



Вопросы создания интегрированных АСУТП подстанций единой национальной электрической сети ЕЭС России

М.Ш. Мисриханов (Магистральные электрические сети Центра),
А.М. Гельфанд, Л.И. Фридман (ОАО "Институт Энергосетьпроект")

Излагаются основные принципы создания интегрированных систем управления подстанциями сверхвысокого напряжения Единой национальной электрической сети (ЕНЭС) ЕЭС России. На основе приведенных принципов в настоящее время введены и функционируют девять самых крупных подстанций ЕНЭС ЕЭС России.

Введение

Единая национальная энергетическая сеть ЕЭС России объединяет систему магистральных линий электропередачи напряжением 220 (110)...1150 кВ, охватывающую большинство регионов страны. Федеральная сетевая компания (ОАО "ФСК ЕЭС") создана с целью обеспечения единства технологического управления и реализации государственной политики в электроэнергетике. В ее состав включены существующие магистральные сети, являющиеся составными частями ЕНЭС ЕЭС России (далее – ЕНЭС) и обеспечивающие, в том числе объединение электростанций РАО "ЕЭС России" и региональных энергосистем, перетоки электроэнергии между ними, ее транзит, экспорт и импорт.

Одним из основных направлений повышения эффективности функционирования ЕНЭС является создание и развитие систем управления, предназначенных для повышения экономичности и надежности процессов преобразования, передачи и распределения электроэнергии за счет комплексной автоматизации сбора, обработки, хранения, передачи информации, принятия решений и реализации функций управления на базе современных программно-технических средств (ПТС) автоматизации, вычислительной техники и информационных технологий. С этой целью должны быть созданы интегрированные автоматизированные системы, охватывающие обе иерархические вертикали технологического управления в электроэнергетике [1-12]:

- оперативно-диспетчерского и технологического управления режимами функционирования электрических сетей, энергосистем и энергообъединений, являющегося прерогативой Системного оператора ЕЭС России (СО ЕЭС России), Центрального диспетчерского управления (ЦДУ) ЕЭС России, объединенных диспетчерских управлений (ОДУ) энергоокругов (ОЭС), региональных диспетчерских управлений (РДУ) региональных энергетических систем (ЭЭС);

- производственно-технологического управления процессами эксплуатационного обслуживания и развития электрических сетей, осуществляемого ФСК ЕЭС и ее филиалами.

Нижним уровнем в обеих иерархических интегрированных системах управления должны стать АСУТП энергообъектов (электростанций и электрических подстанций (ПС) высокого (ВН) и сверхвысокого напряжения (СВН)), обеспечивающие значительным объемом достоверной своевременной технологической информации о режимах и состоянии оборудования энергообъектов и прилегающих линий электропередачи (ЛЭП) не только персонал самих объектов (оперативный и неоперативный), но и обе иерархические вертикали управления в электроэнергетике [1, 2, 7-12].

С точки зрения оперативно-диспетчерского и технологического управления режимами электрических сетей, энергосистем и энергообъединений создаваемые интегрированные АСУТП должны стать естественным "информационным фундаментом" для всех функциональных подсистем автоматического управления единой интегрированной многоуровневой иерархической системы технологического управления (АСТУ), в том числе для [1, 2, 9-12]: автоматизированных систем диспетчерского управления (АСДУ); систем противоаварийной автоматики (ПА); систем автоматического регулирования напряжения и реактивной мощности (АРН); систем автоматического регулирования частоты и перетоков активной мощности (АРЧМ).

С другой стороны, АСУТП ПС должны быть источником разнообразной технологической информации для создаваемых в настоящее время в иерархии ФСК ЕЭС систем производственно-технологического и организационно-экономического корпоративного управления, в том числе управления процессами эксплуатационного обслуживания, ремонта и развития электрических сетей, предназначенных для обеспечения максимально эффективной деятельности компании за счет автоматизации таких задач, как [1, 2, 4, 5, 9]:

- контроль текущего состояния схемы и оборудования основной электрической сети;
- планирование и управление работами по ремонту, техническому обслуживанию и реконструкции оборудования электрических сетей;
- управление проведением оперативных переключений на оборудовании электрических сетей;

- паспортизация, производственно-технический мониторинг, контроль, учет и анализ текущего и перспективного состояния оборудования;
- контроль, учет и анализ ресурсов, аварийных отключений, повреждаемости основного оборудования электрических сетей и др.

