

# Вопросы комплексного подхода к системам мониторинга и диагностики оборудования подстанций

Андрей ЛАПТЕВ, к.т.н, генеральный директор ЗАО «Интера»,  
Вадим ЯКИМОВ, ведущий-инженер ЗАО «Интера»,  
Нина НОВИКОВА, к.ф.н., доцент НИУ ВШЭ,  
исполнительный директор ЗАО «Интера»

Результаты ряда исследований, посвященных анализу финансовой эффективности российской электроэнергетики, показывают достаточно опасные тенденции:

- неуклонное и значительное сокращение рентабельности отрасли в условиях опережающего роста цен промежуточной продукции, заработной платы и прочих расходов по сравнению с конечной ценой электроэнергии;
- самый низкий уровень макроэкономической рентабельности в сравнении с другими видами деятельности на основании данных Росстата;
- рентабельность сетевых и генерирующих компаний, рассчитанная на открытых данных бухгалтерской отчетности, ниже рыночной стоимости капитала, что делает этот сегмент непривлекательным для инвесторов, и неминуемо будет способствовать обострению проблемы замены или модернизации изношенных основных фондов [1].

На преодоление сложившейся ситуации направлены усилия менеджеров крупнейших энергетических компаний, исследования ученых, НИОКР коммерческих компаний, многие годы успешно работающих в области электроэнергетики и накопивших большой практический опыт. Основные направления работы определены еще в начале 2000-х и идентичны во всем мире: обеспечение надежности оборудования подстанций, снижение эксплуатационных затрат, переход к не-

обслуживаемым подстанциям. Выявлены и приоритетные задачи, которые не только не потеряли, но и усилили свою актуальность в текущей экономической ситуации: применение автоматизированной системы диагностики оборудования и контроль развивающегося дефекта в on-line режиме, сокращение затрат за счет перехода от системы периодического обслуживания к системе обслуживания по текущему состоянию, использование автоматизированной системы прогнозирования отказов на базе диагностической информации, получаемой в режиме эксплуатации [2].

И конечно основополагающая базовая идея — комплексный подход [2, 3, 4] к построению единой системы мониторинга и диагностики оборудования подстанций — СМид, АС-Мид в терминологии авторов, актуализация нормативной базы, стандартизация требований и, что особенно важно для сокращения инвестиционных затрат и срока окупаемости, оптимизация конфигурации СМид с учетом видов и классов напряжения эксплуатируемого оборудования подстанции [3, 4].

Сотрудники ЗАО «Интера» работают в области разработки, производства и внедрения СМид силового маслонаполненного оборудования (трансформаторы, реакторы), более 15 лет и за этот период выполнены поставки оборудования на 130 энергетических объектов, среди которых объекты ПАО «ФСК ЕЭС», ПАО «МРСК», ПАО «РусГидро», АО «Концерн Росэнергоатом», локальные подстанции промышленных предприятий, тяговые подстанции ОАО «РЖД».

Опыт и информация, накопленная в процессе разработки, производства, пуско-наладочных работ, гарантийного и пост-гарантийного технического обслуживания на достаточно репрезентативной выборке разнообразных объектов, позволяют во многом согласиться с коллегами в описании текущих проблем создания комплексных многоуровневых СМид и сформулировать конкретные предложения по подходам и оборудованию.

В единой СМид ПС используется специализированное оборудование нескольких производителей применительно к разным объектам контроля. Исследования коллег показывают, что в результате в составе локальных СМид конкретного оборудования устанавливаются повторяющиеся первичные датчики, а это существенные затраты, понесенные несколько раз при установке оборудования и далее при его эксплуатации и технической поддержке [2]. В целях сокращения затрат, стандартизации и при этом обеспечения непрерывного контроля всех требуемых параметров, необходимо разработать и утвердить единые требования к оборудованию, применяемому в СМид, проработать в этих требованиях возможные варианты дублирования функций и технологические решения по исключению дублирования на уровне первичных датчиков и приборов первого уровня СМид.

Стандартизация протоколов обмена между уровнями датчиков и контроллеров позволит упростить компоновку системы и выбирать компоненты разных производителей по требуемым критериям. Также упростится задача масштабирования системы в случае необходимости, при расширении или

реконструкции подстанции. Количество контролируемых параметров, а соответственно, и стоимость СМид, также должны зависеть от класса напряжения, ответственности объекта мониторинга, от региона эксплуатации.

Типичным примером может служить линейка анализаторов газов, растворенных в трансформаторном масле, выпускаемая компанией «Интера».

Флагман — промышленный хроматограф «7X» предназначен для использования на самых ответственных трансформаторах и реакторах высокого класса напряжения. Он выполняет полноценный ХАРГ в реальном масштабе времени.

Для менее ответственных объектов, или меньшего класса напряжений предназначен анализатор водорода и горючих газов «Интегаз».

