

БЕЛОРУССКИЙ НАЦИОНАЛЬНЫЙ ТЕХНИЧЕСКИЙ УНИВЕРСИТЕТ

Факультет Энергетический

Кафедра Тепловые электрические станции

СОГЛАСОВАНО

Заведующий кафедрой

\_\_\_\_\_ Н.Б. Карницкий

— \_\_\_\_\_ 2017 г.

СОГЛАСОВАНО

Декан

\_\_\_\_\_ К.В. Доброго

— \_\_\_\_\_ 2017 г.

ЭЛЕКТРОННЫЙ УЧЕБНО-МЕТОДИЧЕСКИЙ КОМПЛЕКС ПО УЧЕБНОЙ  
ДИСЦИПЛИНЕ

Автоматизированные системы управления технологическими процессами  
электростанций

(название учебной дисциплины)

для специальности 1-53 01 04 «Автоматизация и управление

теплоэнергетическими процессами»

(код и наименование специальности (направления специальности, специализации))

Составители: проф. Кулаков Г.Т., доц. Кравченко В.В.

Рассмотрено и утверждено

на заседании Совета энергетического факультета «23» февраля 2017 г.,

протокол № 6

## ПЕРЕЧЕНЬ МАТЕРИАЛОВ

### 1. Теоретический раздел:

- «Автоматизированные системы управления технологическими процессами электростанций» – курс лекций;

### 2. Практический раздел:

- «Автоматизированные системы управления технологическими процессами электростанций» – практические задания и курсовые проекты;

### 3. Контроль знаний:

- «Автоматизированные системы управления технологическими процессами электростанций» – перечень вопросов, выносимых на зачет;

### 4. Вспомогательный раздел:

- «Автоматизированные системы управления технологическими процессами электростанций» – учебная программа для учреждения высшего образования.

## ПОЯСНИТЕЛЬНАЯ ЗАПИСКА

*Целью* разработанного электронного учебно-методического комплекса «Автоматизированные системы управления технологическими процессами электростанций» является приобретение студентами теоретических знаний в области автоматизированных систем управления технологическими процессами и практических навыков разработки АСУ ТП теплоэнергетических объектов.

Задачами дисциплины являются: ознакомление студентов с техническими данными и областями применения современных АСУ ТП теплоэнергетических объектов и процессов; изложение теоретических основ построения АСУ ТП ТЭС, приобретения практических навыков выбора и обоснования АСУ ТП конкретных теплоэнергетических объектов управления; расчет параметров оптимальной динамической настройки многоконтурных систем автоматического регулирования (САР), структурно-параметрическая оптимизация САР теплоэнергетических процессов, основные подсистемы АСУ ТП и их технические различия.

Полученные при изучении данного электронного учебно-методического комплекса знания предназначены для подготовки специалистов по эксплуатационной, проектно-конструкторской и исследовательской деятельности в области автоматизации технологических процессов теплоэнергетических объектов.

*Особенности структурирования и подачи учебного материала:*

- теоретическая часть включает в себя курс лекций по дисциплине «Автоматизированные системы управления технологическими процессами электростанций» и содержит 14 тем по 7 разделам учебной программы для

специальности 1-53 01 04 «Автоматизация и управление теплоэнергетическими процессами»;

- практическая часть состоит из примерных перечней тем практических занятий и курсовых проектов по дисциплине «Автоматизированные системы управления технологическими процессами электростанций»;

- раздел контроля знаний содержит вопросы к зачету;

- вспомогательный раздел содержит учебную программу по дисциплине «Автоматизированные системы управления технологическими процессами электростанций».

*Рекомендации по организации работы с ЭУМК:* Компьютерный файл не требует особых пояснений по эксплуатации. Для просмотра документов требуется установленные программы просмотра pdf- и djvu-файлов.

## ОГЛАВЛЕНИЕ

1 Курс лекций.....	6
1.1 Введение.....	6
1.2 Реализация и концепции построения АСУ ТП.....	14
1.3 Информационные подсистемы АСУ ТП.....	30
1.4 Технологические защиты теплоэнергетического оборудования.....	42
1.5 Автоматическое регулирование паровых котлов.....	54
1.6 Автоматизированная система диспетчерского управления частотой и перетоками мощности в энергосистеме.....	76
1.7 Автоматизация вспомогательных процессов и установок.....	79
1.8 Литература.....	88
2 Практические задания.....	91
2.1 Примерный перечень тем практических занятий по дисциплине «Автоматизированные системы управления технологическими процессами электростанций».....	91
2.2 Примерный перечень тем курсовых проектов по дисциплине «Автоматизированные системы управления технологическими процессами электростанций».....	91
3 Перечень вопросов к зачету.....	93
4 Учебная программа.....	95

**Электронный учебно-методический комплекс**

**Теоретический раздел**

**АВТОМАТИЗИРОВАННЫЕ СИСТЕМЫ УПРАВЛЕНИЯ  
ТЕХНОЛОГИЧЕСКИМИ ПРОЦЕССАМИ ЭЛЕКТРОСТАНЦИЙ**

**Курс лекций**

**Минск 2017 г.**

# 1 КУРС ЛЕКЦИЙ

## 1.1 Введение

Автоматизация остается одной из главных проблем промышленного производства и социальной сферы в различные периоды экономического развития современного общества. Со временем автоматизация становится все более широким понятием, включая в себя некоторые новые частные проблемы своего научного и технического развития: компьютеризацию, роботизацию и другие специальные или отраслевые представления. Однако смысл и ее основное назначение остаются неизменными – облегчение или вытеснение рутинного труда человека.

Трудоемкие процессы, связанные с производством и распределением тепловой и электрической энергии на современных ТЭС, в основном механизированы. Труд человека состоит в том, чтобы управлять машинами, механизмами и установками (перемещать регулирующие органы, включать или отключать оборудование и т.п.) и наблюдать за их работой непосредственно или по измерительным приборам.

Однако механизация (даже полная) круглосуточно работающего энергетического оборудования не избавляет человека от утомительного и однообразного труда по управлению основными и вспомогательными установками ТЭС, а что самое главное, не гарантирует их надежной и экономичной работы даже при высокой квалификации эксплуатационного персонала. Это обусловило развитие автоматизации в современной энергетике.

Автоматизацией механизированного производства называют управление машинами, механизмами и установками, а также контроль за их работой с помощью специальных устройств (измерительных приборов, автоматических регуляторов и вычислительных машин) при ограниченном участии человека или без него.

Теплоэнергетика, отличающаяся широкой механизацией технологических процессов, высокими параметрами рабочей среды, требованиями к точности их регулирования, а также наличием собственного источника энергии, является той областью науки и техники, где постоянно находят применение методы теории и новые технические средства автоматического управления.

Завершившийся в 50-е годы прошлого столетия переход на электрические системы контроля теплоэнергетического оборудования и управления им был вызван необходимостью дальнейшего вытеснения ручного труда на ТЭС, сокращения численности вахтенного персонала, централизации управления крупными электростанциями и территориальной развязки в размещении энергетического оборудования и диспетчерских постов управления.

К тому времени автоматизация ТЭС осуществлялась на основе комплекса технических средств, позволявших выполнять дистанционное управление регулирующими и запорными органами, автоматическое регулирование, контроль и

сигнализацию технологических параметров, в также автоматическую защиту теплового оборудования.

В 60-е годы происходит новый качественный сдвиг в отечественной энергетике. Ее развитие преимущественно идет по пути сооружения энергоблоков (ЭБ), работающих на высоких и сверхкритических параметрах пара с единичной мощностью турбогенераторов 200 и 300 МВт, а в последние годы теплофикационных мощностью 250 МВт и конденсационных мощностью 500 и 800 МВт. Для работы таких блоков в условиях нормальной эксплуатации необходимо постоянно или периодически контролировать до 2000–4000 технологических параметров

Попытки решать новые задачи по управлению с помощью существовавшего к тому времени комплекса традиционных и всеобъемлющих, но разрозненных технических средств оказались бесперспективными. В то же время происходит бурное развитие производства электронно-вычислительных машин (ЭВМ). Особенно перспективными оказались ЭВМ, приспособленные для сбора и переработки информации о работе промышленных объектов – так называемые информационно-управляющие вычислительные комплексы (ИУВК). С помощью ИУВК возможно решение задач по управлению и выдаче результатов в виде советов оператору или сигналов-команд исполнительным устройствам, расположенным на объекте.

Таким образом, часть функций по управлению и контролю сложными технологическими процессами, довольно значительная по объему, передана ЭВМ, в том числе: множественный контроль и сигнализация, расчет численных значений технико-экономических показателей (ТЭП) отдельных агрегатов и ТЭС в целом, оптимизация некоторых режимов работы оборудования и др.

Наряду с ЭВМ продолжают широко использоваться системы индивидуального контроля важнейших параметров, автоматизированные системы регулирования (АСР) отдельных участков технологического процесса ТЭС, автономные системы дистанционного управления и автоматической тепловой защиты энергетического оборудования. В результате на тепловых электростанциях сложились автоматизированные системы управления технологическими процессами (АСУ ТП ТЭС).

Каждая АСУ ТП независимо от вида технологического процесса, которым она управляет, – система «человек–машина», выполняющая сбор и переработку информации для выработки и реализации управляющих воздействий на технологический объект управления в соответствии с принятым критерием управления [19, 20]. Оперативно-диспетчерское управление энергооборудованием и контроль наиболее ответственных параметров в АСУ ТП остаются за оперативным персоналом, творчески применяющим новые методы управления и эффективно

использующим технические средства автоматизации.

Управление современным предприятием или производственно-промышленным комплексом с непрерывными технологическими процессами выработки продукции предусматривает три вида АСУ, соподчиненных между собой (рис. В. 1):

АСУ ТП для решения задач управления в темпе с процессом;

АСУ производством для оперативно-диспетчерского управления несколькими взаимодействующими технологическими процессами, осуществляющая также расчет укрупненных значений ТЭП, определяющая сроки ремонтов оборудования и выполняющая другие функции производственно-технического характера;

Автоматизированная система управления предприятием (АСУП), решающая задачи управления в масштабе предприятия в целом (экономическое управление, управление распределением людских и материальных ресурсов и др.) [9].

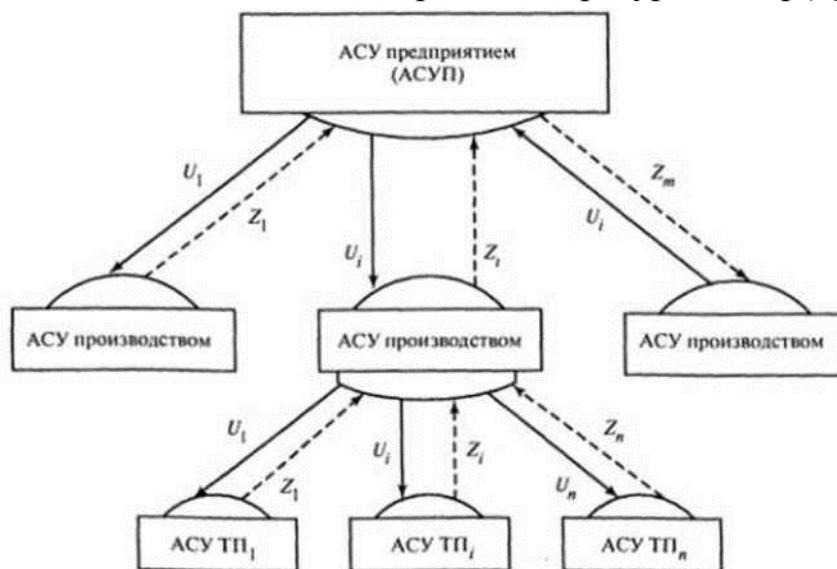


Рис. В.1. Схема взаимосвязей автоматизированных систем управления

Автоматизированное управление производством и предприятием можно совмещать в одном центре управления производственно-промышленным комплексом, имеющим в своем составе ЭВМ, на которую возлагаются все перечисленные функции, включая координацию действий АСУ ТП, являющихся подсистемами АСУП.

Отличие АСУ ТП от АСУ производством или АСУ предприятием состоит в функциях управления, связанных с непрерывностью технологических процессов во времени и прекращением процесса выработки продукции при непоступлении сырья в промышленные установки. В связи с этим основная исходная информация в АСУ ТП поступает в виде непрерывных сигналов от первичных измерительных преобразователей (датчиков) физических величин, расположенных на объекте, в то время как в АСУП наряду с укрупненными и усредненными показателями технологического процесса основной исходной информацией служит документ. В

результате управление технологическим процессом в АСУ ТП может осуществляться без участия человека с помощью локальных (местных) АСР или через специально выделенный контур управления с ЭВМ, в то время как в АСУ производством или предприятием в контур управления непременно включается лицо, принимающее решение (ЛПР).

Несмотря на некоторые различия в функциях управления, в роли и месте человека в системе, все АСУ (любого уровня и ранга) обладают одним общим свойством – они являются системами управления с *обратной* связью. Это означает, что часть информации с выхода объекта вновь поступает на его вход в виде регулирующих воздействий через автономные автоматические системы или ЭВМ. Другая же часть информации, отображаясь и перерабатываясь в сознании человека, также поступает на вход системы, но в виде осмысленных действий ЛПР.

В связи с развитием комплекса технических средств автоматизации (КТСА) за последние годы возможности АСУ ТП как инструмента управления и исследования необычайно возросли. Однако оснащение АСУ ТП комплексом технических средств служит необходимым, но не достаточным условием его функционирования. При внедрении АСУ ТП в эксплуатацию предусмотрено [19, 20]:

*информационное обеспечение*, образуемое совокупностью системы классификации и кодирования технологической и технико-экономической информации, сигналов, характеризующих состояние ТЭС и отдельных энергоблоков, массивов данных и документов, необходимых для выполнения всех функций АСУ ТП ТЭС;

*организационное обеспечение*, реализуемое наличием совокупности описаний, функциональной, технической и организационной (см. рис. 1.4) структур, инструкций и регламентов для оперативного персонала, обеспечивающих заданное функционирование автоматизированного технологического комплекса [12];

*математическое обеспечение*, образуемое наличием совокупности математических методов, моделей и алгоритмов для решения задач управления и обработки информации с применением вычислительной техники;

*программное обеспечение*, образуемое наличием совокупности программ по реализации всех функций АСУ ТП и предполагаемому развитию системы в направлении расширения состава функций;

*пакет прикладных программ*, являющихся частью программного обеспечения и представляющих собой совокупность программ, реализующих группу однородных функций и программу их настройки для конкретных объектов ТЭС (котлов, турбин или блоков в целом).

Именно наличие таких компонентов делает автоматизированную систему в целом дееспособной, в особенности на таких сложных объектах, как тепловая блочная электростанция.

Основные вопросы хозяйственной и финансовой деятельности электростанции в настоящее время решают на уровне энергетической системы (снабжение топливом, сбыт готовой продукции – тепловой и электрической энергии, централизованный ремонт энергооборудования и др.). Поэтому на ТЭС ставят задачу создания АСУ предприятием с ограниченными в части решения ряда экономических задач функциями.

Вместе с тем «Правила технической эксплуатации электрических станций и сетей РБ» оставляют за АСУ ТЭС при наличии соответствующего программно-технического комплекса и с учетом названных ограничений решение следующих задач производственно-хозяйственного направления; бухгалтерского учета и анализа производственно-технической и хозяйственной деятельности; материально-технического снабжения, обеспечения персоналом, капитального строительства, транспорта, энергоремонта, надежности функционирования энергооборудования и элементов НТК, а также контроля функционирования служб техники безопасности и управления ими, стандартизации и метрологии.

Широкое использование научных и технических достижений в целях автоматизации технологических процессов ТЭС позволит повысить техническую и экономическую эффективность теплоэнергетических установок и успешно решать современные задачи управления.

### **1.1.1 Роль и значение АСУ ТП. Критерии и структура управления ОЭС**

Энергетическую систему (ЭС) образуют источники (гидравлические, тепловые и атомные станции) и потребители энергии – электроприемники, объединенные общей электрической сетью. К потребителям относятся крупные промышленные предприятия, имеющие развитый парк электродвигателей и электронагревательных (электроосветительных) установок, электрифицированные участки железных дорог, разветвленная сеть электроприемников коммунального, жилищно-бытового и сельскохозяйственного назначения, теле- и радиосвязи и др.

Важнейший признак энергетической системы, отличающий её от других крупных промышленных и производственных объединений, – одновременность процессов производства, распределения и потребления электрической энергии, обусловленная невозможностью складирования готовой продукции и необходимостью баланса между суммарными мощностями, генерируемыми электростанциями и потребляемыми в энергетической системе. Появление небаланса, как правило, сопровождается изменением режимных параметров энергетической системы напряжений, токов, частоты сети и других, отклонение которых лимитированы [15].

Энергетическая система относится к так называемым большим сложным системам. Условимся называть сложной системой такое объединение

многофункциональных элементов (подсистем), имеющих общую цель управления, в результате взаимодействия которых система приобретает новые качества. Например, в случае объединения ТЭС, управляемых единой автоматизированной системой, достигают повышения качества электроэнергии и экономических показателей ЭС в целом.

В дальнейшем будем считать типовой ЭС совокупность объединенных для параллельной работы ТЭС, линий электропередачи, электрических подстанций и тепловых сетей, имеющую общий резерв и централизованное управление для координации режимов работы станций, подстанций и сетей по единым графикам электрической и тепловой нагрузок.

Структура типовой энергетической системы как единого объекта управления показана на рис. 1.1.

