

Внедрение системы телемеханики и АСКУЭ на Киргизских ГЭС

О Заказчике

В настоящее время на ГЭС Киргизстана вырабатывается более 90% электроэнергии страны 19 ГЭС Республики вырабатывают более 2 900 тыс. кВт.

На трех из них: Курпсайской ГЭС (КГЭС), входящей в Каскад Токтогульской ГЭС (ТГЭС), Таш-Кумырская ГЭС и Шамалды-Сайской ГЭС (в составе Предприятия строящихся ГЭС), включая ОРУ-500 кВ ТГЭС в 2019 году была введена в эксплуатацию система телемеханики и АСКУЭ.

ГЭС входят в состав ОАО «Электрические станции» и расположены на реке Нарын, обладающей значительными энергетическими ресурсами.

Курпсайская ГЭС, установленной мощностью 800 МВт, была введена в эксплуатацию в 1981 году. В машинном зале станции установлены 4 вертикальных гидрогенератора типа СВ-1130/220-44УХЛ4 завода «Сибэлектротяжмаш» мощностью 200 МВт.

Месторасположение Таш-Кумырская ГЭС станции выбрано на границе Ленинского и Джаныджолского районов Жалалабадской области в 18 км от Курпсайской ГЭС. Выдача мощности в энергосистему осуществляется по двум ЛЭП-220 через ОРУ-220 кВ, которое расположено на левом берегу реки. Первый агрегат пущен в 1985 г., второй - в 1986 г., третий - в 1987 г., проектная установленная мощность станции 450 МВт.



Рис. 1. Каскад Токтогульской ГЭС

Тамалды-Сайская ГЭС, расположена на р. Нарын в 14 км от Таш-Кумырской ГЭС. Установленная мощность станции выбрана с таким расчетом, чтобы не только покрывать пики нагрузки, но и предельно утилизировать энергию водного потока даже в летнее время. Первый агрегат введен в 1992 г., пуск второго агрегата - в 1994 г., третий пущен в 1996 г., проектная установленная мощность станции 240 МВт.

Цели создания системы телемеханики

- повышение наблюдаемости электростанции и эффективности и надежности управления режимами работы ГЭС;
- повышение оперативности принятия решений персоналом диспетчерской и других технологических служб;
- повышение надежности электроснабжения потребителей, сокращение времени отключений;
- снижение потерь мощности в сети;
- обеспечение персонала ретроспективной технологической информацией для ее анализа;
- сокращение числа аварийных ситуаций в результате ошибочных действий персонала;
- усовершенствование структуры и средств диспетчерского управления в соответствии с организационной структурой и расширением решаемых задач с учетом современных требований к системам автоматизации.
- усовершенствование структуры и средств диспетчерского управления в соответствии с организационной структурой и расширением решаемых задач с учетом современных требований к системам автоматизации.

Система ТМ является иерархической и состоит из трех уровней:

- нижний уровень;
- средний уровень;
- верхний уровень.

Нижний уровень

Оборудование нижнего уровня системы ТМ выполняет сбор и передачу следующей информации:

- от измерительных трансформаторов тока (номинальный вторичный ток 1А или 5 А) на присоединениях и трансформаторов напряжения

(номинальное вторичное напряжение 100 В переменного тока) на секциях шин (сигналы ТИ);

- данные о положениях коммутационных аппаратов электротехнического оборудования (ЭТО) ГЭС в режиме реального времени (сигналы ТС).

Для сбора сигналов ТИ и ТС используются многофункциональные измерительные преобразователи типа SATEC PM130P и контроллеры присоединений БРКУ 2.0.

МИП предназначены для измерения параметров трехпроводных и четырехпроводных электрических сетей переменного трехфазного тока частотой 50 Гц (действующие значения токов, напряжений, активной, реактивной, полной мощности, частоты), преобразования их в кодированные сигналы и передачи результатов по интерфейсу RS-485. Они установлены в шкафах телемеханики «НЕВА-ТМ», в ячейках КРУ, ЗРУ.