Таким образом, создание АСУТП ПС должно существенно повысить эффективность функционирования ПС и прилегающих электрических сетей как за счет совершенствования эксплуатационного обслуживания сетевых объектов, так и за счет повышения качества управления во всех режимах работы ПС.

Принципы создания и основные функции АСУТП ПС СВН

Принципы создания и функциональная структура АСУТП ПС ЕНЭС базируются на разработанной авторами методологии и послужили основой для ряда отраслевых и корпоративных руководящих документов [1, 2, 12].

Опыт автоматизации ПС СВН, накопленный в энергетике России и развитых стран, свидетельствует о том, что эффективные современные АСУТП ПС данного класса создаются на базе развитых специализированных ПТК, интегрирующих средства для решения различных задач автоматического и автоматизированного контроля и управления, в том числе релейной защиты и электроавтоматики (РЗА) [1, 2, 12].

На ПС данного класса с помощью средств АСУТП должен решаться достаточно широкий набор "базовых" информационных, управляющих и вспомогательных функций. Под "базовыми" в данном случае понимаются системообразующие задачи, решение которых необходимо для эффективной организации как оперативно-диспетчерского управления ПС в нормальных и аномальных режимах, так и диспетчерско-технологического управления процессами эксплуатационного обслуживания оборудования ПС и прилегающих электрических сетей. Характерной особенностью большинства базовых задач является то, что они решаются в рамках ПО, поставляемого в составе специализированного ПТК, на основе которого создается АСУТП ПС.

Таковыми базовыми задачами являются [1-5, 9-12]:

- сбор и обработка полного объема аналоговой и дискретной информации, характеризующей текущее состояние и режим функционирования основного оборудования ПС;
- контроль режимов ПС, в том числе: представление электрических схем в динамике изменений их состояния и режимов; представление цифровых значений аналоговых параметров, существенных для ведения режима ПС; контроль отклонений аналоговых параметров режима за заданные пределы; предупредительная и аварийная сигнализация технологических событий и событий в АСУТП;
- регистрация, архивирование и визуализация информации, необходимой для анализа работы электрооборудования, персонала и средств автоматизации, включая технологические события; результаты осциллографирования аварийных режимов; действующие значения параметров нормального режима в объеме суточной ведомости;

технический учет и контроль качества электроэнергии;

организация АРМ (в общем случае): оперативно-диспетчерского и ремонтного персонала (оперативного персонала — для ПС с постоянным оперативным дежурством; дежурного диспетчера соответствующего диспетчерского пункта управления и персонала оперативно-выездных бригад — для ПС без постоянного оперативного дежурства); инженера-релейщика; инженера, обслуживающего комплекс технических и программных средств АСУТП;

дистанционное управление коммутационными аппаратами главной схемы ПС (выключателями, разъединителями, заземляющими разъединителями, регулятора под нагрузкой (РПН) трансформаторов) с перечисленных АРМ оперативно-диспетчерского и ремонтного персонала с блокировкой ошибочных операций;

обмен информацией с вышестоящими уровнями иерархии управления в энергосистеме (в рамках соответствующих автоматизированных систем диспетчерского управления);

обмен информацией с вышестоящими уровнями автоматизированных систем управления эксплуатацией и развитием электрических сетей;

мониторинг состояния силового электрооборудования (в том числе расчет остаточного ресурса; расчет допустимого времени работы в неблагоприятных режимах с учетом предистории) и программно-технических средств АСУТП.

С целью получения максимального эффекта от внедрения АСУТП ПС целесообразно предусматривать решение ряда функциональных задач, не являющихся базовыми, но существенно повышающих качество системы управления и, как следствие, эффективность эксплуатации оборудования ПС.

Структура АСУТП ПС должна строиться на основе следующих общих широко известных принципов [1, 2, 12]: интегрированность (единство) системы; автономность подсистем; иерархичность архитектуры системы; функциональная и территориальная децентрализация (в том числе распределенность); расширяемость и открытость; возможность координации со смежными системами и автоматизированными системами диспетчерского и технологического управления вышестоящего уровня иерархии (энергосистемы, электросетевых предприятий).

