечении 501 - 502, %	Позиционная модель ЭЭС $\psi_f = \text{const}$	Нерегулируемая ЭЭС $U_f = \text{const}$	АРВ-ПД	АРВ-СД
			без д.к.	д.к. в оси d, q	д.к. в оси d, q
одноцепное исполнение (0,7296+j7,2960 о.е.)					
0,98 / 180,47° (физически осуществимый)	2,14	+0,758±j0,271 -0,758±j0,271 0±j0,501 0±j0,674	+0,881±j0,255 -0,726±j0,300 -0,163±j0,500 -0,112±j0,673	+0,649;-0,890 +0,665±j0,333 +0,018±j0,676 -0,010±j0,498	+0,613;-0,490 -0,232±j0,211 -0,435±j0,356 -0,697±j0,476
1,00 / 164,27° (АРВ-СД со средневзв. настройками)	0,05	+0,531±j0,308 -0,531±j0,308 0±j0,522 0±j0,673	+0,601±j0,281 -0,578±j0,338 -0,165±j0,521 -0,112±j0,672	+0,601±j0,358 +0,015±j0,676 -0,246±j0,226 -0,014±j0,518	-0,008±j0,001 -0,282±j0,248 -0,461±j0,376 -0,698±j0,477
0,99 / 143,55° ($\psi_f = \text{const}$)	1,40	0±j0,341 0±j0,343 0±j0,554 0±j0,684	+0,236±j0,296 -0,344±j0,385 -0,168±j0,553 -0,114±j0,683	+0,005±j0,114 +0,464±j0,380 +0,017±j0,687 -0,010±j0,548	-0,066±j0,092 -0,332±j0,285 -0,498±j0,401 -0,714±j0,485
0,93 / 121,20° ($U_f = \text{const}$ без д.к.)	6,95	0±j0,300 0±j0,444 0±j0,584 0±j0,704	-0,001±j0,295 -0,211±j0,445 -0,170±j0,584 -0,118±j0,703	+0,029±j0,153 +0,265±j0,393 +0,026±j0,704 -0,001±j0,578	-0,117±j0,133 -0,376±j0,318 -0,534±j0,425 -0,744±j0,497
двухцепное исполнение (0,3648+j3,6480 о.е.)					
0,99 / 140,67° (физически осуществимый)	1,44	0±j0,212 0±j0,418 0±j0,630 0±j0,772	+0,494±j0,233 -0,287±j0,426 -0,154±j0,629 -0,094±j0,771	+0,844;-1,082 +0,491±j0,384 -0,014±j0,626 -0,112±j0,797	+0,750; -0,564 -0,407±j0,333 -0,617±j0,469 -0,981±j0,566
1,00 / 129,30° (АРВ-СД со средневзв. настройками)	0,07	0±j0,247 0±j0,476 0±j0,650 0±j0,777	+0,217±j0,250 -0,218±j0,478 -0,156±j0,649 -0,094±j0,777	+0,326±j0,398 -0,456±j0,175 -0,312±j0,487 -0,015±j0,645	-0,008±j0,003 -0,451±j0,364 -0,646±j0,487 -1,000±j0,571
0,99 / 115,04° ($U_f = \text{const}$ без д.к.)	0,77	0±j0,288 0±j0,534 0±j0,674 0±j0,793	-0,001±j0,285 -0,183±j0,534 -0,160±j0,674 -0,098±j0,792	+0,044±j0,147 +0,144±j0,397 -0,123±j0,531 -0,014±j0,668	-0,105±j0,125 -0,502±j0,398 -0,682±j0,507 -1,043±j0,581

Табл. 1: Характер изменения доминирующих составляющих относительного движения в пятимашинной схеме цепочечной структуры со следующим соотношением мощностей в приемной и передающей частях ЭЭС $P^{(T1)} = 0,25 \cdot S_{\text{баз}}$; $P^{(T2)} = P^{(T3)} = P^{(T4)} = 0,5 \cdot S_{\text{баз}}$; $P^{(T5)} = S_{\text{баз}}$

На рисунках 1, 2 показаны предельные по условиям сходимости режимы, параметры элементов схем цепочечной и кольцевой структур указаны для каждого класса напряжения в приведенных единицах по отношению к базисной мощности $S_{\text{баз}}=10000$ МВА. Уравнения переходных процессов электрооборудования энергосистем были приняты аналогично [2]. В связи с ограничениями по объему математическое описание в данной статье не приводится. Величина и направление обменной мощности (рисунки 1, 2) задавались снижением объема генерации в приемной части энергосистемы при сбалансированной нагрузке промежуточных энергосистем. Последующее обобщение искомых критериев проводилось применительно к схемам ОЭС цепочечной структуры, содержащей три (Г1, Г2, Г3) или пять (Г1, Г2, Г3, Г4 и Г5) эквивалентных энергосистем. Рассчитанные собственные числа матрицы коэффициентов системы линеаризованных дифференциальных уравнений электромеханических переходных процессов при утяжелении режима работы энергосистемы содержащей три и пять эквивалентных энергосистем приведены в таблицах 3 и 4 из [3]. Аналогичные результаты применительно к кольцевым схемам ОЭС опубликованы в [4] и в настоящей статье не приводятся в связи с ограничениями по объему.

Для цепочечных схем, содержащих три эквивалентных энергообъединения, как показано в [3, 5], определяющим в поиске границы области потенциально устойчивых режимов является структурная модель постоянства напряжения возбуждения ($U_f = \text{const}$), поскольку позиционная система будет устойчивой вплоть до физически осуществимых режимов, в которых регулируемая энергосистема с АРВ неустойчива (рис. 3).

Для цепочечной электропередачи с пятью эквивалентными энергосистемами (рисунок 1), аналогичный сопоставительный анализ результатов исследований статической устойчивости

выявлен ряд отличительных особенностей [5]. При одноцепном исполнении межсистемной связи (протяженностью более 1500 км) границе области устойчивости позиционной модели соответствует бифуркация корней с образованием колебательной пары с сопряженной вещественной частью. Область потенциальной устойчивости консервативной модели (по критерию $U_f = \text{const}$) ОЭС располагается левее максимума угловой характеристики и отвечает значению запаса близкому к нормативной величине. Тем не менее, в цепочечных схемах ОЭС, обладающих жесткими межсистемными связями протяженностью не более 1200...1500 км, применение вышеуказанного структурного критерия вполне обоснованно приемлемой погрешностью (около 0,7%) оценки границ области устойчивости действительной регулируемой системы с интенсивным управлением (см. табл. 1, АРВ-СД). На основе данного положения сформулирован важный тезис о допустимости применения консервативной модели ($U_f = \text{const}$) для оценки границы области потенциально устойчивых режимов ОЭС только малой и средней протяженности (не более 1500 км).

В свою очередь, граница устойчивых режимов, определенная применительно к позиционной модели ($\psi_f = \text{const}$), несколько шире аналогичной области, вычисленной с использованием консервативной ($U_f = \text{const}$) модели (143°, 141° вместо 121°, 115°). Указанные области устойчивости соответствуют режимам, стабилизируемым при использовании интенсивного управления возбуждением. Применение пропорциональных регуляторов не обеспечивает устойчивую параллельную работу генераторов (наличие корней с положительной вещественной частью практически во всей области рассматриваемых режимов).

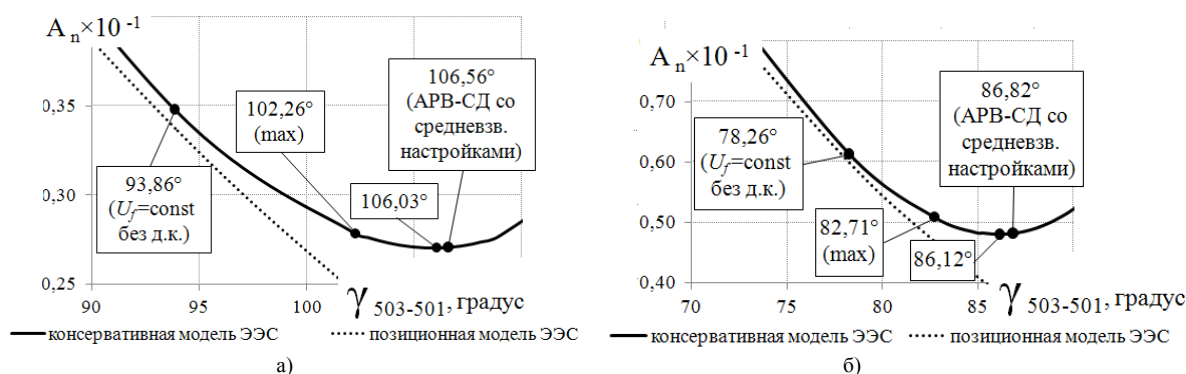


Рис. 3: Изменение свободного члена характеристического уравнения системы в процессе утяжеления режима при позиционном ($\psi_f = \text{const}$) и консервативном ($U_f = \text{const}$) представлении ЭЭС $P^{(T1)} = 0,25 \cdot S_{\text{баз}}$; $P^{(T2)} = 0,5 \cdot S_{\text{баз}}$; $P^{(T3)} = S_{\text{баз}}$ (одноцепное (а) и двухцепное (б) исполнение)

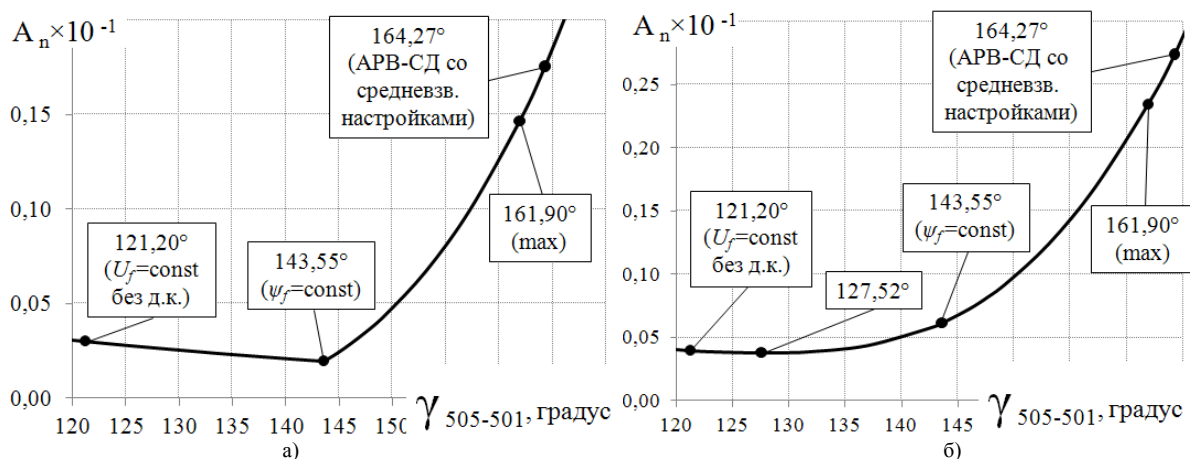


Рис. 4: Изменение свободного члена характеристического уравнения системы в процессе утяжеления режима при позиционном ($\psi_f = \text{const}$) (а) и консервативном ($U_f = \text{const}$) (б) представлении ЭЭС $P^{(T1)} = 0,25 \cdot S_{\text{баз}}$; $P^{(T2)} = P^{(T3)} = P^{(T4)} = 0,5 \cdot S_{\text{баз}}$; $P^{(T5)} = S_{\text{баз}}$. (одноцепное исполнение)

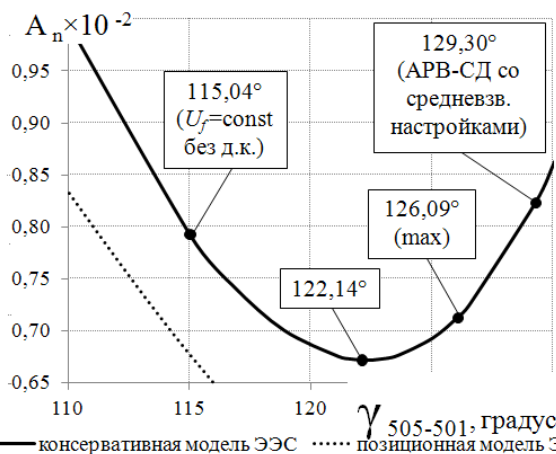


Рис. 5: Изменение свободного члена характеристического уравнения системы в процессе утяжеления режима при позиционном ($\psi_f = \text{const}$) и консервативном ($U_f = \text{const}$) представлении ЭЭС $P^{(T1)} = 0,25 \cdot S_{\text{баз}}$; $P^{(T2)} = P^{(T3)} = P^{(T4)} = 0,5 \cdot S_{\text{баз}}$; $P^{(T5)} = S_{\text{баз}}$. (двухцепное исполнение)

Введение стабилизации в систему управления возбуждением позволяет несущественно (не более чем на 0,02%...6,9% см. [5]) расширить область устойчивости относительно искомой границы потенциально устойчивых режимов. Однако в этом случае величина запаса составляет от 0,05% до 0,50%, что также не удовлетворяет нормативным требованиям.

Следует подчеркнуть, что область потенциально устойчивых режимов, определяемая ранее с помощью предложенных упрощенных моделей, всегда находится левее минимума свободного члена A_n , характер изменения которого представлен на рисунках 3 - 5. При этом граница области статической колебательной устойчивости не характеризуется сменой знака свободного члена. Граница области устойчивости действительной (регулируемой) ЭЭС с интенсивным управлением возбуждением синхронных машин АРВ-СД находится правее минимума характеристик, представленных на рисунках 3 - 5. Это позволяет синтезировать качественно новый, структурный критерий колебательного нарушения статической устойчивости – равенство нулю $\partial A_n / \partial \delta_{\text{омн}} = 0$ частной производной произведения собственных чисел по углу электропередачи.

3 ЗАКЛЮЧЕНИЕ

Расчетными исследованиями установлено, что во всех исследуемых схемно-режимных условиях независимо от структуры и жесткости электропередачи нарушение колебательной устойчивости энергосистемы происходит до границы области аperiodической устойчивости.

В результате сравнительного анализа рассчитанных границ области колебательной устойчивости ЭЭС показана возможность применения упрощенных моделей, позволяющих выполнить качественную оценку предельных по передаваемой мощности режимов энергосистем.

Для энергосистем цепочечной структуры упрощенное представление в виде постоянства потокосцеплений контуров ротора ($\psi_f = \text{const}$) с приемлемой погрешностью (1,4%) характеризует искомую границу колебательной устойчивости. Граница области потенциально устойчивых (стабилизируемых) в колебательном отношении режимов объединенных энергосистем кольцевой структуры отвечает их консервативному ($U_f = \text{const}$ без демпферных контуров) представлению. Применение модели $U_f = \text{const}$ может быть целесообразно лишь для цепочечных энергообъединений с межсистемными связями малой и средней протяженности (до 1200 ... 1500 км).

Требуемым нормативным запасам в 8% и 20% отвечают режимы, располагающиеся внутри области потенциально устойчивых режимов, определенных с использованием

Следует отметить, что во всех исследуемых схемах электропередачи независимо от структуры и расчетных условий граница области потенциально устойчивых режимов находится вблизи максимума угловой характеристики (запас от 0,23% до 6,95%) и отвечает консервативному ($U_f = \text{const}$) представлению эквивалентных генераторов [5].

Полученные малые значения запаса по передаваемой мощности характеризуют наибольшее использование (допустимую по условиям устойчивости загрузку) электропередачи. При этом система является стабилизируемой во всей найденной области, включая схемно-режимные условия с нормативными коэффициентами запаса.

предложенных структурных критериев и характеризующиеся, при наличии стабилизации, затухающими электромеханическими колебаниями в действительной, регулируемой ЭЭС.

Сформулирован и обоснован расчетными исследованиями новый структурный критерий колебательного нарушения статической устойчивости, основанный на смене знака частной производной $\partial A_n / \partial \delta_{отн}$. Применение данного практического критерия позволяет выполнить качественную и достоверную оценку границы области потенциально устойчивых режимов.

ЛИТЕРАТУРА

- [1] Рагозин, А.А. Обобщенный анализ динамических свойств энергообъединений на основе структурного подхода : автореф. дис. ... д-ра техн. наук : 05.14.02 / Рагозин Александр Афанасьевич. — СПб., 1998. - 39 с.
- [2] Попов, М.Г. Развитие методов и программного обеспечения исследований динамических свойств электроэнергетических систем : автореф. дис. ... канд. техн. наук : 05.14.02 / Попов Максим Георгиевич. — СПб., 2001. — 16 с.
- [3] Попов, М.Г. Исследование устойчивости объединенных энергосистем на основе структурного подхода / М.Г. Попов, Е.В. Захарова // Научно-технические ведомости СПбГПУ. — 2013. — № 3 (178). — с. 110 – 117.
- [4] Захарова, Е.В. Исследование статической устойчивости кольцевых объединенных энергосистем на основе структурных критериев / Е.В. Захарова, М.Г. Попов // Известия высших учебных заведений. Электромеханика. — 2014. — № 3. — с. 15 – 21.
- [5] Попов, М.Г. Обобщенный анализ статической устойчивости объединенных энергосистем произвольной структуры / М.Г. Попов, Е.В. Захарова // Известия высших учебных заведений. Проблемы энергетики. — 2014. — № 5-6. — с. 65 – 73.
- [6] Жданов, П.С. Вопросы устойчивости электрических систем / П.С. Жданов; под ред. Л.А. Жукова. — М. : Энергия, 1979. — 456 с
- [7] Методические указания по устойчивости энергосистем. — 30.06.2003 — № 277.



С.П-14. Анализ эффективности алгоритмов работы устройств адаптивной синхронизации генератора с сетью и частей энергосистем

Н.А. БЕЛЯЕВ, А.В. ПРОХОРОВ, С.В. СВЕЧКАРЕВ, Ю.В. ХРУЩЕВ
Национальный исследовательский Томский политехнический университет
Россия
B.N.A.tsk@gmail.com

КЛЮЧЕВЫЕ СЛОВА

Автоматическая точная синхронизация, алгоритмы синхронизации, синхронизатор, управление с эталонной моделью.

1 ВВЕДЕНИЕ

Синхронизация генератора с электроэнергетической сетью является одной из наиболее распространенных и ответственных процедур, осуществляемых при управлении генерирующими агрегатами. Точное выполнение условий синхронизации позволяет предотвратить колебания режимных параметров, а также снизить уравнивающий ток в момент включения выключателя, что позволяет избежать нежелательных воздействий на обмотки генератора и повышающего трансформатора, контакты выключателя, а также на ротор генератора и первичный двигатель. В то же время отсутствие задержек при включении генератора в сеть позволяет своевременно обеспечить требуемый состав генерирующих мощностей, что необходимо для обеспечения надежности снабжения потребителей и устойчивой работы электроэнергетической системы (ЭЭС) в целом. При этом решение задачи синхронизации в общем случае требует компромиссного выбора между точностью и скоростью приведения параметров синхронизации к допустимым диапазонам значений. Существующие результаты исследований, направленных на анализ допустимых диапазонов параметров синхронизации, при которых включение не будет вызывать критичных последствий для оборудования и режима работы ЭЭС, указывают на наличие сложностей с определением такого решения [1-3].

Автоматизация процесса синхронизации направлена на повышение качества и увеличение скорости достижения целевых условий, а также исключение человеческого фактора. При этом алгоритмы работы существующих систем автоматической синхронизации (АС-М, СПРИНТ-М, SYNCHROFAST) сводятся к импульсному уравниванию частот и модулей напряжений синхронизируемых объектов и ожиданию момента совпадения фаз между векторами их напряжений. Такой принцип работы по своему существу подразумевает лишь автоматизацию последовательности операций, выполняемых вручную, и не имеет формализованной процедуры перевода параметров синхронизации к конечным значениям. Указанное свойство представляется наиболее существенным недостатком указанных систем, ограничивающим их развитие с точки зрения задачи оптимального выбора продолжительности и качества процесса синхронизации. При этом неправильный или неоптимальный выбор продолжительности управляющих импульсов (или интервалов между ними) может приводить как к эффекту «рысканья» частоты генератора [4], так и к излишнему увеличению

продолжительности синхронизации, а необходимость некоторой ненулевой величины скольжения для вращения векторов напряжения в течение процедуры ожидания момента совпадения фаз приводит к необходимости смещения целевых условий в направлении уменьшения качества. Следует отметить, что последний вопрос неоднозначен, существуют исследования, направленные на устранение указанного недостатка [5].

2 СПОСОБ СИНХРОНИЗАЦИИ С ЭТАЛОННОЙ МОДЕЛЬЮ

С целью устранения указанных выше недостатков в Томском политехническом университете был предложен подход, заключающийся в синтезе устройства автоматической синхронизации с эталонной моделью [6, 7]. При этом в простейшем случае роль эталонной модели отводится программным траекториям движения (ПТД), построенным для параметров синхронизации и обеспечивающим их постепенное единовременное подведение к конечным (желаемым) значениям. Принимая во внимание, что регулирование напряжения в задаче синхронизации не представляет существенных трудностей [8], целевыми условиями будут:

$$\delta_T = \delta_{2T} - \delta_{1T} = 2\pi n, \quad (1)$$

$$v_T = \omega_{2T} - \omega_{1T} = 0, \quad (2)$$

$$\alpha_T = \alpha_{2T} - \alpha_{1T} = 0, \quad (3)$$

где δ_1, δ_2 – абсолютные значения фазовых углов векторов напряжения (рад), ω_1, ω_2 – абсолютные значения угловых скоростей (рад/с), α_1, α_2 – абсолютные значения ускорений (рад/с²) синхронизируемых объектов; n – число взаимных оборотов векторов напряжения синхронизируемых объектов на протяжении процесса управления; δ, v, a – относительные параметры вращательного движения векторов напряжения синхронизируемых объектов: относительный угол, относительная скорость (скольжение) и относительное ускорение; индекс T означает соответствие параметра конечному моменту времени t_T .

Очевидно, что в общем случае существует множество форм ПТД, способных обеспечить указанное движение. Оптимальная же форма должна быть выбрана исходя из возможностей системы управления, желаемой продолжительности процесса синхронизации, а также точности проработки эталонной модели. Наиболее простыми формами ПТД с точки зрения управляющих воздействий могут быть приняты траектории постоянного и линейно изменяющегося небаланса. Далее в статье будет рассмотрено управление по траектории линейно изменяющегося небаланса (рис.1).

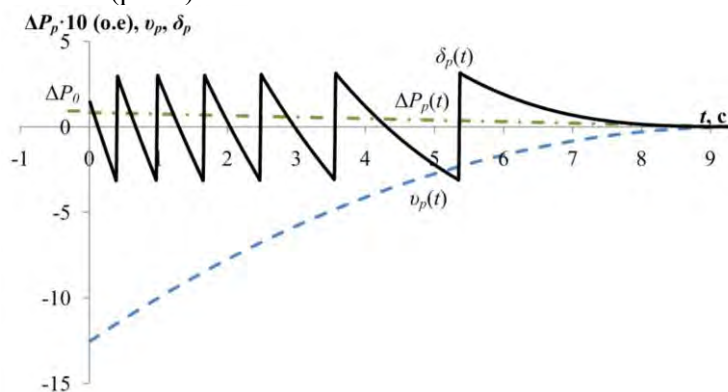


Рис. 1: Пример построения ПТД по алгоритму линейно изменяющегося небаланса

Величина небаланса мощности ΔP в данном случае может быть выражена из уравнения движения ротора генератора:

$$\Delta M = \frac{T_j}{\omega_{ном}} \frac{d^2 \delta}{dt^2}, \quad (4)$$

путем замены, в соответствии с [9],

$$\Delta P = \Delta M \left(1 + \frac{v}{\omega_{ном}}\right), \quad (5)$$

где T_j – постоянная инерции генератора (с), ΔP – небаланс активной мощности на валу генератора (о.е.), $\omega_{ном}$ – номинальная синхронная частота (рад/с).

На рис. 1 и далее приведены примеры управления исходя из наличия некоторого ненулевого значения небаланса мощности в начальный момент времени ΔP_0 . В случае если указанное значение окажется близко или равным нулевому, решение задачи будет осуществляться исходя из желаемой продолжительности процесса синхронизации с учетом ограничений накладываемых системой регулирования.

3 РЕЗУЛЬТАТЫ МОДЕЛИРОВАНИЯ

С целью анализа эффективности принятого подхода к синтезу устройств автоматической точной синхронизации с эталонной моделью, было проведено сравнительное моделирование алгоритмов работы предложенного устройства с алгоритмами существующих систем. В качестве среды моделирования был выбран специализированный программный комплекс Mustang. В качестве моделируемой схемы – двухмашинная энергосистема «синхронный генератор – шины бесконечной мощности» (рис. 2).