Большинство энергетических систем в целях взаимного обмена мощностью соединяются между собой линиями электропередачи, образуя объединения энергетических систем.

Современная *объединенная энергетическая система (ОЭС)* – огромный и чрезвычайно сложный производственный комплекс, имеющий внутренние и внешние энергетические, транспортные, информационные и экономические связи. Управление таким комплексом требует быстрого принятия ответственных решений. Перерывы и отказы в работе ОЭС ведут к тяжелым экономическим и социальным последствиям.

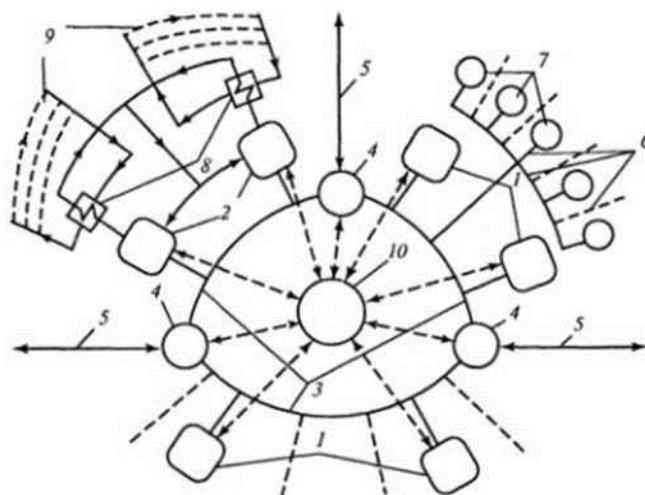


Рис. 1.1. Энергосистема как объект управления:

1 — электрические генерирующие станции; 2 — теплоэлектростанции (ТЭС); 3 — кольцевые ЛЭП энергосистемы; 4 — распределительные электрические подстанции; 5 — ЛЭП обмена мощностью с пограничными ЭС; 6 — электрические сети; 7 — электрические потребители; 8 — тепловые потребители; 9 — тепловые сети; 10 — центральный диспетчерский пункт управления ЭС

Объединенная энергетическая система (ОЭС) как объект оперативно-диспетчерского управления генерацией и обмена активной мощностью состоит из

взаимодействующих примыкающих энергетических систем. Границы каждой ЭС определяют исходя из конфигурации электрических сетей с учетом территориальной и экономической общности генерирующих станций и электроприемников, а также существующего в нашей стране административного деления.

Энергетический баланс в  $i$ -й энергетической системе (рис. 1.2) описывается следующим уравнением:

$$N_{ci} + N_{ni} + N_{ni} + N_{oi} = 0, \quad (1.1)$$

где  $N_{ci}$  – суммарная генерируемая мощность всех ТЭС;  $N_{Hi}$  – суммарная нагрузка;  $N_{ni} = F(N_{oi}, N_{Hi})$  – суммарные потери мощности в электрических линиях и распределительных сетях;  $N_{oi}$  – обменная мощность, передаваемая (принимаемая) через электрические линии, связывающие  $i$ -ю ЭС с другими системами, т.е. «чистый результат» обмена.

Энергетический баланс в ОЭС описывается системой уравнений:

$$\left. \begin{aligned} N_{c1} + N_{n1} + N_{n1} + N_{o1} &= 0; \\ N_{ci} + N_{ni} + N_{ni} + N_{oi} &= 0; \\ N_{cn} + N_{nn} + N_{nn} + N_{on} &= 0. \end{aligned} \right\} \quad (1.2)$$

Баланс обменных мощностей описывается уравнением взаимодействия отдельных ЭС:

$$N_{o1} + N_{o2} + \dots + N_{oi} + \dots + N_{on} = 0. \quad (1.3)$$

Проблема управления генерацией мощности ОЭС состоит в определении значений  $N_{ci}$  и  $N_{oi}$  при которых затраты на выработанную электроэнергию будут минимальными. Мерой оценки эффективности ОЭС служит главная (глобальная) функция затрат:

$$v_{гн} = g \left( \sum_{i=1}^n N_{ci} \right) = v_1 + v_2 + \dots + v_i + \dots + v_n. \quad (1.4)$$

В выражении (1.4)  $v_{гн}$  и  $v_i$  – так называемые текущие и эксплуатационные затраты (издержки), а чаще всего их топливная составляющая как наиболее весомая, достигающая 60–70 % эксплуатационных затрат.

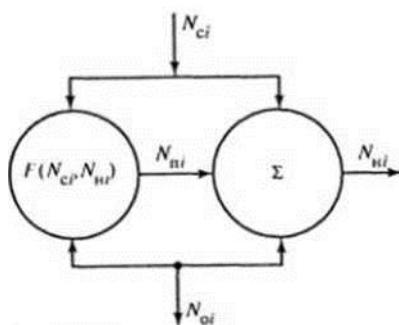


Рис. 1.2. Схема энергетического баланса в  $i$ -й системе

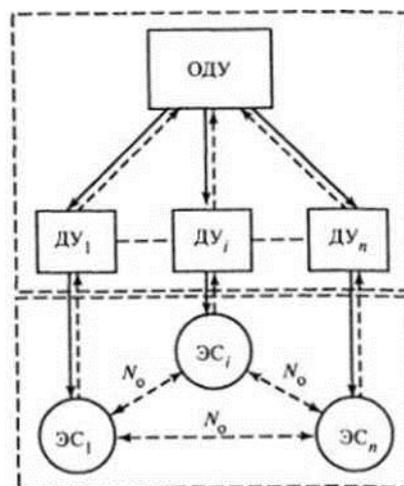


Рис. 1.3. Структура многоступенчатого управления ОЭС

Задачу минимизации затрат можно решать, управляя всеми ЭС, входящими в ОЭС, непосредственно из одного центра – объединенного диспетчерского управления (ОДУ) или на основе многоступенчатого управления, структура которого показана на рис. 1.3. Обычно каждая ЭС имеет собственный центр – диспетчерское управление (ДУ), оснащенное комплексом из двух или трех управляющих электронно-вычислительных комплексов (УВК).

В свою очередь, ДУ ЭС подчиняется объединенному ДУ (ОДУ), также имеющему в своем составе централизованный комплекс ЭВМ (ОУВК).

Назначение АСДУ – управлять процессами генерации активной мощности и ее обменов в европейской части, а в перспективе и на территории всей страны. Автоматизированная система диспетчерского управления образует соподчиненные между собой подсистемы диспетчерского управления отдельных ТЭС, ЭС, ОЭС и сверхобъединения ЭС и соответствующие им посты управления на ГЩУ (главном щите управления) ТЭС, в ДУ, ОДУ и ЦДУ.

Каждый из этих постов служит автоматизированным рабочим местом (АРМ) оперативного персонала, наделенного правом вмешательства в работу нижестоящих подсистем управления, и оснащен комплексом ЭВМ, приспособленных для приема измерительной информации на уровнях ТЭС, ЭС и ОЭС. Комплекс ЭВМ (УВК), персонал по их обслуживанию и библиотеки программ, по которым выполняют вычислительные операции, сосредоточены в соответствующих информационно-вычислительных центрах УВК, соединенных между собой линиями связи для передачи управляющих и информационных сигналов.

Вычислительные процессы, выполняемые УВК отдельных ЭС и ОЭС, координируют с помощью УВК, установленных в главном вычислительном центре (ГУВК), куда стекается обобщенная информация от объектов ОЭС.

## 1.2 Реализация и концепции построения АСУ ТП

### 1.2.1 Назначение и состав функций АСУ ТП

#### Назначение автоматизированных систем управления

Одна из основных задач управления технологическим процессом на ТЭС состоит в поддержании непрерывного соответствия между количествами вырабатываемой и потребляемой энергии. Решение этой задачи может осуществляться по частям с помощью автономных АСР парового котла, турбины и электрического генератора (рис. 5.1).

Требуемое соответствие между паропроизводительностью котла и расходом пара на турбину поддерживается по косвенному показателю – давлению перегретого пара в соединительном паропроводе  $p_{пп}$  с помощью АСР тепловой нагрузки котла  $G_{пп}$  (АСРК). Баланс между механической энергией ротора турбины  $N_T$  и электрической нагрузкой генератора  $N_G$  контролируется также по косвенному показателю – частоте вращения ротора  $n$ . Этот баланс обеспечивается с помощью АСР мощности турбины (АСРТ). Соответствие между заданным и текущим значениями напряжения на шинах генератора  $U_T$  регулируется посредством автоматической системы стабилизации возбуждения (АСРВГ).

Различие в объектах и задачах управления, регулирующих органах и технических средствах автоматизации обусловило раздельное управление процессами, протекающими в паровом котле и турбогенераторе, в доблочной энергетике. Автономные (локальные) АСР парового котла, турбины и генератора выполняют непрерывное и достаточно качественное регулирование отдельных технологических процессов, т.е. решают частные задачи оптимизации, не предназначенные для решения задач статической оптимизации вида (1.4) по энергоблоку в целом.

Технологические процессы на ТЭС протекают в сложных условиях:

- непрерывность потребления и невозможность складирования готовой продукции;
- быстрое протекание процессов в турбогенераторе и большие запаздывания по основным каналам регулирующих воздействий в паровом котле;
- постоянная опасность возникновения тяжелых аварий из-за высоких параметров пара и температур топочных газов и т.п.
- Блочная компоновка оборудования и специфические особенности эксплуатации блочных установок (участие в покрытии неравномерностей графика электрической нагрузки, частые пуски и остановки энергоблоков и др.) усложнили задачи управления ТЭС. Существенно усложнились сами процессы пуска и останова энергоблоков. Они включают множество операций по контролю и управлению, которые должны осуществляться одновременно на паровом котле и турбине, к тому

же в строгой последовательности.

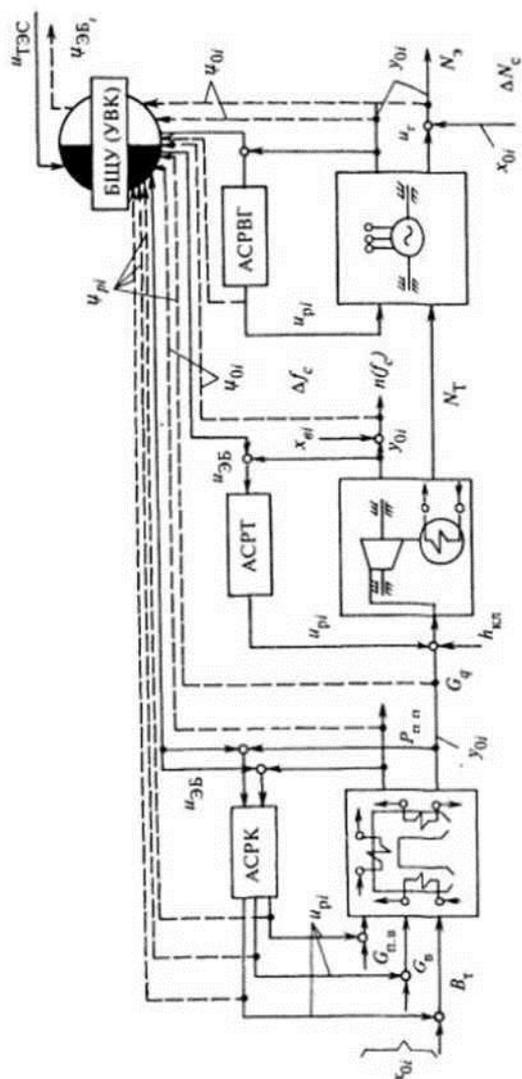


Рис. 5.1. АСР составных агрегатов энергоблока

В связи с переходом на блочную компоновку энергооборудования и работой ТЭС в составе АСУ энергосистем существенно изменились требования к информационным подсистемам. Резко возросло количество одновременно контролируемых параметров, усложнились формы отчетности перед вышестоящими центрами управления, повысилась роль и ответственность индивидуальных измерений по важнейшим параметрам.

На блочных ТЭС появилась необходимость коренным образом изменить управление в целом на основе единства технологического процесса в энергоблоках. Потребовалось, используя единый комплекс технических средств (ПТК), освободить оперативный персонал от многочисленных, но второстепенных операций по контролю и регулированию, чтобы сосредоточить его внимание на решении главных задач управления по обеспечению заданного графика электрической

нагрузки и минимума энергетических потерь.

Достижение главной цели управления энергоблоком с одновременным выполнением своих функций подсистемами АСРК, АСРТ и АСРВГ связано с внедрением на ТЭС единой автоматизированной системы управления технологическим процессом (АСУ ТП ТЭС), предназначенной для выработки и реализации управляющих воздействий в соответствии с принятыми критериями управления [9, 10, 11].

Основное преимущество АСУ ТП ТЭС перед совокупностью автономных систем отдельных агрегатов состоит в том, что АСУ позволяет управлять технологическими процессами ТЭС в целом, а не по частям. Другое преимущество АСУ заключается в надлежащем выполнении операций по останову и пуску общестанционного оборудования из различных тепловых состояний и в возможности оптимизации переменных режимов ТЭС по топливу и нагрузке.

Кроме того, АСУ можно использовать как инструмент по изучению технологического процесса и оборудования, например, для определения математических моделей статики и динамики ТООУ и вычисления фактических или нормативных значений ТЭП. Отмеченных преимуществ достигают за счет существенного расширения состава функций АСУ ТП на современных ТЭС по сравнению с автономными системами управления доблочной энергетики.

### **Состав функций АСУ ТП**

**Информационные функции АСУ ТП по энергоблокам.** *Оперативный контроль* технологических параметров. В целях получения информации о ходе технологического процесса предусматривают:

- индивидуальный контроль минимального числа наиболее важных технологических параметров с помощью постоянно включенных показывающих или регистрирующих приборов;
- избирательный контроль;
- множественный контроль (контроль по вызову на аналоговых и цифровых приборах или электронно-лучевых трубках, графическая регистрация на аналоговых приборах и т.п.).

*Технологическая сигнализация.* В качестве дополнительной информации предусматривают световую и звуковую сигнализацию технологических параметров, вышедших за пределы установленных значений, а также сигнализацию состояния регулирующих и запорных органов и оборудования. Световая сигнализация служит одной из форм множественного контроля и осуществляется на световых табло, встроенных в мнемосхемы ТООУ.

*Расчет технико-экономических показателей.* Для сопоставления фактических показателей качества технологических процессов с заданными критериями управления предусматривается автоматизированный расчет ТЭП по отдельным

агрегатам и по блоку в целом в соответствии с существующими нормами отчетности [13, 21]. Расчеты ведут в темпе с технологическим процессом на основе информации о технологических параметрах. Чтобы получить представительные результаты значений ТЭП, оперативные интервалы расчетов устанавливают равными не менее 15 мин [4].

Кроме того, значения ТЭП вычисляют в соответствии с интервалами существующих форм отчетности: за смену (8 ч), сутки, месяц, год.

*Определение достоверности информации.* В целях проверки точности функционирования информационных подсистем предусматривают дополнительный контроль численных значений технологических параметров по важнейшим каналам измерений. Проверку осуществляют сравнением с показаниями дублирующих измерительных систем и приборов или со значениями параметров, полученными на основании косвенных вычислений с помощью ИВК.

*Диагностика состояния оборудования.* Для предупреждения возможных неполадок в работе энергоблока предусматривают периодический и непрерывный контроль состояния оборудования с помощью оценки отклонений текущих значений параметров от установленных.

*Регистрация аварийных положений.* В целях обобщения опыта эксплуатации энергоблоков, выявления экономической ущерба от аварий и предупреждения ошибочных действий оперативного персонала предусматривают специальную регистрацию событий и технологических параметров в аварийных (предаварийных) режимах работы энергооборудования (внезапный сброс электрической нагрузки, непредвиденный останов одного или группы агрегатов и т.п.).

В случае необходимости персоналу представляется информация для анализа причин возникновения и характера развития аварий. Для этого в памяти УВК хранят информацию о событиях и значениях технологических параметров в течение заданного промежутка времени  $T_n$ ), начиная от момента последнего опроса. В каждом новом цикле представления данных «стирается» информация, вышедшая за пределы интервала  $T_n$  и вместо нее заносят вновь полученные сведения. При этом обеспечивается регистрация событий, последовательности и времени срабатывания технологических защит, положения всех контролируемых регулирующих и запорных органов на момент аварий, а также значения важнейших технологических параметров.

*Формирование банков данных* с наличием информационных поисковых систем (ИКС) для автоматизированного поиска информации, хранящейся на бумажных, магнитных дисковых носителях (НМД), контроль за документацией (внесение изменений, исправлений), связанных со сбором, обработкой и хранением технологической информации (см. рис. 5.1 по каналам  $Z_4$ ).

**Функции управления АСУ ТП по энергоблоку. Статическая оптимизация**

*режимов работы энергооборудования.* В целях достижения заданных критериев управления предусмотрены контроль режимов работы оборудования и управление ими.

По котлу – поддержание КПД брутто вблизи оптимального значения сравнением его текущего и расчетного значений. Регулирующим воздействием служит изменение расхода воздуха, подаваемого в топку, например, за счет изменения положения направляющих аппаратов на всасе дутьевых вентиляторов или использования других способов (см. Приложение).

По турбине – поддержание КПД нетто турбоустановки вблизи оптимального значения за счет изменения вакуума в конденсаторе. Регулирующим воздействием служит изменение расхода охлаждающей воды в конденсатор. Изменение подачи циркуляционных насосов достигают изменением положения направляющих аппаратов на всасе насосов.