Рассмотрим некоторые проблемы, связанные с взаимодействием АСУТП ПС с верхним уровнем иерархической интегрированной системы управления ЕНЭС и с реализацией одного из важнейших принципов — интегрированности АСУТП ПС.

Обмен информацией с вышестоящими уровнями управления режимами

Средствами АСУТП ПС должна обеспечиваться возможность подготовки и передачи оперативно-диспетчерской информации о текущем режиме и со-

стоянии основного оборудования ПС соответствующим абонентам — в подразделения СО-ЦДУ ЕЭС — ОДУ, РДУ, а также в МЭС (ПМЭС) как в режиме циклического выполнения, так и по запросу.

Для характеристики информационной мощности систем отметим, что как минимум должна передаваться следующая оперативно-диспетчерская информация:

- телеизмерение активной и реактивной мощности, токовой нагрузки и напряжения всех линий электропередачи (ВЛ) напряжением 220 кВ и выше;
- телеизмерение напряжения и частоты на шинах напряжением 220 кВ и выше;
- телеизмерение активной и реактивной мощности, токовой нагрузки на вводах автотрансформаторов 220 кВ и выше раздельно со всех сторон;
- телесигнализация положения всех коммутационных аппаратов 220 кВ и выше;
- телесигнализация фиксации включенного и отключенного состояния ВЛ напряжением 220 кВ и выше, автотрансформаторов и другого основного оборудования ПС.

Передача диспетчерско-технологической информации предусматривается с использованием стандартных протоколов информационного обмена, например, ГОСТ Р МЭК 60870-5-10х, IEC 61850 и др.

В перспективе предусматривается создание информационно-экспертной системы анализа аномальных, в том числе аварийных режимов, которая предназначена для сбора, обработки и передачи в центры управления соответствующей информации, а также организации экспертной оценки причин и тяжести аварийных ситуаций и поддержки принятия персоналом адекватных и своевременных решений.

С этой целью при возникновении аварийной ситуации на ПС собранная технологическая аналоговая и дискретная информация, в том числе данные аварийного осциллографирования, обрабатываются, помещаются в архив АСУТП и передаются в центры диспетчерско-технологического управления ЕНЭС. Средствами АСУТП ПС осуществляется анализ аномальных ситуаций, обобщенные результаты которого передаются на высшие уровни диспетчерского управления ЕНЭС.

Обмен информацией с высшими уровнями управления эксплуатацией электрических сетей

Средствами АСУТП ПС должна готовиться и передаваться в подсистемы АСТУ МЭС технологическая информация, которая обеспечивает решение различных задач диспетчерско-технологического и производственно-технического управления процессами эксплуатационного обслуживания, ремонта и развития электрических сетей:

- мониторинг и диагностика текущего состояния схемы и оборудования основной электрической сети (прием, обработка, анализ и представление телеинформации на АРМ персонала служб МЭС, прежде всего — диспетчерского);

- управление оперативными переключениями (формирование и выдача бланков переключений, контроль переключений с блокировкой недопустимых действий; информационная поддержка персонала; тренажер оперативных переключений);

- формирование и ведение оперативных БД, хранящих информацию о текущем состоянии схемы и оборудования основной электрической сети;

- решение различных расчетных задач (планирование и определение фактического уровня потерь электроэнергии в сетях; расчеты потокораспределения активной и реактивной мощностей для ремонтных и послеаварийных режимов; расчеты уровней напряжения для всех режимов основной электрической сети и др.);

- планирование и управление работами по ремонтам, техническому обслуживанию и реконструкции оборудования электрических сетей;

- обеспечение информационного обмена с диспетчерским персоналом подразделений СО-ЦДУ ЕЭС, включая передачу и согласование заявок на проведение работ по ремонтам, техническому обслуживанию и реконструкции сетей, а также со службами исполнительного аппарата ФСК ЕЭС;

- формирование и ведение архивов, отчетной документации, базы справочной диспетчерской информации и др.

