

Основные решения по построению АСУ ТП Северо-Западной ТЭЦ г. Санкт-Петербурга

**Костюк Р. И., Биленко В. А., кандидаты техн. наук, Уколов С. В.,
Харитонов М. В., Масленников А. Н., Грязнов И. Ю., инженеры**

ЗАО “Северо-Западная ТЭЦ” – ЗАО “Интеравтоматика”

Северо-Западная ТЭЦ Санкт-Петербурга занимает принципиальное место в развитии российской энергетики в последнее десятилетие. Это первая в России и в странах СНГ электростанция с бинарными парогазовыми установками (ПГУ) чисто утилизационного типа. Использование этой передовой технологии предопределило необходимость высокого уровня автоматизации технологических процессов и, как следствие, оснащение ПГУ современной микропроцессорной АСУ ТП с

полным охватом функций контроля и управления и использованием видеомониторов в качестве основного операторского интерфейса.

Проектирование и принятие принципиальных решений по АСУ ТП этой ПГУ относятся к началу 90-х годов (1991 – 1992 гг.), когда проектные стандарты еще не были ориентированы на широкое применение распределенных микропроцессорных систем. Несмотря на это, руководство станции и участвующие в создании ТЭЦ организации “по-

шли еще дальше”: было решено оснастить микропроцессорными системами не только энергоблок, но и общестанционные вспомогательные системы (ОВС), а видеомониторы использовать в качестве основного средства деятельности персонала и на БЩУ, и на ЦЩУ. Таким образом, впервые на пространстве бывшего Советского Союза была поставлена задача оснащения вновь строящейся электростанции единой взаимосвязанной интегрированной АСУ ТП, обеспечивающей контроль и управление всем оборудованием ТЭЦ.

Первостепенное значение этот проект имел и для ЗАО “Интеравтоматика”. Ее будущие сотрудники, еще работая в ВТИ, в 1991 – 1993 гг. совместно со специалистами ВТИ и других организаций принимали активное участие в разработке технических требований и основных положений по АСУ ТП Северо-Западной ТЭЦ, которые затем были реализованы в проекте АСУ ТП блочного и станционного уровней. Сами же эти проекты стали первыми крупными проектами вновь созданного предприятия, и в рамках работы над ними вырабатывались те решения по автоматизации российского энергетического оборудования, которые затем были широко применены и развиты во многих дальнейших проектах, часть которых была реализована ранее ввода в эксплуатацию первого энергоблока Северо-Западной ТЭЦ.

Особенности задач управления. Первая очередь Северо-Западной ТЭЦ включает в себя два идентичных энергоблока ПГУ-450Т и общестанционное оборудование. Первый блок был введен в эксплуатацию в декабре 2000 г., время ввода второго блока пока не определено. Каждый блок состоит из двух газовых турбин V.94.2 фирмы Siemens и связанных с ними двух котлов-утилизаторов (КУ) П-90 ЗиО (каждая ГТУ со своим котлом-утилизатором образует своеобразный полублок); паровой турбины Т-150-7,7 ЛМЗ с блочной теплофикационной установкой; оборудования конденсатно-питательного тракта; БОУ; трех однотипных электрогенераторов (Завод “Электросила”), два из которых (ТФГ-160-2УЗ) подключены к газовым турбинам и один (ТФП-160-2УЗ) к паровой турбине электрооборудования собственных нужд. В общестанционное оборудование входят: ОРУ 330 и 110 кВ, общестанционное теплофикационное оборудование, система технического водоснабжения, испарительная установка, химводоочистка (ХВО), очистные сооружения, паровая котельная низкого давления.

Упрощенная технологическая схема ПГУ-450Т как объекта автоматизации, количественные данные по входным и выходным сигналам АСУ ТП блочного и станционного уровней и их структурные схемы, организация разработки АСУ ТП изложены в [1]. В данной статье основное внимание уделено особенностям решения задач управления блочного и станционного уровней и характери-

кам разработанных и внедренных АСУ ТП как единой интегрированной АСУ ТП ТЭЦ.