По блоку в целом – поддержание давления перегретого пара перед турбиной, которое может изменяться в заданных пределах в зависимости от нагрузки в регулирующем режиме работы блока. Изменение давления пара достигают, например, (при работе на скользящих параметрах), воздействием на расход топлива, подаваемого в топку котла.

*Критериальное упрощение локальными АСУ,* обеспечивающими автоматическое ведение технологического процесса по участкам энергоблока (температуре перегрева пара, экономичности процесса горения в топке и др.) реализуют изменением задания по каналам управляющих воздействий в зависимости от изменчивости режимов работы энергоблока по электрической нагрузке, качеству и виду топлива (см. рис. 5.1 – по каналу  $U_i$ ).

*Динамическая оптимизация технологических процессов* в целях достижения заданных показателей качества переходных процессов предусматривает подстройку динамических параметров регуляторов нижнего уровня. Ее осуществляют при изменениях режимов работы энергоблока (например, при переходе с одного уровня нагрузки на другой) или изменчивости вида динамических характеристик. Существуют следующие способы подстройки:

- дистанционный с помощью приспособлений, имеющихся на пульте управления и на регуляторах;
- автоматический с помощью УВК, выполняющего функции самонастраивающейся системы.

*Переключения и дискретные операции.* Достижение заданных критериев управления при переходе с одного уровня электрической или тепловой нагрузки на другой или изменение состава работающего оборудования предусматривает переключения в тепловой или электрической схеме энергоблока. Переключения осуществляют дистанционно или с помощью технических средств дискретной

автоматики (устройств логического управления нижнего уровня или дискретных автоматов). В состав операций переключения входят:

- открытие или закрытие запорных органов в обусловленной последовательности или же включение (отключение) блокировок;
- пуск (останов) вспомогательных агрегатов (резервных, пусковых, дополнительных и т.п.).

Необходимость в автоматических переключениях и дискретных операциях больше всего возникает в пусковых, аварийных или переменных режимах работы оборудования, наиболее тяжелых с точки зрения оперативной загруженности персонала.

*Исследование объекта управления* предусматривает использование АСУ ТП как инструмента изучения ТОУ, связанного с испытаниями и наладкой теплового оборудования или же с составлением блочных режимных карт. Для этой цели установлен персональный компьютер с видеомонитором и устройством связи с объектом, печатающее устройство и пакет прикладных программ. Инструментальный компьютер связан с банком блочных данных и другими информационными подсистемами и сетями, в частности с архивной станцией [23].

*Имитация экстремальных условий* при проведении противоаварийных тренировок (воспроизведение псевдосрабатываний тепловой защиты и технологической сигнализации, псевдоотключений механизмов собственных нужд котла и турбины и т.п.). Роль имитатора экстремальных условий выполняет специальный видеодисплей, оснащенный пакетом прикладных программ. Все тренировки персонала на действующем оборудовании строго лимитированы должностными и производственными инструкциями [13]. В прикладных программах предусмотрены соответствующие приоритеты и запреты, исключающие вмешательство автоматических устройств и персонала в технологический процесс.

**Информационные функции АСУ ТП по ТЭС.** *Общестанционный контроль* технологических параметров и состояния оборудования. В целях представления информации операторам (дежурному инженеру ТЭС) о ходе технологического процесса и достижения заданных значений технико-экономических показателей ТЭС предусматриваются сбор и переработка информации о состоянии и режиме работы общестанционного технологического оборудования и главной электрической схемы станции.

*Расчет общестанционных ТЭП.* Осуществляется с различными интервалами времени в зависимости от принятой в энергосистеме отчетности. Полученная информация предоставляется лицам, принимающим решения по управлению ТЭС: дежурному инженеру, начальникам смен (старшим операторам энергоблоков), производственно-техническому отделу и руководству ТЭС.

*Контроль достоверности информации общестанционного назначения*

осуществляется параллельно с расчетом ТЭП ТЭС и отдельных энергоблоков.

*Регистрация общестанционных аварий.* Для обобщения опыта эксплуатации и последующего анализа аварийных ситуаций предусматривается, начиная с момента возникновения аварии, автоматическая регистрация обобщенных показателей ГЭС и технологических параметров, характеризующих состояние оборудования общестанционного назначения.

*Обмен оперативно-диспетчерской информацией с АСУ вышестоящих и нижестоящих уровней* осуществляют на основе отработанных процедур установления связи, обмена и завершения передачи информации. Обмен информацией происходит непрерывно по важнейшим каналам управлений и измерений и периодически по второстепенным каналам.

*Формирование развитых баз данных (БД) с наличием системы управления (СУБД), предназначенной:*

- для автоматизированного поиска и выдачи необходимой информации;
- контроля за документацией;
- ведения общестанционного архива, связанного со сбором, обработкой и хранением зарегистрированной технологической информации, поступающей от энергоблоков, вспомогательных служб и установок и вышестоящей подсистемы управления [9, 13].

**Функции управления АСУ ТП по ТЭС** состоят в следующем:

*оптимальное распределение электрических нагрузок между энергоблоками* с помощью УВК общестанционного назначения, определяющего расходные характеристики энергоблоков, их относительные приросты  $\varepsilon_i$  и выполняющего расчет оптимальных приростов мощности по энергоблокам;

*оптимальное распределение экологических нагрузок между энергоблоками* с помощью общестанционного УВК, определяющего экологические характеристики энергоблоков, относительные приросты массовых выбросов вредных веществ в атмосферу и расчет их абсолютных приростов по отдельным энергоблокам, осуществляющего контроль суммарных выбросов ТЭС и их сопоставление с ВСВ (ПДВ) [9, 17];

*выбор состава работающего оборудования энергоблоков* в зависимости от заданного графика электрической нагрузки ТЭС с учетом останова и длительности простоев части оборудования и затрат топлива и электроэнергии на его последующий пуск;

*дискретное и непрерывно-дискретное управление вспомогательным оборудованием*, образующим функциональные группы и подгруппы общешлюсового и общестанционного назначения (РОУ или БРОУ, установки химической подготовки воды, системы топливоподачи, централизованного циркуляционного водоснабжения и пр.);

*выполнение логических операций по переключениям в главной электрической схеме станции* воздействием на исполнительные устройства или УЛУ низшего уровня, сочлененных с коммутирующей аппаратурой;

*групповое управление автоматическими системами регулирования возбуждения электрических генераторов* в целях стабилизации напряжения на выходе отдельных агрегатов и шинах станции [10].

Наряду с перечисленными функции управления АСУ ТП по энергоблоку дополняют широким кругом задач, выполняемых подсистемами нижнего уровня (АСР, УЛУ, ДУ и ТЗ).

Приведенный перечень информационных и управляющих функций АСУ ТП по энергоблоку и ТЭС может дополняться, развиваться или изменяться в каждом конкретном случае в зависимости от задач эксплуатации и по мере развития вычислительных возможностей программно-технического комплекса (НТК).

### 1.2.2 Принципы автоматизированного управления технологическими объектами

**Общие положения.** Функции управления в АСУ ТП разделяют между оператором (ЛПР) и УВК. Оператор может управлять процессом лишь при условии его представления в логическом или формальном виде и наличии критерия управления, заданного в виде числа или соотношения чисел.

В отличие от этого непременным условием управления технологическим процессом через машину служит его описание и наличие функции цели в виде математических моделей, представленных на языке машин. Перевод математических моделей на язык машин осуществляют с помощью программ. Программа определяет:

- порядок, в котором машина извлекает из ЗУ ту или иную часть информации;
- вычислительные операции, выполняемые в определенной последовательности;
- места хранения результатов вычислений и т.п. [9, 23].

Оператор воздействует на технологический процесс посредством перемещения регулирующих органов, управляемых дистанционно с БЩУ или другого центра с помощью исполнительных механизмов.

В отличие от этого управление исполнительными механизмами в АСУ ТП осуществляют по сигналам, которые вырабатывает (вычисляет) центральный процессор УВК на основе алгоритмов, соответствующих поставленным задачам управления. Последние задают формулами (математическими моделями) и также составляют в виде программ. Вычисленные по программам значения управляющих воздействий с помощью устройств вывода УВК передаются объекту.

Разновидности управления с использованием УВК, встречающиеся в практике проектирования и функционирования АСУ ТП ТЭС, рассмотрены ниже.

**Управление в режиме советчика оператора.** Использование УВК в режиме советчика показано на рис. 5.2. Сигналы измерительной информации  $x_0 = \{x_{0i}\} \in X$  и  $z_0 = \{z_{0i}\} \in Z$ , поступающие с объекта, преобразуют с помощью ЦЛП в цифровую форму (код) для передачи в ЭЦВМ. Далее их используют в алгоритмах расчета управляющих воздействий  $u = \{u_i\} \in U$  и ТЭП. Последние представляют оператору в наглядной форме и регистрируют в случае необходимости. Численные значения  $u_{pi}$ ,  $u_{1i}$  также представляют в наглядном виде. Оператор, руководствуясь ими, управляет процессом с помощью изменения задания АСР или воздействуя на систему дистанционного управления регулирующими органами.

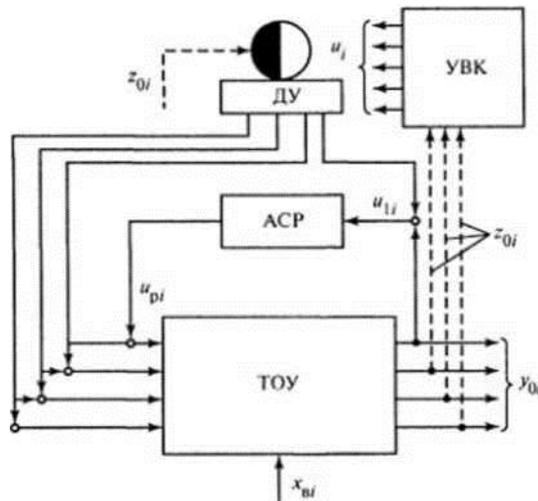


Рис. 5.2. Управление в режиме советчика оператора

Преимущество этого вида управления в том, что УВК постоянно «помогает» оператору в его стремлении оптимизировать технологический процесс. Недостаток в ограниченном числе управляющих воздействий, которые может реализовать оператор в единицу времени.

Например, в переменных или пусковых режимах, когда интенсивность потока выполняемых требований по контролю и управлению становится чрезмерной. Оператор может не успеть вовремя выполнить все рекомендации ЭВМ и управление в режиме советчика потеряет смысл.

Следовательно, этот вид управления существенно облегчает работу оператора только в базовом режиме эксплуатации. Он применяется также при отладке и опробовании новых программ автоматизированного управления, нуждающихся в квалифицированной оценке со стороны операторов, обладающих опытом оптимизации технологических процессов с помощью обычных технических средств.

**Супервизорное управление.** В режиме супервизорного управления УВК периодически подключают к автоматическим системам непрерывного регулирования. С точки зрения управления технологическими объектами наибольший практический интерес представляют два варианта этого режима:

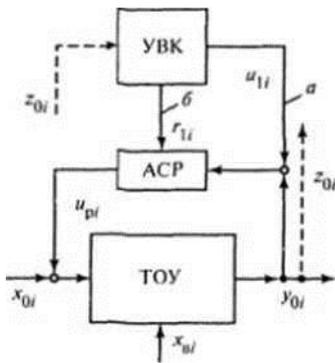


Рис. 5.3. Функциональная схема супервизорного управления

- автоматическая коррекция заданных значений регулируемых величин (рис. 5.3, стрелка а);

- автоматическая коррекция динамических параметров настройки АСР нижнего уровня (рис. 5.3, стрелка б).

В первом случае УВК используют в решении задач статической оптимизации ТОУ, во втором привлекают к решению задач динамической оптимизации.

*Автоматическая коррекция заданных значений регулируемых величин.* Значения многих технологических параметров (например, содержание  $O_2$  на выходе из топки, давление пара перед турбиной в скользящем режиме и др.) существенно зависят от нагрузки агрегата и нуждаются в коррекции при переходе с одного уровня нагрузки на другой.

Автоматическая коррекция параметров настройки АСР. Автоматическую коррекцию параметров настройки АСР осуществляют в самонастраивающейся системе (СНС), реализуемой с помощью УВК «штатной» и переносной аппаратуры. Обобщенная функциональная схема СНС с подстраиваемой моделью изображена на рис. 5.4. Она содержит: блок определения параметров динамической модели (БОДМ); динамическую модель (ДМ) с подстраиваемыми параметрами; вычислитель критерия соответствия (ВКС) модели объекту; вычислительное устройство (решающий элемент РЭ); управляющее устройство (УУ) и источник пробных сигналов различной формы (ИПС).

Процесс самонастройки (адаптации) осуществляют в два этапа: на первом решают задачу идентификации ТОУ. На втором проводят расчет и коррекцию динамических параметров настройки АСР.

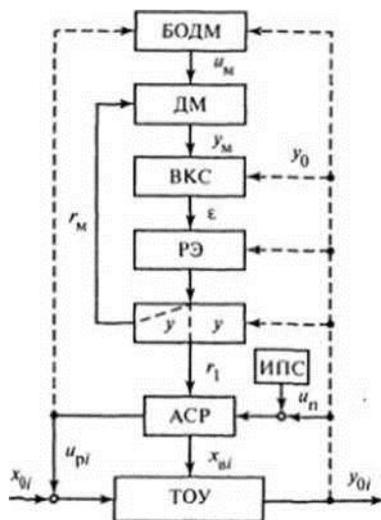


Рис. 5.4. Обобщенная функциональная схема СПС с подстраиваемой моделью:  $u_m$  – вектор управления на выходе модели;  $y_m, u_n$  векторы выходных воздействий ДМ и ИПС;  $\gamma_m, \gamma_1$  – векторы корректирующих воздействий ДМ и АСР

*Централизованное цифровое управление на основе ПТК.* Система ЦЦУ изображена на рис. 5.5. Сигнал от первичного измерительного преобразователя через ЛЦП поступает в арифметическое устройство ЭВМ, сравниваясь с заданным значением и преобразуется в соответствии с требуемым алгоритмом управления для данного контура. Результаты вычислений преобразуются устройством вывода УВК в электрический сигнал, воздействующий на исполнительный механизм, установленный на объекте.

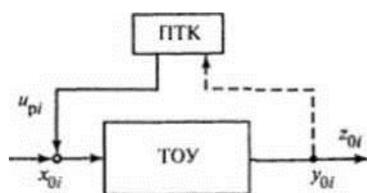


Рис. 5.5. Функциональная схема централизованного цифрового управления

Распределенное управление. Централизация управления технологическим

процессом с помощью ПТК, высшей формой которого служит цифровое управление, ведет к противоречивым результатам.

С одной стороны, система управления становится высокоавтоматизированной и неограниченно гибкой, с другой – отказ одного из звеньев высшего уровня ведет к потере управления в пределах всей иерархической системы.

Опыт показывает, что АСУ ТП, рассчитанные на централизованное управление энергоблоком или всей ТЭС, ведут к росту издержек на внедрение за счет увеличения капитальных затрат на приобретение дублированных или троированных ЭВМ повышенной вычислительной мощности и прокладку дополнительного количества электрического контрольного кабеля в системе связи ПТК с объектами. В то же время появление новейших средств вычислительной техники – микропроцессоров, построенных на больших интегральных схемах (БИС), позволяет, сохранив преимущества цифровых методов обработки информации, разделить общую вычислительную мощность АСУ между несколькими территориально-разобщенными подсистемами, уменьшив затраты на кабель.

Управление с использованием микроЭВМ (универсальных модульных станций – УМС), получившее условное название *распределенного*, становится особенно удобным в системах, построенных по функционально-групповому принципу [8, 10].

### 1.2.3 Концепции построения АСУ ТП энергоблоков

Начальные положения. Развитие концепций автоматизированного управления в энергетике происходит под действием противоречивых факторов. С одной стороны, принципы построения АСУ ТП регламентируются стандартами, методическими и руководящими материалами [19–22], сложившимся опытом, традициями и связями с поставщиками КТСА многочисленных проектно-конструкторских организаций. И это естественно, так как они ориентируют специалистов на реальные технические возможности в настоящем, позволяют разрабатывать унифицированные проекты и обладают рядом других достоинств. Но, как всегда, стандарты, методические и справочные материалы консервативны, как как отражают вчерашний день.

С другой стороны, нельзя не учитывать в этой области опыт зарубежных фирм и некоторые доморощенные головные образцы проектов АСУ ТП. Последние ориентированы на доступную рублевую продукцию отечественных заводов, выпускающих КТС, отвечают основным требованиям к АСУ ТП, содержащимся в перечне информационных и управляющих функций, и вместе с тем наделены современными отличительными чертами:

- надежностью (вероятностью того, что система управления работает бесперебойно в течение заданного периода времени);

- безопасностью (вероятностью того, что система управления в течение заданного отрезка времени не посылает ошибочных информационных или управляющих сигналов);

- иерархичностью (соподчиненностью подсистем с обязательным приоритетом принятия решений вышестоящей из них, а также разделением функций управления и обработки информации между подсистемами, расположенным на различных уровнях управления – местном, блочном и общестанционном);

- интеграцией (концентрацией в одном виде – комплекте технических средств всех технологических функций, предназначенных для решения самостоятельной задачи управления, и устранением за ненадобностью технических средств, функции которых могут быть выполнены предварительной подготовкой сигналов).

Учитывая приведенные соображения о концепциях построения АСУ ТП, а также наличие достаточного числа общих и частных рекомендаций по этому вопросу [2, 4–6, 8, 10–12, 15, 23–25], сформулировать исчерпывающие и вместе с тем краткие современные концепции построения АСУ ТП представляется трудно выполнимой задачей. Чтобы облегчить ее решение необходимо разделить понятия *общей* и *частной* концепций.

