

«АСУТП паротурбинной установки Вологодской ТЭЦ на базе ПТК «САРГОН»

Выпуск 8'2001

*Крайнов В.К., Шамко В.Н. (Центроэнергочермет), Иванов А.Г. (Вологодская ТЭЦ),
В.А. Менделевич, Д.Б. Палицын (ЗАО «НВТ-Автоматика»*

В статье рассмотрены проблемы, возникающие при автоматизации основных энергетических установок ТЭЦ с поперечными связями, и их типовые решения при использовании программно-технического комплекса «САРГОН». Статья обобщает опыт внедрения АСУТП ТГ-2 Вологодской ТЭЦ.

В период с июля 2000 г. по март 2001 г. ЗАО «НВТ-Автоматика» разработало, поставило и внедрило в эксплуатацию полнофункциональную АСУТП турбогенератора ст. № 2 Вологодской ТЭЦ на базе программно-технического комплекса (ПТК) «САРГОН». ПТК «САРГОН» прошел экспертизу РАО ЕЭС России и рекомендован для внедрения на ТЭС России информационным письмом Департамента стратегии развития и научно-технической политики № 09-02-99 (ТП) от 27.09.99 г.

Работы были выполнены по результатам конкурса, проведенного ЦЕНТРЭНЕРГО.

Агрегат состоит из паровой турбины ПТ-12/13-3,4/1,0-1, производства ОАО «Калужский турбинный завод», генератора ТАП-12-2/6.3 УЗ, производства ОАО «Электросила», и соответствующего вспомогательного оборудования. Турбина имеет производственный и отопительный регулируемые отборы пара и два нерегулируемых отбора (для регенеративного подогрева питательной воды).

Монтаж и наладку оборудования полевого уровня (датчики, шкафы КИП, сборки РТЗО и т.п.) выполнило ОАО «Интехмонтаж» (г. С.-Петербург). Техническое задание и рабочий проект согласовывались с генпроектировщиком ТЭЦ – ОАО «Севзапвнипиэнергопром».

При создании системы были решены технические и организационные проблемы, характерные для автоматизации энергетических установок действующих ТЭЦ с поперечными связями.

Основные характеристики АСУТП ТГ-2

АСУТП создавалась как интегрированная иерархическая система централизованного контроля и распределенного управления. АСУТП построена по объектному принципу, согласно которому каждый контроллер осуществляет управление элементами объекта, тесно связанными по технологии и, как правило, расположенными в непосредственной близости друг от друга.

АСУТП обрабатывает более 117 аналоговых параметров (с учетом резервирования), управляет более чем 80 исполнительными устройствами, реализует 7 систем регулирования и 17 технологических защит. Общее количество входных и выходных сигналов превышает 750.

Структура АСУТП ТГ-2 Вологодской ТЭЦ представлена на рис. 32.

Управление оборудованием осуществляется с автоматизированного рабочего места (АРМ) оператора-машиниста, расположенного на щите управления (ЩУ) непосредственно в машинном зале станции. Контроль и управление осуществляются машинистом с дисплея через набор графических форм. Главная мнемосхема АСУТП ТГ-2, характеризующая работу установки в целом, показана на рис.33.

На ГЩУ ТЭЦ рабочее место начальника смены станции (НСС) оборудовано компьютером, работающим в информационном режиме.

АСУТП реализует три режима управления:

- автоматизированный (основной);
- дистанционный - машинистом с АРМ;
- местный – с местных щитов, установленных в непосредственной близости от исполнительных устройств (используется только для выполнения ремонтно-наладочных работ).

Для аварийно-резервного управления АРМ оператора оборудован щитком, на котором размещены кнопка аварийного останова и кнопка пуска аварийного маслососа. При нажатии на кнопку аварийного останова специальная релейная схема обеспечивает немедленный останов турбогенератора, независимо от состояния программно-технического комплекса и режимов управления исполнительных устройств.

