

Лекция №9 Система автоматизации и диспетчерского управления MicroSCADA

Внедрение систем автоматизации и диспетчерского управления на современной цифровой технике коренным образом повышает качество и надежность процессов производства, передачи и распределения электроэнергии.

Система MicroSCADA, поставляемая компанией «АББ Автоматизация», специально разработана для решения задач автоматизации и диспетчерского управления в энергетике и полностью адаптирована к российским условиям. На сегодняшний день в России находятся в эксплуатации около 50 систем на базе MicroSCADA.

В результате оснащения энергообъектов системами автоматизации, микропроцессорными средствами противоаварийной автоматики и релейной защиты достигается существенный экономический эффект за счет оптимизации режимов производства, передачи и распределения энергии, предотвращения аварийных ситуаций и минимизации ущерба в случае их возникновения.



Благодаря внедрению программно-технических средств автоматизации в энергетике достигается:

- снижение риска повреждения оборудования и травматизма персонала за счет автоматизации контроля состояния оборудования и диспетчерского управления;
- снижение затрат на текущий и капитальный ремонт за счет использования высоконадежной техники АББ;

- снижение эксплуатационных затрат и продление срока службы оборудования за счет автоматизации контроля ресурса оборудования, полноценной паспортизации;
- снижение затрат на содержание персонала за счет внедрения технологий автоматического управления и малообслуживаемой техники;
- снижение потерь за счет выявления оборудования, предрасположенного к повышенной аварийности, путем анализа ретроспективной информации
- более рациональное использование энергоресурсов за счет автоматического контроля, учета и анализа энергопотребления, использования оптимальных стратегий управления;
- экономия при расчетах за энергоресурсы;
- экономия электроэнергии за счет применения современных частотно-регулируемых электроприводов.

Отличительным свойством работы компании «АКБ Автоматизация» является комплексный подход к автоматизации предприятий.

Комплексный подход означает:

- сдача объекта "под ключ" (включая проектирование, изготовление оборудования, пуско-наладочные работы, ввод в эксплуатацию, гарантийное и послегарантийное обслуживание);
- поставка полного комплекса оборудования, начиная с низового уровня и заканчивая АСУ;
- полная автоматизация предприятия, начиная с локальных систем управления и заканчивая системами диспетчерского управления и корпоративными информационными системами (КИС);
- возможность поэтапного внедрения оборудования;
- модульность построения систем с возможностью горизонтального и вертикального расширения;
- совместимость всего оборудования и систем;
- открытые распределенные системы и стандартизированные протокол, поставка современного оборудования и технологий;
- экономия инвестиций и быстрая окупаемость;
- повышение производительности и эффективности.

Автоматизированные системы для энергетики (АСУ Э) на базе технологии MicroSCADA

Система MicroSCADA представляет собой многофункциональную открытую программно-аппаратную среду для построения автоматизированных систем контроля и управления распределенными объектами энергетического назначения.

MicroSCADA может применяться для разработки автоматизированных систем различного назначения:

- АСУТП подстанций;
- АСДУ электрических сетей;
- АСУ электрической части электростанций, систем учета энергоресурсов предприятий;
- систем диспетчерского управления тепло-, водо-, газоснабжением предприятий, районов;
- систем контроля и управления иного назначения в соответствии с обеспечиваемыми функциями.

Базовые SCADA-функции:

- Сбор информации с низовых устройств, в том числе МП РЗА;
- Ведение базы данных реального времени;
- Отображение информации на экранах мониторов и панелях щитов;
- Контроль состояния и удаленное управление оборудованием;
- Предупредительная и аварийная сигнализация;
- Отчеты о событиях и тревогах с возможностью фильтрации;
- Архивации и хранение ретроспективной информации.