И самый бюджетный в линейке анализатор «Гидромер» предназначен для измерения растворенного водорода и предполагается к применению на подстанциях распределительных сетей 110 кВ и ниже. При этом все приборы дополнительно измеряют влагу в масле.

Приведенный пример не говорит о том, что нельзя применять любой из этих приборов на любом классе трансформаторов. Все зависит от технической и экономической целесообразности, а также от квалификации, опыта (и, может быть, школы) специалистов по диагностике. Например, есть мнение, что для любых трансформаторов достаточно знать содержание водорода, чтобы первично судить о «здоровье трансформатора».

Как вариант удешевления СМид без уменьшения функциональности можно рассмотреть комбинацию мониторинга с технологическим оборудованием ПС, объединение первого и второго уровня СМид [3]. В качестве примера можно привести разработанный ЗАО «Интера» шкаф управления охлаждением со встроенными функциями мониторинга трансформаторного оборудования — СМУОТ. Достоинство такого подхода — экономия места, экономия на монтажных работах, интеграции и компонентах системы. Исчезает необходимость в дополнительных кабелях, дублировании датчиков, упрощается сетевая структура и т.д. При этом мы получаем полноценную СМид, способную работать на трансформаторах любой мощности и класса напряжения.

Еще один вариант такой комбинации — размещение блока мониторинга СМид внутри прибора для измерения содержания газов и влаги в масле. Анализируя ситуации по конкурсам и запросам на поставку систем мониторинга трансформаторного оборудования, мы заметили, что уже в течение нескольких лет СМид оснащаются в основном «большие» трансформаторы, а для трансформаторов малых мощностей и низших классов напряжения приобретаются, в лучшем случае, так называемые «приборы мониторинга» отдельных параметров, чьи функции существенно «урезаны». Причина понятна — сумма инвестиций и срок окупаемости. По результатам наблюдений нами разработан экономичный по цене вариант СМид



Промышленный хроматограф 7X, прибор мониторинга РПН

на базе анализатора «Интегаз». Оптимизирована конфигурация функций мониторинга, с учетом анализа аварийности трансформаторного оборудования и требований, изложенных в стандарте СТО 56947007-29.180.01.116-2012.

Комбинированная система позволяет обеспечить контроль растворенных в масле газообразных продуктов разложения изоляции, содержания влаги в изоляции, температур масла в баке трансформатора, температуры на входе и выходе охладителей, токовой нагрузки трансформатора, расчет старения изоляции по температуре наиболее нагретой точки обмотки и влагосодержанию твердой изоляции, прогноз старения и общего износа, расчет температуры верхних слоев масла, расчет нагрузочной способности трансформатора без ущерба для общего срока службы, расчет допустимых аварийных перегрузок по ГОСТ 14209, МЭК 60076-7 (IEEE C57.91-1995), непрерывный контроль режима работы системы охлаждения. Благодаря использованию в комбинированной СМид современной микроэлектроники, функции системы могут быть легко расширены или адаптированы под требования заказчика, например контроль ЧР, РПН, контроль и управление системой охлаждения и т.д.

В соответствии с требованиями к информационному обеспечению полнофункциональной СМид, система обеспечивает передачу данных автоматического контроля состояния трансформаторного оборудования в центры анализа и обработки данных, передачу информации в систему сбора и передачи технологической информации (ССПТИ) и/или АСУТП по стандартным протоколам, автономный сбор, обработку и накопление информации за весь срок службы, обеспечение рекомендаций по стратегии эксплуатации контролируемого оборудования с учетом требований РД 34.45-51.300-97.

Для небольших трансформаторов возможно объединение в один конструктив шкафа соединений, системы охлаждения и системы мониторинга, с применением «Гидромера» в качестве прибора ГВС.

Также надо обратить внимание, что цифровые технологии в нашем оборудовании применяются уже много лет, приборы и системы реализованы на базе современных микропроцессорных контроллеров, поддерживающих протоколы цифрового обмена данными (IEC61850, IEC60870-5-104, Modbus) и можно смело сказать, что нами освоены и активно внедряются элементы цифровой подстанции. Хотя на практике до сих пор бывают ситуации, когда нам приходится доукомплектовывать наши приборы контроля ГВС аналоговыми платами для интеграции со СМид других производителей.

Что касается информационного уровня СМид, то современные тенденции лишь подчеркивают правильность наших идей и решений по обеспечению централизации хранения данных [5]. Такой подход в организации информационной структуры систем мониторинга и диагностики начинается, в конечном итоге, находить понимание среди других участников рынка.



Анализатор "Гидромер"

Сама технология передачи данных в единое хранилище — вопрос скорее регламентный, связанный с действующими правилами конкретной организации. Кто-то может допустить сбор этих данных по каналам общего пользования, кто-то создаст возможность передавать их по внутренним, корпоративным, защищенным каналам, недоступным другим пользователям.