ПТК системы, представляющий собой совокупность средств вычислительной техники АРМ и шкафов микропроцессорных контроллеров с установленным программным обеспечением, был поставлен в виде законченного комплекса, состоящего из элементов, прошедших двойное тестирование: автономное - после изготовления или покупки и комплексное — на полигоне в составе ПТК системы

Используемые в системе микропроцессорные контроллеры МФК (производства ГК «Текон», г. Москва) рассчитаны на непрерывную круглосуточную эксплуатацию и приспособлены для непосредственного приема сигналов $\sim 220\text{В}$, сигналов от термосопротивлений и термопар. Каждый модуль УСО оснащен индивидуальным процессором, что обеспечивает высокую скорость и точность преобразования (0,2% при опросе в 30 мс). Унифицированные аналоговые входы и выходы всех типов имеют индивидуальную гальваническую развязку, дискретные и температурные входы – групповую по 8 каналов.

АРМ обеспечивает единообразие выполнения операций по управлению объектами всех уровней: от исполнительного устройства до установки в целом.

АСУТП, построенная на ПТК «САРГОН», является проектно-компонентной и свободно-программируемой системой.

АСУТП построена таким образом, что при временном отказе одного из контроллеров турбогенератор может в течении нескольких часов функционировать в установившемся режиме работы или быть безаварийно остановлен.

Перечень и качество выполнения функций системой полностью соответствуют требованиям отраслевого РД на программно-технические комплексы. Для обеспечения высокой надежности в АСУТП осуществляется комплекс мер, охватывающий все уровни и компоненты системы. По качеству выполнения функций защит система соответствует РД на микропроцессорную реализацию защит и международным стандартам безопасности для теплоэнергетического оборудования (пятому классу).

Контроллеры в шкафах установлены в машинном зале в непосредственной близости от автоматизируемого оборудования.