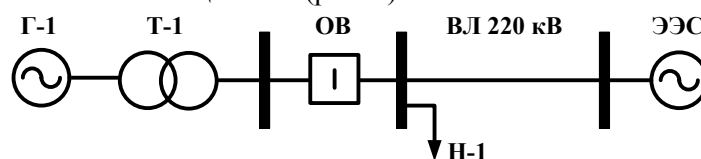


Рис. 2: Схема моделируемой энергосистемы

Измерение параметров синхронизации проводилось в узлах, имитирующих контакты выключателя (ОВ). Связующими элементами энергосистемы выбраны трансформатор Т-1 марки ТРДН-40 и ВЛ 220 кВ, выполненная проводом марки АС-240/32. Основные параметры генератора Г-1: $U = 6,3$ кВ; $P = 40$ МВт; $T_j = 10$ с; $X_d = 1,8$ о.е.; $X_d' = 0,3$ о.е.; $X_d'' = 0,143$ о.е.; $X_q'' = 0,151$ о.е.; $T_d' = 3,05$ с. На момент запуска алгоритма параметры синхронизации имели значения: частота сети 50 Гц; частота генератора 47,8 Гц; относительный угол между векторами напряжения генератора и сети 73° .

На рис. 3а представлены результаты моделирования алгоритмов работы современного устройства автоматической синхронизации в условиях, приближенных к идеальным:

- включение выключателя производилось в момент равенства нулю относительного угла между векторами напряжения генератора и сети и равенстве их напряжений по абсолютным значениям;
- возмущения, способствующие отклонению режимных параметров синхронизируемых объектов, в ходе моделирования отсутствовали;
- инерционность регулирования не учитывалась.

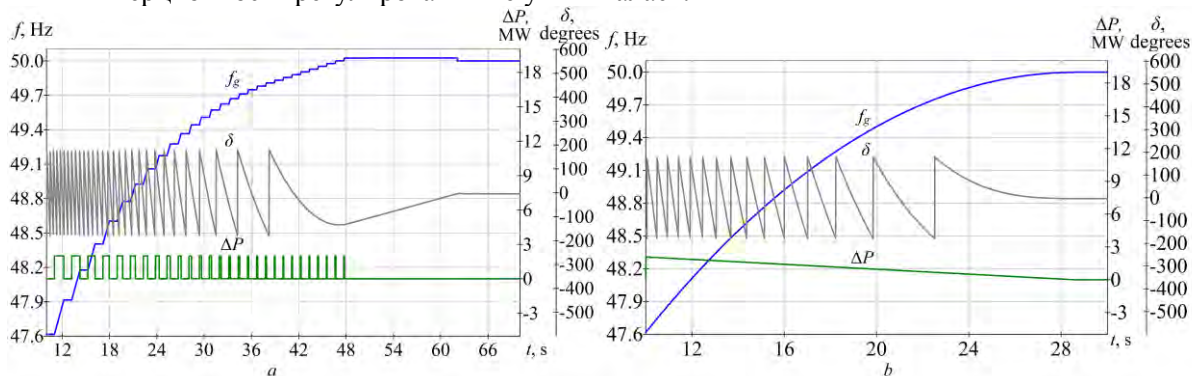


Рис. 3: Результаты моделирования алгоритмов синхронизации в ПК Mustang
а – современный синхронизатор; б – синхронизатор с эталонной моделью

В таблице 1 приведены параметры настройки моделируемого синхронизатора и их пределы, характерные для устройства SYNCHROFACT производства компании АВВ.

Параметр	Допустимые пределы (шаг)	Выбранное значение
Минимальная длительность импульсов регулирования частоты t_{pmin} , с	0,05 – 2 (0,01)	0,1
Интервал между импульсами регулирования частоты t_{bp} , с	1 - 120 (1)	1
Коэффициент пропорциональности регулирования частоты K_f , %/с	0,01 – 5 (0,01)	2
Предельное значение скольжения, %	0,01 – 6 (0,01)	0,06

Табл. 1: Параметры настройки синхронизатора

Величина интервала между импульсами регулирования позволяет выполнить отстройку от инерционности регулирования, и необходима для того, чтобы избежать эффекта «рысканья». Для устройства SYNCHROFACT указанная величина может достигать 120 с. В виду того, что инерционность регулирования в ходе моделирования не учитывалась, данная величина была принята минимальной и равной 1 с. Принимая во внимания рекомендации [10], включение выполнялось при положительном значении скольжения. Данное условие принимается для исключения в момент включения передачи мощности от шин к генератору и переходу последнего в двигательный режим, что может сопровождаться работой защиты от обратной мощности.

На рис. 3а продолжительность уравнивания частот генератора и сети составила 36,8 с, время ожидания момента совпадения фаз 14,2 с. Общее время синхронизации равно 51 с. В момент времени 62 с выполнено включение выключателя.

На рис. 3б представлены результаты моделирования алгоритмов работы предложенного устройства автоматической синхронизации с эталонной моделью. Общее время синхронизации в этом случае составило 18,6 с, в течение которого параметры относительного движения векторов напряжений синхронизируемых объектов были приведены к желаемым нулевым значениям. Очевидно, что отсутствие разбиения процедуры синхронизации на два этапа (подгонки частоты вращения и ожидания момента совпадения фаз) и применение целенаправленного комплексного управления параметрами синхронизации приводит к значительному сокращению (с 51 с до 18,6 с) времени, необходимого на выполнение условий синхронизации.

Одним из недостатков существующих алгоритмов синхронизации является их неустойчивость к возникающим в ходе управления случайным возмущениям, способным привести к отклонению режимных параметров. Последствия таких возмущений носят непредсказуемый характер и могут приводить как к сокращению, так и к значительному увеличению длительности процедуры синхронизации. Второй случай рассмотрен на рис. 3а. При этом моделировалась следующая режимная ситуация. В процессе подгонки частот генератора и сети происходит возмущение, вызывающее снижение частоты сети до 49,8 Гц, что приводит к сокращению длительности этапа подгонки. В момент времени 45 с частота генератора приобретает значение 49,83 Гц, а синхронизатор переходит в режим ожидания момента синфазности напряжений генератора и сети. Однако в процессе ожидания возмущение было снято и частота сети восстановлена до значения, близкого к 50 Гц, что привело к возобновлению этапа подгонки частот. В момент времени 63,6 с частота генератора приобретает значение 50,03 Гц и синхронизатор снова переходит в режим ожидания. В момент времени 95,5 с условия синхронизации выполнены и выключатель включен. Общее время синхронизации составило 84,5 с.

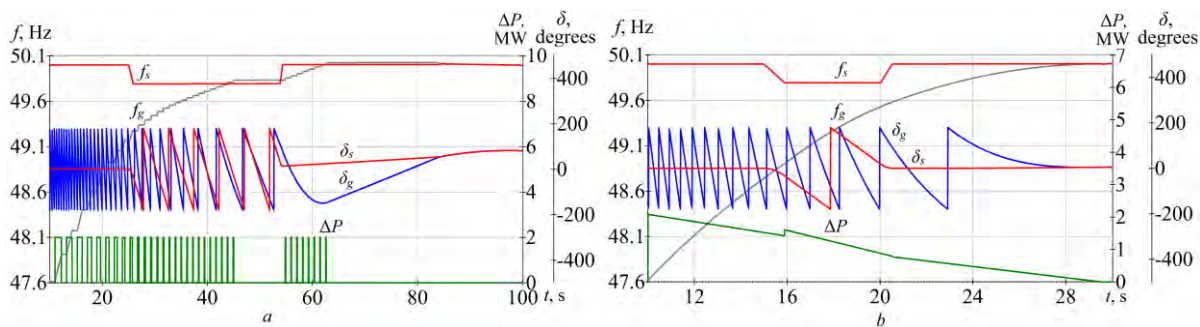


Рис. 4: Результаты моделирования возмущений в ходе процесса синхронизации в ПК Mustang
а – современный синхронизатор; б – синхронизатор с эталонной моделью

Адекватность рассмотренного примера обусловлена допустимостью для второй синхронной зоны (а также для первой синхронной зоны при ее работе в вынужденном режиме) ЕЭС России отклонений частоты в пределах $\pm 0,2$ Гц [11, 12]. В виду особенностей моделирующего комплекса, на рисунке 4 графические зависимости фаз напряжений генератора и сети представлены относительно синхронной оси, вращающейся с частотой 50 Гц.

Представленный на рис. 4а пример демонстрирует, как единичное неустойчивое возмущение может привести к увеличению длительности процесса синхронизации с 51 до 84,5 с для алгоритмов работы современных синхронизаторов. Уменьшить продолжительность в этом случае возможно путем применения менее жестких границ для параметров синхронизации, однако такие действия негативно отразятся на качестве синхронизации.

На рис. 4б представлены результаты моделирования алгоритмов работы устройства синхронизации с эталонной моделью в условиях возникновения возмущения, аналогичного рассмотренному ранее. Учитывая меньшую длительность процесса синхронизации, указанное возмущение было масштабировано по времени.

С целью компенсации возникающих в ходе управления отклонений параметров синхронизации от ПТД предусмотрен комплексный подход, заключающийся в применении принципов управления «жестких» и «гибких» траекторий [13]. При этом первый принцип предусматривает выдачу стабилизирующих управляющих воздействий и направлен на возвращение параметров синхронизации к номинальной (построенной до начала управления) ПТД, в то время как второй принцип предусматривает возможность перестроения ПТД исходя из текущих значений параметров синхронизации. В виду того, что реализация регулятора, работающего по первому принципу, в ПК Mustang представляется затруднительной, представленные на рис. 4б результаты моделирования иллюстрируют управление только по принципу «гибких» траекторий. Как видно, начальное отклонение частоты сети привело к необходимости выдачи дополнительных управляющих воздействий, направленных на реализацию новой траектории, в то же время обратное отклонение потребовало незначительной коррекции. Время синхронизации в рассмотренном случае составило 19,5 с.

Представленные на рисунках 3 и 4 результаты позволяют сделать выводы об эффективности применения предложенного подхода к синтезу устройства синхронизации с эталонной моделью. При этом для рассматриваемых условий моделирования удалось достичь существенного сокращения длительности процедуры синхронизации, а также относительно высокой эффективности функционирования при наличии возмущений, возникающих в ходе процесса управления.

Для дальнейшего анализа эффективности и работоспособности разрабатываемого устройства синхронизации моделирование следует осуществлять в условиях учета инерционности регулирования с использованием высокоточных моделей элементов сети, включая модель турбины и ее регулятора. Подобное моделирование было проведено ранее на всережимном моделирующем комплексе реального времени электроэнергетической системы [14] и показало работоспособность предложенных алгоритмов. В данной статье представлены результаты моделирования работы устройства синхронизации с эталонной моделью в специализированной среде MATLAB Simulink.

Схема моделируемой энергосистемы представлена на рис. 5.

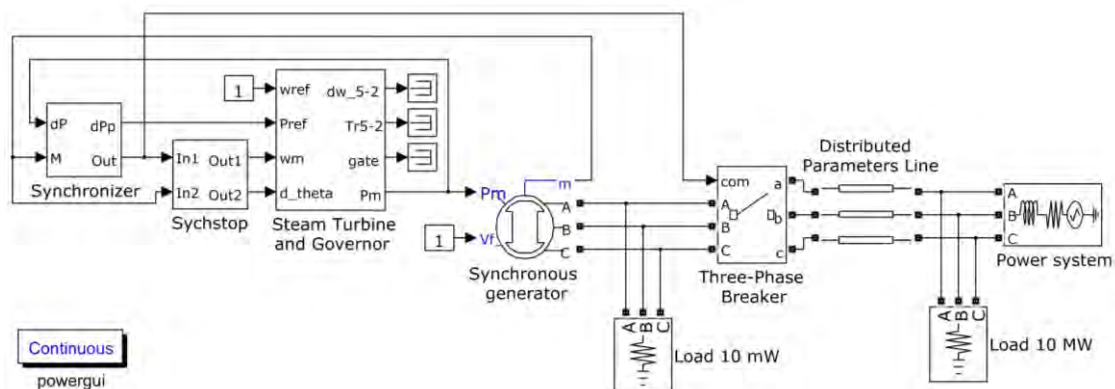


Рис. 5: Схема моделируемой энергосистемы

Элементы энергосистемы представлены стандартными моделями библиотеки SimPowerSystems: модель синхронного генератора – Synchronous Generator pu Standard; одномассовая модель паровой турбины и ее системы регулирования – Steam Turbine and Governor; модель выключателя – Three-Phase Breaker; модель энергосистемы (шин) – Power System; модель линии электропередач – Distributed Parameters Line. Параметры генератора и первичного двигателя были выбраны в соответствии с приведенными в [15] значениями. Блок Synchronizer реализует алгоритмы работы устройства синхронизации и формирует управляющие воздействия на регулятор турбины. Выход Out предназначен для передачи управляющего сигнала на выключатель. Поступающее на вход синхронизатора dP реальное значение небаланса мощности генератора служит для построения измерительных зависимостей и не участвует в построении ПТД. Блок Sychstop предусматривает остановку действия синхронизатора и перевод системы регулирования турбины на управление при параллельной работе с сетью после включения выключателя.

Результаты моделирования представлены на рис. 6. Для компенсации инерционности регулирования реализован принцип «жесткой» траектории путем применения ПИД-регулятора, реагирующего на отклонение скольжения от ПТД. Начальные значения параметров синхронизации: скольжение 2 Гц, относительный угол 0° . Общее время синхронизации составило 54 с. Значения параметров синхронизации к расчетному моменту включения выключателя: скольжение 0,005 Гц, относительный угол $0,07^\circ$.

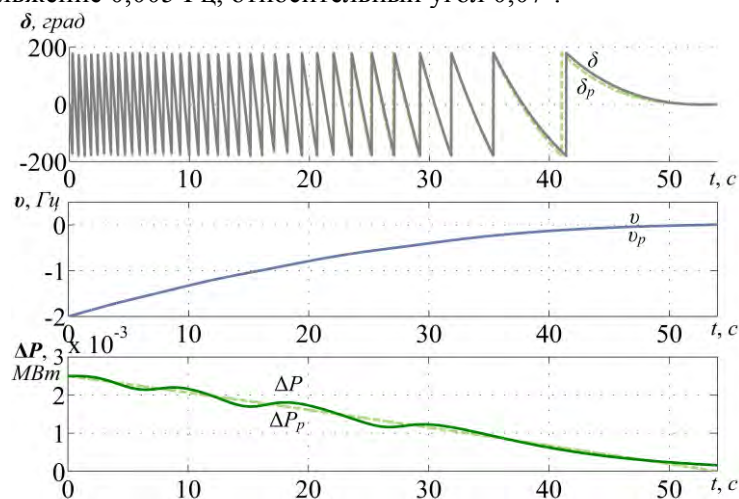


Рис. 6: Результаты моделирования работы устройства синхронизации с эталонной моделью в среде MATLAB Simulink

Увеличение длительности процедуры синхронизации в рассмотренном случае выполнено с целью частичной компенсации сравнительно большой инерции регулирования. В случае если система регулирования будет способна к более быстрому изменению управляемой величины (в

рассмотренном случае небаланса активной мощности), длительность синхронизации будет сокращена.

4 ЗАКЛЮЧЕНИЕ

В докладе приведены результаты сравнительного моделирования алгоритмов работы современных устройств синхронизации и предложенного авторами устройства синхронизации с эталонной моделью. Проведенный анализ показал эффективность алгоритмов разрабатываемого устройства в части быстродействия и устойчивости к возникновению случайных возмущений. Применение принципа «гибких» траекторий в рассмотренном примере позволило эффективно справиться с возникшим в ходе управления возмущением.

Представлены результаты моделирования работы устройства синхронизации с эталонной моделью в среде MATLAB Simulink с учетом одномассовой модели турбины и ее регулятора. Полученные результаты позволяют судить о работоспособности предложенных алгоритмов управления в условиях наличия инерционности регулирования.

Применение предложенных алгоритмов представляется перспективным как для задачи синхронизации генератора с сетью, так и для задачи управления процессом включения на параллельную работу частей энергосистем. Исследования по второй задаче проводятся и будут представлены в дальнейших работах.

ЛИТЕРАТУРА

- [1] Best R.J., Morrow D.J., Crossley P.A.. Out-of-Phase Synchronization of a Small Alternator // Power Engineering Society General Meeting (24-28 June 2007). P. 1-7.
- [2] Ranjbar A. H., Gharehpetian G. B.. Transient stability of synchronous generator in out of phase synchronization // 5th International Conference on Electrical and Electronics Engineering (ELECO) (5-9 December 2007). P. 1-4.
- [3] Nesci S.M., Gomez J.C., Morcos M.M. A study of the out-of-phase connection of distributed generators // 21st International Conference on Electricity Distribution, Electronics and Electrical Engineering (6-9 June 2011). P 1-4.
- [4] Speed-matching during synchronization. Hydroelectric plant operation. Syncrocloser line, application note #1. Beckwith Electric, 1992.
- [5] Cech M., US Patent № 5642006 (24 June 1997).
- [6] Хрущев Ю.В., Беляев Н.А. Алгоритмы эталонных моделей для построения устройств адаптивной синхронизации генераторов и частей электроэнергетических систем // Известия ТПУ. 2013. №4. С.168-174.
- [7] Хрущёв Ю.В. Управление движением генераторов в динамических переходах энергосистем. – Томск: STT, 2001. – 310 с.
- [8] Овчаренко Н.И. Автоматика электрических станций и электроэнергетических систем: Учебник для вузов / Под ред. А.Ф. Дьякова. – М.: Изд-во НЦ ЭНАС, 2000. – 504 с.: ил.
- [9] Веников В.А. Переходные электромеханические процессы в электроэнергетических системах: Учеб. для электроэнергет. спец. вузов.– 4-е изд., перераб. и доп.– М.: Высш. шк., 1985.– 536 с., ил.
- [10] Thompson M. J. Fundamentals and advancements in generator synchronizing systems // 65th annual conference for protective relay engineers (2-5 April 2012). P. 203-214.
- [11] СТО 59012820.27.100.003-2012 «Регулирование частоты и перетоков активной мощности в ЕЭС России. Нормы и требования» в редакции изменения, введенного в действие приказом ОАО «СО ЕЭС» от 29.07.2014 № 201.
- [12] ГОСТ Р 55890-2013 Единая энергетическая система и изолированно работающие энергосистемы. Оперативное диспетчерское управление. Регулирование частоты и перетоков активной мощности. Нормы и требования. М., 2014. 20 с.

- [13] Теряев Е.Д., Филимонов А.Б., Филимонов Н.Б. Концепция «гибких кинематических траекторий» в задачах терминального управления подвижными объектами // Мехатроника, автоматизация, управление, 2011. № 12. С. 7-15.
- [14] Беляев Н.А., Свечкарев С.В., Хрущев Ю.В. Аналого-цифровое моделирование алгоритмов работы устройства синхронизации генератора и электрической сети с эталонной моделью // V международная научно-техническая конференция Электроэнергетика глазами молодежи (10-15 ноября 2014). С. 259-263.
- [15] IEEE SSR Working Group, "Second Benchmark Model for Computer Simulation of Subsynchronous Resonance", IEEE Trans. On PAS, vol. PAS-104, No.5, pp.1057-1066, May 1985.



С.П-15. Вопросы совершенствования системной противоаварийной автоматики

В.В. ВАСИЛЬЕВ, Н.Н. ЛИЗАЛЕК
ЗАО «Институт Автоматизации Энергетических Систем»
Новосибирский государственный технический университет
Россия
vyv@iaes.ru

КЛЮЧЕВЫЕ СЛОВА

Противоаварийная автоматика, автоматика предотвращения нарушения устойчивости, автоматическое самовосстановление режима.

1 ВВЕДЕНИЕ

Согласно [1] в ЕЭС и изолированно работающих энергосистемах России должно быть организовано автоматическое противоаварийное управление (ПАУ), предназначенное для выявления, предотвращения развития и ликвидации аварийного режима энергосистемы

ПАУ реализуется в виде системы противоаварийной автоматики (ПА) контролируемого объекта энергосистемы или района управления и может состоять из одной или нескольких автоматик. Система ПА может быть реализована как отдельными устройствами, так и комплексом взаимосвязанных устройств и обеспечивать предотвращение развития и локализацию аварий в пределах своей области управления. Таким образом, система ПА образует эшелонированную (ступенчатую) структуру, обеспечивающую последовательный ввод в действие её элементов при возникновении и развитии аварийного нарушения. Вид этой структуры следующий [2]:

- I ступень: релейная защита и подсистема автоматического ограничения повышения напряжения (АОПН);
- II ступень: подсистемы автоматического предотвращения нарушения устойчивости (АПНУ) как в централизованном, так и, в большинстве случаев, в децентрализованном виде, автоматического ограничения перегрузки оборудования (АОПО), автоматического ограничения повышения частоты (АОПЧ);
- III ступень: локальные подсистемы автоматической ликвидации асинхронного режима (АЛАР), автоматического ограничения снижения частоты (АОСЧ) и напряжения (АОСН).

ПА сформировалась на основе релейной защиты и сначала развивалась как децентрализованная система. И только с появлением более сложных задач по противоаварийному управлению начали проявляться элементы централизации и координации, которые развились в связи с появлением микроэлектронной и микропроцессорной техники. Необходимость централизованного и координированного управления, прежде всего, возникла для сложно организованных комплексов ПА, предназначенных для предотвращения нарушения устойчивости ЭЭС в послеаварийных режимах – АПНУ. Принципы функционирования, организации и выбора управляющих воздействий для ПА практически не пересматривались со времен их создания.

Целью настоящей статьи является рассмотрение путей совершенствования принципов работы существующих систем ПА (в особенности АПНУ), связанное с:

- развитием микропроцессорных технологий;
- ликвидацией выявленных недостатков существующих принципов ПАУ;
- необходимостью совершенствования системы ПАУ с развитием таких технологий, как «интеллектуальная электроэнергетическая система с активно-адаптивной сетью» и Smart Grid («умная сеть»).

2 СОВРЕМЕННОЕ СОСТОЯНИЕ СИСТЕМЫ ПА. ПОСТАНОВКА ЗАДАЧИ

Когда мы говорим о системе противоаварийной автоматики, то в первую очередь имеем ввиду АПНУ, развитие которой в настоящее время идет по пути создания централизованных комплексов, оснащенных вычислительными устройствами и способных на основе информации о текущем режиме ЭЭС и возникающих аварийных возмущениях определять необходимые управляющие воздействия и передавать команды для их исполнения. Существующие централизованные комплексы АПНУ предназначены в основном для предотвращения нарушения статической устойчивости ЭЭС в послеаварийных режимах. Предотвращение нарушения динамической устойчивости обеспечивается в основном с помощью локальных устройств ПА или централизованными комплексами косвенным путем – за счет обеспечения высокого коэффициента запаса устойчивости ЭЭС в послеаварийном режиме.

В состав централизованных комплексов АПНУ входят (рис. 1): устройства измерения и фиксации параметров доаварийного режима – датчики телемеханики (ТМ) с местной информацией (МИ) и удаленной информацией (УИ), опрашиваемые центральной приемопередающей станцией (ЦППС); пусковые органы (ПО), выявляющие нарушения схемы и режима (фиксация отключения линии (ФОЛ), фиксация отключения двух линий (ФОДЛ), фиксация отключения трансформатора (ФОТ) и т.п.); ЭВМ, выполняющая функции устройства автоматической дозировки управляющих воздействий (АДВ); исполнительные органы (ИО), реализующие эти воздействия (отключение генераторов (ОГ), отключение нагрузки (ОН), деление системы (ДС) и др.). В состав комплекса может входить также устройство запоминания дозировки управляющих воздействий (АЗД), выработанных устройством АДВ.

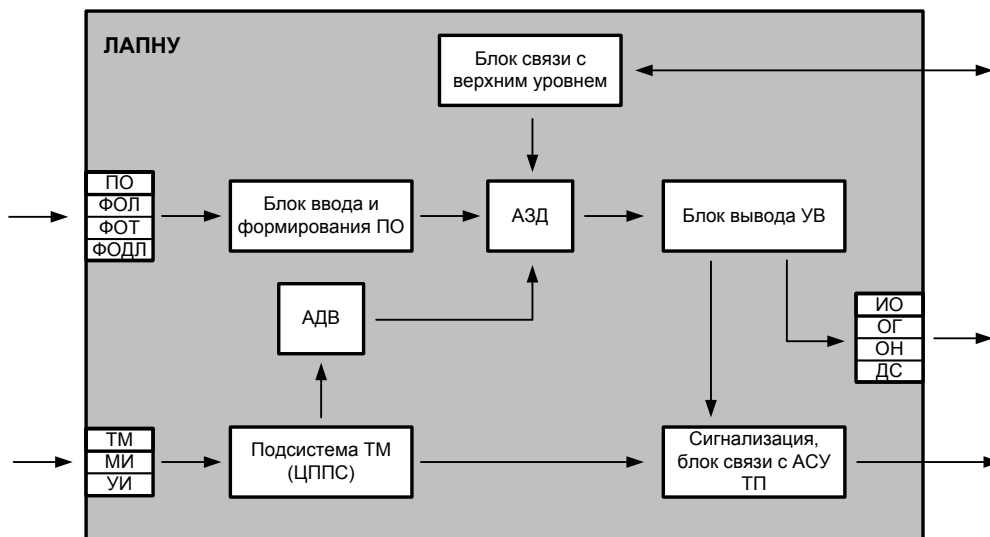


Рис. 1: Структурно-функциональная схема комплекса АПНУ

Работа централизованных комплексов АПНУ направлена на решение следующих основных задач:

- 1) оценивание состояния энергосистемы в районе противоаварийного управления на основе данных телеизмерений и телесигнализации с контролем достоверности полученной информации;

2) определение располагаемого объема управляющих воздействий на конкретных объектах;

3) отображение текущего электрического режима ЭЭС в заданной расчетной схеме и формирование необходимых для контроля устойчивости параметров;

4) проверка факта сохранения устойчивости системы с запасом не ниже нормативного для каждого из расчетных возмущений;

5) расчет дозировки управляющих воздействий ПА для аварийных возмущений, сопровождающихся нарушением устойчивости системы или выходом ее послеаварийного режима из допустимой области;

6) формирование выходных сигналов, соответствующих рассчитанной дозировке УВ, и выдача их в устройство АЗД.

