

АСУ ТП электрической части энергоблоков 200 МВт и подстанций 110 и 220 кВ Челябинской ТЭЦ-3

Шефер Я.Я. – инженер, Челябинская ТЭЦ-3, г.Челябинск

Глезеров С.Н., Долгих Н.Е. – инженеры НПФ «ЭНЕРГОСОЮЗ», г.Санкт-Петербург

В декабре 2006 году был включен в работу второй энергоблок мощностью 220 МВт Челябинской ТЭЦ-3. Непременным условием было оснащение блока современной информационно-управляющей системой, максимально отвечающей «общим техническим требованиям к ПТК для АСУ ТП тепловых электростанций» (РД 153-34.1-35.127-2002).

Одновременно с созданием системы была поставлена задача выполнения требований СО ЦДУ РАО «ЕЭС России» по обмену технологической информацией (СОТИ) для участников балансирующего рынка электроэнергии согласно Приказа РАО «ЕЭС России» №603 от 09.09.2005 г.

Обе задачи близки по содержанию, поэтому главным вопросом на начальном этапе был выбор предприятий, способных реализовать эти задачи. При этом учитывался опыт ТЭЦ-3 по созданию современных информационных систем, свидетельствующий о том, что самое сложное в этом процессе – это организационная и техническая стыковка оборудования различных фирм-производителей, а также проектировщиков и разработчиков оборудования.

Учитывая, что к программно-техническим комплексам, используемым для создания АСУ ТП теплотехнического и электрического оборудования ТЭС предъявляются разные специфические требования, на ЧТЭЦ-3 было принято решение о создании двух разных систем.

Для системы управления теплотехническим оборудованием была выбрана фирма «Эмерсон», создавшая АСУ ТП на базе ПТК «Овация», для создания АСУ ТП электрической части (в том числе и СОТИ) была выбрана фирма ЗАО «НПФ «ЭНЕРГОСОЮЗ» г. Санкт-Петербург. Генеральным проектировщиком выступил ОАО «Инженерный центр энергетики Урала», институт «УРАЛВНИПИЭНЕРГОПРОМ» г. Екатеринбург. Оба предприятия уже имели опыт работ на ЧТЭЦ-3.

В данной статье речь пойдет лишь о АСУ ТП электрической части ТЭЦ.

В качестве аппаратной и программной базы для создания системы был принят программно-технический комплекс «Нева» фирмы «Энергосоюз», хорошо

зареккомендовавший себя в качестве регистраторов аварийных событий на первом энергоблоке и подстанциях этой ТЭЦ.

Состояние ТЭЦ-3 до внедрения АСУ ТП и СОТИ.

К началу работ по строительству второго энергоблока персонал ТЭЦ-3 уже имел опыт работы с ПТК «Нева». В течение 6 лет на станции успешно эксплуатировалось оборудование и программное обеспечение комплекса.

Первоначальной целью применения оборудования системы «Нева» была замена светолучевых осциллографов на современные цифровые. Уже на стадии выбора регистраторов аварийных событий принималось во внимание, что регистраторы «Нева» имеют дополнительные функции, присущие АСУ ТП. В результате, к моменту пуска второго энергоблока, на ТЭЦ-3 уже функционировали четыре базовых модуля системы (БРКУ). Они контролировали работу электрооборудования ОРУ-110кВ, блока №1 и системы рабочего возбуждения генератора №1. Все оборудование было объединено в локальную сеть. Большие потенциальные возможности оборудования и программного обеспечения комплекса, открытость системы, опыт и заинтересованность сотрудников ЭТЛ станции, отзывчивость и готовность к сотрудничеству разработчиков позволили создать достаточно развитую автоматизированную информационную систему.

Информационная система выполняла следующие функции:

- автоматическую регистрацию аварийных событий в контролируемых электроустановках;
- отображение динамических мнемосхем объектов;
- предупредительную и аварийную сигнализацию;
- сообщение о событиях и переключениях на станции (табличное, звуковое и голосовое);
- автоматическое формирование суточных ведомостей и графиков;
- учет ресурса оборудования с подсчетом времени до ремонта;
- архивирование данных и длительное их хранение;
- функцию «Самописец», позволившую исключить из работы электромеханические самописцы с записью информации на бумагу;
- автоматическую синхронизацию времени часов всего оборудования системы;

- динамическое обновление информации системы на локальном WEB-сайте станции и другие функции.