Минимальный объем телеинформации, передаваемой в ПМЭС и МЭС, включает основные параметры:

- телесигнализацию положения всех коммутационных аппаратов ПС (выключателей, разъединителей, заземляющих ножей), включая главную схему, оборудование оперативного постоянного тока, собственных нужд ПС;

- телесигнализацию положения устройств РПН трансформаторного оборудования;

- аварийно-предупредительную телесигнализацию, включая сигнализацию режимных аномалий и отклонений от нормы параметров, получаемых с помощью подсистем мониторинга и диагностики текущего состояния оборудования;

- пофазное телеизмерение активной и реактивной мощности, токовой нагрузки и напряжения ВЛ всех уровней напряжения;

- пофазное телеизмерение напряжения на шинах ПС всех уровней напряжения;

- пофазное телеизмерение активной и реактивной мощности, токовой нагрузки на вводах контролируемых трансформаторов, раздельно со всех сторон;

- телесигнализацию самодиагностики подстанционных МП средств контроля, защиты, управления, телемеханики и связи;

- место повреждения на ВЛ, определяемое с помощью МП устройств защиты ВЛ и/или датчиков и др.

Архитектура и основные принципы построения ПТК АСУТП должны позволять организовывать следующие виды информационного обмена с МЭС (ПМЭС):

- передачу основного потока оперативно-диспетчерской информации из АСУТП ПС для реализации подсистемы контроля режимов ПС, (а при переходе в необслуживаемый режим — для телеуправления оборудованием ПС); передача информации должна осуществляться с использованием протоколов IEC 61850, ГОСТ Р МЭК 60870-5-10х, OPC-технологии;
- прямой доступ к микропроцессорным (МП) терминалам РЗА и ПА ПС для организации удаленного АРМ инженера службы РЗА, аналогичного по возможностям соответствующему АРМ на самой ПС и обеспечивающего возможность удаленного изменения параметров настройки и конфигурации МП терминалов;
- доступ с АРМ персонала и передачу в подсистемы АСТУ служб МЭС из сервера АСУТП полного объема технологической информации, в том числе данных от подсистем мониторинга и диагностики оборудования ПС, РАС и ОМП (включая данные осциллографирования в формате COMTRADE), технического учета и контроля качества электроэнергии и др., в протоколах межмашинного обмена в различных режимах: по запросу; по событиям, периодически (по заданному регламенту);
- передачу информации от системы технологического и охранного видеонаблюдения на ПС и телеуправления соответствующими телекамерами.

Интеграция средств РЗА и автоматизированного управления

Микропроцессорные устройства РЗА помимо выполнения основной функции — защиты электротехнического оборудования от повреждений, являются естественным источником информации, необходимой для решения многих функциональных задач АСУТП, таких как регистрации и сигнализации различных событий, оперативного и ретроспективного анализа технологических ситуаций, в том числе правильности работы устройств РЗА и ПА, цифрового осциллографирования технологических переменных в аварийных режимах [1, 2, 4, 5, 8-12].

В связи с этим при реконструкции или создании АСУТП ПС необходимо стремиться к интеграции устройств РЗА со средствами управления в рамках единого ПТК АСУТП. Возможность и простота подобной интеграции является одним из существенных факторов, учитываемых при выборе ПТК, используемого в качестве базового.

Действительно, интеграция современных МП средств РЗА в составе единой системы управления является характерным признаком лучших зарубежных специализированных ПТК, ориентированных на создание АСУТП электроэнергетических объектов, — указанным свойством обладают ПТК всех ведущих фирм отрасли: ABB, ALSTOM, Siemens, General Electric и др.; причем, интеграция обеспечивается на программно-аппаратном уровне внутри однородного ПТК, реализующего одновременно функции и РЗА, и других базовых подсистем АСУТП ПС [1-3].

Важным достоинством таких интегрированных систем управления является наличие в составе их ПО специальных инструментальных программных средств, позволяющих настраивать ПТК на конкретный объект управления и выполняющих тем самым функции системы автоматизированного проектирования (САПР). Это обеспечивает высокую надежность АСУТП, возможность быстрого внедрения системы в эксплуатацию, а также удобство обслуживания эксплуатационным персоналом ПС всего парка ПТС системы [1-3, 12].