*Общая концепция* отличается формулировкой главных особенностей объекта и задач управления, определением структуры и наименованием подсистем с установлением связей между ними, а также определением главных тенденций в технической реализации АСУ. Следовательно, общая концепция построения АСУ ТП должна опираться на обобщенные принципы построения множества АСУ одного и того же класса.

*Частная концепция* должна отличаться особенностями построения АСУ ТП применительно к конкретному объекту с указанием главных особенностей технической реализации, т.е. опираться на конкретный проект или пример действующей АСУ.

Вначале выделим из располагаемой по этому вопросу информации ряд проблем, предваряющих формулировку общей концепции.

Первая связана с эргономикой АРМ оператора. Только эргономически оформленный процесс сбора и обработки информации может подготовить полный показ ситуации на объекте, сформулировать в сознании оператора неотложный ее образец и привести его к правильному решению.

Вторая – с охватом «единым взглядом» наиболее полной имеющейся информации об объекте. Единственный реальный путь решения этой проблемы сегодня – сочетание небольшого числа приборных панельных средств и представительной дисплейной техники. Последняя служит неременной составной частью концепции построения пульта управления [23, 25].

Например, при наличии агрегатов ТЭС, не нуждающихся в непрерывном

наблюдении (очистные и улавливающие сооружения по тракту дымовых газов котла, пиковые водогрейные котлы и др.), они могут обслуживаться с помощью дисплеев, расположенных лишь на одном из блочных пультов управления или МЩУ.

Приведенные начальные положения позволяют сформулировать общую концепцию построения АСУ ТП ТЭС.

*Основные положения общей концепции состоят в следующем:*

- современные КЭС, оборудованные крупными конденсационными блоками, и ТЭС с мощными энергоустановками для комбинированной выработки тепловой и электрической энергии как объекты управления характеризуются наличием множества вспомогательных технологических установок (участков), обеспечивающих основной технологический процесс (см. рис. 4.1): топливо-подача, ХВО и др. (последние наряду с котлами и турбинами должны быть также охвачены единой системой контроля и управления);

- АСУ ТП общестанционного уровня объединяет АСУ ТП энергоблоков и общестанционных технологических установок, образуя вместе с ними и сетью ПЭВМ, выполняющих отдельные производственные функции, единую информационную и управляющую систему, предназначенную для координации отдельных частей и связи с подсистемами управления верхнего уровня (ДУ, ОДУ, ИДУ);

- основные цели АСУ ТП:

- обеспечение персонала достаточной, своевременной и достоверной информацией о ходе технологического процесса и о состоянии оборудования для уверенного ведения технологического процесса;

- управление энергоблоком и ТЭС в нормальных, переходных и предаварийных режимах для выполнения главной функции выработки тепловой и электрической энергии требуемого качества в соответствии с суточными графиками нагрузки;

- облегчение труда, снижение вероятности ошибочных действий оперативного персонала, повышение надежности функционирования энергоблоков;

- защита энергоблока от повреждений оборудования снижением нагрузки или его остановом при угрозе аварий;

- обеспечение информацией, включая регистрацию событий, расчет технико-экономических показателей и диагностику оборудования для анализа, оптимизации режимов работы оборудования и планирования его ремонтов;

- автоматизация комплекса основных и вспомогательных установок реализуется на основе создания распределенных АСУ ТП, построенных по иерархическому принципу и оснащенных микропроцессорными (компьютерными) или так называемыми операторскими станциями, наделенными широким спектром информационных и управляющих функций, содержащихся в типовом перечне, с

охватом основных и вспомогательных зон (участков) технологического процесса;

- автоматизированное управление объектами ТЭС строят в последовательности: АСУ ТП ТЭС, АСУ ТП энергоблоков (группы котлов и турбин для ТЭС с общим паропроводом), подсистемы управления котлов турбин и вспомогательных установок;

- операторские станции соединяют посредством дублированных линий связи с диспетчерским постом управления (БЩУ или ГЩУ); принцип построения АСУ ТП с распределением функций управления и вычислительных мощностей отражает ее концептуальная модель;

- наряду с операторскими станциями построены совмещенные с ними на основе унифицированных сигналов связи и в то же время независимые устройства электрической блокировки, а также главные и локальные тепловые защиты котла, турбины и вспомогательных установок;

- диспетчерские посты АСУ ТП ТЭС оснащают собственными операторскими станциями, технологическими мнемосхемами, несколькими видеомониторами с возможностью легализации главной мнемосхемы и клавиатурой систем контроля и дистанционного управления по вызову (количество панельных приборов БЩУ и ГЩУ, предназначенных для прямого индивидуального измерения, ограничивают показывающими индикаторами и самописцами, формирующими основные ТЭП энергоблока, включая расход электроэнергии на собственные нужды);

- программирование оптимизационных задач управления и расчета ТЭП выполняют с помощью самостоятельного программно-технического комплекса (модуля);

- технологический процесс, протекающий в ТОУ, контролируют с помощью группы дисплеев, имея возможность децентрализации сбора информации и управления на нескольких МЩУ, в том числе на временных рабочих местах с видеомониторами, предназначенными, например, для тепловых испытаний и пусконаладочных работ;

- комплекс АСУ ТП энергоблоков и ТЭС создают на основе сочетания принципов централизованного управления с возможностью наращивания вычислительной мощности распределенных ПТК, а также количества АСР, систем ДУ и УЛУ в случае увеличения суммарной установленной мощности ТЭС или расширения зоны обслуживания эксплуатационною персонала.

### **Функции, выполняемые АСУ ТП**

*Информационные функции, выполняемые оперативно:*

- контроль за текущим состоянием технологического оборудования и работой автоматических систем;

- технологическая, предупредительная и аварийная сигнализация;

- регистрация аварийных ситуаций с фиксацией причин;

- анализ действия защит.

Информационные функции, выполняемые *неоперативно* (в соответствии с решением плановых задач):

- расчет и анализ ТЭП, экологических и других плановых показателей;
- диагностика технологического оборудования;
- прочие функции, включая экологический контроль.

*Экологический контроль.* Объектами экологического контроля служат энергоблоки с ГТУ и котлами-утилизаторами. Контроль выбросов с водными стоками не предусмотрен, поскольку ТЭС спроектирована как бессточная.

Объем контроля вредных выбросов ограничен измерением концентраций  $\text{NO}_x$ ,  $\text{SO}_2$ ,  $\text{CO}$ , а также содержанием  $\text{O}_2$  в дымовых газах для приведения результатов измерения к одним условиям.

Для количественной оценки выбросов ГТУ на выхлопе каждой газовой турбины предусмотрена установка приборов экологического контроля. Оценка выбросов для паровой котельной должна проводиться по результатам измерений в общем газоходе или в дымовой трубе.

Результаты контроля предусмотрено выводить на экраны дисплеев в целях ведения экологического режима работы оборудования и на регистрацию для установленной формы отчетности.

В отчетном документе о вредных выбросах должны быть указаны данные об объекте контроля и месте измерения концентрации вредных веществ с усреднением результатов за 1 ч, сутки, неделю, месяц, а также результаты их сопоставлений с ПДК, ПДВ или ВСВ.

*Управляющие функции*, выполняемые автоматически:

- регулирование технологических параметров;
- логическое (дискретное) управление запорными органами и вспомогательными механизмами в соответствии с алгоритмами логических преобразований: пошагового управления, блокировки и автоматического включения резерва (АВР);
- защита технологического оборудования.

*Управляющие функции*, выполняемые оператором блока *дистанционно* с БЩУ или МЩУ:

- дублирование операций при отказах АСР;
- воздействие на технологический процесс при нештатных режимах или в экстремальных (аварийных) ситуациях;
- выбор режимов работы оборудования, для которого функции выбора режима оставлены за оператором;
- коррекция статических и динамических режимов работы оборудования в целях оптимизации ТЭП, например, изменением заданных значений регулируемых

величин (критериальное управление);

- выбор программ и алгоритмов пошагового управления и выдача команд или разрешений на их обработку.

*Управляющие функции*, выполняемые *автоматически* на общестанционном уровне, управление электрической мощностью ПГУ и теплофикационной нагрузкой.

*Управляющие функции*, выполняемые *дистанционно* с ЦЩУ:

- коррекция электрических мощностей полублоков в целях оптимизации ТЭП;
- критериальное управление блочными и локальными АСР.

*Обеспечивающие функции* по качеству и надежности АСУ ТП, выполняемые автоматически:

- диагностика состояния комплекса технических средств, включая контроль исправности УСО;

- проверка достоверности входной информации (под достоверностью понимают исправную работу прибора или индикатора контроля);

- анализ характера управляющих воздействий (проверка своевременности выполнения, ограничений по абсолютной величине, заданных в виде неравенств и др.);

- проверка цепей и опробование схем технологических защит;

- подключение резервных средств контроля и управления;

- блокировка ошибочных сигналов и воздействий при ошибках персонала, отказах и неисправностях КТСА;

- сигнализация на пост обслуживания (инженера АСУ ТП) при отказах элементов КТСА с указанием адреса, времени и вида отказа;

- сигнализация оператору-технологу об отказе автоматической функции с информацией о характере отказа;

- регистрация и анализ ошибок, отказов, неисправностей и действий по их устранению.

*Обеспечивающие функции*, исполняемые *оператором*:

- контроль за исполнением управляющих функций;

- распознавание отказов, не обнаруженных автоматической системой;

- перевод на ручное управление при отказе функций управления, выполняемых автоматически.

*Обеспечивающие функции*, выполняемые *инженером* АСУ ТП:

- регистрация дефектов КТСА, не обнаруженных системой;

- переключение на резервные технические средства при отказе основных, если не предусмотрен автоматический переход;

- обеспечение возможности блокировки или разблокировки сигналов;

- корректировка в регламентируемых пределах динамических настроек и уставок АСР нижнего уровня, а также предусмотренных в техническом проекте

структурных решений в схемах и алгоритмах по управлению и контролю.

**Организационная структура АСУ ТП ТЭС** – иерархическая система соподчиненных между собой центров оперативных постов управления для персонала, в которую входят:

- центральный (электрический) щит управления (ЦЩУ) и тепловой щит управления технологическими установками ТЭС (ТЩУ);
- щиты контроля и управления пускорезервной котельной, ХВО и очистных сооружений, склада жидкого топлива и др.;
- местные щиты управления (МЩУ), находящиеся непосредственно в помещениях на площадках обслуживания основного и вспомогательного оборудования энергоблоков и ТЭС;
- посты оперативного обслуживания и наладки АСУ ТП.

### 1.3 Информационные подсистемы АСУ ТП

#### 1.3.1 Информационные функции АСУ ТП

##### **Способы представления информации оператору**

Информационные подсистемы современных АСУ ТП ТЭС разрабатывают с учетом противоречивых требований. С одной стороны, необходимо охватить измерениями 2000 и более параметров, с другой – согласовать интенсивности потоков сигналов, поступающих от объектов управления и вышестоящих подсистем АСУ, с реальной производительностью оператора по их переработке.

Общие принципы построения, содержание и объем технического проектирования информационных подсистем служат предметом отдельного изучения и подробно анализируются в специальной технической литературе [4, 7, 12, 21, 22]. Рассмотрим лишь отдельные вопросы построения информационных подсистем, связанные с организацией автоматизированного управления на ТЭС.

**Виды информационных сигналов.** Процесс восприятия (приема) информации опытным оператором характеризуют двумя основными свойствами: осмысленностью (отнесение сигнала к определенной категории) и избирательностью, понимаемой как преимущественное выделение одних признаков по сравнению с другими. Наиболее четко оператор воспринимает зрительные и слуховые раздражители, а также тактильные (прикосновение к источнику информации кончиками пальцев).

Технические средства передачи и отображения информации чаще всего рассчитаны на визуальный прием и реже на слух. Свет имеет преимущество в приеме дискретных сигналов, звук – в приеме непрерывных. Время реакции человека на звук меньше, чем на свет, но менее всего при тактильном раздражении (130 мс).

Слуховую и зрительную информацию человек воспринимает, находясь на расстоянии от источника. По тактильному каналу сигналы передаются только непосредственным прикосновением человека к их источнику. В связи с этим тактильный способ приема информации уступает зрительному и слуховому. Его используют сравнительно редко, например при работе с клавишными аппаратами. Для этого на клавишах укрепляют простые геометрические фигуры (квадрат, круг, треугольник и др.), что позволяет существенно повысить скорость и точность действий оператора, в особенности в системах управления и контроля по вызову.

Световые и звуковые сигналы  $\{y_i\} \in Y$  в системах отображения информации должны укладываться в диапазон чувствительности, представляющий собой разность верхнего и нижнего порогов:

$$\Delta y_i = y_{i \max} - y_{i \min}$$

Значение верхнего порога чувствительности связано со значениями сигналов, вызывающими у человека болевые ощущения (ослепляющий свет, оглушающий звук), нижнего – с невосприимчивостью сигналов.

Диапазон чувствительности светового сигнала весьма широк и составляет:

$$\Delta y_i = 10^{-6} \dots 10^6 \text{ кд/м}^2$$

Оптимальное значение видимого сигнала находится в диапазоне чувствительности в пределах  $10 \dots 10^3$  кд/м.

Видимость сигналов (предметов) определяют также их контрастом по отношению к фону. Наблюдение сигналов при прямом контрасте, когда предмет (сигнал) темнее фона, предпочтительнее для оператора по сравнению с обратным контрастом (предмет ярче фона).

Диапазон чувствительности акустического сигнала по частоте находится в пределах 16–20 кГц. Звуки, различные по интенсивности (амплитуде), воспринимаются человеком как равные по громкости (шуму), если их частоты также различны. Например, звуковой сигнал с интенсивностью 80 дБ и частотой 50 Гц оценивают равным по громкости с сигналом, имеющим амплитуду 60 дБ и частоту 1000 Гц [12].

**Зрительная индикация.** Существуют три вида зрительной индикации: стрелочная, знаковая и графическая.

Наиболее общие требования, предъявляемые к стрелочным индикаторам, следующие:

- достаточная площадь циферблата (диаметром не менее 50...80 мм и 120...130 мм для параметров, требующих высокой точности отсчетов);
- клиновидная форма стрелки;
- угловой размер цифр 30...60';
- оптимальная толщина оцифрованных штрихов шкалы 0,8...1,5 мм (оцифрованные штрихи должны быть толще остальных в 2–4 раза).

*Стрелочная индикация* отличается простотой и широким распространением. Однако возможность передачи информации только об одном параметре и ее недостаточная наглядность часто вынуждают использовать другие средства.

*Знаковая индикация* широко используется как самостоятельный вид информации (цифры, буквы, простые геометрические фигуры). Кроме того, оптимальное начертание знаков играет важную роль при разработке конструкций многих видов зрительных индикаторов (стрелочных приборов, счетчиков и др.).

Видимость знаков зависит от яркости свечения на фоне внешней освещенности и размеров. Порог опознания цифр при неограниченной выдержке времени находится в пределах 9...15'. При ограниченной экспозиции (до 0,05 с) размер контура цифр должен быть увеличен до 60', букв – до 40...50'. Слияние мелькающих цифр или букв в одно изображение наступает при частоте 14 Гц [12].

Графическая индикация *применяется*:

- в системах оперативного управления для выявления тенденций в отклонениях медленно меняющихся параметров;
- в системах диагностики для анализа аварийных ситуаций;
- в информационных системах при расчете ТЭП в зависимости от решаемых задач отчетности и при определении динамических характеристик ТООУ.

Скорость движения ленты в системах графической индикации параметров ТЭС обычно устанавливают в пределах 60...1200 мм/ч.

**Кодирование.** Под кодированием понимают преобразование зрительной информации в сигнал, удобный для передачи информации по выбранному каналу связи. При передаче визуальных сигналов под кодированием понимают способ представления информации оператору с помощью условных символов. Наиболее распространёнными являются следующие символы: цифры, буквы, геометрические фигуры и цветовые составляющие спектра белого света (красный, желтый, зеленый, синий).

Выбор кода зависит от вида решаемых задач по управлению и контролю. Например, в задачах опознания объектов наибольшей эффективностью с точки зрения скорости обнаружения обладают категории цвета. В задачах по управлению, связанных с запоминанием информации, наибольшей эффективностью обладают цифровой и буквенный коды, облегчающие образование оперативных единиц памяти. При выборе кода необходимо учитывать привычные ассоциации человека-оператора. Так, размеры символов кода и его яркость ассоциируются с важностью объекта (параметра): красный цвет – с опасностью; желтый – с предупреждением; зеленый – со спокойной обстановкой.

Кроме того, на эффект кодирования существенно влияют компоновки и размеры кодовых знаков. Они должны быть хорошо различимы.

Акустическая индикация звуковых и речевых сигналов. Звуковые сигналы

применяют в следующих случаях:

- поступающая информация требует немедленной реакции;
- появление новой зрительной информации уже ограничено ввиду перегрузки оператора существующей, а условия его работы, например необходимость постоянного перемещения в зоне трудовой деятельности, не позволяют осуществлять непрерывный визуальный контроль;
- необходимость предупреждения о поступлении последующего более важного сигнала или о предстоящей речевой связи.

Звуковые сигналы предпочтительнее речевых в случае исключительной простоты передаваемой информации или же когда оператор специально обучен понимать смысл простых закодированных сигналов, например чередованием длинных и коротких звучаний.