Алгоритмы централизованных комплексов АПНУ различаются по моменту времени, когда выполняется расчет параметров УВ (дозировки): до фиксации аварийного возмущения (способ «ДО») или после (способ «ПОСЛЕ»). Способ «ДО» в зависимости от метода восприятия входной информации в свою очередь подразделяется на:

- метод I (I-ДО), основанный на применении математической модели ЭЭС и впервые предложенный ОАО «НИИПТ» (ныне ОАО «НТЦ ЕЭС»);

- метод II (II-ДО), основанный на результатах предварительно выполненных расчетов устойчивости и впервые предложенный ОАО «Институт «Энергосетьпроект».

Устройства АПНУ (АДВ), реализующие алгоритмы по способу «ПОСЛЕ», должны работать в темпе процесса, осуществляя расчет дозировки УВ после фиксации возмущения и только для этого возмущения. Способ «ПОСЛЕ» требует исключительно большого быстродействия ЭВМ с выполнением дозировки за сотые доли секунды от момента срабатывания ПО (0,02 – 0,10 сек). Однако такие жесткие требования к быстродействию управляющей ЭВМ характерны, по-видимому, только при решении задач сохранения динамической устойчивости ЭЭС с использованием алгоритмов программного типа без коррекции управления по ходу переходного процесса. Реализация способа «ПОСЛЕ» не нашла применения в устройствах АДВ из-за сложности и высокой цены исполнения. А вопросы сохранения динамической устойчивости, как это было указано выше, решаются с помощью локальных устройств ПА.

Алгоритмы АПНУ по способу «ДО» работают вне контура управления циклически (в доаварийном режиме), настраивая автоматику на все предусмотренные аварийные ситуации. Способ «ДО» не требует большого быстродействия; требования к длительности цикла дозировки, выполняемой для всех ПО, обуславливаются быстротой изменения режима ЭЭС.

Недостатки способа I-ДО:

- отсутствие формализованных подходов к поиску «опасных» сечений. В настоящее время используются методические указания по устойчивости, выпущенные под способ II-ДО;

- необходимость использования упрощенных эквивалентов смежных с контролируемым энергорайонов для оценки устойчивости и дозировки УВ;

- сложность определения дозировки УВ при повреждениях с наложением нескольких аварийных событий, когда возможно срабатывание нескольких ПО или смежных комплексов АПНУ с различным типом воздействий.

Недостатки способа II-ДО:

- большой объем предварительных расчетов для аппроксимации областей статической устойчивости и заполнения таблиц дозировки управляющих воздействий; Результаты этих расчетов привязаны к определенным расчетным условиям, что может приводить к ошибочным решениям по дозировке УВ при отклонении текущего состояния ЭЭС от планируемого и обесценивает предварительные расчеты;

- отсутствие контроля текущей мощности потребителей, введенных под отключение (ОН).

Общие проблемы для комплексов АДВ:

- дискретность ступеней управления, которая может приводить к пере- или недорегулированию;

- обеспечение предельной величины расчетного цикла выбора УВ не более 30 секунд.

Достигнутый за предыдущие десятилетия уровень развития и оснащенности техническими средствами, решающими задачи противоаварийного управления посредством централизованных комплексов АПНУ, весьма высок и основывается на передовых технологиях, использующих современные научно-технические достижения в части технического и программного обеспечения. Однако отмеченные недостатки реализованных до настоящего времени алгоритмов АДВ вызваны, в основном, использованием упрощенных математических моделей ЭЭС, приближенных методов расчета параметров послеаварийного режима и управляющих воздействий. Как показывает практика, даже применение вычислительных систем с программируемой структурой и параллельной обработкой информации не дает желаемого эффекта по исключению указанных недостатков способов управления. Несмотря на то, что развитие вычислительной техники и средств передачи информации обусловили быстрое совершенствование системы ПА, развитие энергосистем как объекта управления и ужесточение требований к надежности их функционирования в настоящее время, как и в прошлом, опережает средства аварийного управления – систему ПА.

Кроме того, в настоящее время в энергосистеме нашей страны ведется активная замена старых и установка новых устройств локальной ПА, построенных на базе микропроцессорной техники. Однако в цифровые устройства в основном закладываются общепринятые принципы действия, при этом повышаются лишь их метрологические характеристики и уровень сервисных возможностей.

Особое беспокойство вызывают принципы функционирования, которые закладываются в микропроцессорные устройства АОСЧ и АОСН, предназначенные для обеспечения живучести ЭЭС при возникновении значительного дефицита активной и реактивной мощности с глубоким снижением частоты и напряжения, создающих угрозу повреждения оборудования электростанций, безопасности работы АЭС, нарушения нормальной работы электроприемников потребителей, а также возникновения лавины частоты и напряжения.

Здесь имеются проблемы следующего характера. Быстродействующая категория АЧР I ограничивает глубину снижения частоты, предотвращая недопустимое снижение частоты ниже 46 Гц. Для этого АЧР I отключает потребителей с малой выдержкой времени 0,1—0,5 с при различных уставках по частоте. Длительная работа при частотах 49 Гц и ниже предотвращается с помощью категории АЧР II, которая отключает потребителей с разными выдержками времени при частоте 48,8 Гц. АЧР I и АЧР II хорошо справляются со своими задачами при сравнительно небольших дефицитах, не превышающих 30% суммарной мощности нагрузок. При больших дефицитах мощности АЧР I, как правило, отключает излишние объемы нагрузок. Это обусловлено запаздыванием работы АЧР I, которое складывается из выдержки времени АЧР I, времени срабатывания реле частоты, времени отключения выключателей и составляет 0,45-0,85 с. При еще больших дефицитах, превышающих 50% суммарной мощности, из-за запаздывания очередей, которые к тому же запускаются не сразу, а по мере снижения частоты, работа АЧР I может не предотвратить снижение частоты ниже 46 Гц. Для предотвращения глубокого снижения частоты в этих случаях помимо АЧР I применяется дополнительная разгрузка, отключающая потребителей по факту отключения генераторов и/или питающих линий. Применение такой противоаварийной автоматики усложняет эксплуатацию и не всегда оказывается эффективным. Например, в научно-исследовательской работе ОАО «НИИПТ» (ныне ОАО «НТЦ ЕЭС») на тему «Методики настройки совместно двух систем АЧР, существующей и адаптивной с пуском по скорости снижения частоты» сделан вывод о том, что величина производной частоты в узлах, близких к месту аварийного возмущения, определяется не только величиной дефицита, но в значительной мере и взаимным движением генераторов, что обуславливает появление в ней ярко выраженной колебательной составляющей. Управление разгрузкой по скорости изменения частоты в удаленных от аварийного возмущения узлах ограничено тем, что в этом варианте возможно первоочередное срабатывание очередей АЧР I в узлах, более близких к аварийному возмущению. Таким образом, возможность использования производной частоты в системе АЧР для повышения эффективности её работы проблематична. Также широко известен способ частотного автоматического повторного включения (ЧАПВ), выполняющий обратное включение потребителей, отключенных АЧР, заключающийся в том, что после отключения данной нагрузки устройствами АЧР контролируют текущее состояние частоты и при значении

частоты выше заданного уровня дольше заданного времени, после её подъёма, производят включение данной нагрузки. При таком способе уставки ЧАПВ для всех нагрузок определяют заранее, исходя из предположения, что все они были отключены АЧР, обеспечивая повторное включение нагрузок в порядке, обратном их отключению. Недостатком известного способа является то, что в нём уставки ЧАПВ любой нагрузки неизменны, не учитывая, что при аварийных небалансах, меньше максимальных, любая нагрузка может быть реально отключена в последнюю очередь и не используется возможность ее первоначального обратного включения в зависимости от реального характера изменения частоты в энергосистеме. Это приводит к тому, что ЧАПВ всех потребителей, отключенных от АЧР, оказывается неоправданно излишне затянутым, а значит, вероятность увеличения ущерба от перерыва питания для потребителей возрастает. Если для ограничения снижения частоты современная противоаварийная автоматика предусматривает целый комплекс автоматических устройств, рекомендации к настройке и размещению которых подробно представлены в директивных материалах, то совсем иное положение сложилось при решении вопросов применения АОСН. Нормативные материалы только в самом общем виде характеризуют назначение АОСН и кратко определяют управляющие воздействия. При этом не указаны в полной мере требования к АОСН, допустимые области существования режимов, структура и виды устройств, алгоритмы реализации УВ.

Необходимо также отметить, что назревающая модернизация и инновационное развитие электроэнергетики [3, 4] предъявляет к системе ПА новые требования в части:

- расширения области применения АПНУ;
- повышения адаптивности и снижения избыточности действий устройств ПА;
- развития районных систем ПА;
- развития функции автоматического восстановления нормального режима после нарушения и ликвидации аварийной ситуации;
- совершенствования алгоритмов АДВ для повышения эффективности управления за счет оптимизации УВ;
- повышения общего уровня устойчивости системы в послеаварийных режимах, т.е. повышения живучести всей энергосистемы.

Таким образом, имеется целый ряд объективных причин для совершенствования подсистем ПА, относящихся к различным уровням (эшелонам) управления.

3 СОВЕРШЕНСТВОВАНИЕ СИСТЕМЫ ПА

В связи с тем, что наиболее гибкой в части расширения области применения, функциональных возможностей, повышения адаптивности является система АПНУ, рассмотрение вопросов совершенствования именно этой ПА носит первоочередной характер.

В связи с тем, что аппаратная часть систем АПНУ в настоящее время является одной из самых современных, процесс совершенствования, по нашему мнению, целесообразно осуществлять в следующих направлениях:

1. Устранение указанных выше недостатков способов управления I-ДО и II-ДО.
2. Интеграция в АПНУ существующих функций локальной противоаварийной автоматики.
3. Расширение её функциональных возможностей в части наделения новыми функциями ПАУ с применением современных методов управления сложными объектами.

Наибольший эффект от совершенствования системы АПНУ может быть достигнут, параллельно развивая эти направления.

Часть недостатков I-ДО и II-ДО можно нивелировать, используя способ «ПОСЛЕ» хотя бы частично, например, с корректировкой по ходу процесса или выбором УВ в режиме реального времени. Способ «ПОСЛЕ» ориентирован на использование математической модели объекта управления, операции с которой должны существенно опережать по темпу развитие переходного процесса в физическом времени. Для этого необходимо использование математических моделей в «сжатом» времени. В основе последних могут лежать аналоговые модели с переносом спектра модельных процессов в высокочастотную область. Понятно, что такой спектральный сдвиг, скорее всего, связан с изменением масштабов моделирующих

аналоговых элементов в сторону их резкого уменьшения, вплоть, может быть, и до наноразмеров (наномоделирование). Этот вопрос требует специальной проработки и в настоящей статье не рассматривается.

Насчет расширения функциональных возможностей АПНУ в части выполнения существующих и новых функций ПА имеются следующие соображения. В настоящее время система АПНУ, наделенная функцией сохранения статической устойчивости энергорайона, выделяется из общего состава ПАУ и применяется совместно с другими устройствами ПА. Однако, в связи с тем, что АПНУ обладает наиболее полной информацией о режиме работы энергорайона и представляет собой комплекс противоаварийных автоматик, видится перспективным выполнение в её составе следующих функций:

- **недопущение перегрузки связей энергорайона с энергообъединением;**
- **недопущение возможного асинхронного режима (АР) по связям энергорайона с энергообъединением;**
- **недопущение аварийного изменения частоты во всем энергорайоне и напряжения в отдельных узлах;**
- **автоматическое восстановление нормального режима работы (самовосстановление) энергорайона после аварийного возмущения и ликвидации его последствий.**

Задачи ликвидации перегрузки и АР по связям энергорайона с энергообъединением в настоящее время решают с помощью применения локальных устройств АОПО и АЛАР соответственно. Эти устройства действуют по факту обнаружения ненормального режима на отключение контролируемых элементов. В редких случаях АОПО вырабатывает УВ, направленные на разгрузку перегружаемых высоковольтных линий электропередач (ЛЭП) и оборудования. Представляется целесообразным не допускать срабатывания локальных устройств АОПО и АЛАР, действующих на отключение оборудования, и реализовывать от АПНУ следующие превентивные управляющие воздействия:

- в части ограничения перегрузки оборудования:
 - загрузку генераторов и отключение нагрузки в дефицитной части энергорайона;
 - отключение генераторов в избыточной части энергорайона;
 - изменение топологии электрической сети, обеспечивающее перераспределение потоков мощности и ликвидацию перегрузки элемента сети.
- в части недопущения возникновения АР:
 - создание условий для ресинхронизации, например, с помощью отключения синхронных компенсаторов и части генераторов энергорайона, особенно работающих с малой нагрузкой в режиме, близком к режиму синхронного компенсатора. Ресинхронизация – самый желательный исход асинхронного режима, она существенно сокращает число операций по ликвидации аварийной ситуации, но главное то, что она позволяет избежать нарушения работы всех или части потребителей энергорайона, которое неизбежно возникает при пульсации активной мощности генераторов. Более того, вероятность успешной ресинхронизации может быть существенно увеличена путем не отключения, а погашения возбудителей этих генераторов, например, отключением АГП (автомат гашения поля);
 - деление системы по «опасным» развитием асинхронного хода сечениям.

Выполняя задачи недопущения перегрузки оборудования и возникновения АР, система АПНУ энергорайона, обладающая целым комплексом распределенных исполнительных устройств на конкретных объектах потребления и производства электроэнергии, без особых дополнительных аппаратных затрат может выполнять функцию ограничения недопустимого изменения частоты сети и напряжения в узлах. Необходимо отметить, что эта распределенная система исполнительных устройств должна быть максимально приближена к объектам управления (узлам нагрузки и генераторам электрических станций) и осуществлять управление на нижнем иерархическом уровне по собственной имеющейся информации, на базе собственных алгоритмов функционирования.

Возможность обмена информацией между устройствами нижнего уровня, а также с устройствами верхнего уровня с определением принципов и приоритетов этого обмена должно обуславливаться наличием общесистемных задач, которые решает система АПНУ. В целом

наличие централизованного устройства, задачей которого является установление областей энергосистемы со сниженной частотой, сниженным напряжением, дефицитом активной и реактивной мощности, позволит скоординировать действия устройств нижнего иерархического уровня для минимизации ущерба от отключения нагрузки.

Повышение интеллектуального уровня систем режимного и противоаварийного управления энергообъединением и перспективы его роста в будущем ставят задачу унификации всех используемых при этом приемов обработки, хранения и использования информации. Значение информационных связей для обеспечения экономичности и надежности современных и будущих энергосистем существенно возрастает. Концепция интеллектуальной энергосистемы, по сути, является концепцией создания сети информационных связей, превращающих энергосистему в некоторое подобие распределенной энергоинформационной системы, отличающейся от обычного компьютера наличием силового взаимодействия между ее элементами.

В этих условиях своевременна постановка проблемы разработки единой информационно-операционной среды (ИОС) энергообъединения. Последняя будет обеспечивать оперативное развитие алгоритмов управления в настоящее время и в обозримом будущем, поддерживать все операции по предоставлению и использованию информации о состоянии и режиме системы, организовывать информационное взаимодействие между системами защиты, управления и контроля основных агрегатов системы и электрической сети.

Результат такой разработки – информационно-операционная среда, обеспечивающая развитие интеллектуальной сети на основе информационной и операционной совместимости существующих и будущих средств управления. Платформенно независимая среда решения технологических задач энергообъединения должна обеспечивать предоставление унифицированных, функционирующих на логическом уровне, механизмов приема, передачи и обработки информации. Отдельными элементами системы могут быть микропроцессорные устройства с операционными системами реального времени.

При разработке ИОС естественно воспользоваться огромным опытом создания компьютерных операционных систем и систем программирования решений различных вычислительных, логических и информационных задач. На основе этого опыта ИОС предоставит разработчикам концепций и систем управления возможность сначала на формальном, а затем и на логическом уровне создавать блоки операций и диаграммы передачи данных (сначала «программировать» на языке высокого уровня системы управления и контроля энергообъединения, а затем получать «исполняемые модули», уже непосредственно реализующие эти системы).

Наиболее существенными этапами разработки ИОС могут быть:

- выбор архитектуры ИОС;
- выбор принципов функционирования ИОС;
- определение способов сбора, хранения и доступа к информации, а также ее использования в рамках ИОС;
- выбор технических средств, с помощью которых реализуется ИОС;
- формирование операционной системы, определяющей правила доступа к информации и операций с ней;
- разработка языков программирования, обеспечивающих формализацию задания на создание проектируемых систем режимного и противоаварийного управления и контроля;
- разработка трансляторов с языков программирования, обеспечивающих установление проектируемых информационных связей в энергосистеме и, соответственно, реализацию систем управления и контроля.

Работа должна выполняться методом развивающихся версий программного обеспечения ИОС при их постоянном сопровождении.

Развитие противоаварийной автоматики может потребовать применения новых подходов к архитектуре системы управления, в частности целесообразно рассмотреть применимость мультиагентных систем (МАС).

Последняя из предлагаемых дополнительных функций – **самовосстановление режима** – является новоприобретаемой как для всей системы ПА, так и для АПНУ в частности, т.к.

основную роль в восстановлении нормального режима в настоящее время выполняет персонал, оперативными действиями которого осуществляется синхронизация энергорайона с энергообъединением и под контролем которого восстанавливается питание потребителей. При этом используются заранее проработанные сценарии восстановления, для осуществления которых требуется длительное время и скоординированные действия диспетчерского и оперативного персонала. Перспективность и важность автоматического самовосстановления режима (АСВР), как одного из направлений развития ПА при реализации Концепции интеллектуальной электроэнергетической системы с активно-адаптивной сетью для ЕЭС России, указана в [4]. Поскольку для реализации АСВР потребуется рассматривать большое число различных вариантов восстановления нормального режима энергорайона, которое напрямую зависит от количества элементов и способов их соединения, то представляется целесообразным для формирования правил самовосстановления использовать теорию искусственных нейронных сетей (ИНС).

Задача построения ИНС, основу которой составит проблема выбора типа нейросети, для выполнения функции АСВР в АПНУ требует отдельной проработки.

Таким образом, предлагаемые пути совершенствования АПНУ, направленные на быстрое обнаружение возмущений в энергосистеме и их локализацию за счет комплексного воздействия на все объекты ЭЭС, включая генерацию и нагрузку, позволят значительно повысить эффективность всей системы ПА. А реализуемая функция АСВР позволит не только автоматизировать процесс восстановления нормального режима энергосистемы, но и сократить время существования квазиустановившегося послеаварийного режима, который накладывает соответствующие ограничения (перетоки мощности, уровни напряжения в узлах и т.п.).

4 ЗАКЛЮЧЕНИЕ

В условиях инновационного развития электроэнергетики совершенствование существующей системы АПНУ может идти по нескольким направлениям, включающих в себя модернизацию существующих подходов к выбору управляющих воздействий, а также расширение её функциональных возможностей с применением современных теорий управления сложными объектами. Заслуживает внимание рассмотрение возможности выполнения следующих функций в составе АПНУ:

1. недопущение перегрузки оборудования и возникновения асинхронного хода;
2. недопущение аварийного изменения частоты сети и напряжения в узлах энергосистемы;
3. автоматическое восстановление нормального режима работы (самовосстановление) энергорайона после аварийного возмущения и ликвидации его последствий.

В таком составе АПНУ будет обладать качественно новыми свойствами и решать вопросы не только предотвращения нарушения устойчивости, но и недопущения перегрузки оборудования, ликвидации асинхронного режима, ограничения повышения и понижения частоты и напряжения, и, в итоге, обеспечивать восстановление нормального режима работы нагрузки, генерации и сетевого оборудования.

ЛИТЕРАТУРА

- [1] ГОСТ Р 55105-2012. Единая энергетическая система и изолированно работающие энергосистемы. Оперативно-диспетчерское управление. Автоматическое противоаварийное управление режимами энергосистем. Противоаварийная автоматика энергосистем. Нормы и требования.
- [2] Глускин И. З., Иофьев Б. И. Противоаварийная автоматика в энергосистемах. Т. I, Т. II – М.: «Знак». 2009. 568 с. (Т. I), 2011. 528 с (Т. II).
- [3] Интеллектуальное развитие электроэнергетики с участием «активного» потребителя / Авт.: Бушуев В.В., Кобец Б.Б., Лизалек Н.Н., Васильев В.В./ Под. ред. Бушуева В.В. – М.: ИД «Энергия», 2013. – 94 с.
- [4] Отчет ОАО «НТЦ электроэнергетики» по теме «Разработка Концепции интеллектуальной электроэнергетической системы с активно-адаптивной сетью». Москва, 2011.



С.П-16. Программно-технические средства моделирования автоматики регулирования частоты и мощности турбин для задач их эффективной настройки

А.С. ГУСЕВ, А.Ю. ПИЩУЛИН, В.А. СУЛАЙМАНОВА, Р.А. УФА
Томский политехнический университет
Энергетический институт
Россия
hecн@tpu.ru

КЛЮЧЕВЫЕ СЛОВА

электроэнергетические системы, моделирование, реальное время, достоверность, автоматика регулирования частоты и мощности турбины, управляющее воздействие, разгрузка турбины.

1 ВВЕДЕНИЕ

Противоаварийная разгрузка турбины, реализуемая средствами противоаварийной автоматики специального назначения, среди прочей автоматики предотвращения нарушения устойчивости является одним из наиболее эффективных способов регулирования частоты и мощности энергоблоков для сохранения динамической и статической устойчивости.

Вместе с этим, разработка методов и средств эффективного регулирования частоты и мощности в электроэнергетической системе (ЭЭС) является важной задачей на пути обеспечения надежного и энергоэффективного функционирования основного оборудования и ЭЭС в целом. Актуальность данной задачи подтверждается результатами ряда работ и исследований, выполненных проектными, научно-исследовательскими институтами и наладочными организациями (ОАО «ВТИ», ОАО «Фирма ОРГРЭС», ЗАО «Интеравтоматика» и др.), а также директивными документами: Стандарт ОАО «СО ЕЭС» и др. [1, 2, 3].

Решение обозначенной задачи требует проведения значительного числа натуральных экспериментов и исследования, а также наличия полной информации об условиях работы ЭЭС во всевозможных нормальных, аварийных и послеаварийных режимах, в том числе автоматики регулирования частоты и мощности (АРЧМ) энергоблоков, особенно противоаварийного управления мощностью турбин. Данное обстоятельство является невозможным ввиду известной специфики функционирования ЭЭС. В связи с этим единственно эффективным подходом является применение математического моделирования [4, 5].

В настоящее время для анализа работы ЭЭС применяют в основном цифровые моделирующие комплексы, предельные возможности которых известны и определяются применяемыми численными методами решения. Поэтому при разработке моделей энергетического оборудования исходят из необходимого объема упрощений и допущений, связанных с необходимостью декомпозиции непрерывного единого спектра квазиустановившихся и переходных процессов [5, 6].

Между тем, эффективной альтернативой сугубо цифровому моделированию может служить гибридное моделирование, основанное на синтезе различных подходов, максимально удовлетворяющих требованиям исследовательских и эксплуатационных задач, для решения которых они разрабатываются. Примером моделирующего комплекса, разработанного по

данному принципу, является созданный в Энергетическом институте Томского политехнического университета всережимный моделирующий комплекс реального времени электроэнергетических систем (ВМК РВ ЭЭС) [7]. Представленные в [8, 9] возможности и свойства ВМК РВ ЭЭС позволяют эффективно решать обозначенные задачи, в том числе настройку и тестирование АРЧМ во всевозможных нормальных, аварийных и послеаварийных режимах работы ЭЭС.

Рассмотрим возможности моделирования АРЧМ и противоаварийного управления мощностью турбины генератора на ВМК РВ ЭЭС для решения задач по разработке методик оптимальной настройки АРЧМ.

2 МАТЕМАТИЧЕСКАЯ МОДЕЛЬ АВТОМАТИЧЕСКИХ СИСТЕМ РЕГУЛИРОВАНИЯ ЧАСТОТЫ И МОЩНОСТИ ТУРБИН

Задачей синтеза реализуемой в микропроцессорном узле специализированного гибридного процессора ВМК РВ ЭЭС математической модели АРЧМ турбин являлось создание библиотечной универсальной математической модели АРЧМ, которая может быть адаптирована путем задания параметров передаточных функций, соответственно коэффициентов определяемых ими дифференциальных уравнений, для адекватного воспроизведения эксплуатируемых в настоящее время в российских энергосистемах различных гидромеханических, в том числе с электрогидравлическими приставками и электрогидравлических АРЧМ.