В это же время была выполнена замена аппаратуры контроля температуры генератора А701 на современную микропроцессорную АСКДГ «Нептун» (производитель ИТЦ «Черноголовка»).

В 2005 году, для целей температурного контроля и диагностики работы генераторов, в НПФ «Энергосоюз» была начата разработка шкафа АСКДГ «Нева» с применением типового контроллера комплекса «Нева» - БРКУ.

Таким образом, к 2006 году на станции уже был сделан шаг к созданию АСУ ТП. Персонал ТЭЦ приобрел значительный опыт по работе с комплексом «Нева». Более того, службой РЗА, с разрешения изготовителя, в ПО были внесены собственные добавления для реализации локальных задач станции.

Все эти факты явились неоспоримыми аргументами при решении вопроса о выборе поставщика оборудования системы контроля и управления электрооборудованием строящегося блока №2.

Концепция построения АСУ ТП и СОТИ.

Концепция построения системы разрабатывалась при тесном сотрудничестве специалистов института «УРАЛВНИПИЭНЕРГОПРОМ», НПФ «Энергосоюз» и службы РЗА ТЭЦ-3, с учетом положительного опыта в работах по первому блоку.

При построении системы были применены следующие решения:

Система обмена телеинформацией:

- применение в качестве основного средства измерения многофункциональных микропроцессорных измерительных преобразователей (МИП) серии АЕТ-411, соединенных по последовательному интерфейсу RS485 в несколько ветвей, подключенных к серверам системы через преобразователи интерфейса RS485/Ethernet для обеспечения требуемой скорости опроса;
- применение высоконадежного дублированного сервера телемеханики для передачи данных в Челябинское РДУ;
- использование существующих регистраторов аварийных событий «Нева»;
- получение сигналов ТС от регистраторов аварийных событий через сервер АСУ ТП;
- использование GPS для синхронизации часов элементов системы.

АСУ ТП

- использование в АСУ ТП измерений от МИПов СОТИ;
- использование данных, измеренных датчиками для осциллографирования, в качестве резерва (на случай выхода МИПа из строя);
- применение дублирования серверного оборудования;
- применение оптоволоконной техники для построения локальной вычислительной сети (ЛВС) Ethernet 100 Мбит;
- применение кольцевой сетевой архитектуры;
- использование коммутаторов ЛВС с функцией защиты от «шторма»;
- применение общего с системой СОТИ GPS для синхронизации часов элементов системы;
- разработка специальных шкафов управления высоковольтными коммутационными аппаратами, оборудованием систем возбуждения генераторов и секций РУСН-6 и 0,4 кВ;
- максимальное использование программного обеспечения «Нева», работающего на первом блоке с включением в него функций дистанционного управления выключателями;
- дублирование наиболее ответственных сегментов и линий связи ЛВС;
- обеспечение возможности развития АСУ ТП, в частности для подключения устройств контроля и диагностики оборудования.

Основные функции АСУ ТП

1. Дистанционное управление (с экрана монитора АРМ) коммутационными аппаратами (выключателями 220кВ, 15кВ, 6 и 0,4кВ, разъединителями 220 и 15кВ);
2. Контроль положения коммутационных аппаратов (выключателей, разъединителей, заземляющих ножей, вкаченное или выкаченное положение тележек КРУ);
3. Контроль состояния коммутационных аппаратов (состояние автоматов питания приводов, контроль элегаза, состояния пружин и т.п.);
4. Измерение электрических параметров контролируемого электрооборудования;