Функции АСУ Э на базе MicroSCADA:

- Протоколирование событий и действий оператора;
- Настраиваемые экранные формы;
- Русифицированный интерфейс;
- Графики, таблицы, ведомости, отчеты различной формы;
- Контроль уровней доступа пользователей;
- Резервирование компонентов системы;
- Самодиагностика системы;
- Гибкие средства администрирования;

Специализированные функции АСУ Э:

- Специализированная библиотека компонентов;
- Удаленный просмотр и изменение уставок устройств МП РЗА;
- Удаленное считывание осциллограмм с цифровых регистраторов;
- Средства анализа действия защит;
- Контроль изменения уставок МП РЗА;
- Диагностика первичного оборудования;
- Быстрая локализация мест повреждений;

- Контроль режима работы генератора;
- Бланки переключений;
- Технический и/или коммерческий учет электроэнергии;
- Контроль качества электроэнергии;
- Высокая точность регистрации событий;
- Привязка к астрономическому времени;
- Динамическая раскраска шин на схеме объекта;
- Автоматизированный контроль безопасности в местах проведения работ;
- Оперативные блокировки при управлении устройствами;

Расширение, интеграция, стыки:

- Протоколы связи с устройствами и системами РЗА, УСО и ТМ;
 - ГЕС 870-5-101, ГСС 870-5-103, ИЕС 870-5-104;
 - Modbus;
 - ABB SPA bus;
 - LonTalk;
 - RP570;
 - ABB Alpha;
- Средства обмена данными с другими системами автоматизации (АСУ П, ТМ, АСКУЭ, АСУ П и др.):
 - OPC;
 - Unicon ("Гранит", "Компас", АИСТ и др.);
 - DDF;
 - SQL;
- Встроенный алгоритмический язык высокого уровня (SCIL);
 - Добавление пользовательских программ;
 - Расширение и модификация библиотек.

MicroSCADA не только реализует полный набор стандартных функций системы SCADA (диспетчерского управления и сбора данных), но и предоставляет ряд функций, специально разработанных для решения задач построения АСУ Э: чтение и запись уставок, считывание осциллограмм, диагностику оборудования и т.д.

MicroSCADA является мощным инструментальным средством для построения АСУ Э и имеет в своем составе библиотеку специализированных интерфейсных форм и диалогов управления. Дополнительные функции, не входящие в комплект библиотек MicroSCADA, могут быть разработаны по заказу. Наличие средств сопряжения с различными низовыми устройствами и с различными системами и подсистемами автоматизации позволяет осуществить их интеграцию и комплексную АСУ Э. Технология и алгоритмы системы разработаны и постоянно улучшаются инженерным персоналом предприятий АББ, придерживаясь единого стандарта. Кроме того, сервисные возможности системы могут быть расширены пользователями самостоятельно в процессе эксплуатации с помощью прилагаемых

инструментальных средств, т.к. система является открытым программным продуктом.

В связи с этим, применение MicroSCADA в качестве основы для построения АСУ Э целесообразно и предпочтительно по сравнению с существующими системами телемеханики и SCADA-системам и общего назначения.

Структура ПТК АСУ Э на базе MicroSCADA

АСУ Э представляет собой программно-технический комплекс (ПТК), реализованный в виде иерархической (многоуровневой) системы.

Устройства верхнего уровня:

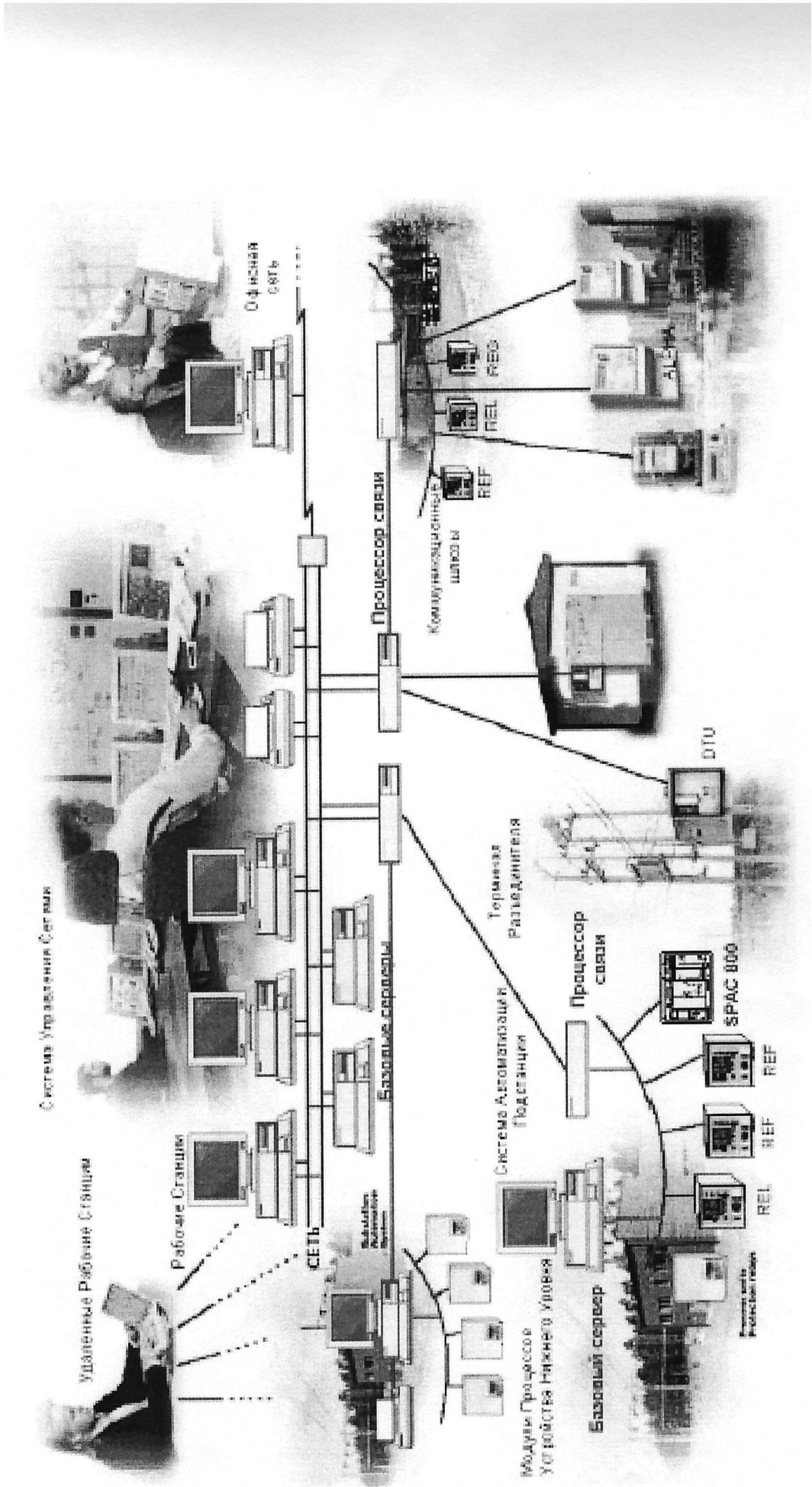
- базовые компьютеры (серверы, системы);
- компьютеры (процессоры, серверы) связи;
- компьютеры автоматизированных рабочих мест операторов (рабочие станции);
- средства визуализации: мониторы, принтеры, проекторы, мнемощиты.

Процессор связи обеспечивает связь по полевым шинам с низовыми устройствами и обмен данными с базовым сервером MicroSCADA.

Базовый сервер получает от процессора связи данные, относящиеся к технологическому процессу, ведет и обрабатывает базу данных реального времени (БД процесса).

АРМ операторов служат для контроля и оперативного управления оборудованием, работы с устройствами РЗА, администрирования системы и выполнения других функций.

Компьютеры верхнего уровня АСУ Э работают под управлением операционной системы Windows NT/2000. Связь между ними в пределах объекта осуществляется по сети Ethernet с протоколом TCP/IP.



Архитектура ПТК является масштабируемой, что позволяет строить на единой платформе системы различной сложности: от минимальной конфигурации, где функции базового сервера процессора связи и АРМ совмещены на одном ПК, до распределенных многоуровневых систем с несколькими базовыми серверами, выделенными процессорами связи, АРМ различного назначения, резервированием технических средств.

Низовые устройства ПТК:

- устройства (терминалы) МП РЗА;
- устройства сопряжения с объектом (УСО);
- счетчики электроэнергии;
- специализированные контроллеры и УСПД;
- прочие устройства.

Микропроцессорные терминалы РЗА выполняют, помимо защитных функций, также функции сбора данных и передачи их на верхний уровень. УСО обеспечивают ввод в систему сигналов (ТС, ТИ, ТУ), не охваченных терминалами МП РЗА.

