



Оперативно-технический комплекс нового поколения в Северной энергосистеме Украины

*Кривоносов А.И., Прохвятилов В.Ю., Рыбальченко Т.В., Титов Н.Н.
ООО "ХАРТЭП" корпорации "МАСТ-ИПРА", г.Харьков*

В опытную эксплуатацию введен оперативно-технический комплекс АСДУ Северной энергосистемы (СЭС) НЭК Украины. Это знаменательное событие в области автоматизации энергосистем Украины, ибо впервые после восьмидесятих годов, когда были установлены первые АСДУ магистральных энергосистем, проводится серьезная модернизация с заменой ПО и подавляющего состава оборудования (сохраняются только кабельные сети, часть модемного оборудования, телемеханика и диспетчерский щит ЦДП).

До проводимой модернизации оперативной информацией диспетчерскую службу СЭС обеспечивал ОИК СМ, в состав которого на "верхнем" уровне входили две ЦППС РПТ-80 и две ЭВМ СМ1420, на нижнем уровне - КП типа УТК-1, МКТ-2, МКТ-3, передающие информацию на "верхний" уровень по одноименным протоколам. Первичная обработка, регистрация, архивирование и отображение информации производятся средствами ЭВМ СМ1420. ОИК СМ состоит из основного и резервного комплектов, включенных по схеме "горячего резерва". Представление информации ОИК производится на алфавитно-цифровых терминалах типа ВТА. В настоящее время ОИК поддерживает работу до 24 терминалов. Такт обновления информации на экранах терминалов ОИК - 2мин. Максимальное количество параметров (как первичных, так и дорассчитанных) на сегодняшний день достигло своего максимума и составляет 1024.

В своей работе оперативная диспетчерская служба руководствовалась данными ОИК и данными, поступающими от диспетчерских служб магистральных электросетей (МЭС) и дежурных подстанций по телефону. АРМ у диспетчеров МЭС и подстанций не было. Ведение и контроль схемы нормального режима сети производилось на диспетчерском щите. Средств оперативного проведения расчетов по режимам работы сети диспетчер не имел.

Существующие технические средства ОИК разработки и производства 80-х годов физически изношены и морально устарели. Специалистов по обслуживанию и ремонту данной техники ВУЗы не готовят. На этапе разработки требований к модернизации ОИК СЭС были сформулированы следующие основные требования:

1. Выполнить замену КП с одновременным увеличением количества контролируемых параметров и повышением точности измеряемых параметров. Такт обновления информации на устройствах отображения - не более 30 сек.
2. Выполнить замену ЦППС РРТ-80 и ЭВМ СМ-1420 на современные средства вычислительной техники с сохранением резервируемой конфигурации;
3. Обеспечить разработку и поставку программно-технических комплексов для диспетчерских МЭС и создание единого информационного пространства для персонала центральной диспетчерской службы, служб СЭС и диспетчерских служб МЭС.
4. Обеспечить разработку и поставку АРМов дежурных подстанций и диспетчеров МЭС и их интеграцию в систему.
5. Обеспечить в ОИК реализацию существующих и дополнительных функций.
6. Обеспечить поддержку существующего диспетчерского щита.

Функции, предоставляемые новым ОИК диспетчерскому персоналу, обеспечивают эффективное решение задач контроля и управления режимами работы и потребления сети.

ОИК полностью поддерживает функции старого ОИК СМ и для согласования работы всех подсистем и обеспечения заданной точности измерений в привязке ко времени имеет механизм ведения единого времени с использованием GPS. Коррекция системного времени (в случае его отклонения) производится автоматически.



Оперативно-технический комплекс АСДУ Северной энергосистемы (СЭС) НЭК Украины

С целью оперативного контроля и управления схемой сети в ЦДП СЭС установлены два АРМа, на экранах которых диспетчеру предоставляется вся необходимая оперативная информация. Наличие в составе АРМов 3-х мониторов, позволяет диспетчерскому персоналу одновременно отображать на мониторах информацию различных типов: мнемосхемы участков сети и подстанций, различные информационные видеокдры, расчетные схемы сети, архивы и журналы событий.

Основным элементом диспетчерского интерфейса по проведению оперативно-технологического управления состоянием сети, управления потреблением и нагрузкой являются планшеты мнемосхем сети и подстанций. Планшеты подстанций разработаны с использованием стандартного набора компонентов диспетчерского щита и их цветовой гаммы. Устройства, имеющие отклонение от схемы нормального состояния или от заданных технологических или аварийных границ, выделяются соответствующим цветом.