Источниками звуковых сигналов могут быть: гудок, колокол, генератор звуковых колебаний различной тональности. Для привлечения внимания оператора используют прерывистые звуковые сигналы или непрерывные звуковые сигналы с модулированной частотой (биением).

Речевые сигналы применяются для передачи сложных сообщений или в случае двустороннего обмена оперативной информацией. Они совершенно необходимы в двух случаях: сообщение относится к будущему времени и требует подготовительных операций или же необычайно важно и реакция на него требует повышенного умственного и психического напряжения. Так, командные сигналы об останове или пуске основного оборудования энергоблоков передают, как правило, в виде устных (речевых) распоряжений лиц, принимающих решения.

В связи с большой загруженностью операторов современных энергоблоков визуальной информацией в последние годы предпринимают попытки разгрузить зрительный канал за счет слухового. Для этого используют следующие положительные стороны речевой информации:

- текст речевых команд или сообщений обдумывается заранее, словесный состав информации может быть подобран в соответствии с имеющимися эксплуатационными инструкциями;
- голос, которым передается речевая информация в звукозаписи, лишен эмоциональных оттенков, неизбежно связанных с тем или иным психическим состоянием лица, принимающего решение и передающего словесную информацию;
- текст сообщения может быть многократно повторен, громкость звучания и тональность сообщения можно регулировать в зависимости от имеющихся звуковых помех и особенностей восприятия акустической информации каждым оператором.

Для синтеза речевых сообщений может быть использован магнитный барабан с аналоговой записью сигналов на 40–50 дорожках. Сами сообщения должны иметь простую речевую структуру: в них должны быть использованы существительные

только в именительном падеже, применены устойчивые в практике управления словосочетания длиной не более чем в 3–4 слова. Одновременных (идуших одно за другим) сообщений должно быть не более 10. При этом акустический уровень речевых сообщений должен быть выше уровня имеющихся в месте расположения оператора помех, т.е. голос, передающий информацию, должен быть хорошо различим, а сообщение – кратким и разборчивым, сделано беспристрастным спокойным тоном, слова в сообщении должны в точности соответствовать смыслу ситуации.

Распределение информации между зрительным и слуховым каналами оператора при управлении энергоблоком в экспериментальной системе иллюстрируется табл. 1.

Таблица 1

Распределение информации между зрительным и слуховым каналами оператора при управлении энергоблоком

Вид информации	Число передаваемых сигналов	
	визуальных	речевых
Текущие значения особо важных сигналов и тенденция их изменения	80	—
Текущие значения прочих (неоперативных) параметров	10	10
Положение (состояние) вспомогательных агрегатов и механизмов	—	70
Сообщения об аварийных отклонениях от нормы	25	—
Положение состояния основных агрегатов и механизмов	250	—
Сообщения о прочих отклонениях от нормы	—	80
Сообщения о нарушениях в электрических схемах автоматического регулирования и дистанционного управления	—	7
Вызовы на местные щиты управления	—	5

Положительная сторона речевой системы состоит в значительном сокращении загрузки визуального канала восприятия информации, недостаток – в возможности использования лишь в базовом режиме работы энергетического оборудования из-за ограниченности единовременного потока речевой информации и в силу этого необходимости дублирования речевых сигналов визуальными в переменных или пусковых режимах.

#### **Информационные функции технических средств**

Технические средства представления информации оператору по своему назначению разделяются на две группы: *целевые* и *ситуационные*.

Первые должны отображать цель управления, т.е. представлять данные о

текущих значениях критериев управления (например, для котлов – отклонение содержания  $O_2$ , %, в дымовых газах от установленного по режимной карте). Эта группа средств, сравнительно малочисленных по количеству, – стрелочные, графические или знаковые индикаторы – используется в режиме советчика оператора.

Все остальные индикаторы, зрительные или акустические, составляющие большинство, относятся к ситуационным и выполняют чисто информационную роль.

Как целевые, так и ситуационные индикаторы не однородны. Их разделяют по способу использования представляемой информации на следующие подгруппы:

- для контрольного чтения – все индикаторы отображения бинарных состояний контролируемых объектов и параметров, отвечающие на вопрос «да – нет» (работает агрегат или нет, отклонение параметра – в норме или нет и т.п.); для индикаторов этой группы широко используют цветовое кодирование информации, появление и мерцание светового сигнала;

- для качественного чтения – графические индикаторы с непрерывной записью показаний и дискретно-непрерывные печатающие устройства, отражающие направление изменения параметра (возрастает или убывает, увеличивается или уменьшается и т.д.);

- для количественного чтения – все стрелочные приборы с оцифрованной шкалой, цифровые индикаторы и скачки, показывающие численные значения отдельных технологических параметров или комплексных величин (КПД, удельных расходов и т.п.);

- для комбинированного чтения – совмещающие все виды чтения: стрелочные индикаторы, снабженные устройством непрерывной записи и указателями предельных значений отклонений параметров и используемые для контроля важнейших технологических параметров (температуры перегрева пара перед турбиной, уровня воды в барабане парового котла и др.).

Средства отображения информации в сложных системах управления различают также по степени детализации показаний на *интегральные* и *детальные*. Первые представляют контролируемую величину в обобщенном виде, например суммарную электрическую мощность на шинах станции. Вторые уточняют интегральные показатели по отдельным параметрам. Так, в приведенном случае показывают электрическую мощность на шинах отдельных генераторов или отличают еще большей детализацией: показывают численное значение электрического тока статора или напряжения на шинах генератора.

Общий недостаток широко используемых традиционных зрительных индикаторов, представляющих информацию в виде сигналов-символов (цифр, букв и др.), состоит в том, что процессы восприятия и декодирования информации при их

использовании идут порознь. Это требует дополнительного времени для трансформации воспринятых сигналов в концептуальную модель технологического процесса, протекающего в объекте.

Иная картина возникает при приеме сигналов-изображений. Процессы восприятия и декодирования информации сливаются, и время ее преобразования сокращается. Например, среднее время реакции оператора на предмет 0,4 с; на его цветной рисунок 0,9 с; на его символ (слово) 2,8 с.

В связи с этим в последние годы в сложных АСУ ТП все более широко используются изобразительные средства информации, отличающиеся большими полнотой изображений, степенью детализации и воспроизводимостью различных свойств ТООУ.

Одним из широко распространенных видов изобразительной информации служит *мнемосхема*. Она представляет собой условное графическое изображение всего или части технологического процесса в виде комплекса символов, каждый из которых соответствует определенному агрегату, узлу или участку ТООУ. Достоинство мнемосхемы, выполненной, например, в виде упрощенной тепловой схемы энергоблока и размещенной на одной из оперативных панелей щита управления, – наглядность.

Недостатки – постоянство изображения и как следствие этого невозможность представлений изменчивости технологического процесса и операций по переключению в тепловой схеме в случаях изменения режима работы энергоблока или замены одного оборудования другим. Схематическое представление процесса не есть его изображение в подлинном смысле этого слова, так как оно не воспроизводит свойств отдельных объектов. Указанные недостатки частично устраняют дополнением мнемосхемы встроенными зрительными индикаторами, использующими цветное, буквенное или цифровое кодирование.

Базовыми элементами мнемосхем служат символы, идентификаторы, фрагменты и гипертексты.

В качестве *символов* используют общепринятые условные изображения технологических аппаратов, регулирующих органов, механизмов и т.п. [12].

Идентификаторы – цифробуквенные наименования элементов тепловых схем и ТООУ (например: ДВ – дутьевой вентилятор, ЦВД – цилиндр высокого давления и т.п.).

Фрагменты – объединение мнемознаков (символов) с идентификаторами.

Гипертексты – мнемосхемы, составленные из набора символов, идентификаторов и фрагментов.

Базовыми элементами количественной информации на мнемосхемах с изменчивой структурой служат двухмерные изображения зависимостей численных значений параметров от времени в виде непрерывной, дискретно-непрерывной или

ступенчатой функции или же от пространственной координаты (длины змеевика, толщины стенки трубы и т.п.).

В информационных системах АСУ ТП для этой цели широко используют электронно-лучевые трубки (ЭЛЧ) или дисплеи. Сигналы, воспроизводимые на экране, так или иначе могут отражать свойства и состояние объектов. Степень полноты и детализации воспроизведения ТОУ с помощью дисплея может быть различной – от телевизионного цветного и объемного изображения до простого контурного рисунка (чертежа или мнемосхемы), детально изображающего тот или иной участок технологического процесса. При этом анализ информации в целях выявления ситуации проводят по иерархическому принципу, начиная с обобщенной мнемосхемы объекта, с последующим вызовом на экран более детализированных участков.

Дальнейшим развитием применения сигналов-изображений в информационных системах АСУ ТП следует считать графическую индикацию в виде диаграмм, графиков, номограмм и т.п., получаемых с помощью дисплеев.

В перспективе некоторые группы неоперативных приборов, передающих дискретно-непрерывную информацию об отдельных параметрах сложных ТОУ, можно заменить целостной пространственной схемой (условной картиной), изменяющей свою конфигурацию в соответствии с изменением параметров. Это существенно повысит скорость и надежность приема информации оператором. Такого рода интегральная система кодирования информации с помощью сигналов-изображений соответствует естественному для человека-оператора симультанному (одновременному) способу оценки комплекса параметров.

Техническими средствами отображения образной информации служат *цветные широкоэкранные дисплеи, мнемоскопы и параметрографы.*

### **Дистанционный ввод информации**

Необходимость ввода большого количества информации в дополнение к поступающей с ТОУ – одна из основных особенностей функционирования сложных систем управления, оснащенных ЭВМ. В связи с этим становится актуальной задача наилучшей организации ввода информации с учетом возможностей человека-оператора.

В настоящее время известны как ручные, так и автоматизированные способы дистанционного ввода информации. К ручным способам относят *однофункциональный* и *многофункциональный*, к автоматизированным – *программный*.

Однофункциональный способ предусматривает отдельный ввод каждого знака сообщения с помощью специально предназначенного для него ручного органа управления (кнопки, клавиши, тумблера). Общее число кнопок (клавиш) определяется алфавитом знаков, которым пользуется оператор. Для ввода сложных

сообщений используемый алфавит может содержать много десятков и сотен знаков. Это требует размещения большого числа закодированных клавиш на ограниченном пространстве и затрудняет отыскание нужного кода, увеличивая время на его поиск.

Многофункциональный способ ввода информации с помощью многопальцевой или аккордной клавиатуры позволяет резко сократить число кнопок за счет использования их различных сочетаний для передачи часто повторяющихся сообщений или программ. Этот способ применим для специально обученных операторов, иначе он чреват увеличением числа ошибок в процессе ввода информации по сравнению с однофункциональным.

Программный способ является наиболее производительным и надежным. Он отличается от ручных тем, что вводимую информацию разделяют на ассоциативные группы. При этом на панели ввода информации устанавливают лишь одну клавиатуру, состоящую из сравнительно небольшого числа кнопок. В зависимости от вида вводимого сообщения по заранее составленной программе осуществляют автоматическую коммутацию управляющей клавиатуры с соответствующими рядами входного регистра формирователя сообщений. Содержание транспарантов (надписей) над клавишами также изменяют по заданной программе. После того как выбран вид сообщения, отпадает необходимость поиска нужного сочетания клавиш, так как подключение ассоциативных групп осуществляется по программам автоматически. Последнее обстоятельство исключает ошибки при формировании сообщений, свойственные первым двум способам.

Кроме того, более простая клавиатура сокращает время и облегчает процесс ввода информации. Описание систем дистанционного ввода информации в АСУ приведено в [12].

### 1.3.2 Теплотехнический контроль и сигнализация

*Теплотехнический контроль.* Большая часть информации для оперативного персонала ТЭС поступает от систем теплотехнического контроля. Теплотехническим контролем называют процесс измерения теплотехнических величин (температуры, давления, расхода пара, воды и т.п.) с помощью совокупности средств, осуществляющих эти измерения.

Большинство теплотехнических измерений выполняют с помощью измерительных систем дистанционного действия, состоящих из первичных измерительных преобразователей (датчиков), вторичных показывающих или самопишущих приборов и электрических или трубных линий связи между ними [7, 12, 21].

Современные системы теплотехнического контроля создают на основе использования унифицированных сигналов связи между первичными преобразователями и вторичными приборами. Физическая сущность

информационных унифицированных сигналов может быть различной: электрической, пневматической или гидравлической. Однако диапазон изменения их численных значений строго регламентируется. Так, для наиболее употребительных в теплоэнергетике электрических сигналов устанавливаются следующие пределы: 0...5 мА; 0...20 мА; 4...20 мА; 0...10 В постоянного электрического тока; для пневматического сигнала 0,2...1 кгс/см<sup>2</sup> (0,02...0,1 МПа).

Унификацию выходных сигналов первичных преобразователей осуществляют либо за счет использования независимых нормирующих преобразователей (например, при измерении температуры), либо конструктивного объединения первичных и передающих преобразователей с нормирующими в остальных измерительных системах.

В то же время для целей оперативного контроля наиболее важных величин продолжают применять независимый измерительный комплект, состоящий из отборного устройства, устанавливаемого на технологическом оборудовании, первичную бесшкального измерительного преобразователя (датчика), располагаемого вблизи или по месту измерения, вторичного прибора и соединительных линий между ними.

Все теплотехнические измерения на ТЭС, за небольшим исключением, осуществляют с помощью приборов общепромышленного назначения [7, 12, 21].

При выборе конкретного прибора или измерительного комплекта и оценке его пригодности в информационных целях используют метрологические характеристики технических средств измерения. Основная из них – абсолютная погрешность средства измерения (измерительного комплекта) – определяется разностью показаний средства измерения и действительного значения измеряемой величины:

$$\Delta_i = y_i - y_{id},$$

где  $\Delta_i$  абсолютная погрешность измерения  $i$ -й величины;  $\{y_i\} \in Y$  – показание прибора (средства измерения) по  $i$ -му каналу измерений;  $y_{id}$  – действительное значение  $i$ -й измеряемой величины.

Погрешность измерительного комплекта (средства измерения) – геометрическая сумма погрешностей отдельных его составляющих (первичного измерительного преобразователя, трубных и электрических соединительных линий, вторичного показывающего или регистрирующего прибора и др.).

*Технологическая сигнализация.* Для множества величин, контролируемых в процессе управления, достаточно установить лишь факт их нахождения в зоне допустимых значений или отклонения за ее пределы. Для этих целей в помощь оператору выделяется специальная группа технических средств, предназначенных для контрольного чтения представляемой информации, – подсистема технологической сигнализации (ТС). Устройства ТС оповещают персонал о

происшедших нарушениях технологического процесса, установленных режимов работы основного и вспомогательного оборудования или же о неисправностях в самой АСУ ТП ТЭС.

Существуют следующие виды ТС в зависимости от характера нарушения технологического процесса и функционирования технических средств АСУ:

отклонения параметров от допустимых значений по условиям надежности и безопасности работы энергооборудования;

аварийные отклонения параметров, требующие немедленного останова оборудования;

срабатывания тепловых или электрических защит, приводящие к сбросу тепловой и электрической нагрузок или к останову того или иного оборудования;

вызов к месту очевидной неисправности того или иного энергетического оборудования или элементов АСУ ТП;

нарушение электропитания технических средств автоматизации.

Для оповещения персонала о перечисленных нарушениях применяют акустические и зрительные индикаторы. Звуковые сигнализации обычно выполняют двухтональными. Первый тон – звонок или зуммер – включается при подаче предупредительного сигнала; второй – сигнал более мощного звучания, обычно сирена, – оповещает персонал об авариях или аварийных отключениях.

Визуальную сигнализацию, обычно световую, осуществляют с помощью сигнальных ламп с двухцветным (красным или зеленым) кодированием состояния объекта или же с помощью двухламповых или одноламповых табло. На светящихся транспарантах табло высвечивается надпись, указывающая причину появления сигнала.

Количество световых сигналов в системах управления крупными энергоблоками сравнительно велико – до 300 единиц на один операторский пост. Обнаружить появление нового сигнала среди уже светящихся может оказаться затруднительным. Поэтому каждый вновь поступающий сигнал должен выделяться прерывистым свечением (мерцанием).

Особенность электрической схемы соединения элементов локальной системы состоит в том, что некоторые из элементов принадлежат к общей системе сигнализации какого-либо крупного ТОО либо группы объектов, управляемых с одного щита. Вместе с тем первичные измерительные преобразователи размещают на разных территориально-разобщенных объектах, часто подвергающихся различным по интенсивности механическим, термическим и прочим воздействиям окружающей производственной среды. Вероятность отказа этих элементов намного выше по сравнению с элементами схемы, находящимися в сравнительно благоприятных условиях на БЩУ или ГЩУ. Следовательно, электрическая схема должна быть выполнена так, чтобы повреждения ее отдельных элементов не

приводили к отказу всей системы. Для этого схемы технологической сигнализации разделяют на отдельные участки, каждый из которых в случае необходимости временно может быть отключен при сохранении работоспособности всей системы.

Обычно участки выделяют по функционально-групповому признаку. В каждой группе объединяют до 60–80 контролируемых параметров одного крупного или группы вспомогательных агрегатов, например по контролю температуры нагрева подшипников вращающихся механизмов (дымососов, вентиляторов и т.п.) [12].

Построение электрических схем сигнализации с соблюдением принципа разделения на независимые участки (группы) позволяет снизить вероятность отказов систем технологической сигнализации и повысить их ремонтпригодность в условиях непрерывной эксплуатации основного оборудования.