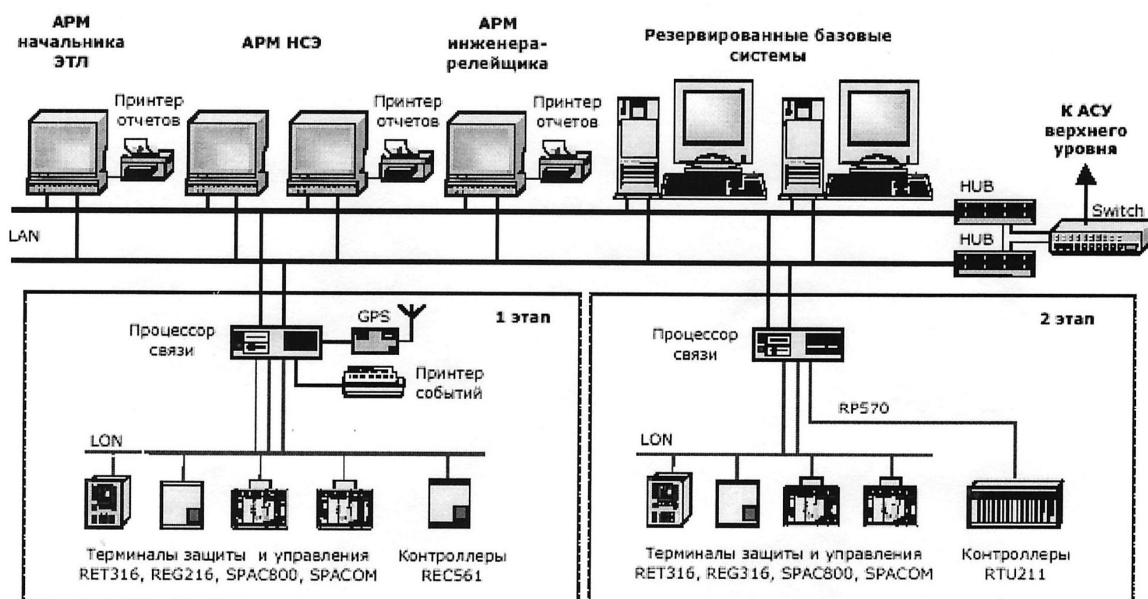
В качестве УСО наиболее широко используются устройства телемеханики RTU211 и RTU560, терминалы управления REC561, REC523. Для точной фиксации событий во времени обеспечивается автоматическая синхронизация внутренних таймеров низовых устройств в составе ПТК. Для привязки к астрономическому времени могут использоваться приемники спутниковых сигналов системы GPS.

В АСУ Э по открытым стандартизированным протоколам и стандартным физическим интерфейсам интегрируются как низовые устройства производства компании «АББ Автоматизация» и зарубежных предприятий АББ, так и оборудование других производителей.

При этом АББ стремится обеспечить максимальную унификацию проектных решений и сервисных функций, обеспечиваемых ПТК для всех типов низовых устройств.

Примеры внедрения АСУ Э на базе MicroSCADA

Система контроля и управления электрической части электростанции



Объект автоматизации

- 1 этап:

- турбогенератор 110МВт
- блочный трансформатор 110/10 кВ, 125МВЛ
- трансформатор собственных нужд 10/6кВ, 25МВА
- секция КРУ-6кВ собственных нужд
- секция Щ-0.4кВ собственных нужд

- 2 этап:

- турбогенератор 36МВт
- ГРУ-10кВ
- трансформатор собственных нужд 10/6кВ, 25МВА
- секция КРУ-6 кВ собственных нужд
- секция Щ-0.4кВ собственных нужд

Характеристики системы

- Терминалы МП РЗА:

- REG2I6
- RET316*4
- REG316*4
- SPAC800
- SPACOM 1 хх, 3хх

- Контроллеры:

- REC561
- RTU211

- Количество низовых устройств: 75

- Общее количество сигналов: 4500

- Количество операторских АРМ: 5
- Базовые серверы с горячим резервированием
- Резервирование ЛВС