5. Измерение неэлектрических параметров, используя датчики и нормирующие преобразователи (например, измерение давления и расхода дистиллята в системе охлаждения статора генератора и т.п.);
6. Измерение температурных параметров генератора и его систем, сигнализация при отклонениях температуры за рамки заданного диапазона;
7. Контроль состояния и регистрация фактов срабатывания устройств РЗА и ПА;
8. Регистрация фактов формирования команд управления, сформированными как средствами самой системы, так и поступивших от внешних устройств и систем (например, команды управления выключателями электродвигателей, поступившие от ПТК «Овация»);
9. Автоматическое определение аварийных ситуаций и осциллографирование параметров работы электроустановок;
10. Автоматическая передача файлов осциллограмм на сервер для хранения и последующего анализа персоналом ЭТЛ;
11. Отображение поступающей информации в виде мнемосхем, таблиц, графиков и т.п.;
12. Автоматическое формирование различной отчетной документации (ведомостей, графиков, отчетов и т.п.);
13. Функции текстовой, световой (цветовой) и звуковой (в том числе и голосовой) сигнализации о событиях;
14. Формирование виртуальных измерений методом дорасчета (например, вычисление среднего значения фазных напряжений и токов присоединения и т.п.);
15. Управление единой базой данных системы (значений измеренных величин и дискретных событий);
16. Функция «самописец», выполняющая анализ любых параметров, измеренных системой (определяется пользователем), и регистрацию их в базе. Регистрация может выполняться с заранее определенной периодичностью (от 0,5 сек.) либо по факту превышения отклонения заданного значения;
17. Администрирование оборудования локальной сети;
18. Дистанционное изменение настроек контроллеров системы (коэффициентов преобразования, условий и параметров пуска функции осциллографирования и т.п.);
19. Архивирование данных базы с последующей записью на CD или DVD;

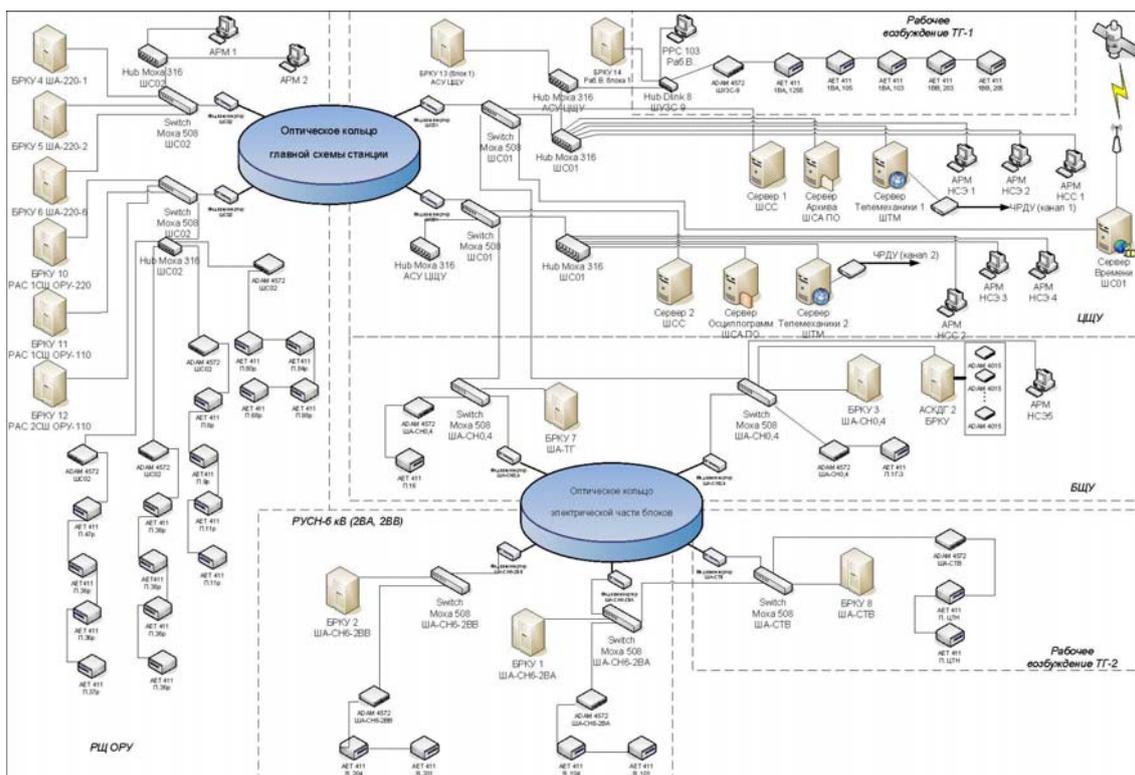
20. Отбор и передача данных на сервер телемеханики для последующей отправки в РДУ. Передача может вестись как в протоколе МЭК101, так и МЭК104.