Электрическое питание схем технологической сигнализации осуществляют постоянным током от собственного источника [12]. Раздельное питание обусловлено повышенной вероятностью отказов в разветвленных цепях технологической сигнализации, обладающих сравнительно низкой электрической изоляцией по отношению к земле.

## 1.4 Технологические защиты теплоэнергетического оборудования

### 1.4.1 Назначение. Тепловые защиты основного оборудования

#### Назначение автоматических защит

Наряду с сигнализацией параметров, чрезмерное отклонение которых от установленного значения влечет нарушение технологического процесса, в составе АСУ ТП ТЭС предусматривают автоматические системы защиты теплового оборудования от повреждений.

Автоматические системы защиты, обслуживающие тепловую часть электрической станции, называют *тепловыми защитами* (ТЗ). Устройства ТЗ должны быть в постоянной готовности, но срабатывать только в том случае, когда возможности автоматического или дистанционного управления по предотвращению отклонений параметров от установленных значений исчерпаны, а оператор не может вовремя на это реагировать.

Следовательно, ТЗ призваны воздействовать на объект управления лишь в исключительных случаях: в предаварийном (аварийном) положении или при резких и глубоких сбросах тепловой или электрической нагрузки.

По степени воздействия на защищаемые установки ТЗ разделяют на *главные* и *локальные*. К главным относят ТЗ, срабатывание которых приводит к останову котла, турбины, энергоблока в целом или к глубокому снижению их нагрузки. Локальные защиты предотвращают развитие аварии без останова основных агрегатов и снижения нагрузки. Чаще всего ТЗ служат для предотвращения аварии оборудования при отклонениях параметров за допустимые пределы. Воздействие защит связано с открытием (закрытием) запорных органов, остановом основного или вспомогательного оборудования или включением его резерва.

Простейшим примером ТЗ служит предохранительный клапан с уравновешивающим грузом или гидрозатвор, устанавливаемые по правилам котлонадзора на всех сосудах, находящихся под избыточным давлением [15].

Большинство современных защитных устройств на ТЭС – автоматические системы, состоящие из отдельных связанных между собой элементов: первичных измерительных преобразователей, снабженных электрическими контактами (датчиками), промежуточных реле, усилителей и коммутирующих устройств для исполнительных механизмов или электроприводов. Действие ТЗ часто увязывают с работой электроблокировочных устройств, позволяющих включать или отключать электрические приводы вспомогательных агрегатов только в определенной последовательности – «по цепочке». Например, аварийный останов дымососов котла приводит через устройства электроблокировки к останову дутьевых вентиляторов и топливоподающих устройств [12, 22].

## Тепловые защиты основного энергооборудования

Автоматические защиты барабанных котлов. В барабанном котле предусмотрена защита от повышения давления, упуска и повышения уровня воды в барабане, от потускнения и погасания факела и от понижения (повышения) температуры перегрева пара.

*Защита от повышения давления пара.* Каждый котел на случай повышения давления пара сверх допустимую, как уже отмечалось, снабжен предохранительными клапанами, действующими по принципу регуляторов давления «до себя». Клапаны, устанавливаемые на выходном коллекторе, должны открываться раньше, чем на барабане (при меньшем по абсолютному значению давлении пара на 0,2...0,3 МПа), с тем, чтобы обеспечить охлаждение змеевиков пароперегревателя паром при наличии факела в топке.

На современных котлах и паровых коллекторах ТЭС в комплекте предохранительных клапанов используют специальные импульсные предохранительные устройства (ИПУ). Принципиальная схема действия предохранительного клапана с ИПУ приведена на рис. 7.6.

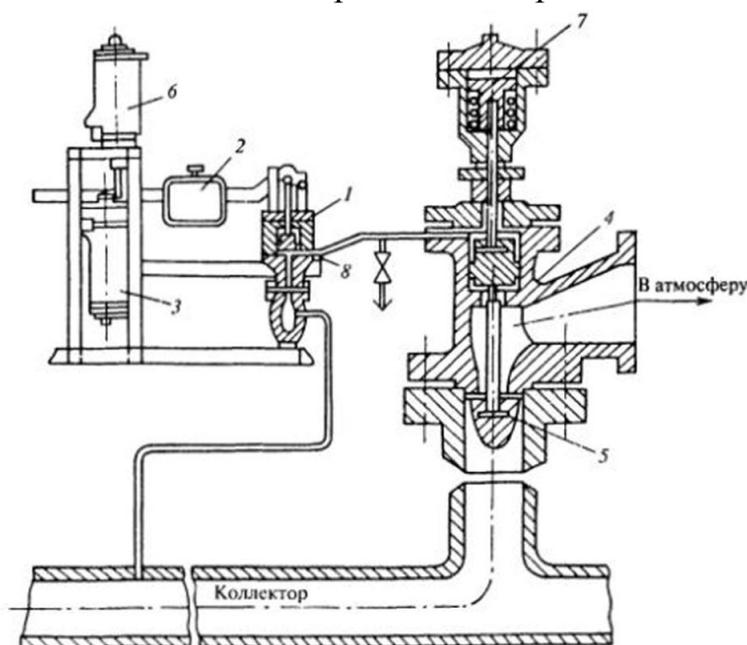


Рис. 7.6. Схематическое изображение ИПУ

При нормальном давлении пара импульсный клапан 1 закрыт под давлением груза 2; главный клапан 5 плотно закрыт, находясь под давлением пара. При повышении давления в коллекторе сверх допустимого сначала открывается импульсный клапан за счет того, что усилие, развиваемое паром, на запорную тарелку 8 превышает усилие, действующее на нее со стороны груза 2.

Кроме того, импульсный клапан может быть открыт под действием усилия электромагнита 6, который, в свою очередь, действует по сигналу от контрольного контактного манометра. При открытии импульсного клапана давление пара над

поршнем 4 возрастает до давления в коллекторе, поршень начнет смешаться вниз и открывать главный клапан 5. Это вызовет выпуск избыточного пара в атмосферу и восстановление давления пара в коллекторе до значения, при котором импульсный клапан 1 вновь закроется под действием груза 2 или электромагнита закрытия 3. Прекращение доступа пара со стороны импульсного клапана в надпоршневое пространство главного клапана 5 вызовет его «посадку» (закрытие) под действием давления в коллекторе. Смягчение удара клапана о седло при посадке происходит за счет паровой подушки в надпоршневом пространстве сервопривода 4 и специального демпферного устройства 7, снабженного пружиной и заполняемого водой от постоянного источника.

*Защита по уровню в барабане.* Поскольку упуск уровня и перепит-ка барабана относятся к самым тяжелым авариям на ТЭС, каждый котел оснащают системой автоматической защиты, срабатывающей при наличии сигналов чрезмерного повышения или понижения уровня.

Понижение уровня на 160 мм ниже установленного предела  $H_i$  вызывает останов котла по цепочке: *датчики* с одинаковыми уставками, включенные по схеме И, – *промежуточные реле – переключатели блокировки – отключающие устройства* дутьевого вентилятора ДВ и системы топливоснабжения ТС (рис. 7.7).

Защита от понижения уровня выполняет одновременно функции защиты от разрыва экранных труб котла (опорожнение барабана приводит к нарушению питания экранных труб и их пережогу при наличии факела в топке).

Защита от превышения уровня выполняется двухступенчатой с двумя датчиками с разными уставками, контакты которых включают по схеме И. При достижении уровнем первого установленного значения  $\uparrow H_I$  (до 150 мм) срабатывает локальная защита, воздействующая на открытие запорных задвижек на линии аварийного слива воды из барабана по цепочке: *датчик – промежуточное реле – контактор* «открыть» электроприводов задвижек аварийного слива.

По достижении уровнем второй предельной отметки  $\uparrow H_{II}$  (до 200 мм) действие защитных устройств должно привести к останову котла в той же последовательности, что и при упуске уровня. В этом случае сигнал на останов котла от датчика-уровнемера  $H_{II}$  вызовет действие защиты лишь при наличии «подтверждающего» сигнала от первого датчика локальной защиты  $\uparrow H_I$ . Останов дутьевого вентилятора и отключение системы подачи топлива в топку по линиям блокировочных связей должны вызвать закрытие главной паровой задвижки (ГПЗ) для предотвращения доступа пара в котел из общей магистрали с одновременным открытием продувки пароперегревателя и закрытием запорного клапана на линии впрыска собственного конденсата для предотвращения доступа воды в парохладитель.

*Защита от потускнения и погасания факела.* Тепловую защиту этого вида

предусматривают в случае погасания факела в топке при неустойчивом горении. Подача топлива при этом должна быть прекращена, так как его скопление в топке может привести к образованию взрывоопасной смеси. Останов котла в системе защиты от погасания факела осуществляют в следующей последовательности:

*датчики*, установленные с двух сторон топки с контактами, включенными по схеме И;

*промежуточное реле – отключающее устройство* дутьевых вентиляторов и далее по линиям связей электроблокировки (см. рис. 7.7).

В качестве датчиков применяют фоторезисторы, визируемые на ядро факела и включаемые последовательно с обмоткой фотореле, которое срабатывает при заданном уровне излучения факела. В качестве подтверждающего сигнала может использоваться разрешение вверху топки, резко возрастающее при обрывах факела. С этой целью контакты сигнализатора падения давления в топке включаются последовательно с контактами фотореле.

Котлы, работающие на пылевидном топливе, снабжают защитой от потускнения факела, воздействующей на подачу резервного топлива (включение газовых горелок или мазутных форсунок) при снижении уровня светимости факела. Система ТЗ содержит реле времени, задерживающее сигнал на открытие клапана с электромагнитным приводом, установленного на линии подвода резервного топлива, на 5...10 с. Это необходимо для предотвращения ложных срабатываний ТЗ в случае кратковременных потускнений (миганий) факела. Защита от погасания и потускнения факела и связанная с нею система звуковой и световой сигнализации приобретают особенно большое значение на крупных ТЭС с блочными или групповыми щитами управления, когда оператор лишен возможности прямого наблюдения за состоянием факела в топках. В этом случае используют специальный автомат защиты котла (АЗК), определяющий потускнение факела по уровню светимости, а погасание – по пульсациям факела в видимой и инфракрасной частях спектра свечения.

*Защита от понижения температуры перегрева первичного пара.* При понижении температуры пара до предельного значения сигнал от температурного датчика (термопары), пройдя через электронный усилитель, поступает на вход релейного устройства И, которое воздействует на останов дутьевого вентилятора и далее по линии электроблокировочной связи на останов котла (см. рис. 7.7).

Автоматические защитные устройства этого вида предохраняют паропровод и проточную часть турбины от заброса частиц воды.

На блочных установках с одним котлом (моноблоках) защиту от понижения температуры пара относят к турбине (воздействует на закрытие стопорного клапана).

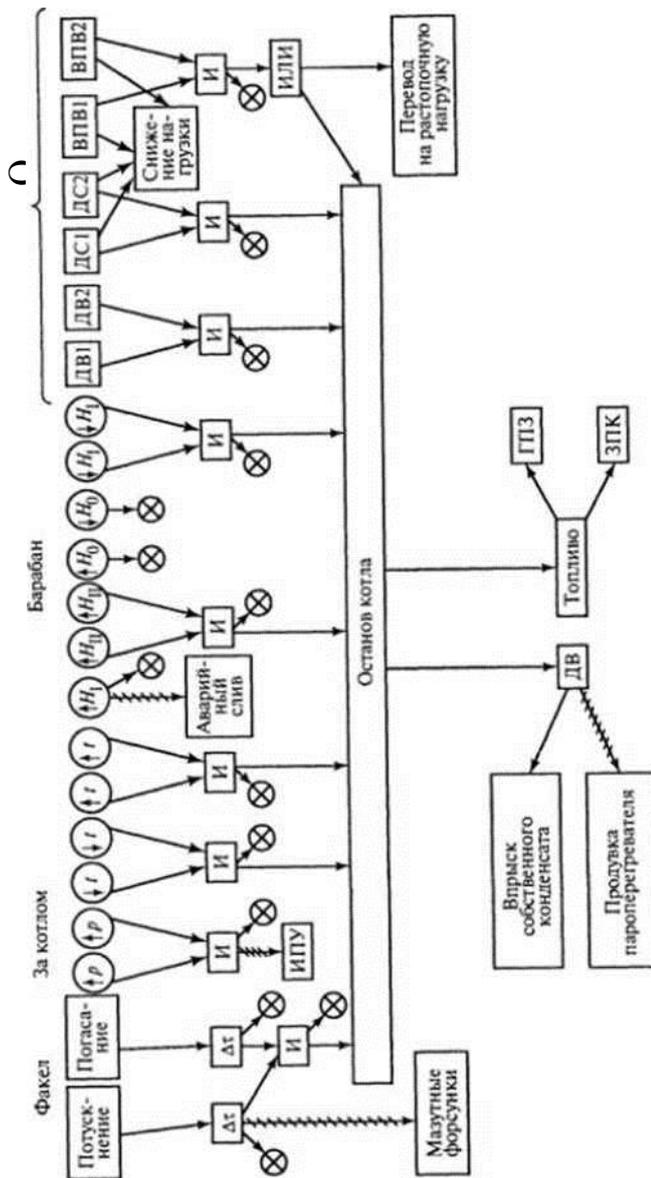


Рис. 7.7. Логическая схема действия

Аналогично устроена и действует система защиты от повышения температуры первичного пара сверх установленного максимального значения.

Помимо рассмотренных защит к останову котла или к снижению нагрузки до 50 % приводит непредвиденное или ошибочное отключение одного из двух дутьевых вентиляторов ДВ, дымососов ДС и вентиляторов первичного воздуха ВПВ (см. рис. 7.7).

Автоматические защиты прямоточных паровых котлов. Прямоточные котлы оснащают всеми видами защит, предусматриваемых на барабанных агрегатах, за исключением защиты от повышения и понижения уровня воды в барабане. Однако конструктивные и технологические особенности прямоточного котла, связанные с наличием принудительной циркуляции, требуют ряда дополнительных защит, воздействующих на останов котла при возникновении аварийных ситуаций.

Логическая схема действия тепловых защит прямоточного котла, отражающая отмеченные особенности, приведена на рис. 7.8.

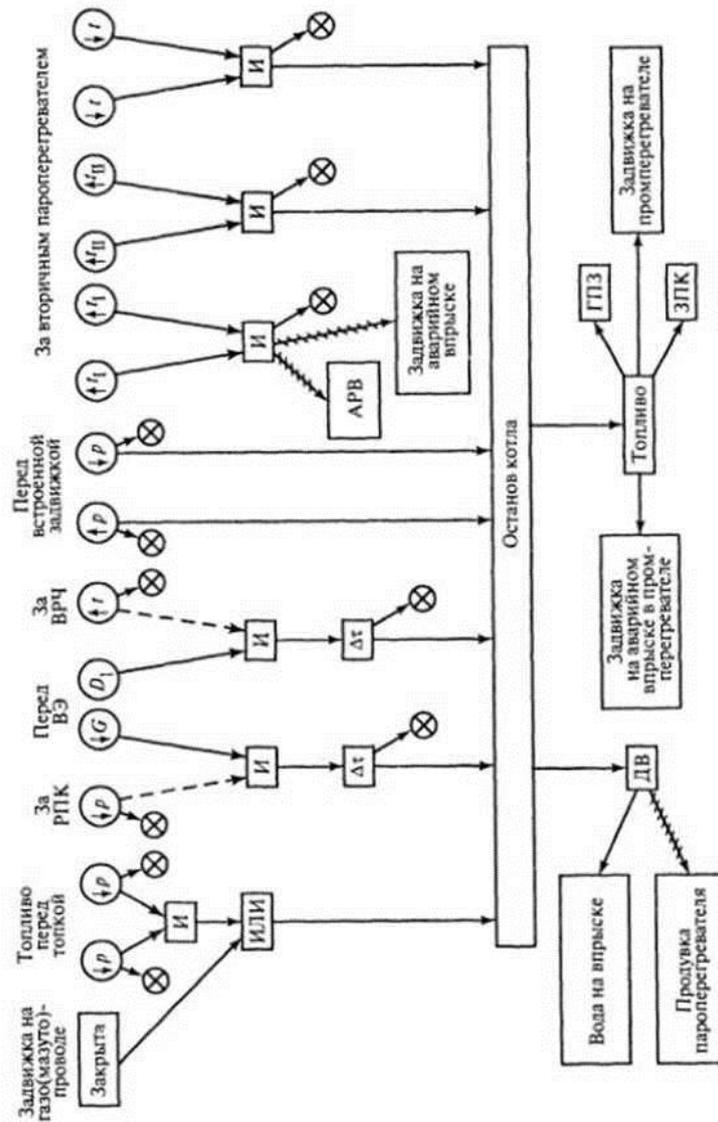


Рис. 7.8. Логическая схема действия тепловых защит прямооточного парогенератора:

Линии связи: — защита; - - - подтверждающий сигнал;  $\Delta t$  — открытие (включение); АРВ — аварийный регулятор впрыска

*Защита от прекращения подачи воды.* Для каждого контура прямооточных котлов предусматривают автоматическую защиту, воздействующую на останов агрегата при снижении расхода воды  $G_{п.в}$  на контур до 30 % расчетной производительности. Сигналом, подтверждающим необходимость действия защиты, может служить снижение давления  $p$  за регулирующим питательным клапаном (РПК) до 15 % по сравнению с давлением при полном расходе. Одновременное появление этих сигналов вызывает включение резервных питательных насосов, а в случае их отказа через  $\Delta t = 15...20$  с защита выполняет останов котла воздействием на дутьевые вентиляторы.