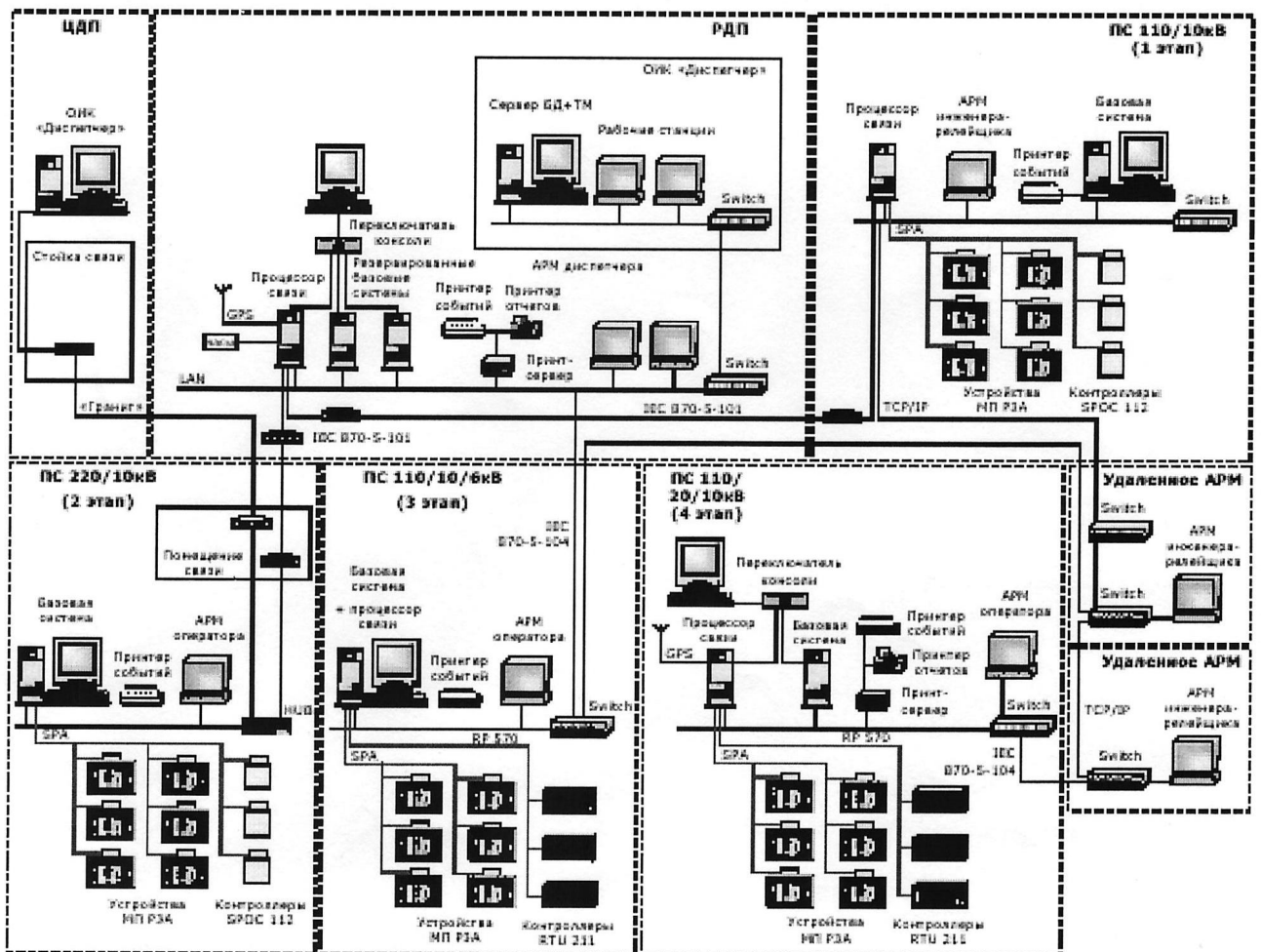
Интеграция с другими системами:

- АСУ верхнего уровня (InTouch)
- SQL сервер
- АСКДГ, АСКУЭ, ТМ

В проекте применена структура ПТК с горячим резервированием базовых серверов, выделенными процессорами связи и несколькими операторскими АРМ. АРМ начальника смены электроцеха (НСЭ) используются для оперативного контроля и управления электротехническим оборудованием, находящимся в ведении НСЭ, и анализа ретроспективной и отчетной информации. АРМ инженера-релейщика и начальника ЭТЛ используются для просмотра и изменения уставок терминалов МП РЗА, а также анализа информации о действии защит (осциллограмм, событий). В качестве АРМ системного инженера АСУ, обеспечивающих функции конфигурирования, администрирования и диагностики ПТК, используются базовые серверы. Резервированный оперативный сегмент ЛВС АСУ электрической части подключен к обще станционной ЛВС через коммутатор.