МИП также собирают данные о положениях части коммутационных аппаратов ЭТО ГЭС (сигналы ТС), преобразуют их в цифровую форму и передают по интерфейсу RS-485.

Сигналы ТС, поступающие в МИП и БРКУ 2.0, также преобразуются в цифровую форму и по интерфейсу Ethernet передаются на сервер «НЕВА-СЕРВЕР».



Рис. 2. МИП SATEC PM130P

Средний уровень

Аппаратно средний уровень системы ТМ образуют шкафы телемеханики «НЕВА-ТМ» и АРМ диспетчера. В шкафу телемеханики размещены контроллеры БРКУ 2.0 и «НЕВА-ТМ» (основной, резервный), оборудование связи (сетевые коммутаторы, преобразователи интерфейсов RS-485/Ethernet, Ethernet/ВОЛС) и сервер времени.

Контроллеры «НЕВА-ТМ» выполняют следующие функции:

- опрос МИП и прием данных от контроллера БРКУ 2.0;
- ретрансляция данных ТИ и ТС с метками единого времени на верхний уровень системы;
- прием команд телеуправления (ТУ) с верхнего уровня системы и их передачу на нижний уровень для исполнения в БРКУ.2.0;
- формирование аварийных, предупредительных, технологических сообщений;
- возможность индивидуальной установки апертуры для всех параметров ТИТ, передаваемых на верхний уровень;
- реализация алгоритмов замещения и оперативного дорасчета данных ТИТ;
- конфигурирование контроллера БРКУ 2.0;
- самодиагностика.

АРМ диспетчера обеспечивает:

- наглядное представление текущих значений параметров ТИТ, ТС;
- формирование команд ТУ;
- просмотр аварийных предупредительных, технологических сообщений;
- отображение результатов диагностики оборудования;
- печать отчетов по заданным параметрам.

Верхний уровень

Оборудование верхнего уровня в составе шкафа «НЕВА-СЕРВЕР» с дублированными серверами «СЕРВЕР-ТМ», сервером точного времени, и АРМ, с установленным специализированным ПО «СКАДА-НЕВА», выполняет следующие функции:

- сбор и хранение данных от оборудования среднего уровня ТМ;
- формирование команд ТУ на нижний уровень

- для включения и отключения оборудования;
- представление оперативной, отчетной и ретроспективной информации, визуализированной в виде мнемосхем, таблиц, графиков;
- автоматическое формирование аварийных сообщений;
- ведение журнала событий с фиксацией в нем всех отклонений от хода техпроцесса и действий оператора по ним, важных событий при нормальном ходе процесса;
- приём сигналов точного времени от сервера времени;
- защиту от несанкционированного доступа.



Рис. 3. Контроллер БРКУ 2.0

Цели создания системы АСКУЭ

До внедрения системы АСКУЭ на вышеназванных ГЭС использовались счетчики учета электроэнергии различных производителей и система автоматизированного коммерческого учета отсутствовала. Для внедрения АСКУЭ на ГЭС была выбрана компания «Системы и технологии» г. Владимир, которая является одной из ведущих по внедрению систем АИИС КУЭ и повышению энергоэффективности на промышленных предприятиях.

Цели создания системы:

- ввод в промышленную эксплуатацию современной АСКУЭ, позволяющей осуществлять расчеты на оптовом и розничном рынках электроэнергии.
- измерение количества электрической энергии, позволяющее определить величины учетных показателей, используемых в финансовых расчетах на оптовом рынке электроэнергии ОРЭ;
- контроль заданного режима потребления электроэнергии;

- снижение потерь и исключение возможности хищений электроэнергии;
- повышение эффективности использования энергетических ресурсов, на базе получаемой информации о потреблении электроэнергии;
- контроль за соблюдением графиков мощности;
- измерение количества электрической энергии, позволяющее определить величину учетных показателей.

Структура АСКУЭ

АСКУЭ является трёхуровневой компонентной информационно-измерительной системой с централизованным управлением и распределенной функцией выполнения измерений.

Первый уровень включает в себя измерительный компонент (ИИК) и выполняет функцию проведения измерений в точке учета на подстанции (ПС).