Основными технологическими решениями, определяющими сложность и нестандартность задач управления ПГУ-450Т, явились:

использование чисто утилизационной (без сжигания топлива перед котлом) схемы ПГУ без байпасной дымовой трубы, что приводит к технологической взаимосвязи ГТУ и расположенного за ней котла-утилизатора, да и в целом к тесной связи газотурбинной и паросиловой частей энергоблока;

дубль-блочная структура объекта управления, определяющая многообразие стационарных и, в особенности, нестационарных режимов работы оборудования;

наличие теплофикационной установки (ТФУ) сложной схемы, включающей в себя последовательно соединенные четыре подогревателя сетевой воды, два из которых являются горизонтальными (ПСГ) и питаются паром из отборов турбины, а два последующие (по тракту сетевой воды) – вертикальными (ПСТВ) и могут питаться паром как с выхода ЦВД (первый из них), так и от редукционных установок высокого (БРОУ ВД) и низкого (РУ НД) давлений (оба подогревателя). Предусмотрена также возможность работы энергоблока с теплофикационной нагрузкой при отключенной паровой турбине с параллельной схемой соединения ПСТВ, в каждый из которых подается пар и от БРОУ ВД, и от РУ НД одного из котлов-утилизаторов;

наличие на одном энергоблоке трех электрогенераторов, нагрузка одного из которых (паровой турбины) напрямую зависит от нагрузок двух других (газовых турбин).

Использование чисто утилизационной схемы обуславливает следующие особенности построения алгоритмов управления:

в связи с экономической целесообразностью работа паровой турбины в режиме скользящего давления с практически полностью открытыми клапанами высокого и низкого давлений, изменение нагрузки в статике обеспечиваются только изменением нагрузки газовых турбин, а воздействие на клапаны паровой турбины может быть использовано для улучшения динамических показателей переходного процесса и лишь при уменьшении нагрузки;

срабатывание защиты на останов КУ ведет к останову ГТ и наоборот;

динамические характеристики пуска и останова КУ полностью определяются организацией режима соответствующей ГТУ.

Особенности схем ПГУ-450Т и теплофикационной установки определяют режимы ее эксплуатации, среди которых возможны:

работа как с двумя газовыми турбинами (блочный режим), так и с одной (полублочный режим), а также работа без ПТ;

обеспечение паром ТФУ как из отборов паровой турбины, так и из котла через РОУ ВД и РУ НД;

пуски и остановки ПГУ с одной и двумя ГТУ;

пуск блока по "медленной" технологии (ГТУ – ПТ – ГТУ) или по "быстрой" (ГТУ – ГТУ – ПТ);

подключение одной ГТУ к работающему блоку и отключение ГТУ от него при различных схемах работы ТФУ;

останов ПТ с переводом пара на ТФУ и соответствующим изменением технологической схемы и пуск ПТ паром от ТФУ с восстановлением основной схемы ТФУ.

В части автоматического регулирования наибольшую сложность вызывают:

автоматические системы регулирования (АСР) уровней в барабанах высокого и низкого давлений, логика управления которыми должна предусматривать автоматическое изменение структур регуляторов и уставок по уровням в трехминутном интервале времени пуска газовой турбины для учета резкого роста уровня воды вследствие практически мгновенного появления 40% номинального расхода газов и чисто конвективного характера испарительных поверхностей;

управление РОУ ВД и РУ НД, с помощью которых обеспечиваются требуемые параметры при пуске и останове котлов-утилизаторов, регулирование теплофикационной нагрузки при использовании ПСВ и выполнение стандартных "стерегущих" функций в остальных режимах;

взаимосвязанное регулирование основных параметров конденсатно-питательного тракта: уровней в конденсаторе и деаэраторе, давления перед конденсатными насосами второй ступени, расходов воды перед ГВП;

непрерывные программы нагружения газовых и паровой турбин, взаимосвязь их как между собой, так и с программами поддержания давления.

Система логического управления построена по иерархической структуре с нефиксированным числом уровней и ориентирована на управление ПГУ на всех штатных режимах ее работы. Верхний уровень в этой структуре занимает шаговая программа (ШП) пуска-останова ПГУ, обеспечивающая координацию работы основных агрегатов установки в зависимости от реализуемого режима. На следующем, втором сверху, уровне логического управления расположены ШП заполнения конденсатного тракта и пуска-останова ГТУ, КУ, ПТ и ТФУ. На более низких иерархических уровнях реализуются логические устройства управления отдельными группами оборудования, такие как АВР и отключаемые блокировки, а также ШП пуска-останова групп оборудования, например, маслосистемы смазки ПТ, эжекторной системы, системы концевых уплотнений ПТ.