В результате решения обозначенной задачи на основе анализа известных и проверенных практикой физико-математических описаний звеньев и структур, указанных АРЧМ [10, 11], составлена математическая модель данной автоматики (рис. 1), позволяющая достаточно полно и достоверно воспроизводить функционирование названных АРЧМ в режимах первичного и вторичного регулирования, а также противоаварийного управления турбин по заданиям моделируемых централизованных систем противоаварийного управления (М ЦСПУ) ЭЭС, включающим импульсную разгрузку и послеаварийной разгрузки турбин энергоблоков.

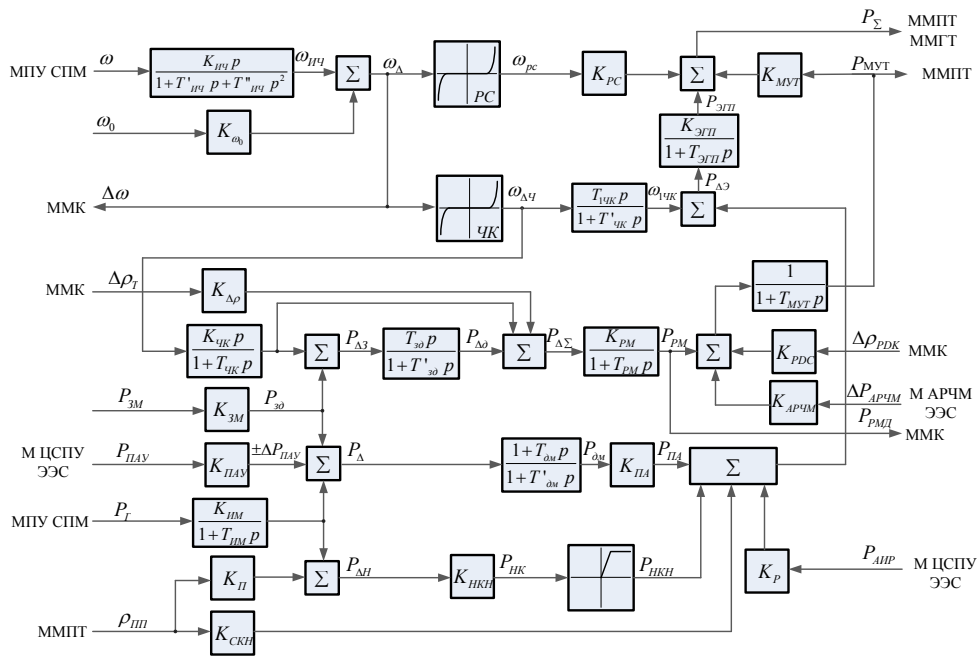


Рис. 1: Структурная схема математической модели автоматических систем регулирования частоты и мощности турбин

На рис. 1:

$K_{ЗМ}$ – коэффициент изменения задания нагрузки генератора $P_{ЗМ}$, определяющий в АРЧМ задаваемую генератору мощность $P_{ЗД}$, которая при функциональном изменении $K_{ЗМ}$ может отображать нужный график нагрузки;

$K_{ПАУ}$ – коэффициент задания, в том числе функционального, послеаварийной разгрузки (догрузки) генератора $\pm \Delta P_{ПАУ}$;

- дифференциальное уравнение измерителя мощности генератора

$$\frac{dP_3}{dt} = \frac{1}{T_{ИМ}} (K_{ИМ} P_{Г} - P_3);$$

- дифференциальное уравнение частотного корректора медленнодействующего контура АРЧМ

$$\frac{d\omega_{ЧК}}{dt} = \frac{1}{T_{ЧК}} (K_{ЧК} \omega_{\Delta Ч} - \omega_{ЧК});$$

- система уравнений звена динамической коррекции медленнодействующего контура АРЧМ

$$P_{\Delta Д} = \frac{1}{T'_{ЗД}} (T_{ЗД} P_{\Delta З} - Z_{\Delta Д}), \frac{dZ_{\Delta Д}}{dt} = P_{\Delta Д};$$

$K_{\Delta P}$ – коэффициент передачи, в том числе функционально регулируемый, канала коррекции медленнодействующего контура АРЧМ по изменению давления свежего пара Δp_T (из ММК - математическая модель котлоагрегата);

- дифференциальное уравнение общего канала медленнодействующего контура АРЧМ

$$\frac{dP_{FM}}{dt} = \frac{1}{T_{FM}} (K_{FM} P_{\Delta \Sigma} - P_{FM});$$

$K_{РДС}$ – коэффициент передачи, в том числе функционально изменяемый, общего канала регулирования мощности для конденсационных турбин в режимах на скользящем давлении пара и регулировании давления пара перед турбиной «до себя», включая стерегущий режим, а также регулирования мощности турбин с противодавлением, турбин с промышленными и теплофикационными отборами пара;

$K_{АРЧМ}$ – многофункциональный программно-изменяемый коэффициент передачи, который может использоваться, в том числе, для воспроизведения управляющих воздействий системных АРЧМ ЭЭС;

$K_{МУТ}$ – коэффициент передачи механизма управления турбиной (МУТ);

- дифференциальное уравнение МУТ

$$\frac{dP_{МУТ}}{dt} = \frac{1}{T_{МУТ}} (P_{\Delta М} - P_{МУТ});$$

$K_{П}$ и $K_{НКН}$ – коэффициенты передачи канала начальной динамической коррекции неравномерности быстродействующего контура АРЧМ, посредством которых по текущим значениям мощности генератора $P_{Г}$ (из гибридного сопроцессора электрических машин и микропроцессорного узла специализированного процессора моделирования (МПУ СПМ)) и давления пара за промежуточным пароперегревателем $P_{ПП}$ (из универсальной математической модели паровых турбин (ММПТ)) формируется корректирующее воздействие $P_{НК}$ с ограничением, согласно уравнению

$$P_{НК} = (P_3 - K_{П} P_{ПП}) K_{НКН};$$

$K_{СКН}$ – коэффициент передачи канала статической коррекции неравномерности быстродействующего контура АРЧМ;

- система уравнений звена динамической коррекции неравномерности быстродействующего контура АРЧМ

$$P_{\Delta М} = \frac{1}{T'_{\Delta М}} (T_{\Delta М} P_{\Delta} - Z_{\Delta Д}), \frac{dZ_{\Delta Д}}{dt} = P_{\Delta М} - P_{\Delta};$$

$K_{ПА}$ – коэффициент передачи канала динамической коррекции быстродействующего контура АРЧМТ;

- дифференциальное уравнение измерителя скорости вращения турбины

$$\frac{d^2 \omega_{ИЧ}}{dt^2} = \frac{1}{T''_{ИЧ}} \left(-T'_{ИЧ} \frac{d\omega_{ИЧ}}{dt} - \omega_{ИЧ} + K_{ИЧ} \omega \right);$$

- система уравнений звена динамической частотной коррекции быстродействующего контура АРЧМТ

$$\omega_{1ЧК} = \frac{1}{T'_{1ЧК}} (T_{1ЧК} \omega_{\Delta Ч} - Z_{1\Delta Ч}), \frac{dZ_{1\Delta Ч}}{dt} = \omega_{1ЧК} - \omega_{\Delta Ч};$$

K_P – многофункциональный программно-изменяемый коэффициент передачи канала разгрузки быстродействующего контура АРЧМ, в том числе противоаварийной автоматической импульсной разгрузки (АИР), которая может осуществляться также путем функционального изменения K_P , обеспечивающего формирование $\Delta P_{АИР}$ согласно приведенному на рис. 2 графику и пояснениям к нему:

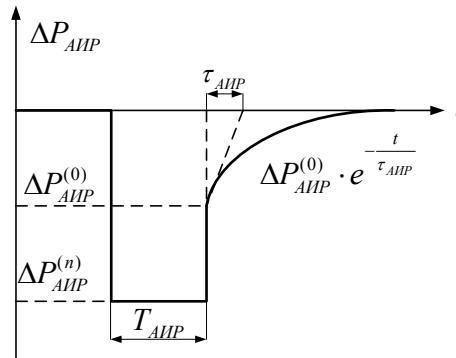


Рис. 2: Управляющее воздействие импульсной противоаварийной разгрузки, где $\Delta P_{АИР}^{(n)} = var$ – глубина АИР, а $n = var$ – индекс глубины разгрузки; $T_{АИР} = var$ – длительность АИР;

$\Delta P_{АИР}^{(0)} = var$ – часть $\Delta P_{АИР}$, снимаемая по экспоненциальному закону $\Delta P_{АИР}^{(0)} \cdot e^{-\frac{t}{\tau_{АИР}}}$, $\tau_{АИР} = var$.

- дифференциальное уравнение общего канала быстродействующего контура АРЧМ

$$\frac{dP_{ЭГП}}{dt} = \frac{1}{T_{ЭГП}} (K_{ЭГП} P_{\Delta Э} - P_{ЭГП});$$

$K_{FC} = \frac{1}{\sigma}$ – коэффициент передачи регулятора скорости, где $\sigma = var$ – статизм регулятора скорости;

K_{ω_0} – коэффициент изменения уставки ω_0 частоты вращения ротора турбины.

Сформированная математическая модель АРЧМ, как и математическая модель агрегата турбина-генератор, реализуется посредством специализированных гибридных процессоров, которые являются основными элементами ВМК РВ ЭЭС [8].

Схема подключения к ВМК РВ ЭЭС реальных систем управления для решения задачи их тестирования и настройки приведена на рис. 3.



Рис. 3: Схема подключения ВМК РВ ЭЭС к реальным системам управления

3 РЕЗУЛЬТАТЫ МОДЕЛИРОВАНИЯ ПРОТИВОАВАРИЙНОЙ ИМПУЛЬСНОЙ И ПОСЛЕАВАРИЙНОЙ ДЛИТЕЛЬНОЙ РАЗГРУЗКИ ТУРБИНЫ БЛОЧНОЙ ТЕПЛОВОЙ ЭЛЕКТРИЧЕСКОЙ СТАНЦИИ ТЕПЛОВОЙ ЭЛЕКТРИЧЕСКОЙ СТАНЦИИ

Исследование моделей АИР и послеаварийного автоматического управления (ПАУ) выполнено на примере энергоблока Г-1 представленной на рис. 4 схемы моделирования ЭЭС.

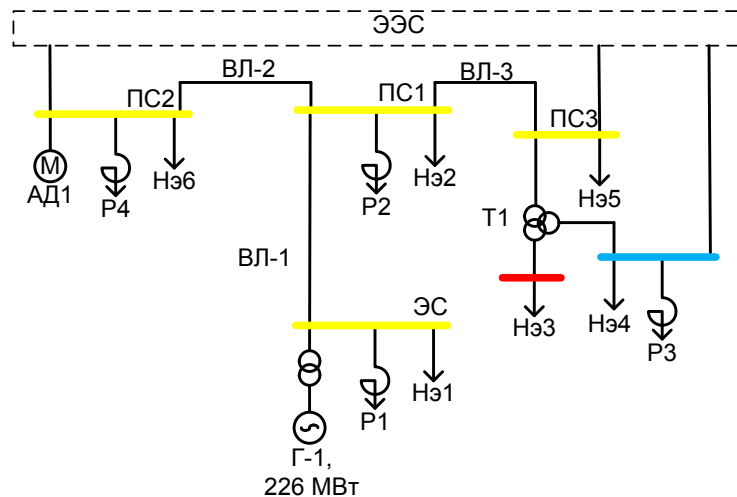


Рис. 4: Схема моделируемого на ВМК РВ ЭЭС участка ЭЭС

Функционирование модели АИР и ПАУ осуществляется путем ее предварительной настройки, которая включает:

- определение и задание параметров АИР;
- формирование сигнала в центральной системе противоаварийного управления (ЦСПУ) для ПАУ в виде значения возникшей в послеаварийном режиме избыточной мощности ($P_{ИЗБ}$), используемой для определения значения мощности турбины после аварийной разгрузки ($P_{ПА}$) согласно следующему выражению:

$$(P_{ПА} = P_T - P_{ИЗБ}),$$

где P_T [МВт] – текущая нагрузка паровой турбины.

Возможности средств гибридного моделирования позволяют осуществить интерактивную настройку параметров моделей АИР и ПАУ при помощи соответствующей таблицы «Первичный двигатель» в динамической панели наблюдения и управления (ДПНУ) энергоблока, а также автоматически, при помощи специально подготовленных сценариев, запускаемых кнопками «Сценарий АИР и ПАУ» с ДПНУ.

При помощи таблицы «Первичный двигатель» возможна настройка системы противоаварийного управления турбиной заданием параметров:

- $A_{И}$ [е.нв] – значение управляющего воздействия противоаварийной импульсной разгрузки;
- $P_{ПАИ}$ [о.е.] – значение мощности противоаварийной импульсной разгрузки, задаваемое в пределах от $A_{И}$ до 0, в соответствии с алгоритмом противоаварийного управления;
- A_0 [е.нв] – значение остаточного управляющего воздействия противоаварийной импульсной разгрузки;
- $t_{И}$ [с] – времени длительности подаваемого импульса;
- $T_{ЕИ}$ [с] – постоянная времени экспоненциального снятия управляющего импульсного воздействия A_0 ;
- $P_{ПА}$ [о.е.] – мощность турбины послеаварийной разгрузки;
- $K_{ПА}$ [о.е.] – коэффициент усиления по каналу послеаварийной разгрузки.

Исследование функционирования моделей АИР и ПАУ на ВМК РВ ЭЭС включает следующие этапы:

1. Выполнение в ВМК РВ ЭЭС сценария динамики, в котором моделируется возникновение аварийного режима и соответствующее ему функционирование релейной защиты и противоаварийной автоматики (РЗ и ПА).
2. Воспроизведение работы модели ЦСПУ, экспорт сигнала разгрузки турбины от ЦСПУ в модель.
3. Функционирование модели АИР и ПАУ с учетом данных от ЦСПУ:
 - а) присвоение параметру $P_{ПАИ}$ заданной уставки $A_{И}$ в течение времени $t_{И}$;
 - б) изменение значения параметра $P_{ПАИ}$ до значения A_0 после истечения времени $t_{И}$ и снятие остаточного значения $P_{ПАИ} = A_0$ по экспоненциальному закону с постоянной времени $T_{ЕИ}$;
 - в) задание настроек ПАУ: значение $P_{ПА}$, согласно выражению (1), а $K_{ПА} = (1 - 10)$, конкретное значение которого определяется в результате исследований;
 - г) обнуление $K_{ПА}$ по истечении времени послеаварийного управления.

Представленные ниже результаты исследований по определению настроек эффективного автоматического противоаварийного управления мощностью блочной тепловой электрической станции средствами АИР и ПАУ выполнены для исходного режима работы моделируемого района ЭЭС с учетом его наиболее значимых характеристик по перетокам активной мощности.

Генерируемая Г-1 активная мощность составляет **226 МВт**. Связь Г-1 с моделируемым районом ЭЭС осуществляется по линии ВЛ-1 «ЭС-ПС1». Передаваемая по ВЛ-1 на «ПС1» активная мощность **136 МВт** распределяется следующим образом: по ВЛ-2 на «ПС2» передается $P = 105 \text{ МВт}$, по ВЛ-3 на «ПС3» передается $P = 31 \text{ МВт}$.

В рассматриваемом районе ЭЭС, согласно указанным этапам исследования, при помощи сценария динамики моделируется однофазное короткое замыкание на ВЛ-2, последующее действие РЗ, неуспешное автоматическое повторное включение и повторное действие РЗ с ускорением. Следствием указанных действий РЗ и ПА является ослабление связи Г-1 с ЭЭС (отключение ВЛ-2 и увеличение перетока мощности по ВЛ-3). В результате превышения перетока мощности по ВЛ-3 сверх допустимого значения от ЦСПУ подаются сигнал и данные на выполнение противоаварийной разгрузки турбины генератора Г-1.

На рис. 5 представлены осциллограммы, иллюстрирующие значительные качания мощности, которые приводят к нарушению устойчивости ЭЭС, при функционировании РЗ и ПА без применения противоаварийной разгрузки турбин.

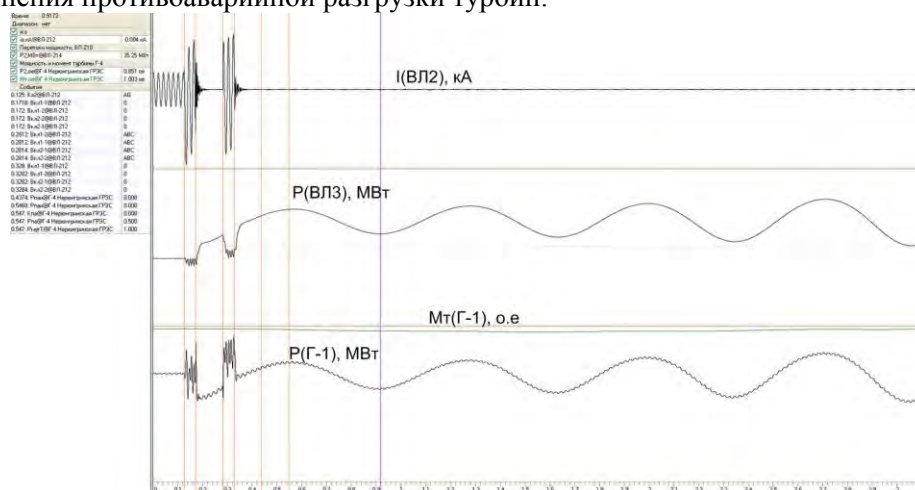


Рис. 5: Осциллограммы процессов при однофазном КЗ на ВЛ-2, действии РЗ и неуспешном автоматическом повторном включении без АИР и ПАУ

На рис. 6 представлены осциллограммы, соответствующие функционированию АИР без плавного снятия остаточного сигнала противоаварийного импульсного управления. В данном

случае имеет место некоторое перерегулирование и продолжительные качания в моделируемой ЭЭС.

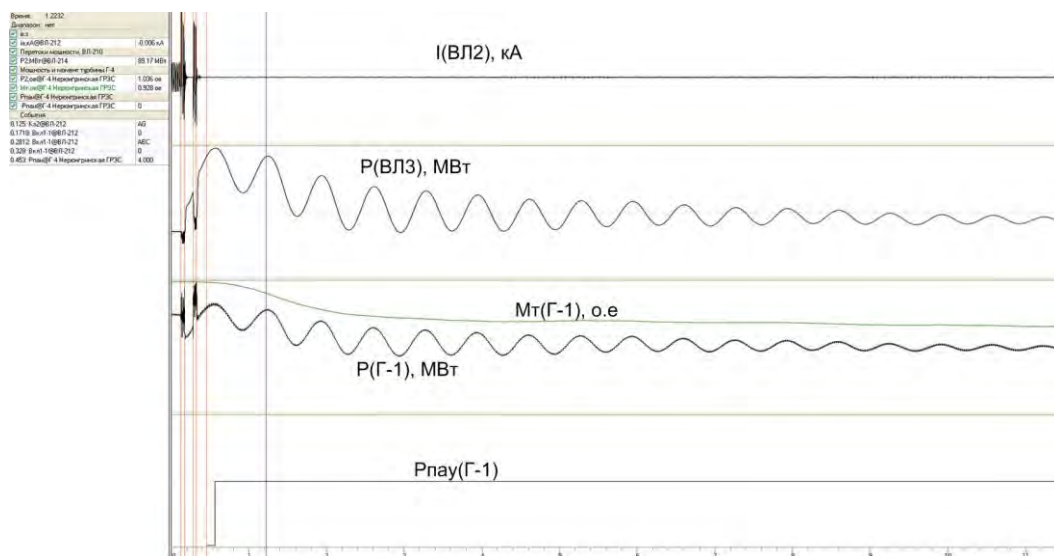


Рис. 6: Осциллограммы процессов при АИР и ПАУ Г-1 ($A_{и} = 4$ е.н., $A_{о} = 0$ е.н., $t_{и} = 0.1$ с, $T_{па} = 0$ с) на интервале времени от 0 ... 20 с.

На рис. 7 и 8 предоставлены осциллограммы процессов при настройках АИР и ПАУ Г-1, при которых наблюдается зависимость возрастания глубины разгрузки турбины с увеличением амплитуды и времени импульса. Как видно, при заданных настройках АИР и ПАУ колебания мощности относительно быстро затухают, устойчивость ЭЭС сохраняется.

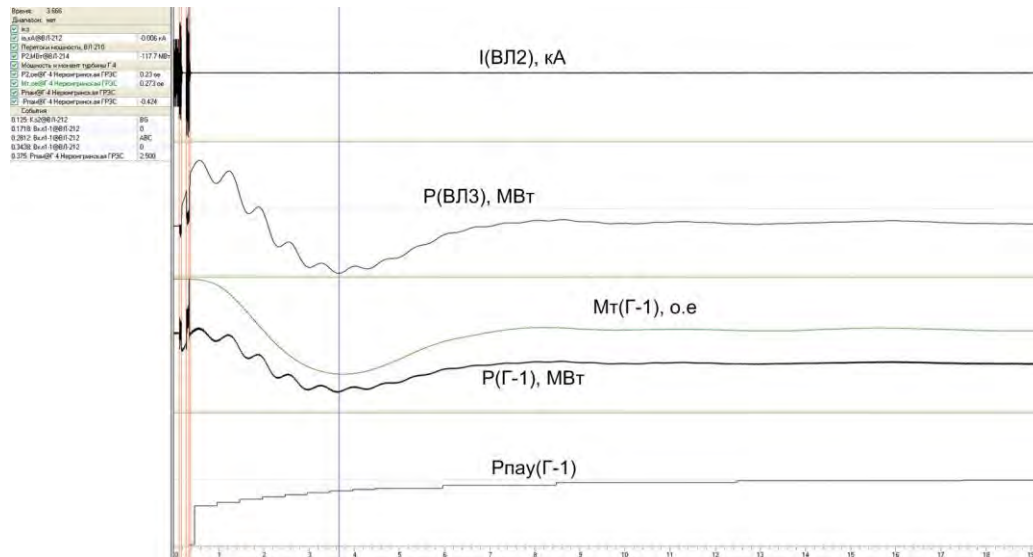


Рис. 7: Осциллограммы процессов при АИР и ПАУ Г-1 ($A_{и} = 2,5$ е.н., $A_{о} = 1$ е.н., $t_{и} = 0.2$ с, $T_{па} = 3.5$ с) на интервале времени 0 ... 20 с.

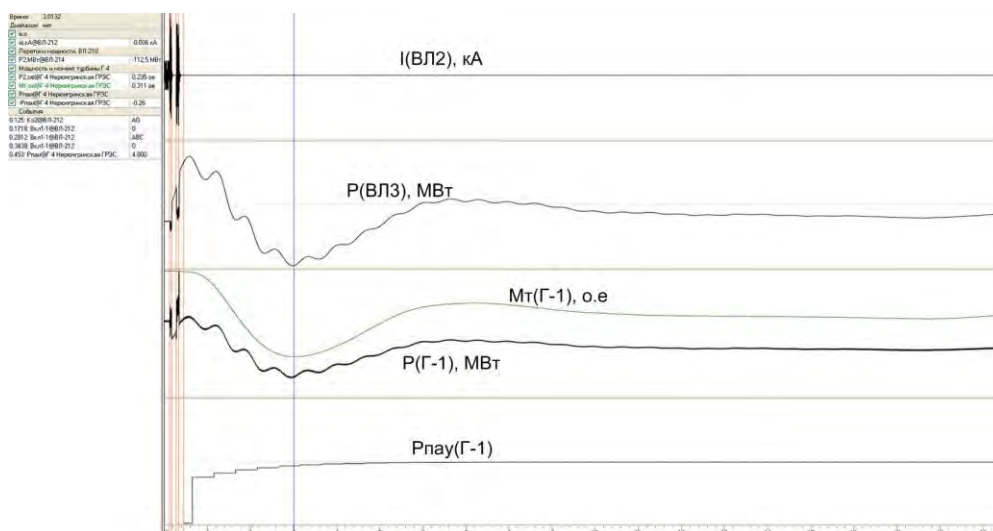


Рис. 8: Осциллограммы процессов при АИР и ПАУ Г-1 ($A_{II} = 2,5$ е.н., $A_{II} = 1$ е.н., $t_{II} = 0,1$ с., $T_{ПА} = 3,5$ с) на интервале времени 0 ... 20 с.

В результате выполненных исследований подтверждены адекватность функционирования исследуемых всережимных математических моделей АИР и ПАУ в реальном времени, определены оптимальные настройки АИР для рассматриваемого режима работы моделируемой ЭЭС.