В его состав входят:

- счетчики электрической энергии СЭТ-4ТМ.03М., ПСЧ-4ТМ.05МК, ПСЧ-4ТМ.05МК.04, СЭБ-1ТМ.03. (производства Нижегородского научно-производственного объединения им. Фрунзе);



Рис. 4. Счетчик СЭБ-4ТМ.03

- измерительные трансформаторы тока и напряжения;
- вторичные измерительные цепи;
- технические средства приема-передачи данных и канала связи (каналообразующая аппаратура).

Второй уровень включает в себя вычислительный компонент ИВКЭ, состоящий из контроллера УСПД СИКОН С70 и технических средств приема-передачи данных (модемы и каналообразующая аппаратура), размещаемых непосредственно на ГЭС.

Контроллер СИКОН С70 обеспечивает в автоматическом режиме:

- сбор результатов измерений от счётчиков по цифровому интерфейсу RS-485;
- сбор данных о состоянии средств и объектов измерений от счётчиков и контроллеров ТС по цифровым интерфейсам;
- обработку результатов измерений в соответствии с параметрированием контроллера;
- предоставление интерфейса доступа к собранной информации;
- синхронизацию времени, как в самом контроллере, так и в счетчиках электроэнергии, передающих информацию в этот контроллер;
- хранение данных;
- самодиагностику с фиксацией в «Журнале событий».

Третий уровень ИВК включает в себя информационно-вычислительный комплекс (размещается в ЦСОИ ОАО «Электрические станции» и ОРУ-500), состоящий из:

- сервера баз данных с установленным программным обеспечением (ПО) «Пирамида 2000»;
- автоматизированных рабочих мест (АРМ);
- технических средств приёма-передачи данных (каналообразующая аппаратура).

ИВК обеспечивает:

- периодический (1 раз в сутки) и (или) по запросу автоматический сбор результатов измерений электрической энергии;
- сбор данных о состоянии средств измерений со всех ИИК и УСПД, обслуживаемых данным ИВК;

- формирование и передачу результатов измерений и данных о состоянии средств измерений в XML-формате по электронной почте коммерческому оператору и внешними организациями с электронной подписью;
- хранение не менее 3,5 лет результатов измерений, данных о состоянии объектов измерений, данных о состоянии средств измерений в «Журнале событий»;
- возможность масштабирования долей именованных величин количества электроэнергии;
- синхронизацию времени в ИВК и коррекцию времени в счетчиках электроэнергии, передающих информацию в данный ИВК;
- расчеты потерь электроэнергии от точки измерений до точки поставки в случае использования данных от АСКУЭ в качестве замещающей информации либо для расчета величины сальдо перетоков электроэнергии по внутреннему сечению коммерческого учета;
- аппаратную и программную защиту от несанкционированного изменения параметров и любого изменения данных;
- конфигурирование и параметрирование технических средств и программного обеспечения ИВК.

Средства передачи данных и каналы связи

На Курп-Сайской, Таш-Кумырской и Шамалды-Сайской ГЭС обеспечивается резервирование каналов передачи данных. В качестве основного канала используется существующая корпоративная сеть ОАО «Электрические Станции». В качестве резервного – канал GSM/CSD. Для основного и резервного каналов использовать разные устройства передачи данных.

На удалённых объектах Таш-Кумырской ГЭС в качестве основного канала использовать канал GSM/GPRS. Доступность канала связи обеспечивается встроенным в счётчик GSM-модемом.

Для организации внешних (основного и резервного) каналов связи с существующими серверами ТМ и АСКУЭ управления ОАО «Электрические станции» проложены по два кабеля типа «витая пара» от серверов ТМ и АСКУЭ до шкафа связи в помещении связи на ГЩУ.

Итоги внедрения системы телемеханики и АСКУЭ

Благодаря использованию системы на ГЭС значительно повысилась наблюдаемость станций и надёжность управления режимами работы объектов.

Теперь на ГЭС существенно упрощён контроль учета электроэнергии и ее качества, так как абсолютно все данные оперативно выводятся на мониторы диспетчерского персонала.