А вот вопрос оперативного сбора данных, накопления истории, хранения с многократным резервированием и передачи информации на нескольких уровнях с контролем и разграничением доступа, отправки срочных сообщений и т.д. решен в программном обеспечении СМид ЗАО «Интера» еще в 2006 году и постоянно совершенствуется. Как вариант доставки данных в централизованное хранилище нами разработан способ, подходящий даже для необслуживаемых подстанций при отсутствии канала связи. Он предполагает, что персонал, периодически объезжающий объекты, может подключить ноутбук или внешний носитель информации, куда автоматически будет записана вся база данных за период с предыдущей записи, либо весь объем, находящийся в СМид. В дальнейшем эта информация может быть использована диагностами для анализа. Мы пошли по пути использования web-технологий и стандартных средств Windows, что позволяет использовать любой интернет-браузер, унифицировать все экранные формы, упростить и ускорить процесс раз-



Анализатор "ИнтеГаз"

работки и внедрения, сократить объем данных, передаваемых по каналам связи.

В программном комплексе, названном нами «Onlinerpower», учтены потребности эксплуатационного персонала, диагностов на всех уровнях иерархии, разработчиков оборудования, конструкторов и ученых [5].

Одним из серьезных вопросов является вопрос достоверности измерений и, в частности, метрологической аттестации СМид. В последнее время в технических заданиях стали появляться требования аттестации каждого канала измерения от датчика до места хранения и использования параметра, включая кабели, по которым передается сигнал. Такие работы невозможно провести в заводских условиях и их имеют право выполнять только специализированные аккредитованные организации. К тому же СМид поставляется одной компанией, большинство датчиков — другой, кабели — третьей, а монтаж может вести четвертая организация. Кто в таком случае должен отвечать за метрологию всей системы — непонятно.

Существуют аттестованные по внутренним процедурам ПАО «Россети» устройства (датчики), которые невозможно поверить. Они внесены в ряд сигнализаторов, но их показания принимаются в СМид и участвуют в работе математических моделей. Метрологический сертификат на данный канал не предусмотрен законодательно. Таким образом, некоторая часть каналов просто не подлежит аттестации.

Возникает странная ситуация. С одной стороны мы ищем пути удешевления СМид с целью обоснованного применения на объектах более низкого класса напряжений, с другой стороны, выполнение требований по метрологии, включающие аттестацию каждого канала, неизбежно удорожает итоговую систему на суммы, сравнимые со стоимостью самой системы. И в большинстве случаев аттестовать все каналы так и остается невозможным.

На наш взгляд, разумно считать, что, поскольку показания СМид являются рекомендуемыми, а не участвуют в управлении технологическим процессом, разумно было бы отказаться от требований метрологической аттестации СМид целиком, ограничившись такими требованиями к датчикам,

приборам и модулям ввода-вывода, возложив эту задачу на производителей соответствующего оборудования.

**Заключение.** Вопросы состава оборудования, параметров контроля и набора функций для комплексных автоматизированных систем мониторинга и диагностики оборудования подстанций должны решаться с учетом класса объектов. Назрел вопрос актуализации стандартов с учетом дифференциации требований к АСМид, что позволит в итоге получить значительный экономический эффект за счет исключения дублирования функций и единиц оборудования. Отечественные производители имеют необходимый опыт и возможности предложить различные варианты построения СМид, обеспечить контроль необходимых параметров с учетом минимизации затрат, используя идеологию линейки продуктов, соответствующих общим техническим требованиям и утвержденным стандартам.

#### ЛИТЕРАТУРА:

1. Богачкова Л.Ю., Карева А.С. Инструменты количественного анализа эффективности современной Российской электроэнергетики: разработка и применение // ISSN 1998-992X. Вестн. Волгогр. гос. ун-та, Сер. 3, Экон. Экол., 2014, № 4(27).
2. Рассальский А.Н., Сахно А.А., Конограй С.П., Гук А.А. Комплексный подход к диагностике высоковольтного оборудования подстанций 220—1150 КВ под рабочим напряжением в режиме эксплуатации // ISSN 2074-272X. Электротехника i Электромеханика, 2010, № 4.
3. Дарьян Л., Образцов Р., Ильина Е., Сипачев К. Автоматизированная система мониторинга и диагностики оборудования подстанции // ЭЛЕКТРОЭНЕРГИЯ. Передача и распределение, 2015, № 1(28).
4. Дарьян Л.А. Общие технические требования к системам мониторинга оборудования подстанций. URL: <http://www.tiees.ru/fileadmin/f/Conference/darjan.pdf>.
5. Лаптев А.В., Липатников П.А. Инструменты диагностики и анализа: Информационная надстройка системы мониторинга трансформаторов. Решение и опыт // ЭЛЕКТРОЭНЕРГИЯ. Передача и распределение, 2014, №2 (23). С. 60–62.



Телефон: (495) 123 65 92

e-mail: [info@inte.ru](mailto:info@inte.ru)

[www.inte.ru](http://www.inte.ru)