В алгоритмическом плане задачи управления оборудованием ОВС более просты, чем на блоке. Наиболее сложной из них является общестанцион-

ная теплофикационная установка. Алгоритмическая схема управления ею включает в себя ряд ШП и регуляторов многоконтурной структуры, обеспечивающих решение задач поддержания давлений в основных сечениях внутростанционного тракта сетевой воды и регулирования температуры прямой сетевой воды. ШП предусмотрены и для испарительной установки, ХВО и БОУ (последние также были отнесены к ОВС [1]). При построении АСУ ТП станционного уровня на первый план выходят реализационные проблемы, вызванные распределенностью объектов по территории ТЭЦ, необходимостью минимизации числа постов управления, взаимосвязанностью ОВС с оборудованием энергоблоков.

Структурная схема интегрированной АСУ ТП ТЭЦ. Структурная схема построения и размещения технических средств интегрированной АСУ ТП энергоблока № 1 и ОВС показана на рисунке. АСУ ТП энергоблока № 2, пока еще не пущенного в эксплуатацию, аналогична АСУ ТП энергоблока № 1 и на рисунке не показана. Нижний, контроллерный уровень АСУ ТП и блочного, и станционного уровней выполнен на одной и той же аппаратуре Teleperm ME (системы автоматизации AS 220 EA). Реализация верхнего уровня отличается в связи с разными сроками подписания контрактов.

Контракт на АСУ ТП блочного уровня был подписан летом 1993 г. и ориентирован [1] на применявшиеся в то время с аппаратурой Teleperm ME операторские станции OS265, дополненные информационной системой EXIS финской фирмы IVO. Контракт на АСУ ТП станционного уровня был подписан в конце 1995 г. Он мог уже ориентироваться на выпускаемую с этого года единую систему верхнего уровня OM650, обеспечивающую решение всех оперативных и постоперативных задач представления и обработки информации [2].

Компоновка контроллерных стоек AS 220 EA осуществлена по функциональному принципу. Для блочного уровня основной объем стоек размещен централизованно в помещении электроники блока: по три стойки для каждого КУ, четыре стойки для технологической зоны "вода – пар" (оборудование конденсатно-питательного тракта), пять стоек для ПТ, две стойки для ТФУ и три стойки для электрооборудования (ЭО), включающего в себя генератор ПТ и питание с.н. блока 6 и 0,4 кВ. Отдельно, в специальных контейнерах, размещенных рядом с самими ГТУ, расположены АСУ ТП каждой из ГТУ, включающие в себя как стойки AS 220 EA, так и ранее специально разработанный для реализации функции защит специализированный троированный вариант системы автоматизации AS 220 ENF. Все контроллерные стойки объединены магистральной шиной CS275 блочного уровня.

Контроллерный уровень АСУ ТП ОВС, хотя и состоит из значительно меньшего числа стоек, больше распределен по территории ТЭЦ. Централизованно, в помещении электроники ОВС, размещены только шесть стоек, обслуживающих электрические с.н. станции 6 и 0,4 кВ (одна стойка), испарительную установку (две стойки) и ТФУ станционного уровня (три стойки). Остальные контроллерные стойки расположены в удаленных от главного корпуса ТЭЦ помещениях (расстояния указаны на рисунке): циркуляционной (ЦНС), где реализовано управление системой технического водоснабжения (ТВ) – две стойки; здании релейных панелей (ЗРП) ОРУ – управление оборудованием ОРУ 330 и 110 кВ – две стойки; насосной горячей водоснабжения (ГВС) – две стойки. Все указанные помещения соединяются магистральной шиной CS275 общестанционного уровня, объединяющей расположенные в них стойки.

В общестанционной АСУ ТП организован также сбор информации от установок, АСУ ТП которых реализованы на аппаратуре “Техноконт” [1] или традиционных средствах. С этой целью в помещениях таких установок (БОУ; ХВО), где расположена объединенная АСУ ТП ХВО и очистных сооружений; паровой котельной (ПК) и маслоаппаратной размещены специальные контроллерные станции сбора и обработки информации ET 200, соединяемые шиной PROFIBUS DP с контроллерной стойкой AS 220 EA. Выбор для связи AS собственных нужд обусловлен тем, что большинство передаваемых сигналов характеризует работу системы электрических собственных нужд перечисленных ранее установок.

Для объединения контроллерных уровней АСУ ТП ОВС и каждого из блоков установлена стойка со шлюзами связи между их системами. Тем самым создана единая среда обмена информацией, позволяющая на любом элементе контроллерного, а соответственно и верхнего уровней соответствующей АСУ ТП (ОВС или блока) использовать информацию, введенную или рассчитанную в другой АСУ ТП (блока или ОВС). В части задач управления предполагается, что при вводе в строй блока № 2 в составе АСУ ТП ОВС будут реализованы общестанционные уровни регулирования электрической и теплофикационной нагрузок, и через шлюзы связи будет организован двусторонний обмен сигналами с блочными системами регулирования электрической и теплофикационной нагрузок.