В случае применения на ПС МП терминалов разных фирм как отечественных, так и зарубежных задача интеграции МП устройств РЗА должна решаться на основе использования международных протоколов информационного обмена. Однако это необходимое, но недостаточное условие решения задачи интеграции, так как в подобных случаях могут возникать проблемы стыковки разнородных МП устройств, что требует разработки соответствующего ПО и, как следствие, увеличивает стоимость реализации системы управления. Другой сложной проблемой, возникающей при интеграции разнородных МП устройств, является необходимость синхронизации их функционирования с требуемой точностью (с учетом синхронизации передаваемой ими информации).

В связи с этим целесообразно на ПС рассматриваемого класса строить интегрированные АСУТП на базе однородных ПТК, специально ориентированных на задачи контроля, управления и защиты электротехнического оборудования, серийно выпускаемых и снабженных средствами автоматизированной параметрической настройки на конкретный объект управления [3].

Подобные ПТК в настоящее время не выпускаются отечественной промышленностью, поэтому первоочередной задачей становится его создание на базе уже имеющихся разработок, что может быть достигнуто двумя путями.

1. Освоение производства одного из зарубежных специализированных ПТК на лицензионной основе по аналогии с инициативой Минатома РФ, уже организовавшего производство и выпуск ПТК ТПТС-51 по лицензии фирмы Siemens на типовой ПТК Teleperm ME, предназначенный для создания АСУТП энергоблоков. Отметим попутно недопустимость использования ПТК автоматизации энергоблоков "в чистом виде" без существенной доработки для решения задач контроля и управления электротехническим оборудованием, что объясняется существенными отличиями тепломеханических и электроэнергетических процессов, прежде всего, по инерционности и связанной с этим необходимостью решения задач контроля, анализа и управления быстропротекающими электромагнитными и электромеханическими процессами.

2. Разработка специализированного отечественного ПТК для создания АСУТП электроэнергетичес-

ких объектов, ориентированного на интеграцию с МП устройствами разных производителей (как отечественных, так и зарубежных). Здесь следует максимально использовать уже имеющийся опыт известных российских фирм ОАО "НИИПТ", ОАО "РНИИКП", ЗАО "ПИК Прогресс" и др.

Интеграция средств и систем автоматического управления в составе АСУТП ПС

Средства и системы автоматического регулирования и управления (САУ) электротехническим оборудованием в нормальных пред- и послеаварийных режимах должны обеспечивать возможность их автономного функционирования, независимого от состояния остальных средств АСУТП ПС [1-5, 12].

При реализации взаимодействия автономных САУ с остальными средствами АСУТП ПС должна гарантироваться возможность:

- представления на АРМ оперативного персонала информации о функционировании и текущем состоянии САУ (отключено, отказ и т.д.) с помощью тех средств человеко-машинного обмена информацией (ММИ), которые используются в единой системе управления;
- изменения уставок (а в некоторых случаях и параметров настройки) САУ персоналом с соответствующими АРМ также с помощью единых средств ММИ;
- отключения САУ из работы по инициативе оперативного персонала с его АРМ и перехода на режим дистанционного управления;
- использования средств измерения технологических параметров, применяемых в автономных САУ в качестве источников информации для решения других задач интегрированной системы управления.

Полностью интегрированная АСУТП как децентрализованная многоуровневая иерархическая система управления будет иметь следующие основные достоинства [2, 3, 8-12]:

- функции управления в нормальных и аварийных режимах реализуются с помощью ПТС (программно-технических средств) подсистем, "по построению" умеющих общаться;
- на каждом присоединении устанавливаются свои устройства, выполняющие все связанные с ним функции: сбор информации о мгновенных значениях токов и напряжений, о положении коммутационной аппаратуры и срабатывании релейной защиты; решение задач, требующих быстроты и надежности;
- реализуется единый подход к управлению коммутационными аппаратами, а также штатными устройствами автоматики;
- реализуется непереносимый принцип распределения задач по аппаратуре системы: задачи автоматического управления решаются в контроллерах нижнего уровня, а оперативного управления — с АРМ верхнего уровня, причем контроллеры нижнего уровня должны удовлетворительно выполнять свои функции независимо от состояния средств верхнего уровня.