*Защита от разрыва труб водяного экономайзера.* Утечка воды в экономайзере из-за появления свища в трубах может привести к нарушению нормального режима работы испарительного контура и повышению температуры пара в тракте. Поэтому

появление небаланса  $\uparrow \Delta G$  в 25...30 % между расходами воды до и после водяного экономайзера (ВЭ) на каждом из его потоков служит сигналом для срабатывания защиты, воздействующей на останов котла с выдержкой времени  $\Delta t = 20$  с. необходимой для предотвращения ложного останова из-за небаланса расходов по режимным условиям. В качестве подтверждающего сигнала этой защиты используют резкое повышение температуры пара по тракту (например, за ВРЧ).

Аналогично могут быть устроены ТЗ от повреждения других поверхностей нагрева.

*Защита от повышения (понижения) давления пара перед встроенной задвижкой.* Защиты этого вида необходимо оснащать котлы со сверх критическим давлением пара. При повышении или понижении давления пара  $p$  перед встроенной задвижкой против номинального значения замыкаются контакты контрольных манометров, включенных в цепь защиты по схеме И (два из двух). Это приводит к срабатыванию промежуточного реле и далее по цепочке электроблокировки к отключению вентиляторов и топливоподающих устройств.

Работа прямоточного парового котла на газовом или жидком топливе требует применения защит, действующих на останов котла в случае понижения давления топлива (газа или мазута) перед горелками (см. рис. 7.8).

Отключение дутьевых вентиляторов или дымососов прямоточного парового котла приводит к его останову (по каналам электроблокировки), а превышение давления пара в выходном коллекторе – к срабатыванию импульсного предохранительного устройства (ИПУ) и сбросу излишнего пара в атмосферу (см. рис. 7.7).

Кроме того, прямоточный котел, так же как и барабанный, снабжают системами защит от повышения и понижения температуры первичного пара (на схеме не показаны), действующими на останов дутьевых вентиляторов и прекращение подачи топлива. При повышении температуры вторичного пара до первой уставки  $\uparrow t_1$  открывается запорная задвижка на линии аварийного впрыска и включается в работу регулятор аварийного впрыска (регулятор  $t_{в.п}$ ). Превышение температуры вторичного пара второй уставки  $t_{II}$ , так же как и понижение ее до первой  $t_I$ , должно приводить к останову котла.

Котлы, имеющие регенеративные воздухоподогреватели (РВП), оснащают дополнительной защитой, воздействующей на останов при отключении всех РВП.

Автоматические защиты турбогенераторов. Защита турбогенератора предусмотрена:

- от увеличения частоты вращения ротора;
- сдвига ротора;
- ухудшения вакуума в конденсаторе;
- понижения давления масла в системе смазки и охлаждения подшипников.

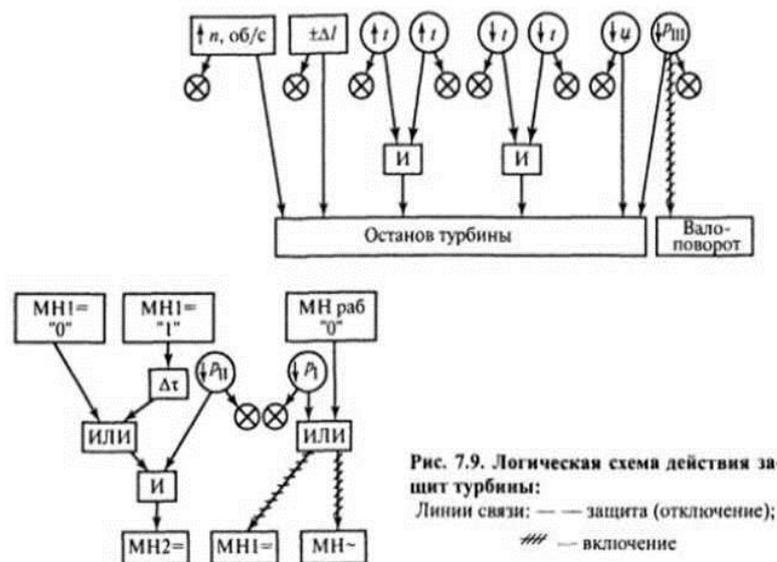


Рис. 7.9. Логическая схема действия защит турбины:  
 Линии связи: — защита (отключение);  
 # — включение

*Защита от увеличения частоты вращения ротора.* Системы ТЗ турбины изображены на рис. 7.9. Частота вращения вала турбогенератора, включенного в электрическую систему, должна поддерживаться постоянной. Эту задачу выполняет специальная система регулирования. Увеличение частоты вращения на 10 % сверх допустимого значения из-за отказа системы регулирования или по другим причинам вызывает срабатывание автомата безопасности, воздействующего на закрытие стопорного клапана перед турбиной по схеме «два из трех».

*Защита при сдвиге ротора.* Вращающийся ротор имеет некоторую свободу продольного перемещения относительно статора –  $\Delta l$ . Это перемещение весьма мало (до  $\pm 1,2$  мм для различных типов турбин) и ограничено упорным подшипником турбогенератора. Однако из-за износа рабочих поверхностей или превышения расчетного усилия может произойти продольное смещение ротора, превышающее допустимое значение. Это вызовет повреждение концевых уплотнений или лопаточную аппарата турбины. Все турбогенераторы оснащают специальным защитным устройством, воздействующим на останов турбины при чрезмерном осевом сдвиге ротора. Первичным прибором, фиксирующим изменение положения ротора относительно статора, служат электрические индукционные датчики, контакты которых соединяют по схеме «два из трех».

Действие ТЗ этого вида сводится к формированию сигнала по напряжению, побуждающего к срабатыванию специальное реле осевого сдвига, которое через промежуточное реле воздействует на включение электромагнитного привода, управляющего механизмом быстрого закрытия стопорного клапана турбины.

*Защита от ухудшения вакуума в конденсаторе.* Ухудшение вакуума  $\downarrow$  в конденсаторе приводит к росту температуры пара в хвостовой части турбины, термическим деформациям громоздких частей корпуса, чреватым повреждением лабиринтового уплотнения. Однако при резком ухудшении вакуума оператор может

не успеть своевременно принять предупредительные меры. В этом случае необходимо вмешательство автоматической защиты, воздействующей на останов турбины во избежание серьезного ее повреждения. Сигнал для защиты при срыве вакуума формируют с помощью специального вакуум-реле (срабатывает по схеме «два из трех»), которое через промежуточное реле воздействует на электромагнитный привод, управляющий механизмом быстрого закрытия стопорного клапана [22].

*Защита от понижения давления масла в системе смазки и охлаждения подшипников.* В нормальном режиме работы масло в систему смазки подшипников поступает под заданным избыточным давлением около 20 кПа (0,2 кгс/см<sup>2</sup>) от системы гидравлического регулирования турбины. На случай ее отказа (останов рабочего маслонасоса) предусматривается установка двух аварийных масляных насосов постоянного тока. Они могут включаться автоматически по сигналу специального реле давления при непредвиденном уменьшении давления в системе смазки ниже первого  $\downarrow p_I$  или второго  $\downarrow p_{II}$  установленного значения в соответствии с логической схемой, изображенной на рис. 7.9.

Для некоторых типов турбин подтверждающим сигналом для включения второго аварийного масляного насоса постоянного тока (МН 2–0) при снижении давления масла ниже второго предела  $\downarrow p_{II}$  является включение первого маслонасоса (МН 1–1) постоянного тока.

Когда давление масла остается ниже  $p_{II}$  по истечении  $\Delta t$ , включается второй аварийный насос постоянного тока. Выдержка времени  $\Delta t = 2...3$  с на включение второго насоса после включения первого необходима для разворота первого насоса и подъема давления в системе смазки. Если первый аварийный насос не включится, второй включается без выдержки времени.



Рис. 7.10. Схема действия тепловых защит генератора

При снижении давления масла в системе смазки ниже третьего установленного значения  $p_{III}$  сигнал от реле давления через промежуточное реле воздействует на закрытие стопорного клапана перед турбиной и систему включения ее

валоповоротного устройства. Помимо рассмотренных систем защит, на рис. 7.9 изображена защита от повышения  $\uparrow t$  и понижения  $\downarrow t$  температуры пара перед стопорным клапаном. Кроме того, в любом случае отключение электрического генератора должно приводить к останову турбины. Генератор оснащают собственной системой защит, воздействующей на его отключение при останове всех масляных насосов уплотнения вала и при прекращении протока охлаждающей воды (дистиллята) через статор.

Действие тепловых защит электрического генератора показано на рис. 7.10. Оно связано с остановом турбины, отключением генератора от сети и включением автомата гашения электрического поля (АГП) по сигналам, указанным на схеме, в аварийных случаях.

#### 1.4.2 Автоматическая защита вспомогательных установок

Защитные устройства вспомогательных установок ТЭС относят к так называемым локальным системам автоматических защит. Их действие, как правило, не связано с остановом основного оборудования и его механизмов, так как вспомогательные установки обычно резервируют или же сравнительно быстро ремонтируют. Кроме того, чрезмерное отклонение регулируемых параметров вспомогательных установок не оказывает прямого влияния на производительность котлов и выработку электроэнергии. В качестве примеров приведем описания тепловых защит ПВД, питательно-деаэрационной и редукционно-охладительных установок (ПДУ и РОУ).

*Защиты регенеративных ПВД.* Переполнение корпуса ПВД водой до уровня врезки трубопровода греющего пара недопустимо из-за опасности заброса воды в паропровод. Такая опасность возникает при отказе автоматических регуляторов уровня конденсата в корпусе ПВД или разрыве змеевиков питательной воды. На этот случай предусмотрен обратный клапан на трубопроводе греющего пара, соединяющем корпус ПВД с камерой нерегулируемого отбора. Специальное защитное устройство воздействует на систему подачи питательной воды в обвод всей группы ПВД.

Логическая схема действия защит для группы из трех ПВД изображена на рис. 7.11.

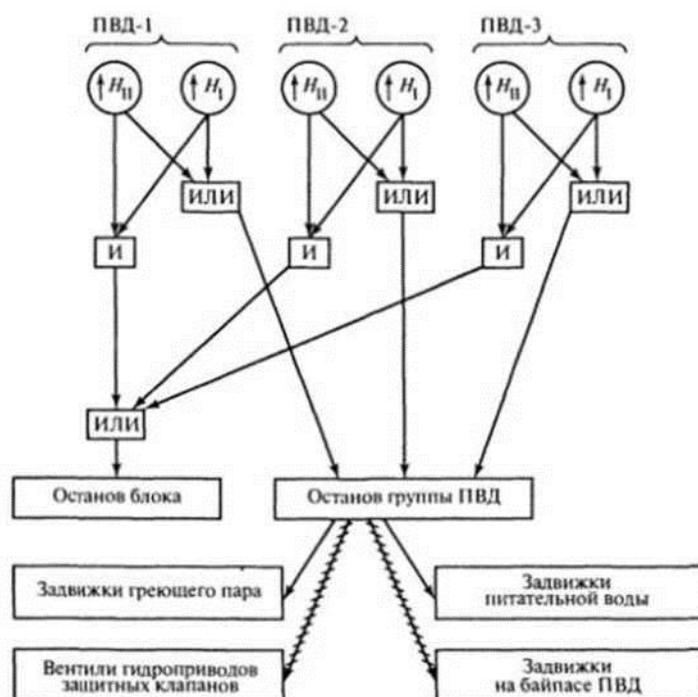


Рис. 7.11. Логическая схема действия защит ПВД:  
 Линии связи: — — закрытие (защита); — — — — — открытие

Система защиты ПВД от переполнения водой принадлежит к двухступенчатой и действует по цепочке: датчики уровня ПВД *промежуточные реле – коммутирующие и исполнительные устройства* силовых приводов запорных органов на линиях пара и воды. При срабатывании защиты по уровню одного из подогревателей отключается вся группа ПВД одновременно. Отключение по пару осуществляется перекрытием доступа греющего пара в каждый из корпусов, отключение по воде – закрытием быстродействующего защитного гидроклапана на входе и выходе ПВД, а также закрытием запорных задвижек на входе и выходе питательной воды данной группы.

*Защиты ПДУ.* В случае аварийного отключения работающих насосов или непредвиденного снижения давления воды в питательной магистрали предусмотрено автоматическое включение резервных. При наличии питательных турбонасосов их приводные турбины обеспечивают защитами от повышения частоты вращения вала, сдвига ротора и понижения давления масла в системах регулирования и смазки подшипников. На деаэраторах питательной воды предусматривают защиты от повышения давления в деаэраторной головке (предохранительные клапаны или гидрозатворы), от понижения давления в трубопроводе отбора пара на деаэратор (включение линии резервного подвода пара) и повышения уровня воды в аккумуляторных баках. При превышении максимально допустимого уровня автоматически открывается задвижка на аварийном сливе воды из бака, а при достижении минимального включается резервный насос подачи химически очищенной воды.

*Защиты редуционно-охладительных установок.* В качестве защитных устройств на обычных редуционно-охладительных установках (РОУ) предусмотрены предохранительные клапаны на коллекторах редуцированного пара. На быстродействующих РОУ, которые сами выполняют функции защитных устройств, ставят два вида собственной защиты от повышения давления редуцированного пара и прекращения подачи охлаждающей воды. Раздельное включение или отключение быстродействующих запорных клапанов (БЗК) одинаково недопустимо. Поэтому на случай исчезновения напряжения питания электроприводов БЗК предусмотрен его подвод через общие предохранители.

С помощью устройств электроблокировки открытие БЗК на трубопроводе охлаждающей воды станет возможным лишь после начала открытия парового БЗК. Сигнал на его закрытие одновременно служит сигналом для перекрытия БЗК на линии воды. На РОУ с клапанами, управляемыми гидравлическими сервоприводами, при исчезновении давления рабочей жидкости паровой и водяной клапаны закрываются под действием пружин.

*Защитные устройства мельничных систем паровых котлов.* Помимо защит от повышения температуры  $t_m$  воздушной смеси за шаровой или молотковой мельницей, воздействующей на открытие заслонки на линии присадки холодного воздуха, на мельничных системах предусмотрено защитное устройство, действующее на останов мельниц при понижении давления масла в системе смазки подшипников.

При падении давления масла до первого установленной значения включается резервный масляный насос. При падении давления масла до второго предела срабатывает устройство, отключающее электропривод мельниц. Далее по цепи электроблокировки останавливается питатель сырого угля. Отключение пылесистемы с шаровой барабанной мельницей предусмотрено также при забивании циклона пылью по сигналу датчика, измеряющего его сопротивление. На мельницах обоих типов может быть предусмотрено включение вибраторов на течках сырой угля при внезапном прекращении подачи топлива. Отключение вибраторов происходит после восстановления подачи топлива или по истечении установленной выдержки времени.

## 1.5 Автоматическое регулирование паровых котлов

### 1.5.1 Основные системы регулирования барабанных котлов

#### Барабанный паровой котел как объект управления

Принципиальная схема технологического процесса, протекающего в барабанном паровом котле, показана на рис. 8.1. Топливо поступает через горелочные устройства в топку 1, где сжигают обычно факельным способом. Для поддержания процесса горения в топку подают воздух в количестве  $Q_6$ . Его нагнетают с помощью вентилятора ДВ и предварительно нагревают в воздухоподогревателе 9.

Образовавшиеся в процессе тления дымовые газы  $Q_t$  отсасывают из топки дымососом ДС. Попутно они проходят через поверхности нагрева пароперегревателей 5, 6, водяного экономайзера, воздухоподогревателя 9 и удаляются через дымовую трубу в атмосферу.

Процесс парообразования протекает в подъемных трубах циркуляционного контура 2, экранирующих камерную топку и снабжаемых водой из опускных труб 3. Насыщенный пар  $G_b$  из барабана 4 поступает в пароперегреватель, где нагревается до установленной температуры за счет радиации факела и конвективного обогрева топочными газами. При этом температуру перегрева пара регулируют в пароохладителе 7 с помощью впрыска воды  $G_{впр}$ .

Основными регулируемыми величинами котла служат расход перегретого пара  $G_n$  его давление  $p_m$  и температура  $t_n$ . Расход пара является переменной величиной, а его давление и температуру поддерживают вблизи постоянных значений в пределах допустимых отклонений, что обусловлено требованиями заданного режима работы турбины или иного потребителя тепловой энергии.

Кроме того, следует поддерживать в пределах допустимых отклонений значения следующих величин:

- уровня воды в барабане  $H_b$  – регулируют изменением подачи питательной воды  $G_{пв}$ ;
- разрежения в верхней части топки  $S_r$  – регулируют изменением подачи дымососов, отсасывающих дымовые газы из топки;

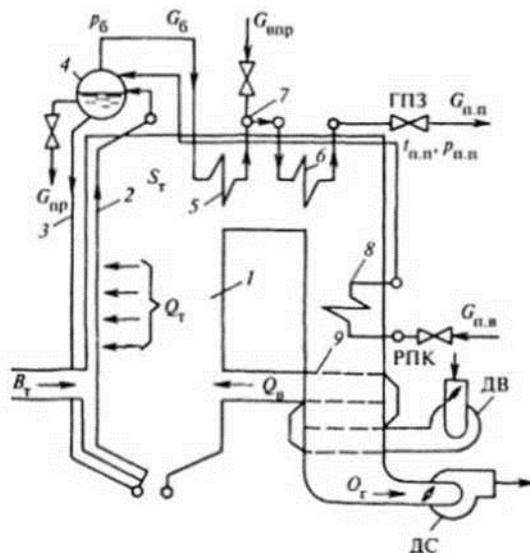


Рис. 8.1. Принципиальная технологическая схема барабанного котла:  
 ГПЗ — главная паровая задвижка; РПК — регулирующий питательный клапан; 1 — топка;  
 2 — циркуляционный контур; 3 — опускные грубы; 4 — барабан; 5, 6 — пароперегреватели;  
 7 — парохладитель; 8 — экономайзер; 9 — воздухоподогреватель

- оптимального избытка воздуха за пароперегревателем  $a(O_2)$  — регулируют изменением подачи дутьевых вентиляторов, нагнетающих воздух в топку;
- концентрации оксидов азота в дымовых газах ( $C_{NOx}$ ) — регулируют, например, подачей вентиляторов рециркуляции газов в топку;
- солесодержания котловой воды (в пересчете на NaCl) — регулируют изменением расхода воды  $G_{пр}$ , выпускаемой из барабана в расширитель непрерывной продувки.