Стыковка с другими системами автоматизации (выдача оперативной информации и архива событий в АСУ верхнего уровня, обмен данными с подсистемами ЛСКДГ, АСКУЭ, телемеханики) выполнена посредством шлюзового ПО, разработанного поставщиками данных систем совместно с «АББ Автоматизация». Для связи с низовыми устройствами в основном используется шина LON (1.25Мбит/с), среда передачи - оптоволоконные кабели. Как элементы верхнего уровня ПТК, так и низовые устройства синхронизируются с астрономическим временем от сигналов системы GPS- сигналы (ТС, ТИ, ТУ), не обеспечиваемые терминалами РЗА, вводятся в систему через терминалы УСО REC561 и RTU211.

Интегрированная АСУТП подстанций и АСДУ электрических сетей



Объект автоматизации

- 1 этап (пс 110/10 кВ):
 - ОРУ-10 кВ, 2ВЛ-110кВ
 - трансформаторы 110/10 кВ: 2
 - КРУ-10 кВ - 50 присоединений
 - Щ-0.4кВ собственных нужд
- 2 этап (пс 220/10 кВ):
 - ОРУ-220кВ, 2 ВЛ-220кВ
 - трансформаторы 220/10 кВ: 2
 - ЗРУ 10кВ - 10 присоединений
 - Щ-0.4кВ собственных нужд
- 3 этап (пс 110/10/6кВ):
 - КРУЭ-10 кВ, 6 ВЛ-110кВ
 - трансформаторы 110/10 кВ: 2
 - трансформаторы 110/10/6кВ: 2
 - КРУ-10 кВ - 55 присоединений

- КРУ-6кВ - 6 присоединений
- Щ-0.4кВ собственных нужд
- 4этап(пс 110/20/10кВ):
- КРУЭ-110кВ,6ВЛ-110кВ
- трансформаторы 110/20/10кВ: 2
- ВДТ 10кВ:2
- КРУ-20кВ - 24 присоединения
- КРУ-1 0кВ - 29 присоединений
- Щ-0.4кВ собственных нужд

Характеристики системы

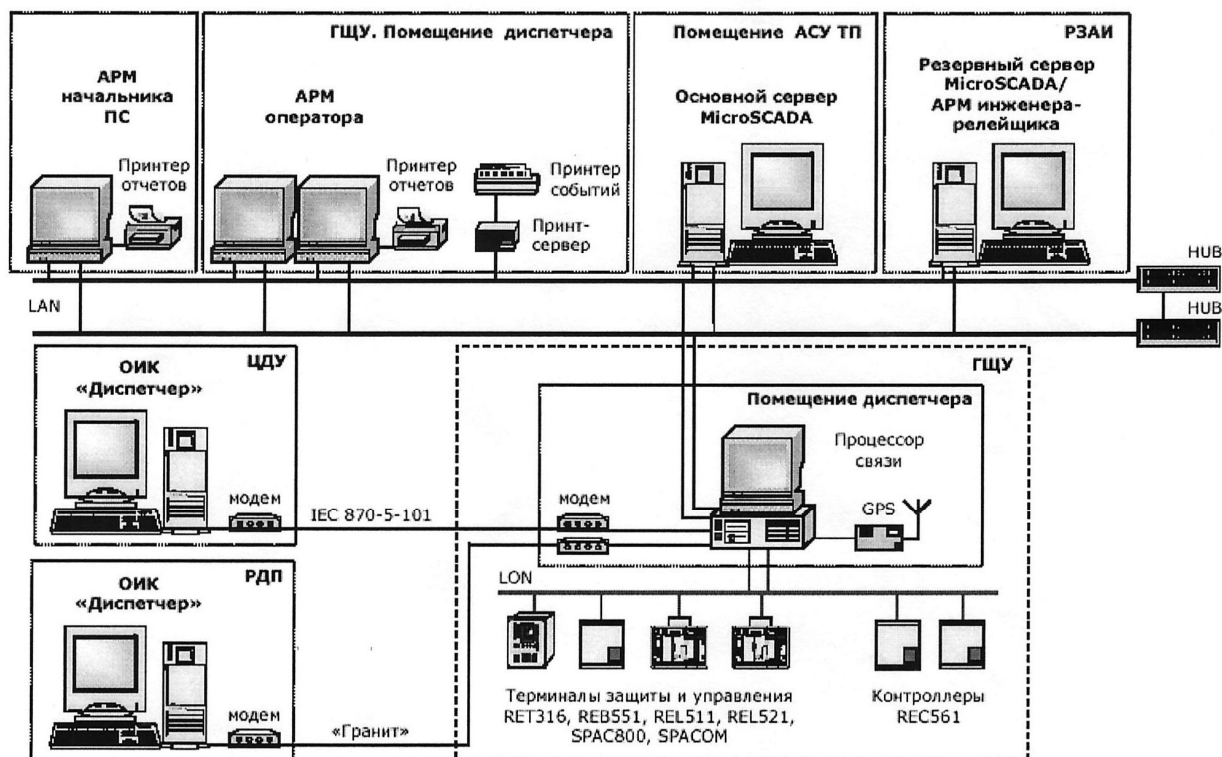
- 4 подстанции, 1 диспетчерский пункт и 2 объекта с удаленными АРМ
- Терминалы МП РЗА:
REL511, REL551, RET316M, REJ527, SPAC800, SPACOM 1xx, SPACOM 3xx
- Контроллеры: SPOC112, RTU211
- Количество низовых устройств: 300
- Общее количество сигналов: 9400
- Количество операторских АРМ: 8
- Базовые серверы с горячим резервированием на уровне РДП
- Интеграция с другими системами:
ОИК "Диспетчер" ("Гранит", ГСС 870-5-101), Телеканал-М
- Ввод в эксплуатацию:
 - 1 этап - 1998г.
 - 2 этап - 2000г.
 - 3 этап - 2000г.
 - 4 этап - запланирован в 2002г.