4 ЗАКЛЮЧЕНИЕ

Результаты экспериментальных исследований разработанных средств всережимного моделирования АРЧМ, в том числе представленных в данной работе исследований противоаварийного управления мощностью турбин, иллюстрируют адекватность функционирования разработанных моделей АИР и ПАУ. Применение данных моделей при анализе функционирования реальных систем противоаварийной автоматики позволяет определить оптимальные настройки этих систем для повышения надежности функционирования ЭЭС.

Работа выполнена в рамках Госзадания «Наука».

ЛИТЕРАТУРА

- [1] Н.И. Прытков, В.В. Федоров, К.В. Комаров и др. Сертификационные испытания энергоблока 215 МВт Псковской ГРЭС на соответствие нормам участия энергоблоков ТЭС в нормированном первичном и автоматическом вторичном регулировании частоты // Теплоэнергетика. 2007. № 10. С. 2-7.
- [2] В.А. Биленко, А.Д. Меламед, Э.Э. Микушевич, Д.Ю. Никольский и др. Разработка и внедрение САРЧМ крупных энергоблоков // Теплоэнергетика. 2008. №10. С. 14-26.
- [3] A. Usman, BP Divakar Simulation Study of Load Frequency Control of Single and Two Area Systems // IEEE Global Humanitarian Technology Conference (21-24 October 2012). Seattle. P. 214-219.
- [4] Belanger J, Venne P, Paquin J-N. (October 2010). The What, Where and Why of Real-Time Simulation. [Online]. Available: http://www.opal-rt.com/sites/default/files/technical_papers/PES-GM-Tutorial_04%20-%20Real%20Time%20Simulation.pdf

- [5] O. Nayak, S. Santoso, P. Buchanan, Power electronics spark new simulation challenges // IEEE Computer Applications in Power. 2002. № 15. P. 37-44.
- [6] Zhang Yi, Gole A. M., Wu W., Zhang B., Sun H. Development and Analysis of Applicability of a Hybrid Transient Simulation Platform Combining TSA and EMT Elements // IEEE Transaction on power system. 2013. № 5. P. 357-366.
- [7] Боровиков Ю.С., Гусев А.С., Сулайманов А.О.. Концепция адекватного моделирования интеллектуальных энергосистем // Известия вузов. Электромеханика. 2011. № 6. С. 86–91.
- [8] Боровиков Ю.С., Гусев А.С. и др. Адаптируемая математическая модель гидравлических и паровых первичных двигателей и генераторов энергосистем // Электричество. 2012. № 12. С. 66-72.
- [9] Сулайманов А.О., Андреев М.В., Рубан Н.Ю. Концепция адекватного моделирования релейной защиты и противоаварийной автоматики энергосистем // Электричество. 2012. №. 6 С. 17-20.
- [10] Иванов В. А. Регулирование энергоблоков [Текст] / В.А. Иванов / Л.: Машиностроение, 1982. С. 311.
- [11] Рабинович Р.С., Полонская М.А. Модели тепловых электростанций для расчета длительных электромеханических переходных процессов в энергосистемах // Электричество. 1983. № 3. С. 11-19.



С.П.-17. Разработка программ и методик сертификационных испытаний устройств противоаварийной автоматики с использованием RTDS.

А.В. БОГДАНОВ, А.А. ГОРЧАКОВ, И.В. РЫБИН

ОАО «НТЦ ЕЭС»

Россия

al.vl.bogdanov@gmail.com

КЛЮЧЕВЫЕ СЛОВА

противоаварийная автоматика, моделирование энергосистем в режиме реального времени, сертификационные испытания, АРБКЗ, АРЗКЗ, фиксация тяжести короткого замыкания.

1 ВВЕДЕНИЕ

Цели и принципы стандартизации в Российской Федерации установлены Федеральным законом от 27 декабря 2002 г. № 184-ФЗ «О техническом регулировании», правила применения стандарта организации – ГОСТ Р.1.4-2004 «Стандартизация в Российской Федерации. Стандарты организаций. Общие положения».

Подтверждение соответствия устройств противоаварийной автоматики требованиям соответствующего Стандарта осуществляется путем добровольной сертификации в Системе добровольной сертификации объектов электроэнергетики Единой энергетической системы России (СДС «СО ЕЭС»), созданной Системным оператором и зарегистрированной в едином реестре систем добровольной сертификации под № РОСС RU.3279.04ЕЭ00 16 декабря 2005 года, либо в иных системах добровольной сертификации, зарегистрированных в установленном порядке, при условии соблюдения требований, предусмотренных Стандартом.

Сертификационные испытания устройств противоаварийной автоматики, как правило, производятся с использованием цифрового программно-аппаратного комплекса моделирования энергосистем в режиме реального времени, например RTDS (Real Time Digital Simulator).

Сертификационные испытания должны проводиться в соответствии со специально разработанной методикой и программой испытаний.

В настоящее время специалистами НТЦ ЕЭС разработаны пилотные методики и программы испытаний для следующих устройств противоаварийной автоматики:

1) Автоматика ограничения перегрузки оборудования (АОПО). Данная автоматика предназначена для предотвращения недопустимой по величине и длительности токовой нагрузки электрооборудования и ЛЭП.

2) Автоматика разгрузки при близких коротких замыканиях (АРБКЗ) и автоматика разгрузки при затяжных коротких замыканиях (АРЗКЗ). Данная автоматика является функциональной подсистемой локальной автоматики предотвращения нарушения устойчивости (ЛАПНУ) и предназначена для предотвращения нарушения динамической устойчивости генерирующего оборудования электростанции при возникновении близких к шинам электростанции или затяжных КЗ.

Моделирование энергосистем в реальном времени является одним из методов исследования и анализа работоспособности разрабатываемых алгоритмов и правильности работы реальных устройств противоаварийной автоматики, реализующих разработанные алгоритмы.

Одним из инструментов моделирования является программно-технический комплекс (ПТК) RTDS, позволяющий моделировать энергосистему или часть энергосистемы в режиме реального времени. Отличительная особенность данного ПТК – обратная связь с реальными устройствами и изменение моделируемой энергосистемы и режима её работы в соответствии с управляющими воздействиями, сформированными указанными устройствами. Это позволяет проверить реакцию испытуемых алгоритмов и устройств на изменение схемы, на возникающие переходные процессы при изменении, а также влияние различных факторов на работу автоматики (различные виды коротких замыканий (КЗ), продолжительность и/или сопротивление переходного сопротивления КЗ, место и момент возникновения КЗ и т.п.). Существует также возможность вывода и регистрации практически любых аналоговых и дискретных сигналов для последующей обработки результатов испытаний.

АРБКЗ и АРЗКЗ являются функциональной подсистемой локальной автоматики предотвращения нарушения устойчивости.

При КЗ на шинах электростанции или затяжных КЗ существует опасность нарушения параллельной работы в энергосистеме. Точная оценка опасности затруднительна вследствие отсутствия или невозможности аналитического решения систем уравнений для трех- и более машинной схемы. Дополнительная сложность возникает при необходимости учета особенностей регуляторов систем возбуждения отдельных агрегатов станции и т.п. Решение в этом случае получается численными методами, т.к. натурные испытания либо невозможны, либо крайне нежелательны из-за возможных тяжелых последствий.

Введение управляющего воздействия (УВ) в виде импульсной разгрузки турбины или длительной разгрузки турбины имеет целью сохранить динамическую устойчивость параллельной работы синхронной машины или станции и системы. Выбор и значение величины УВ зависит от предаварийного режима работы, вида, длительности и тяжести КЗ, послеаварийного состояния сети и др. Данная задача актуальна для устройств противоаварийной автоматики, поддерживающих динамическую устойчивость станции относительно остальной части энергосистемы и предотвращающих недопустимую перегрузку оборудования. Основные способы суждения о характеристике передаваемой мощности во время КЗ описаны в [1].

АОПО предназначена для предотвращения недопустимой по величине и длительности токовой нагрузки электрооборудования и ЛЭП. Согласно [2], возможна реализация нескольких видов УВ (отключение нагрузки, загрузка или отключение генераторов, длительная разгрузка турбин, деление системы, отключение перегруженного элемента с запретом АПВ) в зависимости от системы, связей элементов и т.п.

Для проверки работоспособности устройства необходимо воспроизведение условий его срабатывания в режиме реального времени с обеспечением воспроизведения требуемых характеристик аварийного режима. При этом проверка должна быть комплексной с отдельными испытаниями любого сочетания устройства и технологического алгоритма, с возможностью конфигурирования, параметрирования и ранжирования настроек.

2 ОСНОВНАЯ ЧАСТЬ

Согласно Е.4 [3] тестовой схемой для испытания алгоритма АРБКЗ (АРЗКЗ) является схема рис. Рис. 1 **Тестовая схема**, однако наличие всего одной линии связи приводит к тому, что любое повреждение или КЗ на линии, в том числе и однофазное, приводит к выпадению из синхронизма станций и системы и возникновению недопустимого режима работы. Поэтому в качестве типовой схемы предлагается использовать схему с двумя линиями связи (см. рис. Рис. 2). При этом тестовая схема из [3] будет являться частным случаем при рассмотрении различных режимов работы сети.

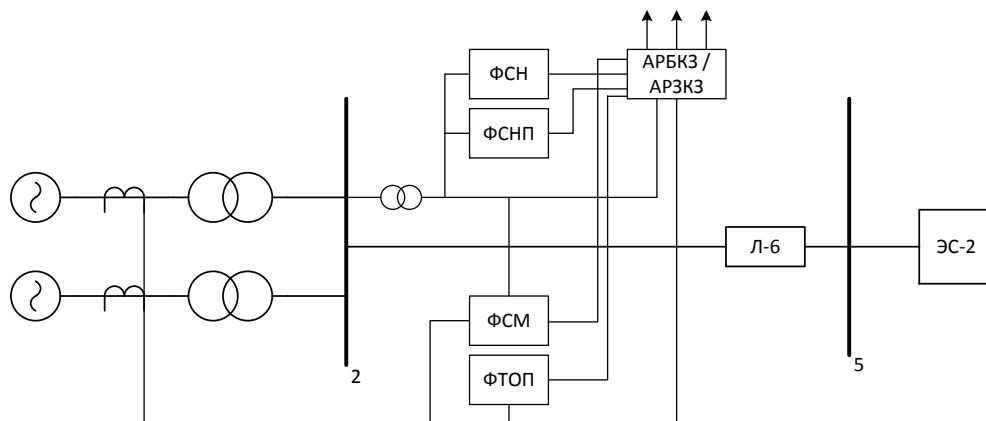


Рис. 1 Тестовая схема АРБКЗ (АРЗКЗ).

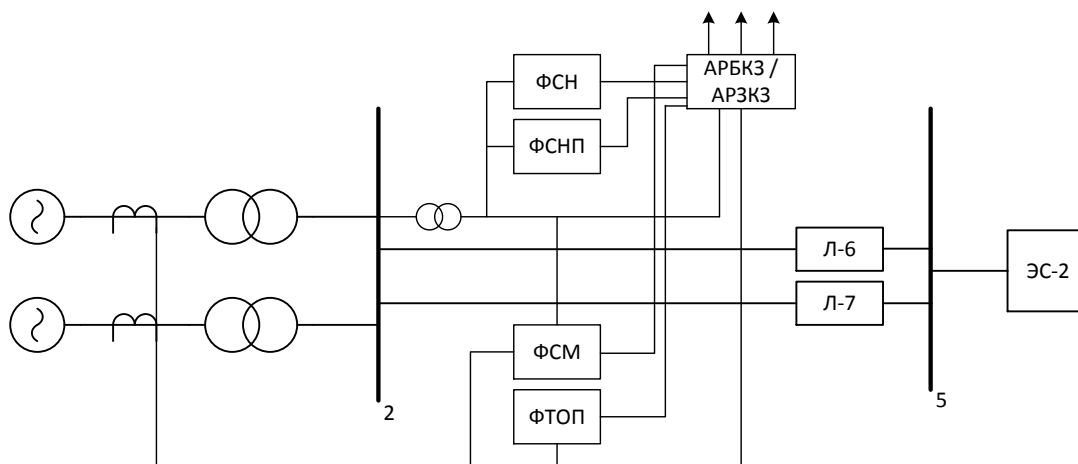


Рис. 2 Предлагаемая схема испытаний АРБКЗ (АРЗКЗ)

Режимы работы сети для испытания алгоритмов и устройств АРБКЗ (АРЗКЗ):

1. Нормальный режим с двумя включенными линиями связи со сбросом и набросом нагрузки;
2. Однофазное кз на одной линии с успешным ОАПВ;
3. Трехфазное кз на линии с успешным ТАПВ;
4. Однофазное кз, переходящее в трехфазное, с успешным ТАПВ;
5. Отключенное состояние одной линии и однофазное кз с успешным ОАПВ;
6. Отключенное состояние одной линии и трехфазное кз с успешным ТАПВ;
7. Трехфазное кз с неуспешным первым циклом ТАПВ и успешным вторым.

Во всех данных режимах необходимо рассмотреть варианты с различными значениями загрузки станций (30, 50, 80 и 100 %), различными значениями импульсной разгрузки турбины (до уровня 0, 25, 50, 75 %), начала и длительности данного сброса.

Критериями правильности работы являются отсутствие асинхронного хода после успешного одно- или трехфазного АПВ и угол по линиям (разность фаз между шинами 2 и 5) меньше 180° на любом этапе переходного процесса.

В качестве примера приведены осциллограммы трехфазного кз на линии Л–6 длительностью $t=0.35$ с при 100 % загрузке генераторов с отключением линии Л–6 и успешным АПВ (п. 3 из режимов работы см. выше) без УВ и с УВ (рис. **Ошибка! Источник ссылки не найден.** и рис. Рис. 4 соответственно). Здесь показаны напряжение на шине 2 (В), токи на высоком напряжении ТЭС1, ТЭС2, суммарный ТЭС1+ТЭС2 (А), Ртэс1 (Вт), Qтэс1 (ВАр), Ртэс2 (Вт), Qтэс2 (ВАр), угол между шинами 2–4, дискретные сигналы КЗ, УВ, пофазное состояния выключателя линии Л–6, трехфазного состояния выключателя линии Л–7. Напряжение, токи и мощности показаны в действующих значениях. Вынесенные значения показывают

действующее значение сигнала при начальном (установившемся) режиме работы (в кВ, кА, МВт, МВАр для соответствующих сигналов).

УВ формируется алгоритмом, реализованным в RTDS, и заключается в кратковременной разгрузке станций на 90 %. Из графиков видно, что данное УВ является достаточным для предотвращения выпадения из синхронизма. Испытания показали, что в алгоритме необходимо учитывать предшествующую загрузку станций, вид кз и др.

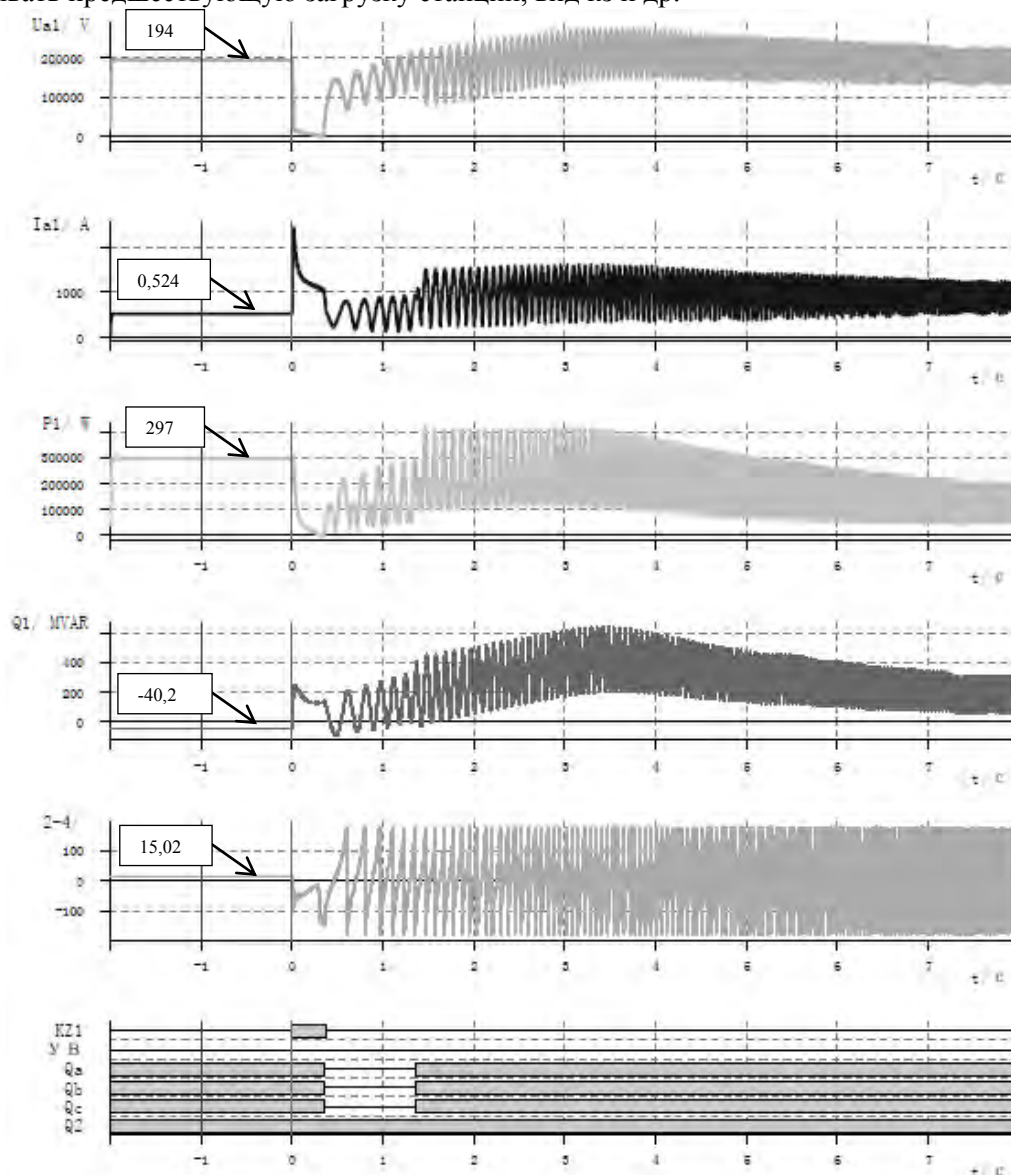


Рис. 3 Трехфазное кз на линии Л-6 без УВ

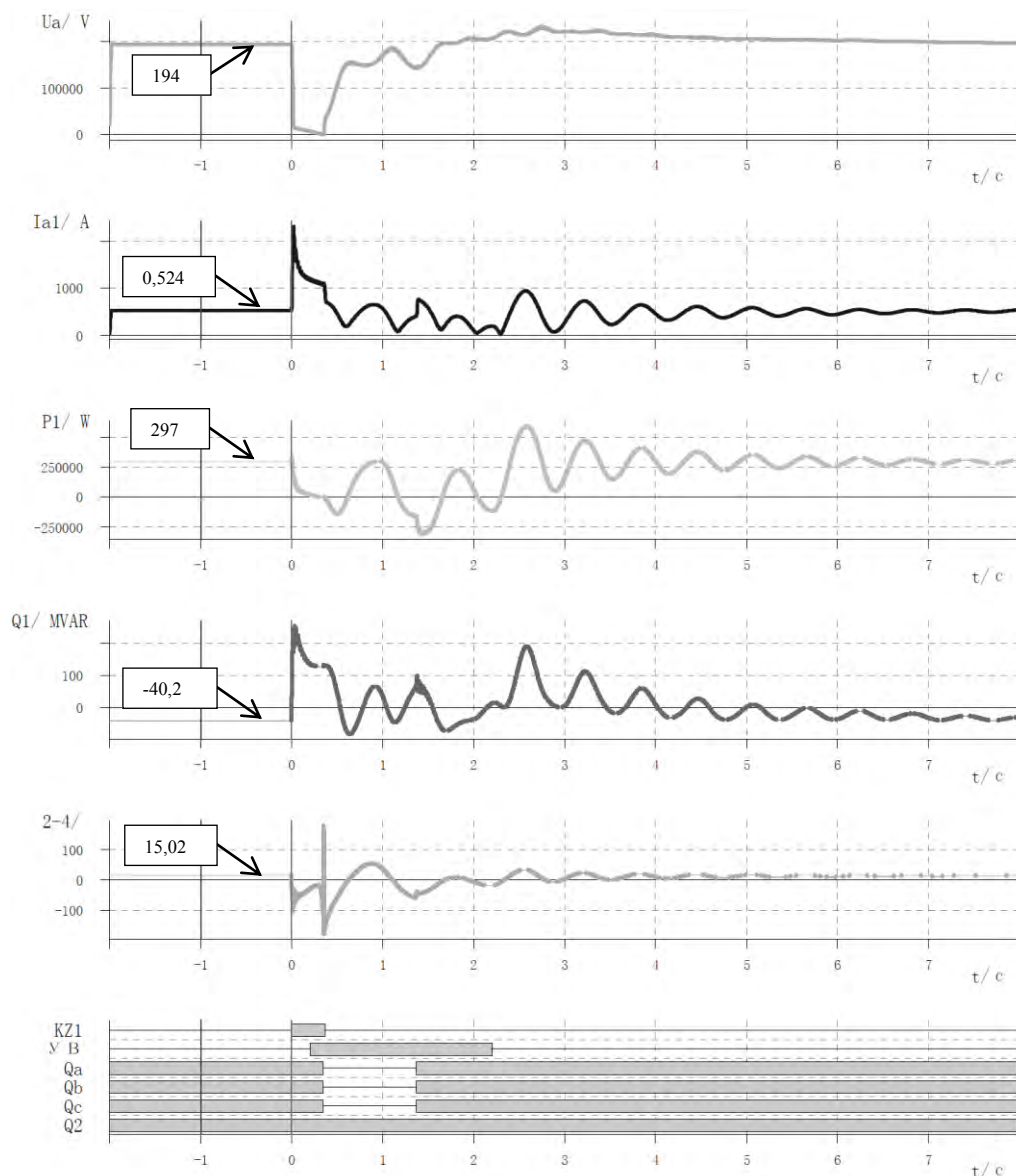


Рис. 4 Трехфазное кз на линии Л-6 с УВ

Тестовая схема для испытания устройств АОПО отсутствует в стандартах, поэтому предлагается кольцевая схема (см. рис. Рис. 5) для проверки токовой перегрузки ЛЭП-1 и/или трансформатора Т2. Нагрузка подключена к шинам 1 и 2.

В этом случае перегрузку по линии Л-1 можно получить при отключении линии Л-2, отключении части нагрузки шин 1 и/или 2, изменением режима работы сети (изменением загрузки Г1, Г2 и т.п.). Перегрузка трансформатора Т2 возможна при отключении параллельно работающего трансформатора Т1 в соответствующем режиме. При этом устройство АОПО Л-1 может выдать точечное УВ на отключение нагрузки шин 1, увеличение/снижение загрузки Г1 или сбалансированное УВ с изменения параметров регуляторов всех станций и системы для уменьшения мощности по линии Л-1; устройство АОПО Т2 выдает УВ на разгрузку Г2.

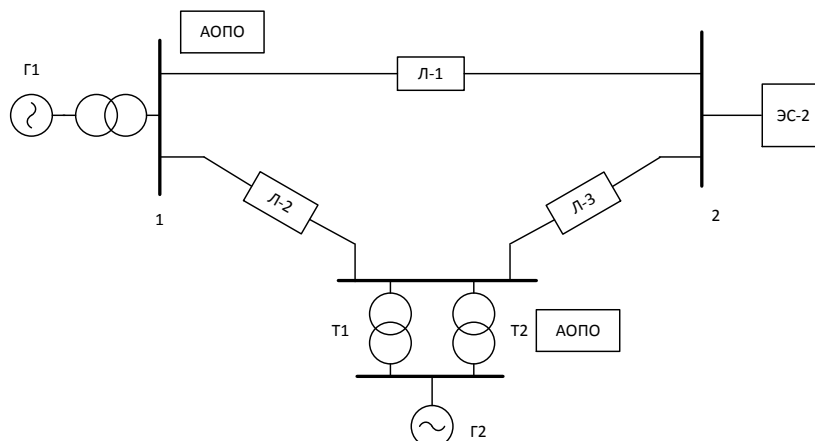


Рис. 5 Тестовая схема АОПО.

При отключении Т1 возникает перегрузка Т2, устройство АОПО выдает УВ на разгрузку Г2. Переходный процесс показан на рис. Рис. 6. Время действия АОПО в данном случае для наглядности составляет 4 с.