Интеграция данных АСКУЭ

Задачи контроля и учета электроэнергии и мощности (как технического, так и коммерческого) могут и должны решаться средствами базового ПТК АСУТП ПС. Однако для большинства реконструируемых ПС возникает необходимость в интеграции средств автономной АСКУЭ уровня энергообъекта, реализованной или спроектированной с использованием ПТС (счетчиков и устройств сбора и передачи данных — УСПД) других производителей [6]. На основе данных, полученных средствами АСКУЭ и/или путем соответствующей обработки текущих значений активной мощности, измеряемых в контроллерах нижнего уровня АСУТП, производятся балансовые расчеты затрат электроэнергии и составление ведомости технического учета.

С целью использования данных АСКУЭ для решения задач технического учета электроэнергии по присоединениям ПС в рамках АСУТП предусматривается реализация специальных компонентов технологического ПО АСУТП, обеспечивающих доступ к УСПД АСКУЭ и организующих формирование и отображение ведомости технического учета электроэнергии на экранах АРМ оперативного персонала и служб ПС [6]. Для организации технического контроля качества электроэнергии могут использоваться специальные приборы, входящие в состав устройств нижнего уровня ПТК АСУТП (если соответствующая задача не решается в рамках АСКУЭ).

Интеграция средств сбора и передачи телеинформации, аварийной регистрации, контроля и диагностики основного оборудования ПС

Создание полномасштабных АСУТП ПС с учетом реконструкции, технического перевооружения и развития существующих на ряде ПС устройств и систем автоматизации может приводить к необходимости решения проблем интеграции разнородных ПТС. Чаще всего такая необходимость возникает в отношении следующих существующих или вновь внедряемых на ПС автономных подсистем [3-5, 8, 9, 12]:

- сбора и передачи на высшие уровни иерархии диспетчерского управления требуемого объема оперативно-диспетчерской телеинформации;
- сбора и обработки данных аварийной регистрации, получаемых как от МП терминалов РЗА, так и от цифровых регистраторов аварийных процессов; организации АРМ инженера-релейщика;
- контроля и диагностики основного оборудования ПС и всех отходящих от ПС воздушных и кабельных линий электропередачи.

Это объясняется существованием подобных средств и систем на ПС и тем, что в условиях создания систем управления на реконструируемых объектах работы, как правило, затягиваются на несколько лет, в течение которых предприятия МЭС вынуждены производить частичное обновление эксплуатируемого парка технических средств и внедрять новые средства для решения неотложных задач.

Основное общее требование, удовлетворение которого делает возможной и практически выполнимой указанную интеграцию, заключается в том, что внедрению автономных средств и систем автоматизации на ПС должны предшествовать разработка и согласование проекта АСУТП ПС в целом (в соответствии с одним из руководящих принципов системного подхода — проектирование системы управления "сверху — вниз"). В рамках реализации этого проекта планируемое внедрение тех или иных автономных средств и систем автоматизации на данной ПС должно осуществляться в качестве первых этапов создания в будущем полномасштабной АСУТП ПС, и на базе АСУТП всех ПС — создания АСТУ МЭС [2, 9].

С этой целью в составе проекта должны быть выбраны такие ПТС решения указанных автономных задач, которые либо заведомо входят в состав единого ПТК, позволяющего поэтапно развивать пусковой комплекс системы, либо обеспечивают возможность "нормальной" стыковки с другими средствами будущей АСУТП, т.е. гарантируют возможность организации информационного обмена в системе с использованием стандартных международных протоколов.

Интеграция автономных средств и подсистем ССПИ

При построении АСУТП ПС существующие и внедряемые при реконструкции средства сбора и передачи диспетчерско-технологической информации (ССПИ) на высшие уровни иерархии управления могут использоваться в качестве резервных, а также на первых этапах внедрения соответствующих средств АСУТП и каналов межмашинной передачи данных от ПС [1, 2, 8-12].

Помимо уже отмеченной необходимости предварительной разработки системы управления ПС в целом, основным техническим требованием к автономно внедряемым ССПИ является поддержка ими стандартных протоколов информационного обмена, например, ГОСТ Р МЭК 60870-5-10х, что делает возможным их дальнейшую интеграцию в составе единой АСУТП ПС. Однако для достижения более полной интеграции целесообразно выбирать указанные ССПИ в процессе проектирования АСУТП ПС из состава компонентов ПТК, на базе которого предполагается построение системы управления в целом.