Структура системы

При создании системы одним из основных вопросов было создание такой структуры, которая обеспечивала бы возможность вести эксплуатацию электроустановок во всех состояниях самой системы: нормальном режиме работы, отказе или ремонте отдельного узла системы. Все основное оборудование системы дублировано. Не дублируются лишь устройства нижнего уровня. Время восстановления этих устройств не превышает 4-х часов. Отказ модулей устройства нижнего уровня не приводит к необходимости вывода электроустановки из работы.

При создании АСУ ТП большое внимание уделялось вопросу питания элементов системы. Все микропроцессорное оборудование системы имеет по два источника питания: от сети переменного и от сети постоянного оперативного тока, а оборудование нижнего уровня, осуществляющее непосредственный сбор информации, измерения и управление, имеет три источника питания: два от сети постоянного тока и одно от сети переменного тока. Переходы с одного источника на другой происходят автоматически. В цепи питания переменным током установлены источники бесперебойного питания (ИБП) со встроенными аккумуляторными батареями, обеспечивающими полностью автономную работу в течении не менее 30 минут. Для защиты от помех в питающей сети переменного тока применены ИБП с двойным преобразованием. В шкафах серверов, где нагрузка максимальна, установлены дополнительные батареи.

Структурная схема системы приведена на рисунке.



Локальная вычислительная сеть системы построена по технологии промышленного Ethernet. Два технологических сегмента ЛВС выполнены по схеме «кольцо». Одно кольцо объединяет серверное оборудование системы верхнего уровня АСУ ТП на Центральном Щите Управления и оборудование, расположенное на релейном щите ОРУ. Второе – оборудование энергоблока №2.

Все основные каналы связи ЛВС выполнены оптическими кабелями. Перемычки между панелями, подключение инженерных станций и АРМ выполнено кабелем «витая пара» 5 категории защиты от помех.

Схема сети обеспечивает надежность передачи данных при разрыве отдельных участков линий связи, неисправности и (или) выводе в ремонт отдельных устройств (сетевых коммутаторов, источников питания).

ЛВС сохраняет работоспособность в аварийном режиме работы электроустановок при увеличении уровня электромагнитных помех и обеспечивает оперативный контроль и управление оборудованием по восстановлению нормального режима работы электроустановок.

В используемых сетевых коммутаторах предусмотрена возможность задания конфигурации сети по подключению устройств в определенные точки системы и блокирование несанкционированного подключения к ЛВС сторонних ПК и иного оборудования.

Для обеспечения своевременности доставки данных и команд управления предусмотрена возможность ограничения трафика отдельных устройств АСУ ТП с целью обеспечения приоритета контроллера БРКУ для связи с сервером.

Для исключения перегрузки ЛВС, в случае циклического зависания активных элементов системы, в сетевых коммутаторах реализована защита от «шторма».

Серверное оборудование. Технические параметры серверов системы обеспечивают ее работу в течение не менее 1 года без необходимости переноса базы данных на сервер архива. Применено зеркалирование жестких дисков, суммарная емкость накопителей основных серверов системы составляет 2000GB, серверов архивирования и приема осциллограмм по 1000GB. Конфигурация серверов обеспечивает максимальную их живучесть и работоспособность. Блоки питания серверов резервированы и имеется возможность их «горячей» замены. Система охлаждения и вентиляции серверов также резервирована. Все шкафы серверов имеют по два ввода питания, систему контроля температуры с автоматическим управлением вытяжным вентилятором. Для снижения уровня шума применены тихоходные вентиляторы большого диаметра.