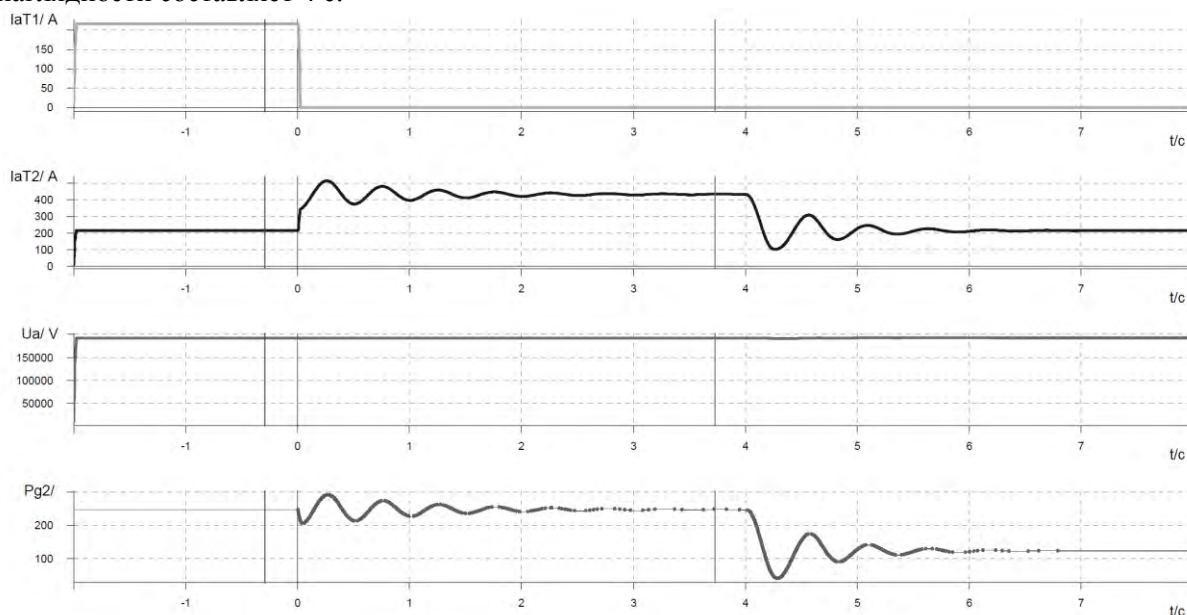


Рис. 6 АОПО трансформатора Т2.

3 ЗАКЛЮЧЕНИЕ

Авторами рассмотрены вопросы АРБКЗ, АРЗКЗ и АОПО, предложены тестовые схемы проверки, произведено исследование влияния вида и длительности УВ, вида и длительности КЗ, показана возможность нахождения параметров УВ для предотвращения нарушения устойчивости работы и перегрузки оборудования при различных видах кз и переходного сопротивления кз. Отработаны алгоритмы данного вида автоматики на RTDS.

Преимуществом ПТК RTDS является возможность организации обратной связи между устройствами и комплексом. В частности, можно ввести в схему команды управления от устройств и, в соответствии с ними, изменять схему в режиме реального времени, и проверять реакцию предлагаемых алгоритмов и устройств на переходные процессы и возможные изменения режимов. Возможности RTDS позволяют реализовать последовательность событий в жесткой привязке по времени (например, длительность кз, длительность АПВ и т.п.), так и с помощью логических функций (например, для анализа правильности работы алгоритма функционирования устройства). Алгоритм сначала отработывается на программной модели, после чего реализуется в устройстве. Затем проверяются временные характеристики реального устройства, и производится коррекция с учетом новых данных. В итоге, появляется возможность полного тестирования алгоритмов и устройств до приема в опытную

эксплуатацию с проверкой в большинстве аварийных или ненормальных режимов работы системы.

ЛИТЕРАТУРА

- [1] И.З. Глазский, Б.И. Иофьев Противоаварийная автоматика в энергосистемах. Т. II – М.Ж «Знак». 2011. С. 98–113.
- [2] Автоматическое противоаварийное управление режимами энергосистем. Противоаварийная автоматика энергосистем. Условия организации процесса. Условия создания объекта. Нормы и требования. Стандарт организации. Дата введения: 19.04.2011. ОАО «СО ЕЭС»; 2011. С.27–28.
- [3] Аттестационные требования к устройствам противоаварийной автоматики (ПА). Стандарт организации. Дата введения: 24.05.2012. ОАО «ФСК ЕЭС»; 2012. С.65–68.



С.П-20. Цифровые подстанции 6-35 кВ. Выбор технических решений с учетом стоимости и удобства эксплуатации.

Ю. В. МАШИНСКИЙ, Л. Л. ОРЛОВ
ЗАО «РТСофт»
Россия
mashinskiy_yv@rtsoft.ru

КЛЮЧЕВЫЕ СЛОВА

Цифровая подстанция, GOOSE, ОВБ, SCADA, информационная безопасность, МЭК 61850, ЛВС.

1 ВВЕДЕНИЕ

Распределительные сети 6-35 кВ это важнейший элемент электросетевого комплекса определяющий качество и надежность электроснабжения потребителей. Повышению надежности и эффективности работы элементов распределительных сетей уделяется огромное внимание, как со стороны сетевых компаний, так и научного сообщества, мировых производителей оборудования и систем управления. Результатом этого является обширный набор новых технологий массово внедряемых или испытываемых во всем мире, в том числе и в России. Одной из наиболее обсуждаемых тем является созданий цифровых и/или «умных» (SMART) подстанций.

Термин «цифровая подстанция» (ЦПС) получил известность после выхода в свет стандарта МЭК 61850 «Коммуникационные сети и системы подстанций». Стандарт был призван упорядочить разнообразие применяемых на подстанциях технологий и облегчить взаимодействие устройств и систем различных производителей. Стандарт описывает множество аспектов создания систем автоматизации для электрических подстанций и подобных объектов, начиная от способов и языка описания информационной модели подстанции. Однако максимальную известность стандарт получил благодаря описанию технологий использования GOOSE сообщений и передачи мгновенных значений (Sampled Values). Споры о допустимости, надежности, способах реализации, аспектах наладки и эксплуатации обеих технологий продолжаются уже более 10 лет. И если GOOSE сообщения достаточно быстро нашли признание в профессиональной среде и сегодня являются достаточно распространенным явлением, использование SV до сих пор остается преимущественно экспериментальным.

Возвращаясь к распределительным сетям 6-35 кВ и образующим их подстанциям, стоит отметить, что долгое время нормы и подходы стандарта МЭК 61850 не применялись к объектам данного класса. Но по мере проработки технических решений и относительного удешевления ключевых компонентов, последние несколько лет ряд производителей, научных институтов и системных интеграторов разработали и предложили для пилотных внедрений несколько структурных схем «цифровых подстанций». ЗАО «РТСофт» также принимает участие в этих

разработках и, начиная с 2012 года, предложил несколько вариантов технических решений для создания цифровых подстанций распределительных сетей.

2 ОСНОВНАЯ ЧАСТЬ

2.1 Цели создания ЦПС

Принимая решение о внедрении новых технологий сетевая компания или другой собственник, как правило, ставит перед собой какие-то цели достижение которых оправдывает затраты на этот проект. В случае «цифровых» подстанций эти цели можно укрупнено перечислить следующим образом:

1. Снижение издержек на строительство подстанций;
2. Снижение издержек на эксплуатацию подстанций;
3. Повышение надежности работы подстанций;
4. Снижение тяжести и ускорение ликвидации аварийных ситуаций, как на подстанциях, так и в целом в распределительной сети;
5. Обеспечение работоспособности новых функций управления и автоматизации распределительной сетью (Smart Grid);
6. Различные исследовательские цели.

Проанализировав способы достижения целей с 1 по 5, можно с большой уверенностью определить наиболее эффективную архитектуру для построения ЦПС распределительных сетей. В качестве объекта для «примерки» архитектур ЦПС рассмотрим одну из современных блочно-модульную БКТП 35/6 кВ (см. рисунок 1), к проектированию которой привлекался ЗАО «РТСофт» в 2014м году.

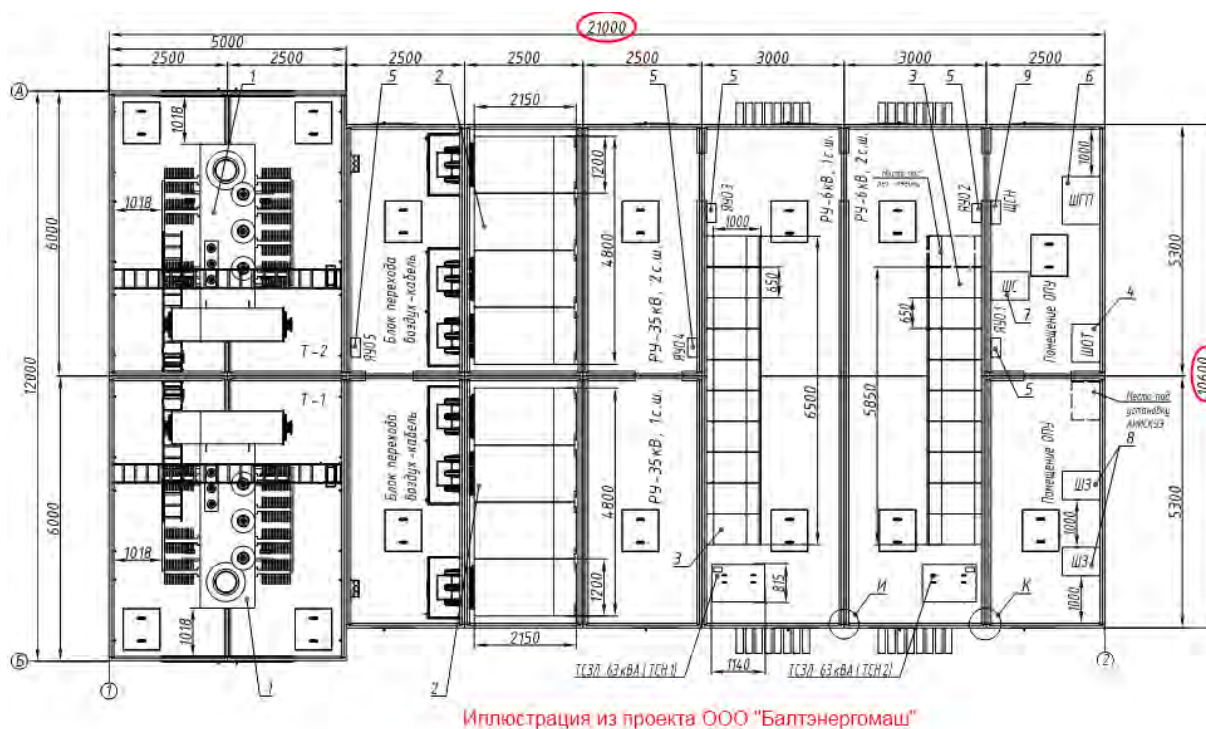


Рисунок 1. План из проекта блочно-модульной подстанции 35/6 кВ. Ранняя стадия проектирования.

2.2 Описание архитектурных решений и причин их выбора

Строительство

Снижение издержек на строительство подстанции под влиянием технологий ЦПС, возможно за счет следующих факторов:

1. Уменьшение количества и габаритов оборудования и сопутствующих материалов;
2. Удешевление проектных, строительного-монтажных и наладочных работ.

Устройства и материалы систем автоматизации можно распределить на несколько групп:

- Устройства, встраиваемые в первичное оборудование или располагающиеся в непосредственной близости от него;
- Устройства, устанавливающиеся в отдельных шкафах (панелях) автоматизации и размещаемые, как правило, в отдельном помещении ОПУ или РЩ;
- Кабели и другая инфраструктура, обеспечивающая работоспособность системы.

Компактность подстанции, является определяющим фактором при выборе технических решений для строительства, особенно в условиях современных мегаполисов. Исходя из этого, приоритетом является минимизация количества устройств выполненных в виде отдельных шкафов и повышение функциональности тех шкафов, установка которых неизбежна. Использование блочно-модульной конструкции определяет минимально-разумную площадь выделенного помещения ОПУ – это один модуль примерным размером 2,5(3)*5(6) метров. Площадь 18 м² составляет от 12% до 30% общей площади подстанции. Данная площадь позволяет удобно разместить следующий набор шкафов:

- 1 Шкаф защиты трансформатора – 2 шт.
- 2 Шкаф защиты шин 35 кВ – 1 шт.
- 3 Шкаф РАС – 1 шт.
- 4 Шкаф АСУТП и ТМ – 1 шт.
- 5 Шкаф АИИСКУЭ – 1 шт.
- 6 Шкаф связи – 1 шт.
- 7 Шкафы собственных нужд и оперативного постоянного тока.

При этом шкафы РЗА, АСУТП и связи выполнены в варианте с двухсторонним обслуживанием. Это количество шкафов можно оптимизировать, поместив оборудование связи и УСПД АИИСКУЭ в состав шкафа АСУТП и ТМ, а также переместив шкафы защит в РУ 35 кВ. Однако дальнейшая оптимизация была признана излишней. Так как уменьшение размера ОПУ меньше одного модуля экономически не оправданно, а удобство эксплуатации оборудования размещенного в одном помещении – очевидно.

Распределительные устройства напряжением 6-35 кВ, как правило, выполняются из ячеек КРУ с вакуумными или элегазовыми выключателями. Устройства РЗА, АСУТП и АИИСКУЭ отдельных присоединений размещаются в релейных отсеках этих ячеек. При этом размер релейных отсеков накладывает очень серьезные ограничения на количество и габариты устройств размещенных внутри. Особенно жестко это ограничение ощущается для ячеек 6-10 кВ, производители которых идут на максимальное количество ухищрений для уменьшения их габаритов. В результате, в релейном отсеке ячейки размещаются два компактных устройства: измерительный преобразователь, со встроенными дискретными входами для сбора сигналов телемеханики, и многофункциональное устройство РЗА, выполняющее управление не только выключателем, но и заземляющими ножами и выкатным элементом. Счетчик АИИСКУЭ вынесен на внешнюю поверхность двери релейного отсека.

Устройствами РЗА и измерительные преобразователи используют механизм GOOSE сообщений для обмена информацией необходимой для реализации функций РЗА и блокировок. Для обеспечения минимального времени доставки сигналов РЗА, таких как пуск УРОВ и т. п., для подключения устройств РЗА была выбрана технология «двойная звезда» и протокол RSTP, быстродействие которого в сети из 2-5 коммутаторов достаточно для обеспечения практически безударной перестройки сети в случае единичных отказов коммутаторов.

Измерительные преобразователи, установленные в ячейках, подключаются по схеме «кольцо». Данные от измерительных преобразователей используются в задачах связанных с управлением и блокировками, имеющими значительно более щадящие требования, как к быстродействию доставки сообщений, так и к надежности сети в целом.

Данное решение позволило практически отказаться от использования не диагностируемых линий связи за пределами отдельных ячеек КРУ. За пределы ячеек выходят только шинки питания, цепи напряжения от ТН и тока для защиты трансформаторов, непрерывный контроль исправности данных цепей является базовой функцией систем АСУ и РЗА уже многие годы.

В данной архитектуре принято решение отказаться от передачи мгновенных значений тока и напряжений по шине процесса и применения, отдельных или совмещенных с устройствами РЗА, УСШ. Данное решение принято исходя из следующих предпосылок:

- В кабельном хозяйстве подстанции среднего напряжения количество и длина кабелей, по которым передаются аналоговые сигналы тока и напряжения, не позволяют говорить о сколь-нибудь значимой экономии при их замене на цифровые каналы связи;
- Даже появление максимально дешевых УСШ, все равно приводит к удорожанию системы не оправданному практической необходимостью;
- Построение шины процесса приводит к удорожанию всех компонентов системы: устройств РЗА и АСУ ТП, устройств синхронизации времени, сетевых коммутаторов;
- Усложняется организация мер информационной безопасности.

Удешевление проектных и монтажно-наладочных работ достигается за счет типизации и модульности проектных решений. При этом уровень технологий используемых при построении ЦПС в совокупности не оказывает положительного эффекта на стоимость этих работ, так как декларируемое снижение трудоемкости отдельных этапов работ, на самом деле ведет к удорожанию оставшихся.

Эксплуатация

Эффективность эксплуатации напрямую зависит от надежности работы подстанции и прилегающей сети.

Издержки на эксплуатацию подстанции включают:

1. Издержки на организацию оперативных переключений;
2. Издержки на организацию технического обслуживания и ремонта.

Повышение надежности работы подстанций достигается за счет:

1. Снижения количества ошибок на стадии проектирования и наладки;
2. Снижения числа отказов вторичных систем;
3. Уменьшения негативного влияния человеческого фактора благодаря автоматизации функций управления и блокировкам.

Основная экономия на выполнении оперативных переключений, достигается за счет применения принципов телеуправления, и технологии ЦПС только обеспечивают несколько большую надежность самой процедуры. Функциональность ЦПС в области оперативного, дистанционного и автоматизированного управления обеспечивается возможностями сервера АСУ. Сервер служит шлюзом между подстанционным оборудованием и системами управления внешнего мира, осуществляя как обмен оперативной информацией со SCADA ЦУС, так и предоставляя доступ к неоперативной информации. При наличии технической возможности сервер АСУ может осуществлять автоматическое управление объектами сети 6 кВ ускоряя процесс поиска повреждений и возобновления электроснабжения потребителей.

Общее повышение наблюдаемости за режимами работы и техническим состоянием электрооборудования, и в первую очередь кардинально изменившиеся возможности самодиагностики цифровых устройств, позволяют на ранних стадиях выявлять возможные отказы и экономить на их предотвращении или устранении последствий. Однако необходимым условием для получения полезного эффекта является не просто сбор большого объема технологической информации, но в первую очередь наличие аналитических методик, способных обрабатывать эту информацию. В противном случае остается только прямая экономия на сокращении времени тех. обслуживания и осмотров.

При продвижении технологий цифровых подстанций вопрос надежности, как правило, пытаются решить путем простого дублирования оборудования, в пределе предлагаются полностью дублированные системы. Однако дублирование гарантированно защищает только от «случайного» аппаратного отказа отдельного элемента, и практически не защищает от ошибок в программном обеспечении и от ошибок конфигурирования. При этом вероятность появления системной ошибки, от которой откажут оба дублированных комплекта, достаточно высока.

При построении ЦПС рассматриваемой ПС 35/6 кВ надежность решения обуславливается в первую очередь принципом постепенной деградации и максимальной функциональной автономности отдельных присоединений и систем.

Наиболее уязвимым компонентом любой ЦПС является локальная сеть. Для обсуждаемой подстанции 35/6 кВ полный или частичный отказ любого коммутатора или абонентского устройства сети не оказывает негативного влияния на работоспособность системы в целом. Более серьезный отказ сетевого оборудования, возможен только при таких «катастрофических» сценариях, что ущерб от неработоспособности ЛВС будет пренебрежимо мал на общем фоне.

При обсуждении надежности ЦПС нельзя не упомянуть про информационную безопасность. Информационная безопасность данного решения обеспечивается мерами защиты канала связи ПС-ЦУС, ограничением доступа к локальному АРМ. Модель угроз необслуживаемой подстанции свидетельствует о том, что изолированные методы защиты внутри подстанционных коммуникаций не имеют смысла, так как, проникнув на территорию ПС, злоумышленник получает непосредственный доступ к электрооборудованию и органам управления им.

3 ЗАКЛЮЧЕНИЕ

При проектировании блочно-модульной ПС 35/6 кВ специалистами ЗАО «РТСофт» было рассмотрено множество технологий, так или иначе относящихся к «цифровым подстанциям». Однако для подстанций распределительных сетей понятие «цифровая подстанция» правильнее трактовать, как автоматизированная подстанция. Из всего многообразия стандарта МЭК 61850 для применения на этих подстанциях относительно оправдан только общий язык описания SCL и использование GOOSE сообщений. Остальные задачи, стоящие перед системами автоматизации этих подстанций, с той же эффективностью решаются без применения стандарт МЭК 61850.



С.П-22. Интеллектуальные электронные устройства для цифровых подстанций 110(35)/6 кВ

А.В. МОКЕЕВ, Д.Н. УЛЬЯНОВ, В.Н. БОВЫКИН, А.В. МИКЛАШЕВИЧ,
Ф.Ю. ОРЛОВ, Е.И. ХРОМЦОВ,
ЗАО "Инженерный центр "Энергосервис",
Северный (Арктический) федеральный университет
Россия
d.ulyanov@ens.ru

КЛЮЧЕВЫЕ СЛОВА

Интеллектуальные электронные устройства, шина подстанции, шина процесса, устройства сопряжения с шиной процесса

1 ВВЕДЕНИЕ

С каждым годом всё активнее в электрических сетях идёт процесс внедрения интеллектуальных электронных устройств (ИЭУ) с поддержкой шины подстанции согласно МЭК 61850-8-1 и шины процесса согласно МЭК 61850-9-2LE.

В случае с распределительными устройствами 6-35 кВ ключевое значение имеют не только функциональные возможности и массогабаритные характеристики ИЭУ, но и вопросы технико-экономической целесообразности, особенно относительно необходимости поддержки шины процесса согласно МЭК 61850-9-2.

Специалисты ЗАО "Инженерный центр "Энергосервис" активно ведут работы по разработке ИЭУ различного функционального назначения в течение последних 5 лет. За счет написания собственного стека протоколов МЭК 61850 удалось во многом приблизиться к решению задачи по обеспечению доступности решений по цифровой подстанции для распределительных устройств 6-110 кВ. Разработан ряд многофункциональных интеллектуальных устройств для подстанций различных классов напряжения, в том числе аналоговые устройства сопряжения с шиной процесса ENMU, многофункциональные интеллектуальные электронные устройства ЭНИП-2, ЭНИП-2-PMU, ESM.

Для распределительных устройств 6-35 кВ применение шины процесса целесообразно лишь при использовании инновационных решений по первичным преобразователям тока и напряжения, а также по подсистеме дискретного ввода-вывода.

Специально для распределительных устройств 6-35 кВ специалистами ЗАО "Инженерный центр "Энергосервис" разработана специальная модификация устройства сопряжения с шиной процесса ENMU, предназначенная для подключения к комбинированному датчику тока и напряжения. Для исключения множественного дублирования ввода-вывода дискретных сигналов и для повышения надежности разработана подсистема дискретного ввода-вывода на основе использования бесконтактных датчиков и перехода на взаимодействие с блоком управления вакуумным выключателем с электромагнитной защёлкой по цифровым интерфейсам.

На базе разработанных в ЗАО “Инженерный центр ”Энергосервис” интеллектуальных электронных устройств имеется возможность реализации как экономичных решений для распределительных устройств необслуживаемых подстанций 6-110 кВ, так и создания полноценных решений по цифровой подстанции с поддержкой шины процесса.

2 ИНТЕЛЛЕКТУАЛЬНЫЕ УСТРОЙСТВА С ПОДДЕРЖКОЙ ШИНЫ ПОДСТАНЦИИ

2.1 Автоматизация необслуживаемых подстанций

Для электрических сетей традиционно актуальными являются задачи обеспечения наблюдаемости и управляемости подстанций, организации технического учета и мониторинга качества электроэнергии, снижения затрат на создание и эксплуатацию систем автоматизации необслуживаемых подстанций.

Указанные задачи могут быть успешно решены при использовании интеллектуальных электронных устройств ЗАО “Инженерный центр ”Энергосервис: многофункциональных измерительных преобразователей телемеханики ЭНИП-2 и устройств дискретного ввода-вывода ЭНМВ с поддержкой протоколов МЭК 61850-8-1, устройств сбора данных ЭНКС-3М. Применение перечисленных выше ИЭУ обеспечивает реализацию доступных по стоимости решений автоматизации необслуживаемых подстанций [1,2].

Устройства ЭНИП-2 выполняют функции телеизмерений, телесигнализации и телеуправления, мониторинга качества электроэнергии, технического учета электроэнергии, замещения щитового измерительного прибора. Для расширения функциональных возможностей устройства ЭНИП-2 дополняются модулями дискретного ввода/вывода, блоками телеуправления и модулями индикации (рис.1).



Рис. 1. Интеллектуальное электронное устройство ЭНИП-2 с модулями расширения

Отличительными особенностями ЭНИП-2 являются сочетание высокого быстродействия и высокой точности обработки сигналов в расширенных диапазонах токов и напряжений, точные измерения реактивной мощности и энергии при большом уровне несинусоидальности входных сигналов, подавление помех во входных сигналах в виде свободных составляющих электромагнитных переходных процессов и высших гармоник. Перечисленные выше преимущества ЭНИП-2 во многом обусловлены применением оригинальных алгоритмов обработки сигналов.

ЭНИП-2 совместно с модулями расширения представляет собой мини-контроллер присоединения с поддержкой протоколов шины подстанции согласно МЭК 61850-8-1. В ЭНИП-2 реализован сервер MMS-сообщений, публикатор и подписчик GOOSE-сообщений для реализации оперативных блокировок и управления.

Также в ЭНИП-2 поддерживаются протоколы МЭК 60870-5-101, МЭК 60870-5-104, Modbus RTU, МЭК 60870-5-101 поверх UDP, Modbus TCP и протоколы локальных сетей SNMP, NetBIOS, протоколы резервирования PRP и RSTP. Обеспечивается синхронизация внутренних часов по протоколам SNTP, МЭК 60870-5-101, МЭК 60870-5-104. В модификации ЭНИП-2 с двумя портами Ethernet (100BASE-TX или 100BASE-FX) возможна как независимая работа портов, так и работа через встроенный сетевой коммутатор.