Для подтверждения приема сигнализации, диспетчеру предоставлен механизм квитирования и возмож-

ность, включения/отключения сигнализации по заданным объектам или группам объектов. В случае необходимости, диспетчер имеет возможность откорректировать значения технологических или аварийных границ в реальном режиме времени.

С целью автоматизации оперативной диспетчерской работы, в ОИК реализован механизм работы с оперативными заявками. Механизм обеспечивает возможности по автоматизированному формированию, учету, согласованию и отправке на объекты оперативных заявок.

Новым и достаточно важным сервисом ОИК, является предоставление общего информационного пространства по контролю и управлению состоянием сети и объектами центральной диспетчерской службы совместно с диспетчерами МЭС. Например, состояние текущей коммутации устройств по ведению схемы, изменения положения коммутационных аппаратов в момент проведения работ на объектах, отображение выведения оборудования в ремонт и ввод его в эксплуатацию, отображение выведения линий в ремонт и ввод их в эксплуатацию, указание числа работающих бригад на линии, производимые диспетчером МЭС на своем рабочем месте, доступно для просмотра на АРМ центральной диспетчерской службы (желтый цвет - линии в ремонт, черный - устройства).

Отличительной особенностью модернизированного ОИК является предоставление диспетчерской службе возможности использовать в своей оперативной работе данные расчетного комплекса задач с целью получения рекомендаций по надежному и экономичному управлению энергосистемой. Кроме того, расчетный комплекс задач позволяет моделировать различные варианты состояния и работы сети в случае внесения различных управляющих воздействий. На расчетном планшете диспетчеру выводятся расчетные и реальные значения состояния сети по которым он может провести соответствующую

оценку. С расчетным комплексом задач диспетчер имеет возможность работать в двух режимах: в циклическом и диалоговом.

В циклическом режиме данный комплекс задач выполняется автоматически с интервалом обновления массивов текущих значений телеинформации и отображением расчетных значений на расчетной схеме в реальном масштабе времени. В диалоговом режиме диспетчеру предоставляется возможность производить отдельные расчеты с различными изменениями исходных данных. Результаты расчетов могут представляться как на расчетной схеме, так и в виде таблиц.

Кроме того, в своей работе диспетчер может использовать различные технологические задачи по формированию и выполнению диспетчерского графика, контролю графика напряжений, формированию суточной ведомости, формированию различной отчетной документации. Отчеты могут представляться в виде таблиц и графиков.

Важным элементом работы диспетчерской службы является получение и передача необходимой информации в НЭК Укрэнерго, смежные энергосистемы и все облэнерго региона. С целью обеспечения надежной и непрерывной работы системы, диспетчерский персонал может оперативно управлять резервированием работы ОИК. Оперативное переключение комплектов ОИК позволяет диспетчеру производить дублирование систем сбора и обработки дан-

"клиент-серверной" технологии позволяет поддерживать в системе одновременную работу различных групп пользователей: оперативного персонала (диспетчера ЦДП, диспетчера МЭС, дежурных подстанций), руководства СЭС (директора, главные инженеры СЭС, МЭС), технологического персонала (технологи, телемеханики, программисты). В ОИК СЭС планируется работа 46 пользователей, находящихся в зданиях СЭС, МЭС, подстанций.

На период поэтапного ввода системы в эксплуатацию, до момента вывода из штатной работы вычислительных машин СМ1420, ОИК поддерживает работу старых терминалов типа ВТА по низкоскоростным каналам.

На рис.1 приведена структурная схема АСДУ СЭС с оборудованием ОИК, контролируемых пунктов (КП), АРМ-ов подстанций и каналами связи. Серверная стойка - центральное звено ОИК. Все оборудование - от мировых лидеров в своем секторе рынка: серверы - Intel, модемы - ZyXEL, коммутаторы - CISCO, бесперебойные источники питания - APC. В составе стойки 2 SCADA-сервера и 2 сервера ввода/вывода (100% резервирование).

Особенности SCADA-сервера:

- мощная, оптимизированная для стоечного исполнения системная плата SCB2 (2xPIII-1266, 512 MB, 3x36 GB HDD SCSI RAID-5;
- 6 x DIMM - до 6 GB оперативной памяти ECC SDRAM;
- дисковая система RAID-5 (данные и избыточная информация распределены по 3 дискам).

Особенности сервера ввода-вывода:

- системная плата SCB2 (2xPIII-1266, 1 GB, 2x40 GB HDD ATA RAID-0);
- дисковая система RAID-0 (данные распределены по 2 дискам; при этом обеспечивается наивысшая производительность дисковой подсистемы).