В структуре АСУ ТП предусмотрены следующие сервера:

- Два сервера системы (шкаф ШСС);
- Сервер приема файлов аварийных осциллограмм (шкаф ШСА);
- Файловый сервер архива (шкаф ШСА);
- Два сервера телемеханики для формирования и передачи данных в Челябинское РДУ и диспетчерский пункт ТГК-10 (шкаф ШС ТМ);
- Файловый сервер (шлюз), обеспечивающий доступ к данным АСУ ТП и обеспечивающий работу прикладного программного обеспечения ПТК «НЕВА» в других доменах сети станции.
- Сервер времени;

Сервера системы, АРМы, инженерные станции АСУ ТП и АРМы РЗА расположены на ЦЩУ станции.

Контроллерное оборудование.

ОРУ-220 кВ. Для каждой ячейки 220кВ установлен шкаф автоматики управления выключателем и разъединителями данной ячейки (Шкафы ША-220-1, ША-220-2 и ША-220-6). Каждый шкаф автоматики имеет две линии связи с кольцом ЛВС и подключается к нему в разных точках (на рисунке не показано). В каждом шкафу

установлен контроллер управления, в котором сосредоточена вся информация о состоянии первичного оборудования ячейки и основная информация о состоянии микропроцессорных терминалов РЗА присоединения. Контроллер осуществляет формирование команд управления выключателями и разъединителями своей ячейки 220 кВ через платы дискретных выходов. Для предотвращения возможности формирования ложной команды управления применен принцип: выбор объекта управления – выбор команды управления – подтверждение для исполнения. Для большей надежности команда выбора объекта управления имеет ограниченное время действия.

Регистрация аварийных событий ОРУ-220 кВ. Регистрация аварийных событий ОРУ-220кВ и осциллографирование реализовано в отдельном регистраторе аварийных событий (РАС), в который заведены все аналоговые сигналы от датчиков токов и напряжений, размещенных на панелях релейного щита. Он выполняет регистрацию дискретных событий в защитах шин, панелях цепей тока и напряжения, устройствах противоаварийной автоматики и т.п. устройств, не имеющих «привязки» к конкретной ячейке ОРУ.

Элегазовое распредустройство генераторного напряжения HECS-100M (ABB). Для контроля и управления генераторным распределительным устройством на блочном щите управления установлен шкаф (ША-ТГ), который обеспечивает технологическую и оперативную блокировки управления генераторным выключателем, разъединителем и заземляющими ножами генераторного РУ, сигнализацию состояния РУ, сигнализацию состояния блочного трансформатора, а также контролирует состояние и осуществляет регистрацию работы двух комплектов микропроцессорных защит генератора.

Система возбуждения генератора UNITROL-5000 (ABB). В помещении возбуждения генератора установлен шкаф (ША-СТВ), который обеспечивает управление системой возбуждения генератора, ее коммутационными аппаратами. При работе генератора на резервной системе возбуждения обеспечивает управление резервным возбудителем. Кроме того, в этом шкафу реализовано измерение электрических параметров и осциллографирование аварийных режимов генератора и его системы возбуждения.

Распределительные устройства собственных нужд 6 кВ. На каждую секцию 6 кВ устанавливается отдельный шкаф (ША-СН6-2ВА и ША-СН6-2ВВ) с контроллером управления ячейками 6кВ, который обеспечивает регистрацию всех событий,

сигнализацию, осциллографирование аварийных событий, измерение и управление выключателями 6 кВ вводов секций и фидеров трансформаторов 6/0,4 кВ.

Распределительные устройства собственных нужд 0,4кВ. Управление РУСН-0,4 кВ обеспечивает отдельный шкаф автоматики (ША-СН0,4). Этот же шкаф обеспечивает контроль вспомогательных систем (щит постоянного тока и др.), вызывную сигнализацию с Низковольтных Комплектных Устройств, на которых требуется выполнить вызывную сигнализацию.

Система температурного контроля генератора. Для контроля температурных режимов работы генератора на блочном щите установлены шкафы системы АСКДГ «Нева». К системе подключены термопреобразователи, установленные в генератор заводом-изготовителем. Система является автономным самодостаточным устройством, но, учитывая, что она построена на типовом оборудовании, легко интегрируется в АСУ ТП. Система подключена к сети. Данные поступают в единую базу. Для отображения ее информации на АРМ используются штатные средства системы «Нева».

Автоматизированные рабочие места делятся на две категории: АРМ с функцией управления и АРМ, где реализована только возможность контроля.