Операторский интерфейс осуществляется с помощью автоматизированных рабочих мест оперативного персонала. В состав АСУ ТП энергоблока входят два расположенных на БЩУ в зоне управления соответствующим энергоблоком рабочих места операторов. Используются одно или оба (при необходимости подключения второго оператора в нестандартных ситуациях или режимах, требующих увеличенного объема оперативного

контроля и управления) рабочих места, оснащенных в сумме двумя операторскими станциями с тремя видеомониторами каждая, видеомонитором информационной системы, а также не показанными на рисунке большим экраном и резервным щитом. На БЩУ размещено также рабочее место начальника смены котлотурбинного цеха (КТЦ), оснащенное операторской станцией с двумя видеомониторами АСУ ТП ОВС и двумя (по одному на блок) видеомониторами информационных систем АСУ ТП энергоблоков.

Два рабочих места, соответственно начальника смены ТЭЦ (ДИС) и начальника смены электроцеха, размещены на ЦЩУ. Каждое из них оснащено операторской станцией с двумя видеомониторами АСУ ТП ОВС. Кроме того, на ЦЩУ расположен резервный щит управления общестанционным электротехническим оборудованием, также входящий в состав АСУ ТП ОВС.

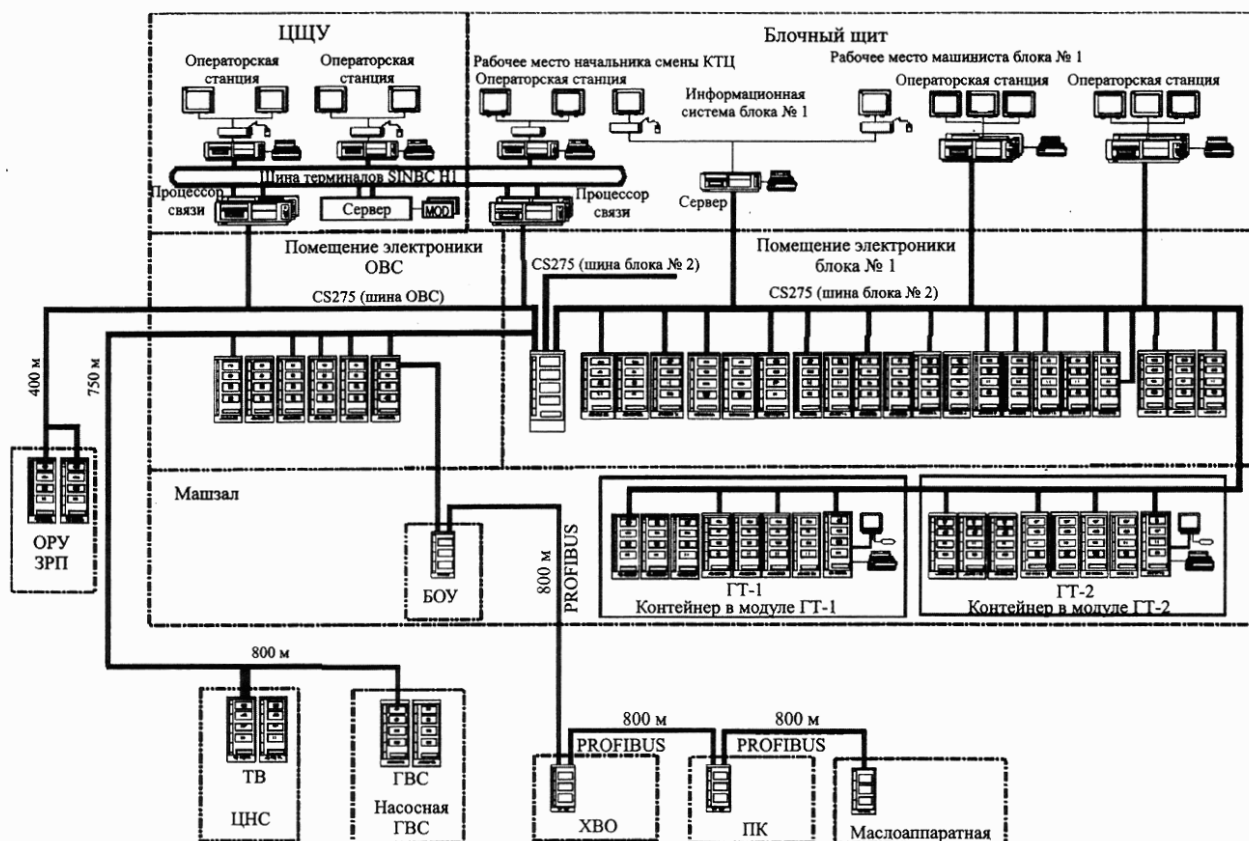
В проекте были предусмотрены также резервные панели управления системой технического водоснабжения (в помещении циркуляционной).