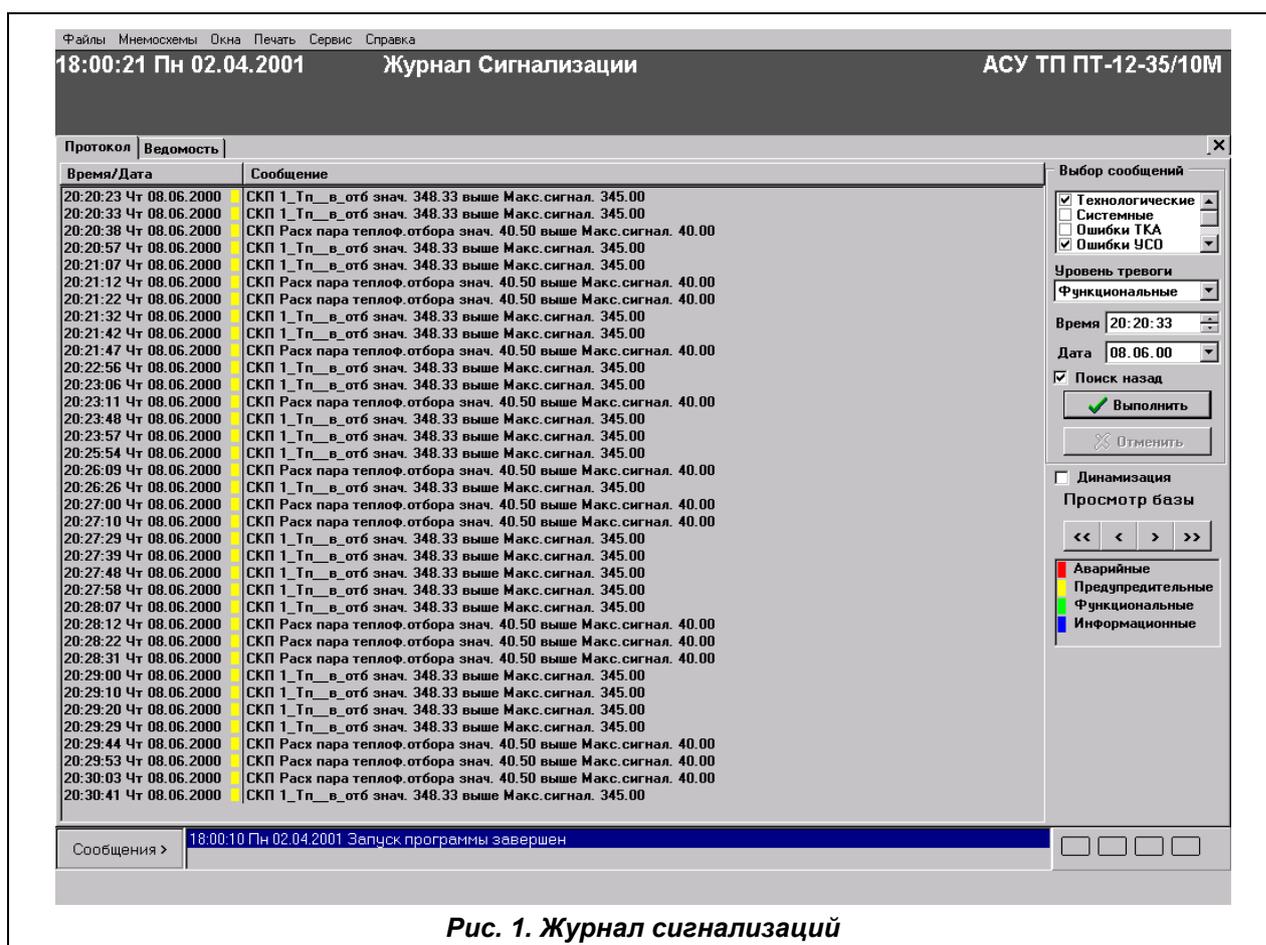


Рис. 1. Журнал сигнализаций

Функции, выполняемые АСУТП

В соответствии с техническим заданием (ТЗ) на систему и отраслевыми требованиями к АСУТП, предлагаемая система реализует следующие группы функций: информационные, управляющие и сервисные.

Управляющие функции:

- дистанционное управление исполнительными устройствами;
- технологические защиты и блокировки, включая АВР;
- автоматическое регулирование;
- функционально-групповое (программно-логическое) управление, включая автоматизированный пуск и останов турбогенератора в режиме управления или совета.

Информационные функции:

- сбор и первичная обработка информации;
- представление информации оператору;
- технологическая сигнализация (журнал сигнализации АСУТП ПТ-12 показан на рис. 35);
- регистрация событий;
- регистрация аварийных ситуаций (РАС);
- анализ действия защит (АДЗ);

- диагностика состояния технологического оборудования;
- обработка, архивирование и представление ретроспективной и нормативно-справочной информации (Рис.36);
- контроль действий оператора, контроль несанкционированного вмешательства;
- документирование;
- расчет технико-экономических показателей работы установки.