Доступ к управлению электроустановками соответствует существующей на ЧТЭЦ-3 организации управления электрической частью станции. АРМы с возможностью управления устанавливаются на ЦЩУ на рабочем месте НСС (начальник смены станции) и на рабочем месте НСЭ (начальник смены электроцеха). На рабочем месте НСС установлено два АРМа, а на рабочем месте НСЭ – три. Один АРМ НСЭ установлен на БЩУ. Разные АРМы одного рабочего места настроены на работу с разными серверами системы. При отключении одного из серверов системы, предусмотрена возможность переключения его АРМа на другой сервер.

Автоматизированные рабочие места укомплектованы 19” LCD мониторами. Технические параметры АРМ обеспечивают одновременную работу прикладного программного обеспечения ПТК «НЕВА», офисных программ и работу с архивами базы данных.

Резервная система управления. Для повышения надежности, по требованию станции, была реализована резервная система контроля и управления. Она выполнена на традиционных принципах, но в части контроля имеет очень ограниченный объем. Таким образом, вывод в ремонт или отказ в работе отдельных устройств АСУ ТП не приводит к отказу работы электроустановки или к необходимости ее отключения. Оперативный персонал получает традиционным способом минимальный объем

информации, достаточный для адекватной оценки состояния электрооборудования и принятия оптимального решения, с сохранением возможности управления выключателями. Резервная система управления имеет собственную схему вызывной аварийной и предупредительной сигнализации с миганием информационных табло и звуковым сопровождением. Через элементы этой системы реализована сигнализация об отказе оборудования ПТК «НЕВА».

Программное обеспечение. Специализированное программное обеспечение верхнего уровня функционирует под операционной системой Microsoft Windows, на уровне контроллеров установлена ОС реального времени QNX. Что обеспечивает выполнение достаточно жестких требований к точности привязки работы системы к реальному времени и темпу процесса.

Пакет программного обеспечения SCADA «Нева» обеспечивает:

- Работу с основным и резервным сервером, автоматический запуск программ после восстановления питания серверов.
- Автоматическое восстановление данных при сбое или отключении одного из серверов системы.
- Работу оборудования системы в дублированной сети с возможностью автоматического или ручного перехода на резервные линии связи в случае разрыва основных.
- Автоматическое формирование отчетной документации по режиму работы электроустановок, печать, экспорт в приложения MS Office, публикация в WEB.
- Формирование в режиме реального времени пакетов данных с заданным временным интервалом и обеспечение их передачи на сервера телемеханики.

Результаты

1. Успешное трехстороннее сотрудничество проектной организации УРАЛ ВНИПИЭНЕРГОПРОМ, фирмы-изготовителя «ЭНЕРГОСОЮЗ» и службы РЗА Челябинской ТЭЦ-3 позволило выполнить работы в течение 8 месяцев. За первые полгода эксплуатации не было замечено ни одного сбоя системы.
2. Выбранная единая аппаратная и программная платформа для решения задач всех подсистем АСУ ТП позволила персоналу быстро освоить

эксплуатацию системы, уменьшить размеры ЗИП и эксплуатационные затраты в будущем.

3. Ввод АСУ ТП в работу до пуска блока №2 ТЭЦ-3 позволил эффективно и в сжатые сроки выполнить пуско-наладочные работы, сократить время испытаний генератора в режиме короткого замыкания на выводах генератора для проверки вторичных цепей трансформаторов тока с 24-х до 8-ми часов.
4. Построенная на Челябинской ТЭЦ-3 система контроля и управления электрооборудованием соответствует поставленной перед началом строительства задаче: создать систему, удовлетворяющую современным требованиям, имеющую высокую надежность, быстродействие, гибкость, способность к дальнейшему развитию.
5. Количество сигналов системы на блоке №1 и ОРУ-110 кВ:
ТИ – 270, дискретных – 552, осциллографирования – 93.
Количество сигналов системы на блоке №2 и ОРУ-220 кВ:
ТИ – 216, дискретных – 1018, осциллографирования – 112,
аналоговые технологические – 120, управления – 186.
Количество сигналов, передаваемых в Челябинское РДУ от ТЭЦ-3:
ТИ – 274, ТС – 77.