Базовые устройства ОИК: канальный адаптер (КА) и контролируемый пункт (КП). Канальный адаптер предназначен для использования в качестве уни-



Диспетчерская служба

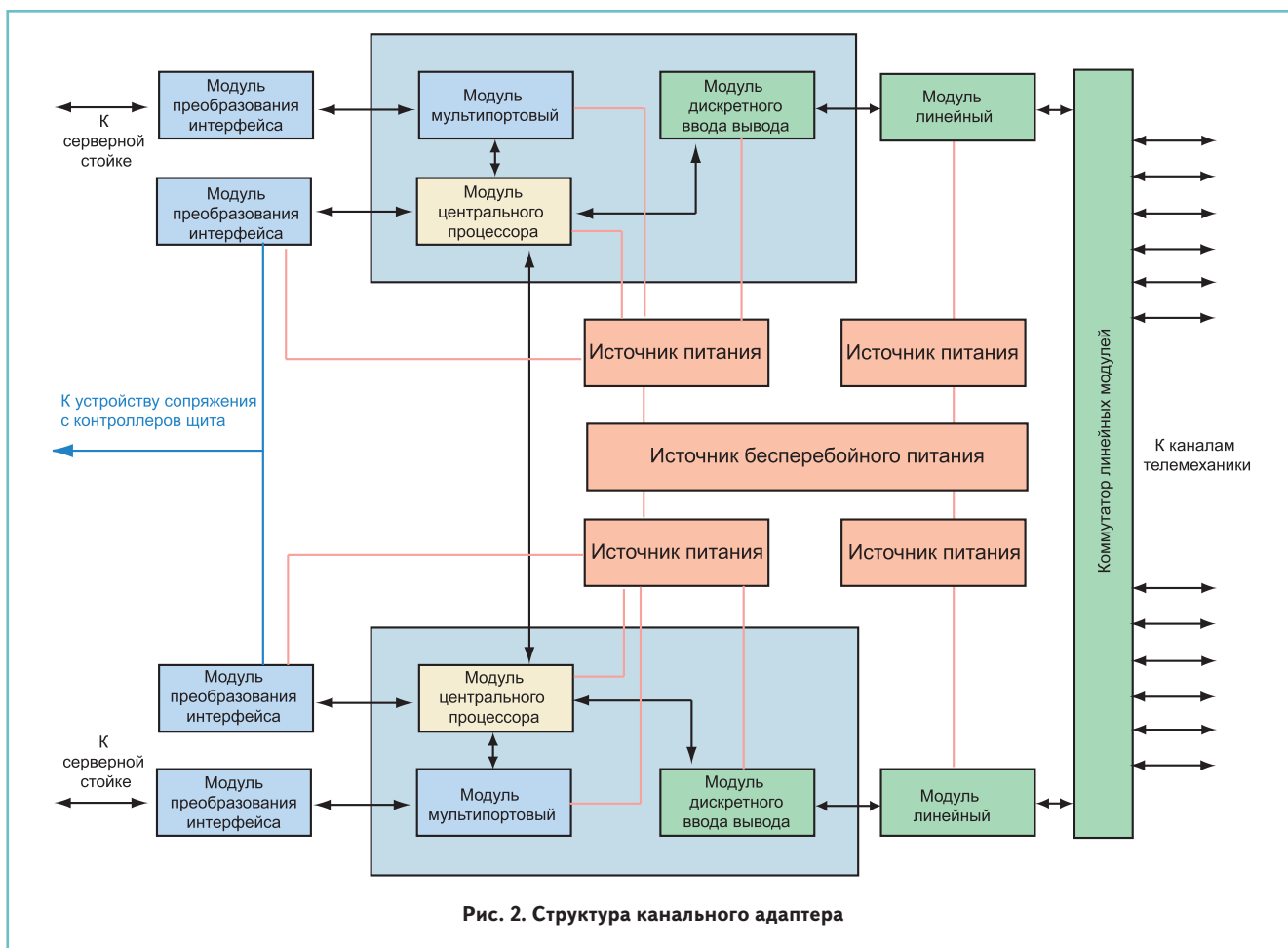
ных, или выбирать отдельный источник данных.

Разработка ОИК с применением

версального устройства телемеханики ЦДП, пунктов управления (ПУ) и/или центральной приемопередающей станции (ЦППС) при организации систем телемеханики различной структуры.