Опыт внедрения АСУ ТП. Несмотря на то, что проектирование АСУ ТП энергоблока № 1 и ОВС было завершено в 1996 г. и в этом же году было проведено полномасштабное тестирование изготовленных технических средств, в силу ряда обстоятельств наладочные работы были начаты только в 2000 г. и 22 декабря этого же года блок № 1 был введен в эксплуатацию.

По настоящее время блок из-за неготовности теплотрассы работает только в конденсационном режиме. Соответственно в состав пускового комплекса не вошло теплофикационное оборудование как блочного, так и станционного уровня.

При наладке оборудования энергоблока, а соответственно и его АСУ ТП, в процессе отработки технологических режимов и периферийного оборудования (датчики, арматура) потребовалось многократно изменять уставки защит, блокировок, сигнализации, а также скорректировать некоторые алгоритмы. Подробно организация наладочных работ по АСУ ТП энергоблока, достигнутые там результаты изложены в [3 – 5]. В целом же принятая ставка на высокий уровень автоматизации себя полностью оправдала, а большинство сложных алгоритмов управления: всережимные регуляторы, шаговые программы, отключаемые блокировки – были введены в эксплуатацию с небольшими корректировками.

Наладка АСУ ТП станционного уровня оказалась проще, в первую очередь, благодаря более простой и освоенной технологии процессов, хотя и здесь имелись проблемы с периферийным оборудованием. Наиболее интересным результатом явилось достижение высокой степени автоматизации электротехнического оборудования, а также определение оптимального распределения функций между аппаратными средствами нижнего



Структурная схема построения и размещения технических средств АСУ ТП энергоблока ПГУ-450Т

уровня и математическим обеспечением контроллеров. Обеспечение надежной автоматизации технологического оборудования позволило отказаться от резервного рабочего места на циркуляционной насосной.

Полностью оправдало себя и создание автоматизированных рабочих мест на ЦЩУ. Здесь наиболее важной оказалась организация сбора, обработки и передачи по цифровым каналам информации по всему электротехническому оборудованию ТЭЦ (рисунок).

Она осуществляется:

напрямую через контроллерный уровень АСУ ТП ОВС от ОРУ 330 и 110 кВ и общестанционных с.н.;

через шлюз связи с АСУ ТП энергоблока от его оборудования;

через шину интерфейсной связи PROFIBUS DP от оборудования соответствующих общестанционных установок.

Это позволило существенно увеличить объем информации, получаемой оперативным персоналом электроцеха, по сравнению с традиционным приборным оснащением ЦЩУ, значительно упро-

стить оперативный и постоперативный анализ состояния электротехнического оборудования; накапливать, рассчитывать и автоматически передавать в ОДУ Северо-Запада требуемые отчетные сведения.

Список литературы

1. Костюк Р. И., Биленко В. А., Радин Ю. А. АСУ ТП Северо-Западной ТЭЦ на базе ПТК Teleperm ME. – Теплоэнергетика, 1997, № 10.
2. Свицерский А. Г., Херпель Х., Кишкин В. Л. Технические средства для автоматизации объектов энергетики. – Электрические станции, 2004, № 1.
3. Невзгодин В. С., Аристархова И. В. Опыт организации пусконаладочных работ при внедрении АСУ ТП энергоблока ПГУ-450Т Северо-Западной ТЭЦ. – Электрические станции, 2003, № 4.
4. Опыт внедрения технологических функций АСУ ТП энергоблока ПГУ-450Т Северо-Западной ТЭЦ / Невзгодин В. С., Аристархова И. В., Мартюк С. А., Биленко В. А. – Электрические станции, 2003, № 4.
5. Результаты внедрения системы автоматического пуска котлов-утилизаторов блока ПГУ-450Т ЗАО "Северо-Западная ТЭЦ" / Невзгодин В. С., Лабути И. С., Масленников А. Н. и др. – Электрические станции, 2003, № 5.