В реальных условиях замена функционирующих в настоящее время на ПС устройств РЗА на современные микропроцессорные растягивается на годы, в течение которых реализация функции цифрового осциллографирования вынужденно осуществляется путем внедрения отдельных цифровых регистраторов аварийных процессов (например, БАРС, ПАРМА, ГОСАН и др.) или их комплексов [3].

Автономные цифровые регистраторы аварийных событий должны проектироваться в качестве функциональной подсистемы будущей единой системы управления ПС. С этой целью должны быть заранее предусмотрены механизмы: передачи аварийной ин-

формации (в том числе и данных осциллографирования) с использованием международных стандартных протоколов в интегрирующее ядро системы управления; организации единых архивов аварийных событий, АРМ инженера-релейщика системы единого времени (общей для всех регистраторов и для остальных компонентов системы управления) [3].

Для создания развитых средств поддержки персонала служб ОДУ и МЭС при анализе аварийных ситуаций, например, как информационно-экспертные системы аварийных режимов (ИЭС АР), должна также обеспечиваться возможность единообразной передачи данных от регистраторов аварийных событий в соответствующую БД [3].

Интеграция автономных подсистем контроля и диагностики основного оборудования ПС

Поскольку основное электротехническое оборудование ПС СВН имеет высокую степень физического износа, то внедрение на ПС ПТС диагностики силового оборудования является актуальной задачей, позволяющей существенно повысить надежность работы ПС. В связи с этим возникает стремление к автономному внедрению подобных ПТС контроля и диагностики, не "дожидаясь" внедрения полномасштабных АСУТП, в рамках которых предусматриваются соответствующие функции.

С целью обеспечения возможности последующей интеграции при проектировании средств контроля и диагностики должны предусматриваться технические решения, обеспечивающие организацию их подключения в качестве информационных подсистем к интегрирующему ядру системы управления. Например, такая диагностическая подсистема может реализовываться как иерархическая трехуровневая локальная сеть, нижний уровень которой образуют датчики и первичные преобразователи, средний уровень — технические средства сбора и предварительной обработки диагностической информации, а верхний — ПК, одновременно выполняющий функции шлюза для коммуникаций с интегрирующим ядром системы управления по согласованному стандартному протоколу информационного обмена [2-5, 9-12].

Создание систем диспетчерского управления ПС СВН

Перспективным направлением развития систем управления ПС напряжения 220 кВ и выше является увеличение степени их автоматизации, позволяющее не только оптимизировать ТП преобразования, передачи и распределения электроэнергии в ЕНЭС, но и перейти на организацию оперативного телеуправления такими ПС с диспетчерских пунктов (ДП) предприятий электрических сетей или ОДУ (РДУ), что сделает возможным отказаться от постоянного присутствия на ПС данного класса оперативного персонала [8-12].

С этой целью в составе ПТК должны быть предусмотрены современные МП средства сбора, обработки и передачи текущей информации и команд теле-

управления, которые позволяют выполнять практически все перечисленные базовые функции АСУТП ПС, причем с организацией удаленных АРМ диспетчерского персонала и служб ДП. При этом должна обеспечиваться возможность передачи (по волоконно-оптическим каналам связи с использованием международных стандартных протоколов информационного обмена) оперативной телеинформации в объеме, достаточном для эффективного диспетчерского управления ПС, а также информации, необходимой для ретроспективного анализа аварийных ситуаций на ПС и в прилегающих электрических сетях [1-5, 9, 12].

Как правило, на ПС данного класса средствами ПТК, помимо организации удаленных АРМ диспетчерского персонала и служб ДП, целесообразно организовывать централизованные и/или локальные АРМ (в том числе мобильные) для персонала оперативно-выездных бригад (ОВБ), существенно повышающие эффективность работ по эксплуатационному обслуживанию оборудования ПС.

Заключение

Коллективами ОАО "Институт "Энергосетьпроект" и филиала ОАО "ФСК ЕЭС" МЭС Центра разработана и апробирована методология создания интегрированных АСУТП ПС сверхвысокого напряжения ЕНЭС ЕЭС России.

В течение последних лет на ряде ПС ЕНЭС напряжением 330...750 кВ были разработаны и внедрены в эксплуатацию интегрированные АСУТП, реализующие указанную методологию (ПС 330/400 кВ "Выборгская", ПС 500 кВ "Златоуст" и "Беркут", ПС 750 кВ "Белозерская", ПС 500 кВ "Звезда", ПС 500 кВ "Белый Раст — 2" и др.).