Система охватывает как уровень подстанций, так и уровень РДП.

На уровне подстанций для связи базового сервера или процессора связи с низовыми устройствами в основном используется протокол SPA-bus, среда передачи - оптоволоконные кабели.

Связь между подстанциями и ДП осуществляется по протоколу "Гранит" посредством программно-технического комплекса Unicon и по протоколу ИЕС- 870-5-101 посредством коммуникационного ПО COM500.

АСУТП подстанции 500 кВ



Объект автоматизации

- ОРУ-500кВ, 3 ВЛ-500кВ
- ОРУ-220кВ, 2 ВЛ-220кВ
- Автотрансформатор 500/220/35кВ
- ПС 110 кВ
- ТСН 35/0.4кВ
- Щ-0.4кВ собственных нужд

Характеристики системы

Терминалы МП РЗА:

REL511, REL521, REB551, REB500, REB103, RET316*4, SPAC800, SPACOM 1xx, SPACOM 3xx

- Контроллеры: REC561
- Количество низовых устройств: 31
- Общее количество сигналов: 2800
- Количество операторских АРМ: 4
- Базовые серверы с горячим резервированием
- Резервирование ЛВС
- Интеграция с другими системами:

ОИК "Диспетчер" ("Гранит", ИЕС 870-5-101)

На подстанции представлен широкий спектр терминалов МП РЗА производства АББ различного назначения. В АСУТП подстанции применена структура ПТК с горячим резервированием базовых серверов, выделенным процессором связи и несколькими операторскими АРМ. Элементы верхнего уровня объединены в резервированную ЛВС.

Для связи с низовыми устройствами используется шина LON, среда передачи - оптоволоконные кабели.

Приемник сигналов GPS обеспечивает синхронизацию ПТК с астрономическим временем. Для ввода в систему сигналов (ТС, ТИ, ТУ) и выполнения дополнительных функций автоматики, не обеспечиваемых терминалами РЗА, применяются терминалы REC561.

Связь с вышестоящими ДП осуществляется по протоколу "Гранит" посредством ПТК Unicon и по протоколу IEC-870-5-101 посредством ПО COM500. Система MicroSCADA применяется более 15 лет.

К настоящему времени установлены и эксплуатируются более 2000 одно- и многоуровневых систем диспетчерского управления более чем в 80 странах мира. В России насчитывается около 50 внедрений MicroSCADA. Опыт эксплуатации показывает обоснованность и целесообразность внедрения систем автоматизации и диспетчерского управления на базе MicroSCADA.