Обычно при реализации шины подстанции согласно МЭК 61850-8-1 необходимо использовать коммуникационное оборудование промышленной сети Ethernet, что существенно

удорожает автоматизацию подстанции. С целью снижения стоимости во многих случаях целесообразно применение ЭНИП-2 с использованием встроенного сетевого коммутатора с поддержкой протокола резервирования RSTP. Такой вариант обеспечит эффективный переход от использования промышленной сети RS-485 с протоколами Modbus, МЭК 60870-5-101 и т.д. к более производительной сети на базе Ethernet и использованию протокола МЭК 61850-8-1. При практически одинаковой стоимости двух рассмотренных выше решений по автоматизации подстанций использование второго варианта позволяет обеспечить эффективное внедрение на указанных подстанциях новых технологий согласно МЭК 61850. Дополнительным плюсом такого решения является возможность реализации кольцевой сети с резервированием.

Для необслуживаемых подстанций нет необходимости в создании АСУ ТП, а, следовательно, нет принципиальной необходимости в передаче MMS-сообщений. Для автоматизации необслуживаемых подстанций рекомендуется экономичное решение, представленное на рис.2.

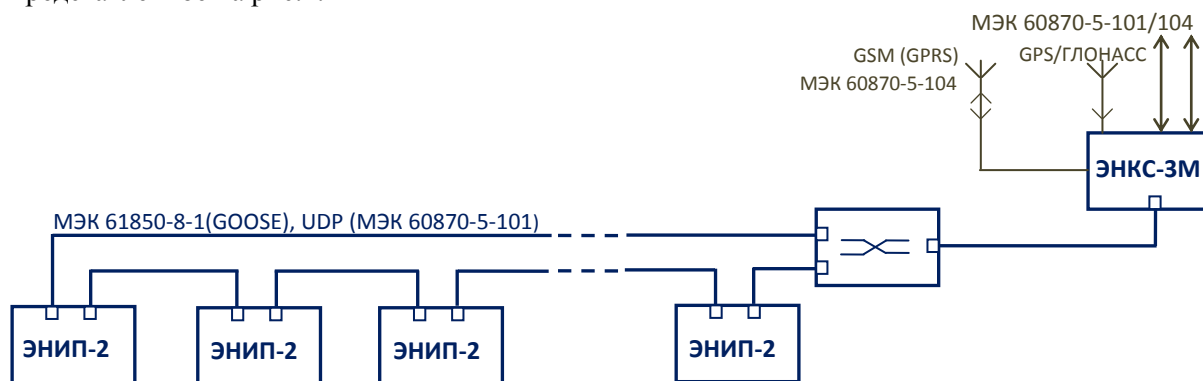


Рис. 2. Автоматизация необслуживаемой подстанции

Для сбора и передачи данных в автоматизированные системы технологического управления используется устройство сбора данных ЭНКС-3М, которое производит опрос ЭНИП-2 по протоколу МЭК 60870-5-101 поверх UDP и обеспечивает консолидацию и передачу данных в автоматизированные системы технологического управления по протоколам МЭК 60870-5-101 и/или МЭК 60870-5-104 при использовании проводных каналов связи или МЭК 60870-5-104 через GSM канал. ЭНКС-3М содержит встроенный GPS/ГЛОНАСС-приемник, что обеспечивает синхронизацию времени для всех ИЭУ на подстанции.

Для организации горизонтальных связей между устройствами ЭНИП-2 используется протокол МЭК 61850-8-1. В ЭНИП-2 реализована программируемая логика, которая оперирует данными дискретных входов (сухие контакты или бесконтактные датчики) и GOOSE-сообщениями.

2.2 Автоматизация подстанций

Многофункциональные измерительные преобразователи телемеханики ЭНИП-2 совместно с устройствами релейной защиты и автоматики с поддержкой стандартов МЭК 61850-8-1 могут быть эффективно использованы в составе АСУ ТП подстанций.

В этом случае целесообразно использовать раздельную работу двух портов Ethernet в ЭНИП-2 и протокол бесшовного резервирования сети PRP (МЭК 62439-3).

В настоящее время специалистами ЗАО “Инженерный центр “Энергосервис” завершаются работы по разработке нового многофункционального интеллектуального устройства ESM (рис.3), которое в дополнении к возможностям ЭНИП-2 выполняет функции счетчика коммерческого учета электроэнергии, прибора измерения показателей качества электроэнергии, мониторинга электрооборудования и устройства синхронизированных векторных измерений (для одной из модификаций).

Интеллектуальное электронное устройство ESM имеет 3 основные модификации (рис.3): с аналоговыми входами (от измерительных трансформаторов тока и напряжения), с аналоговыми низкоуровневыми входами (от первичных преобразователей LPCT или датчиков тока на базе катушки Роговского, от емкостных или резистивных датчиков напряжения), с цифровыми входами согласно МЭК 61850-9-2LE.



Рис. 3: три основные модификации ESM

Все модификации ESM содержат до 4 портов Ethernet для подключения к шине подстанции согласно МЭК 61850-8-1. Благодаря наличию в ESM встроенного сетевого коммутатора часть портов может быть использована для подключения к шине подстанции других ИЭУ.

Для индикации показаний ESM разрабатывается специальный модуль индикации ЭНМИ-6 с цветным сенсорным дисплеем. Возможна как отдельная установка ESM и ЭНМИ-6, так и их совмещение в единый конструктив с установкой на место щитового прибора.

Реализация в ESM функций различных измерительных устройств позволяет дополнительно эффективно решать задачи по мониторингу состояния электрооборудования (мониторинг перегрузочной способности трансформаторов, линий электропередачи и т.д.), вести коммерческий учет электроэнергии с учетом отклонения показателей качества электроэнергии от нормативных значений.

3 ИНТЕЛЛЕКТУАЛЬНЫЕ УСТРОЙСТВА С ПОДДЕРЖКОЙ ШИНЫ ПРОЦЕССА

3.1 Многофункциональные измерительные устройства

Для автоматизации подстанций с реализацией шины процесса и шины подстанции специалистами ЗАО “Инженерный центр “Энергосервис” разработаны многофункциональные устройства ЭНИП-2-PMU и ESM. Их отличительная особенность – малые габариты и вес, невысокая стоимость.

Устройства ЭНИП-2-PMU разработаны на базе многофункционального измерительного преобразователя телемеханики ЭНИП-2 и выполняют дополнительно функции устройства синхронизированных векторных измерений. Благодаря поддержке протоколов МЭК 60870-5-104 и IEEE C37.118.2 они могут интегрироваться как в СМПП, так и в АСТУ. Стоимость базовых модификаций ЭНИП-2-PMU сопоставима со стоимостью многофункциональных измерительных преобразователей телемеханики. Модификация ЭНИП-2-PMU с цифровым входом являлась первым УСВИ с поддержкой шины процесса согласно МЭК 61850-9-2LE [3].

Многофункциональное измерительное устройство ESM с цифровыми входами согласно МЭК 61850-9-2LE (рис.3) выгодно отличается от первых двух модификаций следующими особенностями: измерения параметров режима энергосистемы в полном диапазоне токов и напряжений, выполнение функции устройства синхронизированных векторных измерений.

3.2 Аналоговые устройства сопряжения с шиной процесса

При внедрении цифровых подстанций возникает необходимость в использовании различных аналоговых устройств сопряжения с шиной процесса AMU (Analog Merging Unit), в том числе устройств сопряжения для современных датчиков тока и напряжения, например, оптических датчиков тока или датчиков тока с использованием тора Роговского, емкостных или резистивных датчиков напряжения, так и для реализации специальной разновидности устройств сопряжения – SAMU (Stand-Alone Merging Unit), подключаемых к традиционным трансформаторам тока и напряжения.

Специалистами ЗАО “Инженерный центр “Энергосервис” разработаны обе разновидности устройств сопряжения AMU и SAMU. Первая модификация устройства

сопряжения с шиной процесса ENMU является универсальной и разрабатывалась как для подключения к традиционным измерительным трансформаторам, так и к современным датчикам тока и напряжения. ENMU предназначено для применения совместно с ИЭУ различного функционального назначения, в том числе с устройствами релейной защиты и автоматики, устройствами синхронизированных векторных измерений, измерительными преобразователями телемеханики, измерительными устройствами.

Устройство сопряжения ENMU (рис.4 а), предназначенное для использования совместно с традиционными измерительными трансформаторами, состоит из модуля тока для подключения к измерительной и релейной обмоткам трансформатора тока, модуля напряжения, процессорного модуля, модуля питания. Предусмотрена возможность реализации устройств ENMU только с модулями тока или только с модулями напряжения.

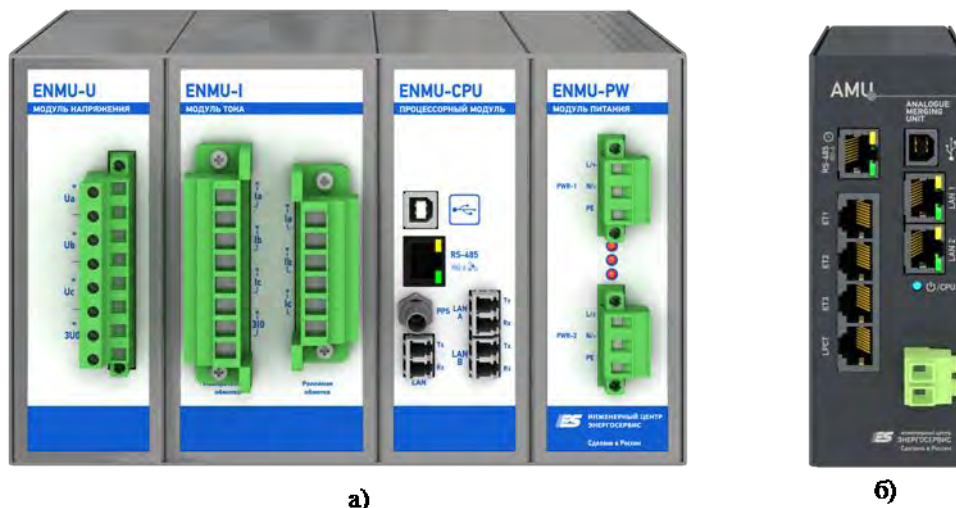


Рис. 4: устройство сопряжения с шиной процесса ENMU

В ENMU дополнительно реализован функционал PCMU (Phasor Control and Measurement Unit) и дополнительно к протоколу МЭК 61850-9-2LE реализован протокол IEEE C37.118.2. При конфигурировании ENMU задаются следующие возможные режимы работы: формирование отдельных или совмещенного потоков данных (от релейной и измерительной обмоток трансформатора тока) для sampled values и для векторных измерений. Возможна одновременная передача 3 потоков sampled values (sv256, sv80m, sv80r) и потока векторных измерений (синхрофазоры и их эквивалентные значения на основе среднеквадратическим значениям токов и напряжений).

ENMU содержит 2 порта 100BASE-TX или 2 порта 100BASE-FX с поддержкой протокола резервирования PRP (IEC 62439-3), предусмотрен дополнительный сервисный порт Ethernet. Синхронизация часов реального времени может производиться через оптический порт сигналом PPS, через порт RS-485 (IRIG-A) или с помощью встроенного GPS/ГЛОНАСС-приемника (опционально).

За рубежом для микропроцессорных устройств релейной защиты 6-35 кВ все активнее применяются специально разработанные трансформаторы тока малой мощности со встроенным шунтом и с низкоуровневыми выходными напряжениями (Low Power Current Transformer, LPCT), датчики тока на основе катушки Роговского, емкостные или резистивные датчики напряжения [4]. Выходные напряжения указанных первичных преобразователей подбираются исходя из параметров аналоговых микросхем. Такое решение позволяет значительно снизить габаритные размеры и стоимость как первичных преобразователей, так и устройств защиты и многофункциональных измерительных устройств.

Для цифровых ячеек 6-35 кВ разработана специальная модификация устройства сопряжения с шиной процесса ENMU (рис.4 б), предназначенная для подключения к комбинированным датчикам тока и напряжения с низкоуровневыми выходными сигналами. Это позволяет резко уменьшить габариты устройства сопряжения ENMU (54x136x121 мм). Устройство сопряжения ENMU может устанавливаться непосредственно в месте установки 3-х

комбинированных датчиков, образуя с ними трехфазный цифровой первичный измерительный преобразователь тока и напряжения. В перспективе планируется разработка встраиваемого в комбинированные датчики устройства сопряжения с шиной процесса.

3.3 Дискретные устройства сопряжения с шиной процесса

Наряду с аналоговыми устройствами сопряжения с шиной процесса ENMU специалистами ЗАО “Инженерный центр ”Энергосервис” были разработаны опытные образцы дискретных устройств сопряжения с шиной процесса ENMU-D.

В ходе работ над ENMU-D пришли к заключению, что для открытых распределительных устройств целесообразна разработка более функциональных устройств – контроллеров выключателей и другой коммутационной аппаратуры. Для закрытых распределительных устройств 6-35 кВ универсальное устройство ENMU-D получалось слишком громоздким.

Применяемая в настоящее время подсистема дискретного ввода-вывода для ИЭУ различного функционального назначения является наиболее устаревшей и консервативной подсистемой. Сбор информации производится за счет подачи напряжения оперативного тока на дискретные входы ИЭУ при замыкании сухих контактов коммутационных аппаратов, реле, концевых выключателей и т.д. Такой подсистеме присущи следующие недостатки: “дребезг” контактов, необходимость пробоя оксидной плёнки на их поверхности, наличие промежуточных реле для управления коммутационной аппаратурой, возможность ложного срабатывания дискретных входов при повреждениях в системе оперативного постоянного тока и т.д. К тому же имеет место многократное дублирование ввода одного дискретного сигнала, что вынуждает применять несколько контактов и проводников для его передачи. В результате такого дублирования, которое никак не связано с резервированием, значительно усложняется подсистема дискретного ввода-вывода, что негативно сказывается на монтаже, наладке и поиске неисправностей. Это отрицательно влияет и на стоимость подсистемы дискретного ввода-вывода из-за применения большого числа проводов и клеммных блоков.

Следует отметить, что дискретный ввод-вывод используется при автоматизации различных отраслей производства и всё возрастает тенденция перехода от сухих контактов и концевых выключателей к использованию интеллектуальных датчиков (сенсоров) и интеллектуальных исполнительных устройств [5]. Промежуточный этап связан с применением бесконтактных датчиков с дискретными выходами. При использовании бесконтактных датчиков исчезают проблемы, связанные с наличием “дребезга” контактов, необходимостью пробоя оксидной пленки. При этом появляется возможность диагностики подсистемы ввода-вывода дискретной информации. Разрешающая способность многих таких датчиков составляет менее 1 мс. Датчики имеют защиту от перенапряжений, защиту от короткого замыкания, рабочие поверхности датчиков не контактируют с оборудованием, не влияют на его работу и не подвержены механическому износу.

Другая важная задача для ЗРУ 6-35 кВ связана с реализацией шины процесса. И здесь следует констатировать, что использование сети Ethernet для взаимодействия с бесконтактными или интеллектуальными датчиками и исполнительными устройствами не является рациональным решением.

В системах автоматизации различных областей промышленности, аэрокосмической отрасли и автомобилестроении чаще всего применяется сочетание различных промышленных сетей: CAN, LIN, AS-Interface, TTP, FlexRay, Ethernet и других.

Наиболее привлекательными вариантами для подсистемы дискретного ввода-вывода является использование промышленных детерминированных сетей CAN (максимальная скорость до 1 Мбит/с), TTP и FlexRay (максимальная скорость 10 Мбит/с).

Следует отметить, что при автоматизации подстанций в последнее время большое внимание уделяется диагностике различных подсистем и повышению надежности.

В промышленных сетях CAN и FlexRay эти задачи эффективно решены. Так, некоторые приемопередатчики сети CAN обеспечивают формирование признака ошибки при сбоях и аварийных ситуациях, обеспечивают выявления неисправности (обрыв, короткое замыкание между линиями связи между собой и питанием) и управления перекоммутациями для защиты микросхемы и обеспечение передачи даже при повреждении в одной из двух линий

связи [6]. Для обеспечения надежности функционирования промышленной сети применяются специальные кабели и разъемы.

Еще более устойчивой к сбоям и надежной является промышленная сеть FlexRay [7]. Выпускаемые серийно микроконтроллеры с поддержкой FlexRay имеют наивысший уровень надежности согласно жестким требованиям стандарта IEC 61508 SIL-3. Отличительной особенностью FlexRay является гарантированная доставка важных сообщений. FlexRay совмещает при передаче данных преимущества жесткого временного разделения с событийным управлением (статический и динамический принцип передачи). Поддерживаемая топология сети: общая шина, звезда, комбинированная. В последние годы интерес к FlexRay проявляют и разработчики цифровых подстанций [8].

3.4 Цифровая ячейка

В закрытых распределительных устройствах 6-35 кВ основные компоненты цифровой подстанции находятся внутри высоковольтных ячеек, что позволяет упростить реализацию резервирования промышленных сетей, требований по обеспечению ЭМС, вводу-выводу аналоговой и дискретной информации [2].

Целесообразность перехода на технологии цифровой подстанции для распределительных устройств 6-35 кВ связана прежде всего с большим количеством медных проводов как внутри ячейки, так и между ячейками вследствие многократного дублирования аналоговых и дискретных сигналов для нужд релейной защиты, телемеханики, оперативных блокировок и т.д., что приводит к снижению надежности и увеличению стоимости. При этом отсутствует возможность диагностики указанных цепей, что приводит к снижению надежности функционирования высоковольтных ячеек [2].

Исключение дублирования ввода аналоговых и дискретных сигналов может быть достигнуто с помощью реализации шины процесса, в которой предусматривается переход на передачу значений токов, напряжений, а также информации о состоянии оборудования в цифровом виде непосредственно от источников информации (первичные преобразователи тока и напряжения, коммутационные аппараты).

Одно из возможных решений по реализации шины процесса связано организацией связи между АМУ (SAMU) и ИЭУ при использовании протокола МЭК 61850-9-2LE по схеме точка-точка и организация дискретного ввода-вывода с использованием внешних модулей ввода-вывода с бесконтактных датчиков и других источников дискретного ввода-вывода с использованием сети CAN [2].

Более кардинальным и эффективным решением по реализации шины процесса является использование промышленной сети FlexRay.

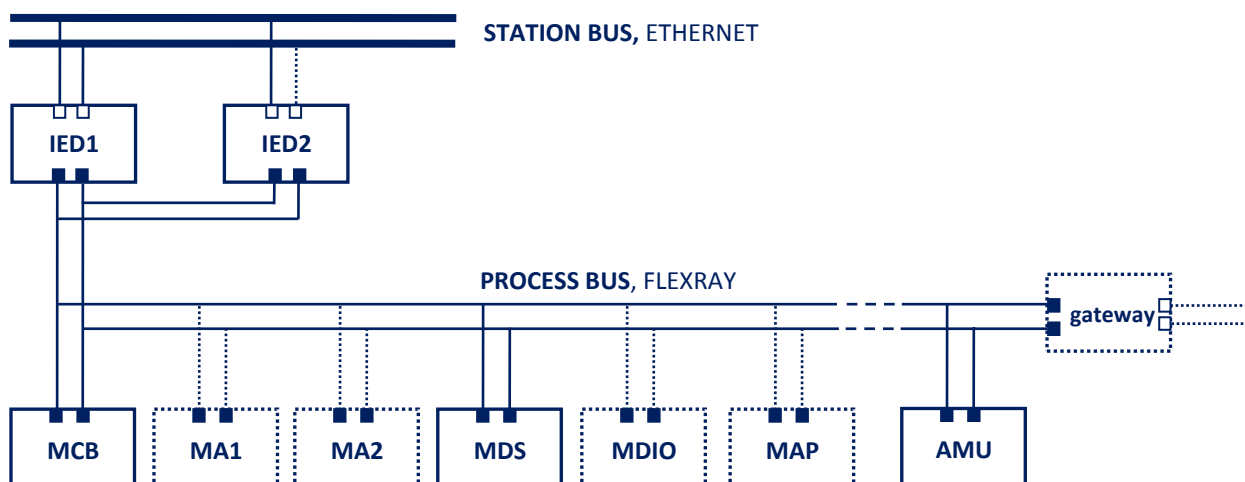


Рис. 5. Цифровая ячейка

На рис. 5 приведена схема цифровой ячейки, включающая устройство релейной защиты и автоматики (IED1), многофункциональное измерительное устройство (IED2), АМУ (или SAMU), блок управления вакуумного выключателя с электромагнитной защелкой (MCB), модуль управления актуатором (электроприводом) выкатного элемента (MA1), модуль

управления актуатором заземляющего ножа (MA2), модуль ввода с бесконтактных датчиков (MDS), модуль дискретного ввода-вывода (MDIO), модуль для дуговой защиты (MAP), шлюз (gateway) для внешних коммуникаций по шине процесса. Модули, выделенные пунктиром, могут отсутствовать. В шину процесса могут быть интегрированы другие модули, не показанные на рис. 5, например, модули температурных датчиков.

Наиболее перспективным вариантом по вводу аналоговых данных является использование комбинированного датчика тока и напряжения. Это положительно влияет на габариты и стоимость устройства сопряжения (рис.4, б).

Для исключения множественного дублирования ввода-вывода дискретных сигналов и для повышения надежности цифровой ячейки используются специальные модули ввода-вывода (рис.5). При этом предусматривается использование преимущественно бесконтактных датчиков и переход на взаимодействие с блоком управления вакуумным выключателем с электромагнитной защёлкой по цифровым интерфейсам [2].

Применение специализированных устройств сопряжения с шиной процесса позволит повысить надежность, существенно сократить количество медных проводов в высоковольтных ячейках, упростить реализацию ИЭУ различного функционального назначения, уменьшить их габариты и вес, существенно снизить их стоимость.

Распределительные устройства на базе цифровых ячеек обеспечивают более высокий уровень надежности, обладают возможностью тестирования ячеек сразу после их сборки, обеспечивают мониторинг и диагностику как отдельных компонентов ячеек, так ячейки и распределительного устройства в целом.

4 ЗАКЛЮЧЕНИЕ

В настоящее время в электрических сетях уже востребованы эффективные и доступные решения по автоматизации необслуживаемых подстанций при использовании многофункциональных ИЭУ с поддержкой шины подстанции согласно МЭК 61850-8-1. И в самой ближайшей перспективе следует ожидать первые внедрения цифровых ячеек 6-35 кВ на базе разработок отечественных производителей.

ЛИТЕРАТУРА

- [1] Бовыкин В.Н., Мокеев А.В. Доступные решения для цифровой подстанции //А&IT. 2013. № 3.
- [2] Мокеев А.В., Подболотов И.В., Рафиков А.Б., Ульянов Д.Н. Цифровая ячейка // ИСУП. 2014. № 1.
- [3] Бовыкин В.Н., Миклашевич А.В., Мокеев А.В., Ульянов Д.Н. Устройства синхронизированных векторных измерений с поддержкой стандартов IEEE C37.118 и IEC 61850 // Сб. межд. научно-техн. конф. “Современные направления развития систем релейной защиты и автоматики энергосистем”. Екатеринбург, 2013.
- [4] Minkner R., Schweitzer E.O. Low Power Voltage and Current Transducers for Protecting and Measuring Medium and High Voltage Systems // 26th Western Protective Relay Conference. Washington, 1999.
- [5] Федюкин В., Бондарев Л., Клепиков В. Распределенная архитектура перспективных встроенных систем управления // Электроника: Наука, Технология, Бизнес. 2007. №6.
- [6] Современные приемопередатчики сети CAN компании ON Semiconductor // Компоненты и технологии. 2009. №9.
- [7] Shaw R., Jackman B. An introduction to FlexRay as an industrial network // IEEE International Symposium on Industrial Electronics (ISIE 2008). Jun. 2008.
- [8] Li Q., Liu R., Liang Y., Niu Z.-G., Xiao K., Wang J.-L. Application of FlexRay in protective relay unit of electric power system // Power System Protection and Control. 2010. V.38.



С.П-23. Разработка математического алгоритма расчёта температуры кабелей в режиме реального времени для системы противоаварийной автоматики высоковольтных кабельных линий с изоляцией из сшитого полиэтилена 110 кВ и выше

В.Д. ЛЕБЕДЕВ, Е.С. ЗАЙЦЕВ

**ФГБОУ ВПО «Ивановский государственный энергетический университет
имени В.И. Ленина»**

Россия

vd.lebedev@mail.ru

КЛЮЧЕВЫЕ СЛОВА

Температура жилы, однофазный кабель, высоковольтная кабельная линия, распределённая температура, система мониторинга пропускной способности, температурный профиль.

1 ВВЕДЕНИЕ

В [1] обоснована необходимость использования математических моделей нестационарного теплового поля совместно со средствами измерения распределённой температуры экранов кабелей, а также тока в жилах и экранах для создания системы мониторинга пропускной способности высоковольтных кабельных линий (ВКЛ) с изоляцией из сшитого полиэтилена.