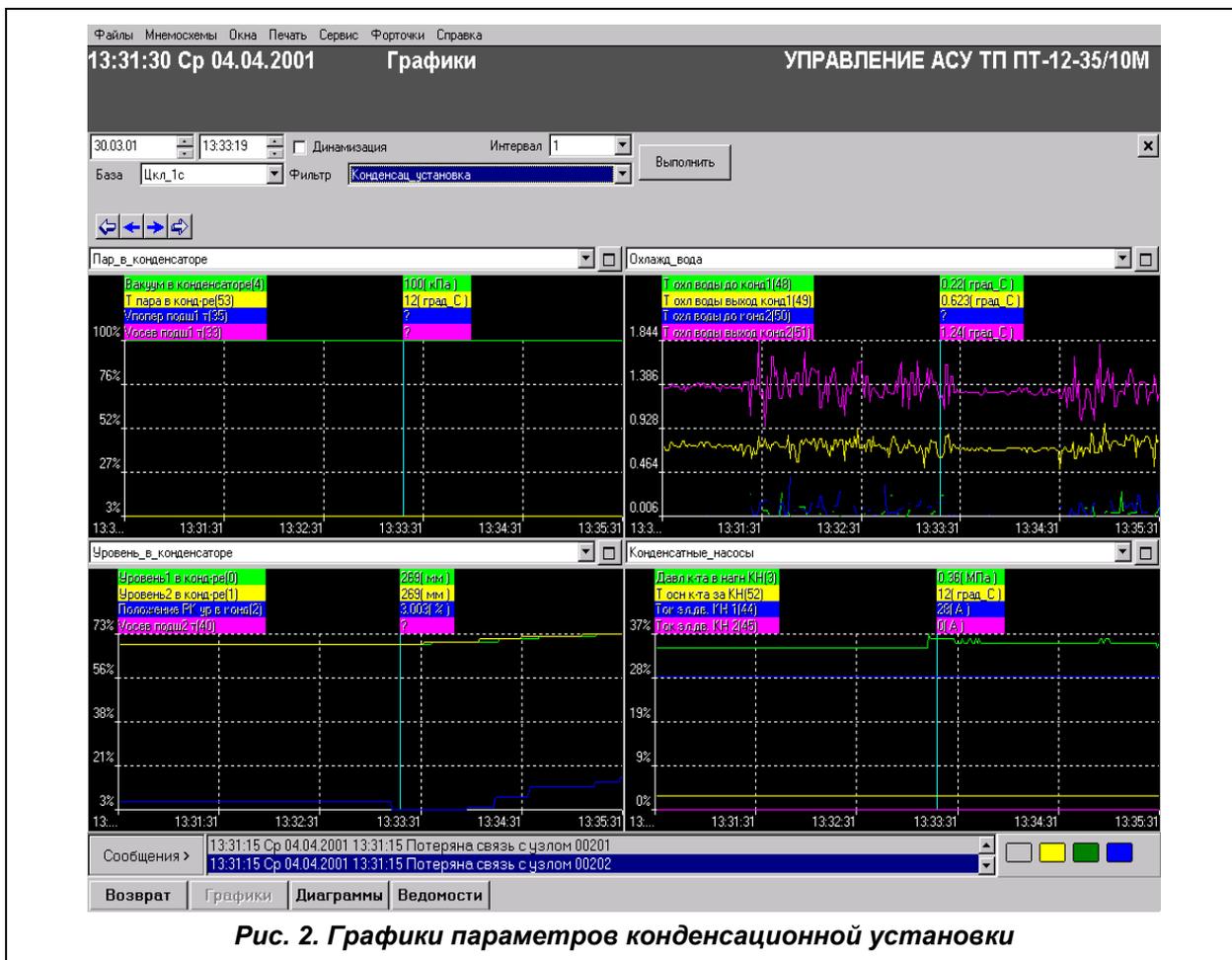


Рис. 2. Графики параметров конденсационной установки

Сервисные функции:

- контроль и диагностика состояния элементов АСУТП;
- настройка элементов ПТК и управление их функционированием (с АРМ инженера АСУТП).

Перечень и содержание поименованных функций соответствуют отраслевым техническим требованиям.

Типовые проблемы и их решения

При создании АСУТП ТГ-2 Вологодской ТЭЦ потребовалось решить несколько серьезных проблем, типичных для автоматизации подобных энергетических установок. Решение этих проблем было найдено в достаточно общем виде, чтобы их можно было использовать при автоматизации типовых установок ТЭС с поперечными связями.

Неподготовленность турбоустановки для автоматизации

Несмотря на то, что автоматизировалась новая турбоустановка, внесение изменений в технологическую схему, требуемых для эффективной автоматизации, оказалось

невозможным, т.к. проект в технологической части был завершен, а турбина, вспомогательное оборудование и арматура – уже закуплены.

Основными проблемами неготовности установки для автоматизации и пути их решения были следующими:

1. Недостаточная электрифицированность арматуры – несмотря на большое количество установленных приводов, несколько единиц арматуры, необходимых для автоматизированного пуска, остались не электрифицированы, например, байпас ГПЗ. Требуемая электрификация арматуры была произведена в процессе внедрения АСУТП.
2. Нерабочая зона характеристик клапанов регуляторов уровня в конденсаторе и ПНД – выбранный диаметр трубопровода и тип регулирующего клапана не обеспечивал работу регулятора уровня в ПНД (во всех режимах) и регулятора уровня в конденсаторе в пусковых режимах. Для эксплуатации регулятора уровня в рабочем диапазоне в пусковых режимах было подобрано соответствующее положение задвижки на линии рециркуляции. Необходимость в регуляторе уровня в ПНД отпала после перевода турбины на работу в режиме пониженного вакуума.