- скорость по последовательному порту, Бод: 50...115200;
- скорость приема/передачи информации с/на КП, Бод: 20... 600;
- типы линий связи: 2-х...4-х проводные;
- режимы работы: дуплекс, полудуп-

- сбор информации о состоянии двухпозиционных объектов (ТС);
- выдачу сигналов телеуправления двухпозиционными объектами (ТУ);
- цифровую фильтрацию сигналов ТИТ (подавление помех в линии);



КА (рис.2) поддерживает до 96 симплексных (48 дуплексных) каналов связи с устройствами КП и ПУ телемеханики с последовательными маркерными протоколами, и до 10 каналов связи с ЭВМ центров управления (либо КП, ПУ телемеханики) с UART-совместимыми протоколами передачи данных. КА поддерживает следующие протоколы телемеханики: Гранит, МКТ-2, МКТ-3, ВРТФ, Лисна-Ч, ТМ-800А, ТМ-800В, РПТ, УТК-1, УТС-8, УТМ-7, ТМ-120, ТМ-320 ТМ-512, Компас, а также протоколы связи с ЭВМ центра управления: МЭК 870-5-101, ППДИ и РПТ-СМ. КА имеет два исполнения: резервированное и нерезервированное и обеспечивает возможность программной реализации дополнительных протоколов. Основные технические характеристики канального адаптера:

- количество последовательных портов ввода/вывода: 2...18;
- интерфейсы: RS232, RS422, RS485;

лекс, симплекс. Универсальный контролируемый пункт "Корунд-М" обеспечивает измерение первичных параметров объектов (телеизмерения), контроля их состояния (телесигнализации), а также управление исполнительными механизмами (телеуправление) при построении автоматизированных систем диспетчерского контроля и управления территориально рассредоточенных объектов. Структурная схема КП "Корунд-М" показана на рис.3. КП "Корунд-М" применяется при замене контролируемых пунктов морально устаревших или снятых с производства устройств, а также при построении новых систем диспетчерского управления. КП "Корунд-М" обеспечивает выполнение следующих функций:

- сбор информации о текущих значениях параметров (ТИТ);
- сбор интегральных значений параметров (ТИИ);

- фиксацию последовательности изменения ТС с дискретностью 10 мс;
- передачу телеинформации по различным каналам связи (КС) (ВЧ - уплотненные, физические, коммутируемые телефонные линии, радиоканал, цифровые каналы связи) в двух различных направлениях и с разными протоколами связи;
- ретрансляция информации с других источников (другие КП телемеханики, АРМы ПС, УСПД АСКУЭ и др.);
- передача телеинформации с меткой времени;
- архивирование собираемой информации с глубиной архива 24 часа;
- автоматический переход в режим циклической или спорадической передачи пакетов ТИ в случае выхода из строя приемного канала;
- выдачу сообщений на верхний уровень с указанием всех необходимых атрибутов (адрес КП, параметр, время, тип протокола и др.).

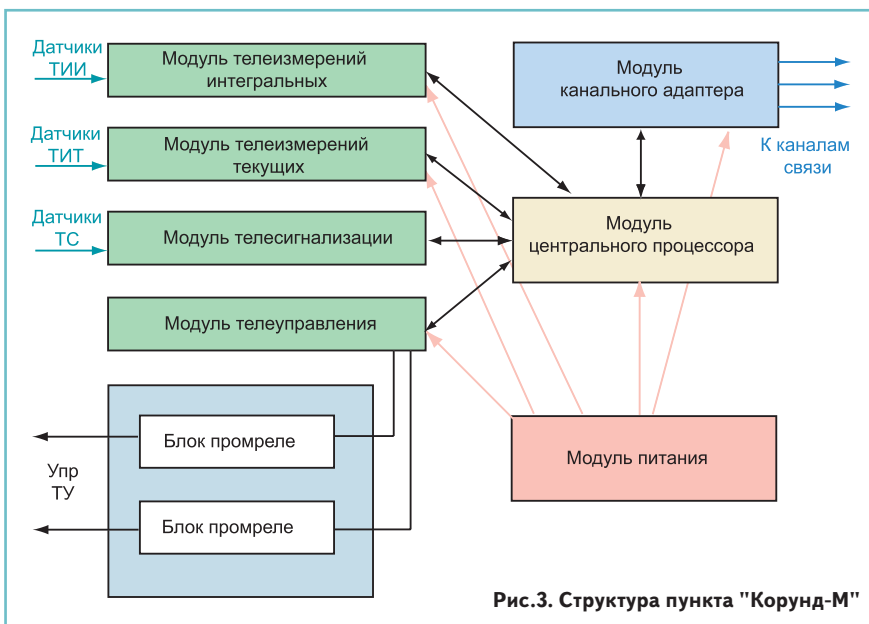


Рис.3. Структура пункта "Корунд-М"

КП "Корунд-М" может комплектоваться в различных конфигурациях и позволяет включить в состав до 8 периферийных модулей (ТС, ТИ, ТУ в различных сочетаниях). Каждый периферийный модуль позволяет подключить:

- модуль ТС - 16(32) входов/выходов;
- модуль ТИ - 16(31) входов/выходов;
- модуль ТИИ - 16(32) входов /выходов;

По связи КП "Корунд-М" обеспечивает 4 независимых канала передачи ТМ информации со скоростью от 50 до 64 Кбод для старт-стопных протоколов МЭК 870-5-101, ППДИ1 и со скоростью от 40 до 1200 бод для протоколов ТМ: Гранит, МКТ-2, ВРТФ-3, ЛИСНА-Ч, МКТ-3, ТМ-800а, ТМ-800в, ТМ-120, ТМ-320, ТМ-512, УТК-1, УТС-8, УТМ-7, РПТ-РПТ, РПТ-ЭВМ.

Дополнительно в составе КП для связи с верхним уровнем имеются порты RS232, Ethernet 100base-TX, позволяющие организовать передачу данных с использованием транспортного протокола TCP/IP по стандартным протоколам передачи информации МЭК-870-5-104, МЭК-870-5-101. Применение в составе программного обеспечения стандартных системных средств позволяет организовать доступ через Internet к данным КП с использованием WEB - доступа. Основные технические характеристики универсального контролируемого пункта:

- режим работы - непрерывный;
- окружающая температура, °С: для исполнения В4: +5 - +40 ; для исполнения С1: -25 - +55;
- потребляемая мощность, ВА не более: 100;

- количество сигналов: телесигнализации: 32... 256, телеизмерений: 31..124;
- типы линий связи: 2/4-х проводные;
- режимы работы: дуплекс, полудуплекс, симплекс.

Схема КП построена с использованием плат формата PC/104: ICOP-6070, ICOP-6050, ICOP-1800 (ICOP Technology, Тайвань), AR-B1320 (ACROSSER Technology, Тайвань), EMM-4232-XT (Diamond Systems, США). Особенностью КП является оснащение его самой современной встроенной аппаратной защитой от помех всех входных и выходных цепей, включая цепи питания, что не всегда присутствует в оборудовании других производителей. Эти решения позволили обеспечить требуемую для оборудования подстанций третью степень жесткости по стандарту МЭК-61000, регламентирующему требования по электромагнитной совместимости, и полностью исключить сбои при штатных и аварийных режимах работы оборудования подстанций. Другой особенностью является исключительно удобная для эксплуатации конструкция, обеспечивающая простой монтаж и легкую замену узлов и блоков. Все оборудование ОИК сертифицировано.

Программное обеспечение ОИК включает SCADA/HMI-систему Intelution iFix, СУБД ORACLE, операционную систему Windows 2000 Server и прикладное ПО. Выбор инструментальных средств обусловлен их повышенной надежностью, масштабируемостью, и развитыми службами Интернета/Интернета.

Эти программные среды имеют:

- мощные визуальные средства разработки графических примитивов и мнемосхем, встроенный объектно-ориентированный язык программирования, функции поддержки резервированных структур, обширную библиотеку графических примитивов и эффективную организацию процесса разработки системы за счет разбиения на подсистемы и блоки, из которых затем собирается готовая система;
- встроенную поддержку стандартных сетевых интерфейсов и протоколов и высокопроизводительные средства для работы с дисковыми RAID-массивами;
- возможность сохранения параметров ОИК-АСДУ в режиме близком к реальному времени ;
- хранение всей конфигурации информационной системы, включая хранимые процедуры;
- возможность установки оптимальных настроек баз данных с учетом специфики каждой подсистемы;
- преемственность и гарантию совместимости как собственно баз данных, так и ПО, взаимодействующего с ними;
- возможность хранения любых типов данных – СУБД может быть унифицирована и применяться в других системах на предприятии.

Описанные выше технические решения являются унифицированными и могут быть использованы при модернизации или при создании новых АСДУ любых энергообъектов, причем весь комплекс работ выполняется под управлением системы качества, имеющей сертификат соответствия международному стандарту ISO 9001-2001.

В реализацию проекта модернизации ОИК СЭС большой вклад внесли также специалисты ГИВЦ НЭК "УКРЭНЕРГО" Северной энергосистемы НЭК "УКРЭНЕРГО", а также "Секция современных информационных технологий в энергетике" НТС НЭК "УКРЭНЕРГО".

Комплексное внедрение систем контроля, учета и диспетчерского управления энергообъектами с учетом оптимизации структуры и режимов позволяет получить экономию в пределах 15...20%, в том числе только за счет современной АСДУ - до 10%.

КОНТАКТЫ:

т. (0572) 176-688, 176-699, 176-690
e-mail: office@khartep.com.ua