Известно, что пропускная способность высоковольтных кабелей определяется температурой жилы в длительном рабочем режиме. Поэтому возникает задача расчёта температуры жилы в режиме реального времени. Помимо того, для выполнения превентивных мер по созданию оптимальных токовых нагрузок ВКЛ, обеспечивающих непрерывность электроснабжения потребителей и снижение вероятности возникновения аварийных событий необходимо прогнозирование изменения температуры кабелей.

В литературе [2-4] в качестве расчётной методики указывается стандарт IEC 60853-2 [5]. Но этот стандарт предназначен для проектных расчётов температуры жилы, то есть, когда кабель ещё не введён в эксплуатацию. Каким образом методики, изложенные в [5], применяются для расчёта температуры жилы в режиме реального времени, в [2-4] и других литературных источниках не раскрывается. Поэтому настоящий доклад посвящён описанию решения указанных выше задач с помощью методики, изложенной в [5].

2 РАЗРАБОТКА МАТЕМАТИЧЕСКОГО АЛГОРИТМА ДЛЯ РАСЧЁТА ТЕМПЕРАТУРЫ ЖИЛЫ В РЕЖИМЕ РЕАЛЬНОГО ВРЕМЕНИ

На рис. 1, а представлено поперечное сечение однофазного коаксиального кабеля типовой конструкции с одной металлической оболочкой (экраном).

В [5] температуру жилы однофазного кабеля в переходных режимах предлагают рассчитывать на основе электротепловой аналогии с помощью тепловой схемы замещения (рис. 1, б).

Здесь R_{tu} и R_{to} – тепловые сопротивления изоляции и наружной оболочки соответственно, аналогичные электрическим сопротивлениям, К·м/Вт; C_1 и C_2 – тепловые ёмкости, аналогичные электрическим ёмкостям, Дж/(м·К); $Q_{жс}$ и $Q_э$ – тепловыделения в жиле и экране соответственно (аналоги электрических источников тока), Вт/м; $T_{жс}$, $T_э$, $T_к$ – температуры в жиле, экране и на поверхности кабеля соответственно (аналоги электрических потенциалов узлов 1, 2 и 3), К.

В случае если оптоволоконный датчик системы мониторинга распределённой температуры расположен в экране кабеля, то температура экрана $T_э$ известна в каждый момент времени. Поэтому для расчёта температуры жилы в переходных режимах не требуются величины $Q_э$, C_2 и R_{to} .

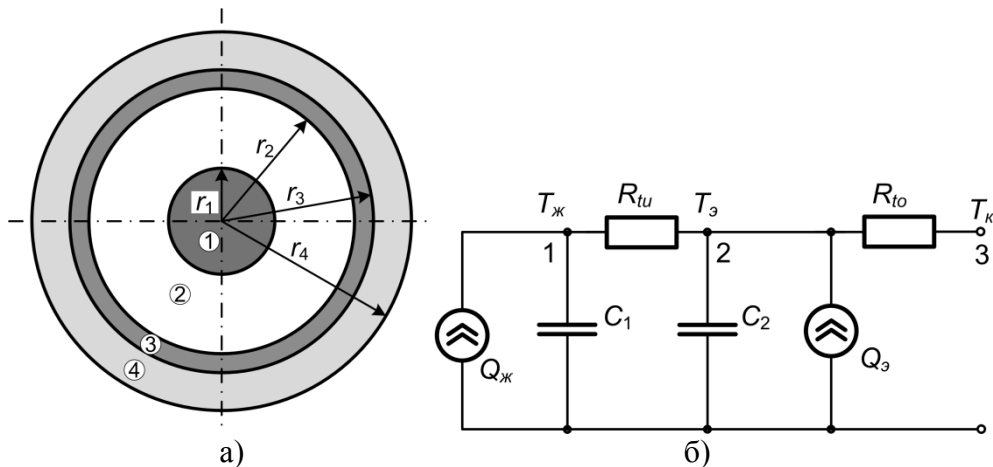


Рис. 1: а) поперечное сечение однофазного кабеля: 1 – жила, 2 – изоляция из сшитого полиэтилена, 3 – металлический экран, 4 – наружная оболочка; б) Тепловая схема замещения однофазного кабеля

Для повышения точности расчёта разделим изоляцию на два слоя с равными тепловыми сопротивлениями. В этом случае расчётная тепловая схема замещения примет вид, представленный на рис. 2, а.

Величины C_1 и C_2 в [5] определяют по методу Ван-Вормера [6], а тепловыделения в жиле – по закону Джоуля-Ленца:

$$Q_{жс} = I_{жс}^2 R_{жс} (1 + \alpha_t (T_{жс} - 20)),$$

где $I_{жс}$ – действующее значение тока в жиле, А; $R_{жс}$ – активное сопротивление жилы переменному току на единицу длины кабеля при температуре 20 °С [7], Ом/м; α_t – температурный коэффициент сопротивления, 1/К.

Переходный процесс в полученной схеме поддаётся аналитическому описанию только в случае, когда температура в экране и действующее значение тока в жиле изменяются по известным законам. При решении задачи в режиме реального времени законы изменения тока в жиле и температуры в экране не известны, а их графики имеют сложную форму, поэтому расчёт необходимо выполнять численным методом. В [8] описан подходящий способ расчёта переходных процессов на основе дискретных моделей электрических цепей построенных с помощью неявного метода интегрирования – метода трапеций. Воспользуемся им для расчёта температуры жилы на основе тепловой схемы замещения, изображённой на рис. 2, а.

В соответствии с этим методом, исходную схему на каждом шаге интегрирования представляют схемой, содержащей только действующие в цепи источники, резистивные элементы и зависимые источники, заменяющие индуктивные и ёмкостные элементы. Таким образом, дискретная модель расчётной схемы замещения будет выглядеть так, как показано на

рис. 2, б, при этом $R_{C1} = \frac{h}{2C_1}$, $R_{C2} = \frac{h}{2C_2}$, где h – шаг интегрирования по времени, с.

$$Q_{C1,k-1} = \frac{T_{жс,k-1}}{R_{C1}} + q_{C1,k-1}, \quad T_{C2,k-1} = T_{2,k-1} + q_{C2,k-1} R_{C2}, \quad (1)$$

где $q_{C2,k-1}$ – тепловой поток в ёмкости C_1 на $k-1$ шаге интегрирования, Вт/м; $T_{2,k-1}$ – температура в узле 2 на $k-1$ шаге интегрирования (аналог электрического потенциала), °К.

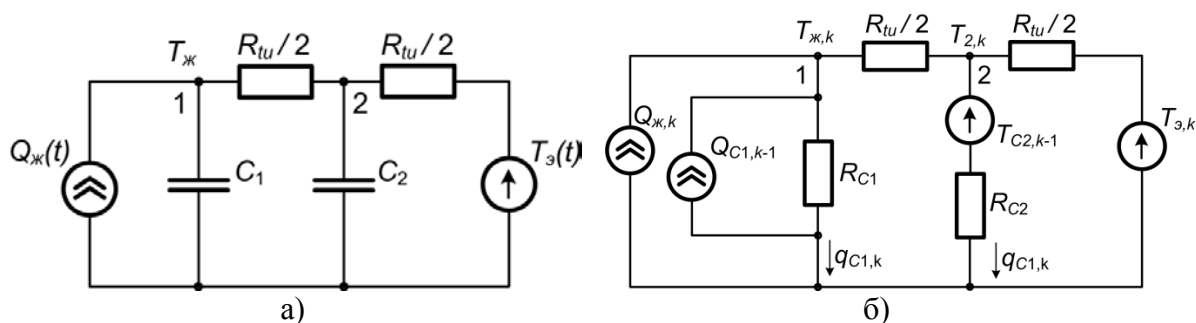


Рис. 2: а) расчётная тепловая схема замещения; б) дискретная модель расчётной схемы замещения

На основе полученной схемы температуру жилы на каждом шаге интегрирования можно рассчитать с помощью законов Кирхгофа и Ома. Данная схема составлена для одного поперечного сечения кабеля. Поскольку на разных участках ВКЛ величина температуры экрана $T_э$ разная, для расчёта температуры жилы на всей длине кабельной линии (КЛ) с некоторым пространственным разрешением требуется рассчитывать переходные процессы во множестве поперечных сечений. Пространственное разрешение (количество точек с известной температурой на единицу длины кабеля) зависит от системы мониторинга распределённой температуры и длины КЛ.

Запишем решение для множества поперечных сечений кабеля в векторной форме.

Начальные условия на первом шаге интегрирования ($k = 1$) будут следующие:

$$[T_{ж,1}] = [T_{2,1}] = [T_{э,1}] = [T_э(0_+)], [q_{C1,1}] = Q_{ж,1} = Q_{ж}(0_+), q_{C2,1} = 0.$$

Вектор значений температур точки 2 на k -ом шаге интегрирования можно определить по методу двух узлов:

$$[T_{2,k}] = \frac{\frac{(Q_{ж,k} + [Q_{C1,k-1}])R_{C1} + [T_{C2,k-1}] + [T_{э,k}]}{R_{C1} + 0,5R_{tu}} + \frac{[T_{э,k}]}{0,5R_{tu}}}{\frac{1}{R_{C1} + 0,5R_{tu}} + \frac{1}{R_{C2}} + \frac{1}{0,5R_{tu}}},$$

где векторы значений $[Q_{C1,k-1}]$, $[T_{C2,k-1}]$ на каждом шаге интегрирования нужно определять по формулам (1).

Тогда формула для вектора значений температур жилы кабеля (температурного профиля) на k -ом шаге интегрирования будет иметь вид

$$[T_{ж,k}] = [T_{2,k}] - \frac{0,5R_{tu}}{R_{C1} + 0,5R_{tu}} ([T_{2,k}] - [T_{1,k}]).$$

Блок схема математического алгоритма для численного расчёта температурного профиля жилы в режиме реального времени представлена на рис. 3.

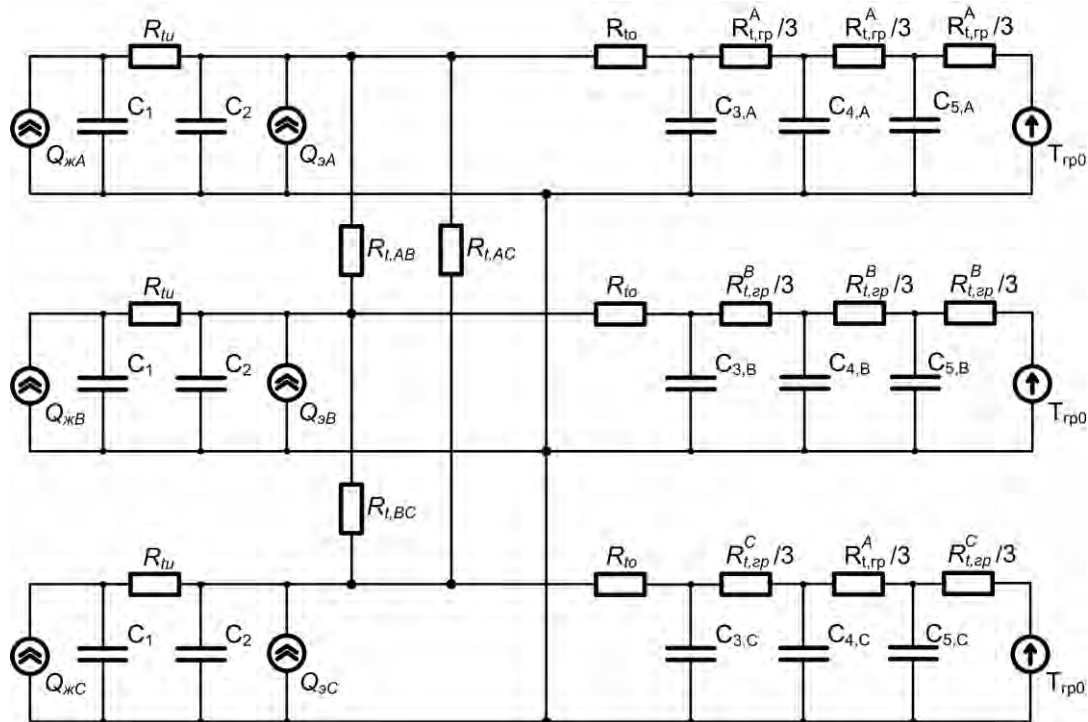


Рис. 4: Тепловая схема замещения для трёхфазной ВКЛ

Тип укладки кабелей	$R_{t,A}$, К·м/Вт	$R_{t,B}$, К·м/Вт	$R_{t,C}$, К·м/Вт	$R_{t,AB}$, К·м/Вт	$R_{t,BC}$, К·м/Вт	$R_{t,AC}$, К·м/Вт
Треугольником	0,979	0,979	0,979	0,693	0,693	0,693
В плоскости с просветом, величиной с диаметр кабеля D_k	0,68	1,041	0,68	1,16	1,16	7,572

Табл. 1: Сопротивления тепловому потоку от кабелей в грунте

При определении теплоёмкостей схемы замещения количество грунта, нагреваемое тепловым потоком от каждой фазы, определяли на основе предположения о том, что количество грунта, нагреваемого одним кабелем, обратно пропорционально сопротивлению тепловому потоку от этого кабеля. Затем частичные тепловые поля от каждого кабеля заменяли эквивалентными осесимметричными полями и расчёт теплоёмкостей C_3 , C_4 и C_5 для каждой фазы производили с помощью метода Ван-Вормера [6]. Таким образом, для грунта с удельной теплоёмкостью $c_2 = 1250$ Дж/(кг·К) и плотностью $\rho_2 = 1600$ кг/м³ были получены значения теплоёмкостей схемы замещения, приведённые в таблице 2.

Укладка кабелей	Фаза	C_3 , Дж/(м·К)	C_4 , Дж/(м·К)	C_5 , Дж/(м·К)
Треугольником	A	44792,119	154771,302	534785,055
	B	44792,119	154771,302	534785,055
	C	44792,119	154771,302	534785,055
В плоскости с просветом, величиной с диаметр кабеля D_k	A	136265,794	310203,065	706163,584
	B	84480,361	192315,813	437798,458
	C	136265,794	310203,065	706163,584

Табл. 2: Тепловые ёмкости схемы замещения

Расчёт переходного процесса в полученной схеме замещения можно выполнить аналогично с помощью дискретной модели, построенной на основе метода трапеций [8]. При этом расчёт дискретной модели на каждом шаге интегрирования удобнее производить методом узловых потенциалов.

4 ОЦЕНКА АДЕКВАТНОСТИ РАЗРАБОТАННЫХ МАТЕМАТИЧЕСКИХ МОДЕЛЕЙ

Оценку адекватности полученных математических моделей можно выполнить путём сравнения результатов их расчёта с результатами, полученными с помощью метода конечных элементов (МКЭ). В [1, 11] описаны примеры таких моделей.

Для проверки алгоритма расчёта температурного профиля жилы был выполнен вычислительный эксперимент по нагреву ВКЛ током нагрузки, изменяющимся по суточному графику, в течение 10 суток. Затем на основе полученного графика изменения температуры в экране был произведён расчёт изменения температуры жилы одного из однофазных кабелей с помощью предложенного выше алгоритма. Полученные графики температур представлены на рис. 5, а.

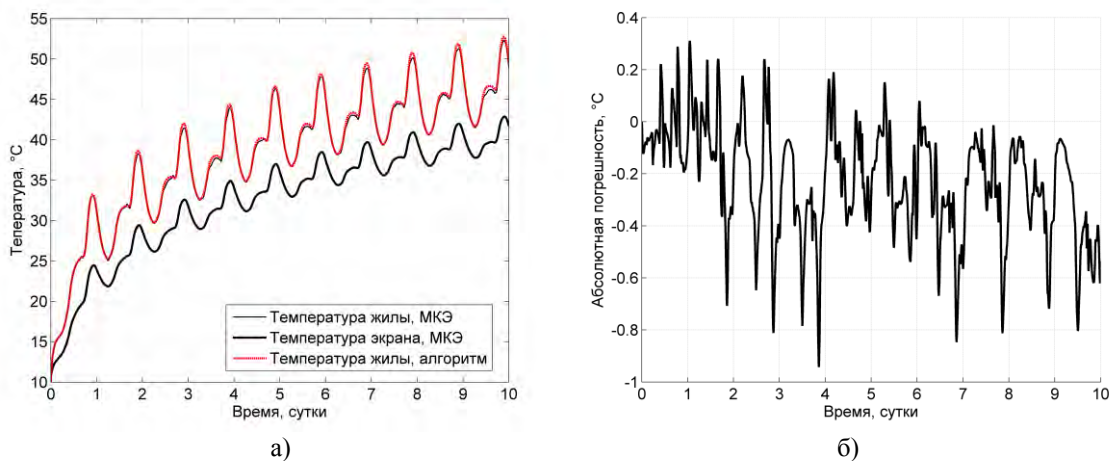


Рис. 5: а) графики температур, рассчитанных разными методами; б) абсолютная погрешность

По рисунку видно, что график температуры жилы, рассчитанный с помощью предложенного алгоритма, повторяет график температуры жилы, полученный с помощью метода конечных элементов. Погрешность расчёта не превышает 1°C (рис. 5, б), что говорит об адекватности разработанного алгоритма расчёта температуры жилы.

Поскольку тепловая схема замещения (рис. 4) была разработана для прогнозирования нагрева кабелей на сутки вперёд [9], проверку тепловой модели трёхфазной в ВКЛ выполняли при протекании тока по жилам постоянной амплитуды в течение 36 часов. Результаты расчётов для двух вариантов укладки кабелей приведены на рис. 6 и 7.

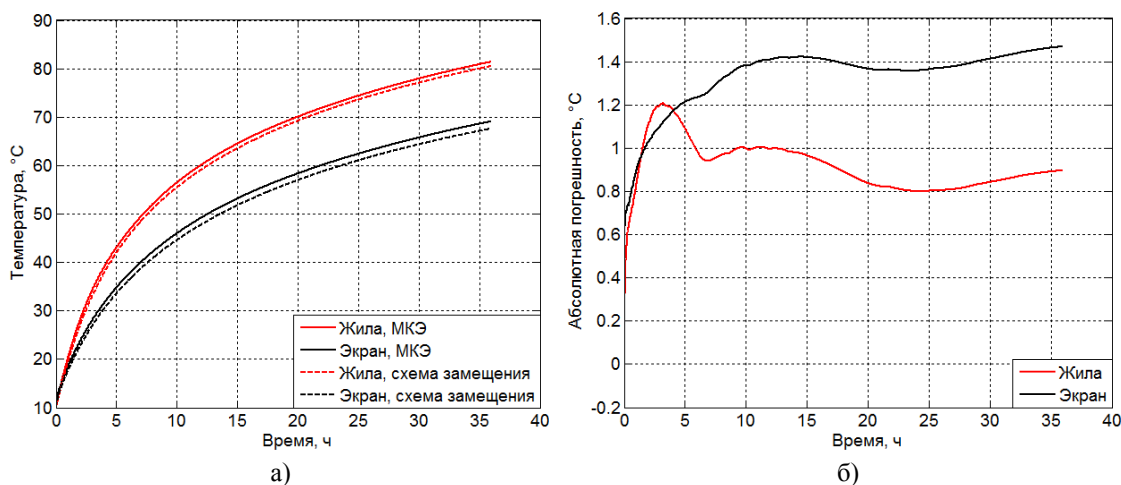


Рис. 6: а) температуры жилы и экрана кабеля, рассчитанные различными методами при укладке треугольником; б) погрешность расчёта для температур жилы и экрана кабеля

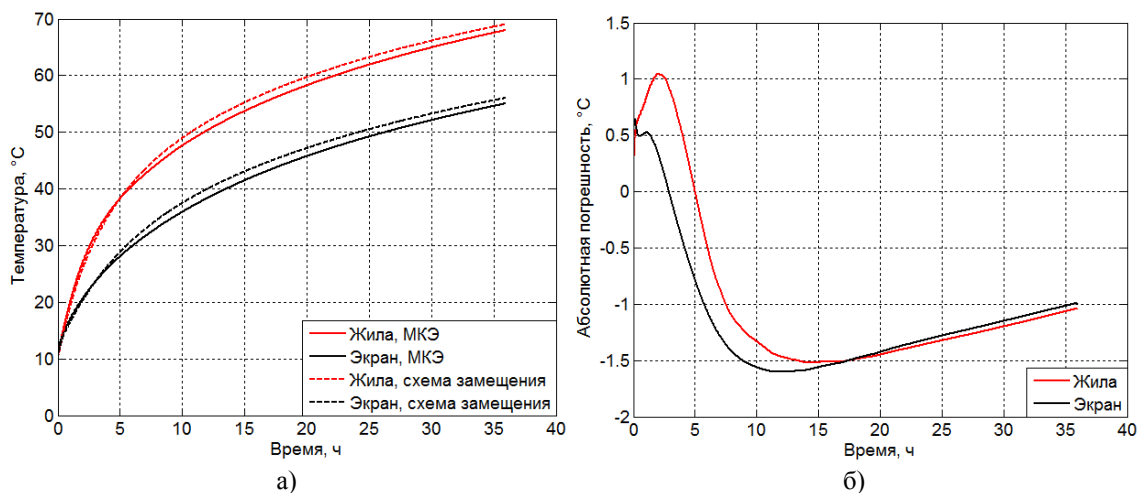


Рис. 7: а) температуры жилы и экрана кабеля, рассчитанные различными методами при укладке в плоскости с просветом; б) погрешность расчёта для температур жилы и экрана кабеля

На основе полученных графиков можно сделать вывод о достаточной точности прогноза, так как погрешности расчётов не превышают 2°C (рис. 6, б и рис. 7, б).

5 ЗАКЛЮЧЕНИЕ

В докладе рассмотрены две задачи, решение которых необходимо при создании системы мониторинга пропускной способности ВКЛ в режиме реального времени: расчёт температурного профиля жилы высоковольтного кабеля на основе данных о токовой нагрузке и распределённой температуре экрана; прогнозирование нагрева кабелей ВКЛ на сутки вперёд. Предложены способы решения этих задач. Первая задача решена с помощью методики, изложенной в [5], а вторая – с помощью разработанной схемы замещения теплового поля трёхфазной ВКЛ. Произведена оценка адекватности предложенных решений на основе конечно-элементного метода моделирования. Результаты сравнения подтвердили правильность разработанных математических моделей и алгоритмов.

ЛИТЕРАТУРА

- [1] Лебедев В.Д., Зайцев Е.С. Интеллектуальная система мониторинга пропускной способности и защиты от перегрева высоковольтных кабельных линий с изоляцией из сшитого полиэтилена // XXII междунар. науч.-практ. конф. «Релейная защита и автоматика энергосистем 2014»: сб. докл. Москва: 2014. С. 292-298.
- [2] А.В. Малышев, Н.В. Кривошеев, Вольфганг К. Маршнер, Мониторинг силовых кабельных линий с системой RTTR и его влияние на оптимизацию пропускной способности кабельной сети, ЭЛЕКТРО, №2 (2008), с. 22-24.
- [3] В.В. Беляков, А.В. Малышев, Н.В. Кривошеев, Вольфганг К. Маршнер, Мониторинг силовых кабельных линий с адаптацией к условиям окружающей среды в режиме реального времени, ЭЛЕКТРО, №5 (2008), с. 38-40.
- [4] Kuljit Singh, Dan Watley, Cable Monitoring Solution - Predict with Certainty, Cabos'11 - Second Seminar on Undergrounding of Electric Distribution Networks, Maceió, Brazil, 2011.
- [5] IEC 60853-2 Calculation of the Cyclic and Emergency Current Ratings of Cables, Part 2: Cyclic Rating Factor of Cables Greater than 18/30 (36) kV and Emergency Ratings for Cables of All Voltages, IEC Std. 60853-2, 1989.
- [6] Van Wormer, F.C., An Improved Approximate Technique for Calculating Cable Temperature Transients, *Trans. Amer. Inst. Elect. Engrs*, Vol. 74, Pt. 3, 1955, pp. 277-280.

- [7] ГОСТ Р МЭК 60287-1-1 Кабели электрические. Расчет номинального тока. Часть 1-1. Уравнения для расчета номинальной токовой нагрузки (100 %-ный коэффициент нагрузки) и расчет потерь. Общие положения. Введ. 2009 г.
- [8] Основы теории цепей: Учебник для вузов / Г.В. Зевеке, П.А. Ионкин, А.В. Нетушил, С.В. Страхов. – 5-е изд., перераб. – М.: Энергоатомиздат, 1989. – 528 с. С. 271-273.
- [9] Zaytsev E., Lebedev V. Development of the Thermal Equivalent Circuit for Evaluating the Capacity of High Voltage Cables in Real Time. // Applied Mechanics and Materials Vol. 698 (2015) pp 586-591 © (2015) Trans Tech Publications, Switzerland
- [10] Бубенчиков А.А. Расчёт температуры и потерь электрической энергии в самонесущих изолированных проводах воздушных линий электропередачи электроэнергетических систем: автореф. дис. канд. техн. наук : 05.14.02 / ОмГТУ. – М., 2012. – 20 с.
- [11] Грешняков Г.В., Ковалёв Г.Г. Численный метод анализа нагрузочной способности высоковольтной кабельной системы. // "КАБЕЛЬ-news", №3, 2013, с. 32-37.