Проблемы КИПиА

В части КИПиА также возникло много проблем:

1. Датчики, поставленные комплектно с турбиной, имели выход 0...5 мА, что было особенно нежелательно ввиду использования этих сигналов в защитах. К сожалению, жесткие сроки внедрения не позволили модернизировать преобразователи на формирование выхода 4...20 мА (все использовавшиеся датчики имели такой вариант исполнения), поэтому пришлось перенормировывать модули УСО на прием сигналов диапазона 0..5 мА.
2. Схема управления дистанционным выключателем турбины (ДВТ), поставленная КТЗ, имела низкую надежность, т.к. не обеспечивала эффективное гашение дуги $\approx 220\text{В}$. После выгорания нескольких концевиков схема управления ДВТ была изменена в соответствии с предложением «НВТ-Автоматика», что полностью решило проблему.
3. Концевые выключатели стопорных клапанов, поставленные комплектно с турбиной, также стали источником проблем. Неудачная конструкция выключателей, не выдерживающих ударной нагрузки при срабатывании стопорного клапана, и сложность их настройки позволили монтажно-наладочной организации добиться их устойчивой работы только с четвертой попытки. Окончательным решением проблемы может стать только изменение конструкции концевых выключателей КТЗ.
4. Отсутствие измерений, необходимых для автоматизируемого пуска. Несмотря на значительное количество измерений (примерно вдвое большее, чем на аналогичном агрегате 1991 года выпуска), их недостаточно для эффективного автоматизированного пуска. В частности, оказалось необходимо добавить несколько измерений температуры для автоматизации контроля прогрева металла.
5. Отсутствие помещений для оборудования АСУТП

Шкафы и щиты управления прежней турбоустановкой располагались непосредственно в машинном зале. С учетом того, что на новой установке количество электроприводов и датчиков-преобразователей увеличилось примерно в 2 раза, серьезной проблемой стало размещение шкафов автоматики даже в машинном зале. Максимальная площадь, которую удалось выгородить для кондиционируемого помещения машинистов турбин, составили менее 8 м².

Оборудование АСУТП ТГ-2 было успешно размещено благодаря следующим особенностям ПТК «САРГОН» и принятым проектным решениям:

1. Наличие встроенных преобразователей сигналов ~220В и температуры позволило отказаться от использования шкафов промежуточных реле и преобразователей.
2. Высокая помехозащищенность и температурная устойчивость контроллеров МФК позволила разместить шкафы контроллеров непосредственно в машзале и отказаться от кросс-шкафа для сигналов арматуры.
3. Микропроцессорная реализация защит в ПТК «САРГОН» позволила отказаться от шкафов релейных защит.
4. Качество программного обеспечения позволило реализовать полнофункциональные АРМ машиниста турбин и АРМ инженера АСУТП на базе одних и тех же персональных компьютеров с отказом от дублирования дистанционного управления традиционными средствами.
5. Количество исполнительных устройств, управляемых из одного шкафа РТЗО, было доведено, в среднем, до 10-12 шт.

Сроки выполнения работ

Решение о создании АСУТП ТГ-2 было окончательно принято, когда до планового срока внедрения осталось менее полугода. Календарный план договора на создание АСУТП «под ключ» был расписан по дням. На весь комплекс работ от составления ТЗ до ввода в опытную эксплуатацию отводилось 135 дней.

Для того, чтобы уложиться в заданные сроки, было организовано параллельное выполнение этапов работ: проектирование началось за месяц до утверждения ТЗ, задание на заводы-изготовители оборудования были выданы за 1,5 месяца до окончания проектирования, в монтаж проектная документация передавалась в несколько этапов – по мере готовности. В результате, срок окончания работы удалось существенно сократить, но переделки, неизбежные при такой организации выполнения договора, увеличили объем проектных и монтажных работ не менее чем на 20%.

Ввод системы в эксплуатацию производился в несколько этапов. Характерной для полнофункциональных АСУТП особенностью при этом был опережающий ввод наиболее ответственных управляющих функций: защиты и основные блокировки ввели в работу, когда к АСУТП было подключено менее 30% объема контролируемых параметров и исполнительных устройств (остальные управлялись и контролировались по месту).