Результаты внедрения и эксплуатации указанных АСУТП доказали их работоспособность и эффективность решения задач защиты, контроля, учета, анализа и управления ПС с использованием современных информационных технологий на основе описанных в статье принципов.

Полученные результаты внедрения (прежде всего на ПС 750 кВ Белозерская МЭС Центра) демонстрируют также возможность эксплуатации ПС данного класса без постоянного дежурства оперативного персонала с управлением ПС из удаленного ДП, что соответствует

опыту стран с развитой электроэнергетикой, а также требованиям, предъявляемым ОАО "ФСК ЕЭС" к современным ПС ЕНЭС ЕЭС России.

Предполагается в ближайшие годы применить полученный опыт при создании АСУТП в процессе реконструкции и технического перевооружения целого ряда подстанций ЕНЭС ЕЭС России, в том числе ПС 500 кВ "Борино", 500 кВ "Фрунзенская", 500 кВ "Мантурово", 500 кВ "Нижегородская", шести подстанций Московского кольца 500 кВ и др.

Список литературы

1. Электротехнический справочник. Производство, передача и распределение электрической энергии / Под ред. проф. МЭИ В.Г. Герасимова и др. — 9-е изд., стер. т. 3. М.: Изд. МЭИ, 2004.
2. Балаков Ю.Н., Мисриханов М.Ш., Шунтов А.В. Проектирование схем электроустановок. М.: МЭИ. 2004.
3. Балаков Ю.Н., Мисриханов М.Ш., Шунтов А.В. Схемы выдачи мощности электростанций. М.: Энергоатомиздат. 2001.
4. Аржанников Е.А., Марков М.Г., Мисриханов М.Ш., Чухин А.М. Методы и средства автоматизированного анализа аварийных ситуаций в электрической части энергообъектов. М.: Энергоатомиздат. 2002.
5. Аржанников Е.А., Лукоянов В.Ю., Мисриханов М.Ш. Определение места короткого замыкания на высоковольтных линиях электропередачи. М.: Энергоатомиздат, 2003.
6. Мисриханов М.Ш., Стан В.В. Методологические основы по внедрению и эксплуатации АСКУЭ на объектах МЭС РАО "ЕЭС России" // Вестник ИГЭУ. 2002. № 4.
7. Мисриханов М.Ш., Шунтов А.В. Методологические основы формирования схем выдачи мощности электростанций // Там же. 2003. №2.
8. Мисриханов М.Ш., Хомицкий С.В., Шунтов А.В. Основные подходы к организации системы контроля и управления электрической частью электростанций на базе микропроцессорной техники // Там же. 2003. №6.
9. Мисриханов М.Ш., Гельфанд А.М., Фридман Л.И. Основные принципы создания автоматизированных систем технологического управления предприятиями межсистемных электрических сетей ФСК ЕЭС // Там же. 2004. №2.
10. Мисриханов М.Ш., Хомицкий С.В. Основные принципы построения современных автоматизированных систем диспетчерского управления // Там же. 2004. №2.
11. Мисриханов М.Ш., Гумин М.И., Глушкин И.З. Вопросы модернизации систем оперативного управления и контроля на сложных объектах электрических сетей и систем // Там же. 2004. №2.
12. Правила устройства электроустановок. М.: Энергосервис, 2003.

Мисриханов Мисрихан Шапиевич — д-р техн. наук, генеральный директор Магистральных электрических сетей Центра ОАО "ФСК ЕЭС",

Гельфанд Александр Маркович — заместитель ген. директора,

Фридман Леонид Исаакович — начальник отдела ОАО "Институт Энергосетьпроект".

Контактный телефон (495) 774-12-40.

E-mail: mmsh@cmes.elektra.ru

Уважаемые читатели! Продолжается подписка на журнал "Автоматизация в промышленности" на 2007 г.

Оформить подписку Вы можете:

В любом почтовом отделении

Индексы в каталоге "Роспечать" — 81874,

в Объединенном каталоге "Пресса России" — 39206

В редакции и

Сети Интернет по адресу: www.avtprom.ru