Отсутствие дежурного персонала АСУТП

Небольшая штатная численность Вологодской ТЭЦ не позволяет содержать дежурный персонал, обслуживающий АСУТП. Обслуживание осуществляют всего один инженер и руководитель группы АСУ, в подчинении которого находится также эксплуатация АСУП станции (АРМ бухгалтерии, отдела кадров, планового отдела и т.п.). Отсутствие дежурного персонала приводит к существенному увеличению времени восстановления системы после отказа. Проблема была решена путем резервирования ресурсов, достаточного для устойчивой работы агрегата в установившемся режиме в течение нескольких часов практически при любом одиночном отказе оборудования АСУТП.

Взаимодействие с локальными системами автоматики генератора

Генератор введенной установки также оснащен микропроцессорными системами автоматики, но, в отличие от турбины, на нем установлены 4 независимые локальные системы разных производителей:

1. РЗА поставлялась НПП «Экра», г. Чебоксары (Шкаф защит ШЭ 1113.11).
2. Система автосинхронизации - ООО «АСУ-ВЭИ» г. Москва (АС-М).
3. Система температурного контроля генератора (СТК) фирмы «Ракурс» г. С.-Петербург поставлялась комплектно с генератором.
4. Система электронного возбуждения генератора поставлялась АО «Электросила» г.С.-Петербург (ЩВ-2Е-40-УХЛ4).

АСУТП турбогенератора, созданная ЗАО «НВТ-Автоматика», реализует полный набор функций, включая защиты, автоматизированный пуск и предоставление информации ДИСу на ГЩУ. Т.к. турбина и генератор технологически неразрывно связаны, потребовалось установить взаимодействие с указанными системами:

1. Обмен информацией с РЗА производится по двум каналам: РЗА выдает АСУТП объединенный сигнал аварийного отключения генератора, а АСУТП в РЗА – «Аварийный останов турбины».
2. Стыковка с системой автосинхронизации выполнена через схему переключения, определяющую, какая из подсистем воздействует на задатчик скорости турбины. Схема размещена на ГЩУ.
3. Система температурного контроля генератора поставлялась комплектно с генератором «Электросила» (разработчик – фирма «Ракурс», С.-Петербург). Для обработки в АСУТП более 40 введенных в СТК аналоговых сигналов был организован цифровой канал связи между контроллером Omron, на котором построена СТК, и АРМ машиниста ТГ-2. Связь осуществляется по каналу RS-485.

Стоимостные ограничения

Одним из главных факторов, сдерживающих внедрение современных АСУТП на небольших энергетических установках, является высокая стоимость систем. При превышении известного порога в 10-15% от стоимости установки в целом, Заказчик, как правило, отказывается от АСУТП. Соотношение цена/качество, достигнутое в ПТК «САРГОН», позволило вписаться в жесткий ценовой диапазон при полноценной реализации всех функций.

Опыт внедрения

Организация – разработчик АСУТП должна привлекаться к созданию энергетической установки в начале проектирования технологической части. Это позволяет не только избежать излишней спешки при проектировании в части АСУТП и удорожания работ, но и обеспечить готовность установки к автоматизации. Особое внимание следует обращать на средства КИПиА, комплектуемые заводом-изготовителем энергетического оборудования.

Программно-технический комплекс «САРГОН» показал высокую надежность в работе. За время монтажно-наладочных работ и опытной эксплуатации АСУТП не отказал ни один модуль УСО - даже короткое замыкание на дискретном входе ~220В, возникшее из-за ошибки монтажа, не имело последствий. За время опытной эксплуатации турбогенератора в течение 5 месяцев остановов из-за отказов или сбоев в АСУТП не было.

Внедряемая система была легко освоена машинистами турбин. После небольшого обучения, проведенного на рабочем месте, машинисты начали активно использовать систему задолго до первого пуска турбины.

Заключение

Успешное внедрение АСУТП ТГ-2 Вологодской ТЭЦ подтверждает целесообразность комплексной автоматизации даже небольших энергетических установок.

Использование современных отечественных программно-технических комплексов позволяет получать системы хорошего качества по приемлемой цене.

ПТК «САРГОН» производства ЗАО «НВТ-Автоматика» может быть рекомендован в качестве такого программно-технического комплекса.