Перечисленные величины изменяются в результате регулирующих воздействий и под действием внешних и внутренних возмущений, носящих детерминированный или случайный характер. Котел в целом, например, по каналу *топливо – расход или давление пара*, считают системой направленного действия.

Однако выходные регулируемые величины некоторых участков служат одновременно входными по отношению к другим. Например, расход перегретого пара  $G_{пп}$ , являясь выходной величиной по отношению к расходу топлива  $B_T$ , служит входным воздействием по отношению к давлению и температуре перегретого пара, а давление пара в барабане  $p_б$ , являясь выходной величиной по отношению к расходу топлива, служит также одним из входных воздействий участка регулирования уровня воды в барабане  $H_б$ .

Следовательно, котел как объект управления — сложная динамическая система с несколькими взаимосвязанными входными и выходными величинами.

Система управления барабанным котлом в целом включает автономные АСР процессов горения и парообразования, температуры перегрева пара, питания и водного режима.

### **Регулирование процессов горения и парообразования**

Процессы горения и парообразования тесно связаны. Количество сжигаемого топлива, а точнее, тепловыделение в топке в установившемся режиме должно соответствовать количеству вырабатываемого пара  $G_p$ . Косвенным показателем тепловыделения  $Q_m$ , служит тепловая нагрузка  $G_q$ . Она характеризует количество теплоты, воспринятое поверхностями нагрева в единицу времени и затраченное на нагрев котловой воды в экранных трубах и на парообразование. Количество пара, вырабатываемого котлом, в свою очередь, должно соответствовать расходу пара на турбину  $G_{тп}$ . Косвенным показателем этого соответствия служит давление пара перед турбиной. Оно должно поддерживаться вблизи заданного значения с высокой точностью по условиям экономичности и безопасности работы теплоэнергетической установки в целом.

Процесс сжигания топлива должен протекать с максимальной экономичностью, потери теплоты при ее передаче поверхностям нагрева должны быть минимальными.

В современных энергетических котлах осуществляют факельный способ сжигания топлива. Косвенным показателем устойчивости факела в топочной камере служит постоянство разрежения в ее верхней части  $S_r$ . Регулирование процессов горения и парообразования в целом сводят к поддержанию вблизи заданных значений следующих величин:

- давления перегретого пара  $p_{пп}$  и тепловой нагрузки  $G_q$ ;
- избытка воздуха в топке  $a$  (содержания  $O_2$ , %) за пароперегревателем, влияющего на экономичность процесса горения;
- разрежения в верхней части топки  $S_r$ .

*Способы и схемы регулирования.* Существующие способы и схемы автоматического регулирования тепловой нагрузки и давления пара в магистрали основаны на принципах регулирования по отклонению и возмущению. Их определяют заданный режим работы котла (базовый или регулирующий) и схема подсоединения паропровода перегретого пара к потребителю (турбине).

*Базовым* называют режим поддержания паровой нагрузки котла на заданном уровне вне зависимости от изменения общей электрической или тепловой нагрузки ТЭС.

В *регулирующем* режиме котел воспринимает колебания тепловой и электрической нагрузок турбин (участвует в регулировании тепловой и электрической нагрузок). Котел может быть подключен как к одной турбине (блочный вариант ТЭС), так и к общей паровой магистрали, объединяющей группу

котлов и турбин (вариант ТЭС с общим паропроводом).

Регулирование энергоблока «котел–турбина». Главным способом регулирования давления пара в регулирующем режиме служит воздействие на расход топлива, подаваемого в топку, в зависимости от отклонения давления пара в магистрали.

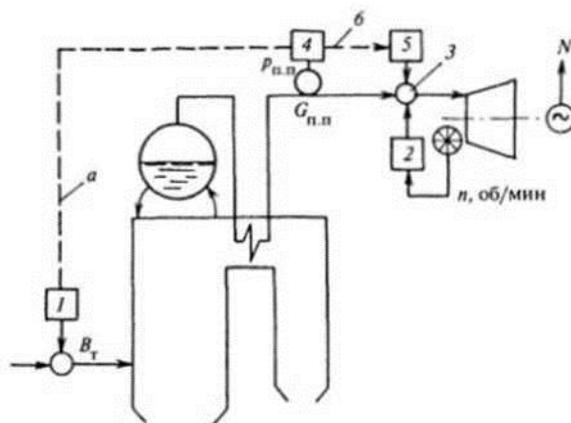


Рис. 8.6. Принципиальная схема регулирования давления пара перед турбиной:  
1 — регулятор подачи топлива; 2 — регулятор частоты вращения (скорости); 3 — регулирующие клапаны турбины; 4 — регулятор давления; 5 — электропривод синхронизатора турбины

Принципиальная схема замкнутой АСР давления пара перед турбиной для рассматриваемого случая изображена на рис. 8.6, линия *а*. На этой схеме давление пара поддерживает регулятор давления 4, воздействующий на регулятор подачи топлива 1, а частоту вращения ротора турбины — регулятор скорости 2.

В базовом режиме воздействие регулятора давления должно быть переключено на механизм управления регулирующими клапанами турбины 3 через электропривод синхронизатора турбины 5 (рис. 8.6 — линия *б*).

*Регулирование группы котлов с общим паропроводом.* Принципиальная схема регулирования для этого случая (схема с главным регулятором) изображена на рис. 8.7, *а*. Поддержание давления пара в общей магистрали вблизи постоянного значения в установившемся режиме обеспечивает подача заданного количества топлива в топку каждого котла. В переходном режиме, вызванном изменением общей паровой нагрузки, давление пара регулируют подачей топлива в каждый котел или часть из них. При этом могут быть два случая.

1. Все котлы работают в регулирующем режиме. Отклонение давления пара в общем паропроводе  $p_m$  приведет к появлению соответствующего сигнала на входе главного регулятора 3. Он управляет регуляторами подачи топлива всех котлов. Доля участия каждого из них в суммарной паровой нагрузке устанавливается с помощью задатчиков ручного управления (ЗРУ).

2. Часть агрегатов переводят в базовый режим отключением связей регуляторов

подачи топлива с главным регулятором. Давление пара в общем паропроводе регулируют агрегаты, связи которых с главным регулятором не нарушены. Такое решение целесообразно при большом числе параллельно работающих котлов, когда нет необходимости держать все агрегаты в регулирующем режиме.

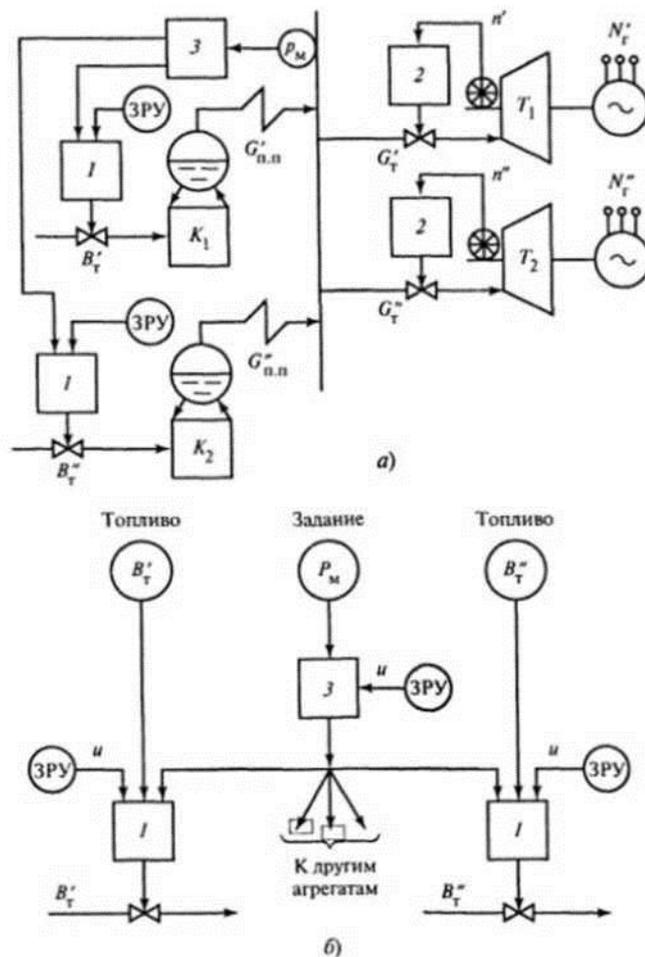


Рис. 8.7. Принципиальные схемы регулирования давления пара в общем паропроводе с главным регулятором (а) и стабилизацией расходов топлива (б): 1 — регулятор подачи топлива; 2 — регулятор частоты вращения турбины; 3 — главный регулятор давления пара;  $K_1, K_2$  — котлы;  $T_1, T_2$  — турбины

В первом случае обеспечивают равномерное распределение нагрузок со стороны потребителя пара между отдельными агрегатами, во втором — стабильность паровой нагрузки агрегатов, работающих в базовом режиме.

*Регулирование экономичности процесса горения.* Экономичность работы котла оценивают по КПД, равному отношению полезной теплоты, затраченной на генерирован не и перегрев пара, к располагаемой теплоте, которая могла быть получена при сжигании всего топлива.

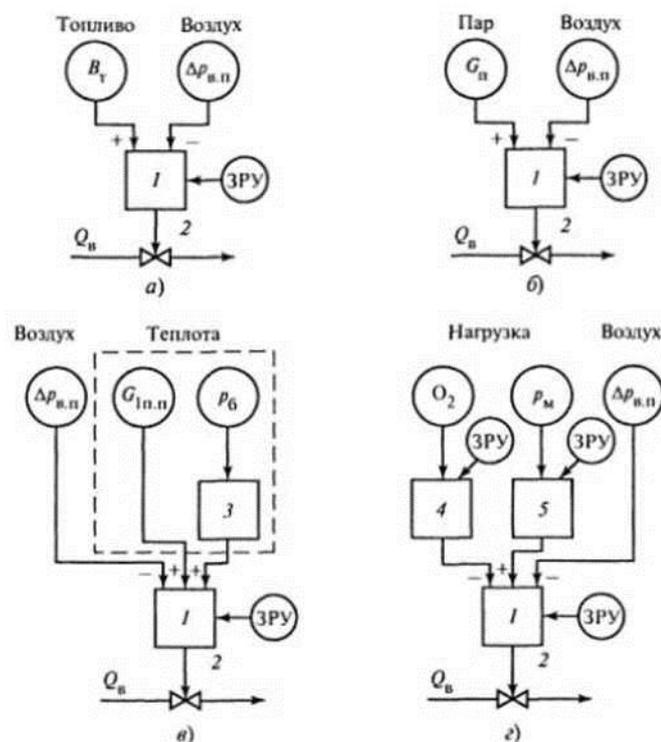
*Способы и схемы регулирования.* Основным способом регулирования избытка воздуха за пароперегревателем служит изменение его количества, подаваемого в топку с помощью дутьевых вентиляторов. Существует несколько вариантов схем автоматического управления подачей воздуха в зависимости от способов косвенной

оценки экономичности процесса горения по соотношению различных сигналов.

1. Регулирование экономичности по соотношению *топливо – воздух*. При постоянном качестве топлива его расход и количество воздуха, необходимое для обеспечения требуемой полноты сгорания, связаны прямой пропорциональной зависимостью, устанавливаемой в результате режимных испытаний. Если измерение расхода топлива выполняют достаточно точно, то поддержание оптимального избытка воздуха можно реализовать, используя схему регулирования, известную под названием *топливо – воздух* (рис. 8.10, а). При газообразном топливе требуемое соотношение между количествами газа и воздуха осуществляют сравнением перепадов давлений на сужающих устройствах, устанавливаемых на газопроводе и на воздухоподогревателе  $p_{вн}$  или же на специальном измерительном устройстве расхода воздуха. Разность этих сигналов подается на вход автоматического регулятора экономичности, управляющего подачей дутьевых вентиляторов.

Непрерывное измерение расхода твердого топлива, как уже отмечалось, является нерешенной проблемой. Иногда расход пылевидного топлива оценивают, например, по положению регулирующего органа (траверсы плоского контроллера), которое определяет лишь частоту вращения питателей, но не расход пыли. Такой способ регулирования не учитывает качественного изменения состава и расхода топлива, связанного с увеличением или уменьшением скорости транспортирующего воздуха или с нарушением нормальной работы питателей пыли. Поэтому применение схемы *топливо – воздух* оправдано лишь при наличии жидкого или газообразного топлива постоянного состава.

2. Регулирование экономичности по соотношению *пар – воздух*. На единицу расхода различного по составу топлива необходимо различное количество воздуха. На единицу теплоты, выделяющейся при сгорании разных видов топлив, требуется одно и то же его количество. Поэтому если оценивать тепловыделение в топке по расходу пара и изменять подачу воздуха в соответствии с изменениями этого расхода, то в принципе можно достичь оптимального избытка воздуха.



**Рис. 8.10. Регулирование подачи воздуха по соотношению:**  
*a* — топливо — воздух; *б* — пар — воздух; *в* — теплота — воздух; *з* — нагрузка — воздух с коррекцией по  $O_2$ ; 1 — регулятор подачи воздуха; 2 — регулирующий орган; 3 — дифференциатор; 4 — корректирующий регулятор воздуха; 5 — корректирующий регулятор давления перегретого пара (регулятор задания по нагрузке)

Этот принцип регулирования подачи воздуха используют в схеме *пар — воздух* (рис. 8.10, б).

3. Регулирование экономичности по соотношению сигналов *теплота — воздух* (рис. 8.10, в). Если тепловыделение в топке  $Q_T'$  оценивать по расходу перегретого пара и скорости изменения давления пара в барабане, то инерционность этого суммарного сигнала при топочных возмущениях будет существенно меньше инерционности одного сигнала по расходу пара  $Q_{nn}$ .

Соответствующее заданному тепловыделению количество воздуха измеряют по перепаду давлений на воздухоподогревателе или по давлению воздуха в напорном патрубке вентилятора. Разность этих сигналов используют в качестве входного сигнала регулятора экономичности.

4. Регулирование экономичности по соотношению *задание — воздух* с дополнительным сигналом по содержанию  $O_2$  в дымовых газах (рис. 8.10, з). Содержание  $O_2$  в продуктах сгорания топлива характеризует избыток воздуха и слабо зависит от состава топлива. Следовательно, использование  $O_2$  в качестве входного сигнала автоматического регулятора, воздействующего на расход воздуха, вполне целесообразно. Однако реализация этого способа затруднена из-за отсутствия надежных и быстродействующих газоанализаторов кислорода. Поэтому в промышленных условиях получили распространение схемы регулирования подачи воздуха не с прямым, а с корректирующим воздействием по  $O_2$ .

Поддержание избытка воздуха по соотношению сигналов *теплота-воздух* и в особенности *пар – воздух* отличается простотой и надежностью, но не является точным. Этому недостатка лишена, например, система регулирования экономичности, действующая по схеме *заданное – воздух* с дополнительной коррекцией по  $O_2$ . В системе в целом совмещают принципы регулирования по возмущению и отклонению. Регулятор подачи воздуха 1 изменяет его расход по сигналу от главного или корректирующего регулятора давления 5, являющегося автоматическим задатчиком регулятора по нагрузке котла. Сигнал, пропорциональный расходу воздуха  $p_{вн}$ , действует, как и в других схемах:

во-первых, устраняет возмущения по расходу воздуха, не связанные с регулированием экономичности (включение или отключение систем пылеприготовления и т.п.);

во-вторых, способствует стабилизации самого процесса регулирования подачи воздуха, так как служит одновременно сигналом жесткой отрицательной обратной связи.

Введение дополнительного корректирующего сигнала по содержанию  $O_2$  повышает точность поддержания оптимального избытка воздуха в любой системе регулирования экономичности. Добавочный корректирующий регулятор 4 по  $O_2$  в схеме регулирования *заданное – воздух* управляет подачей воздуха при топочных возмущениях и непосредственно обеспечивает поддержание заданного избытка воздуха в топке.

*Регулирование разрежения в топке.* Наличие небольшого (до 20...30 Па) постоянного разрежения  $S_T$  в верхней части топки необходимо по условиям нормального топочного режима. Это препятствует выбиванию газов из топки, способствует устойчивости факела и служит косвенным показателем материального баланса между подаваемым в топку воздухом и уходящими газами. Объект регулирования по разрежению – топочная камера с включенными последовательно с нею газоходами от поворотной камеры до всасывающих патрубков дымососов. Входным регулирующим воздействием этого участка служит расход дымовых газов, определяемый подачей дымососов. К внешним возмущающим воздействиям относят изменение расхода воздуха в зависимости от тепловой нагрузки агрегата, к внутренним – нарушения газоздушного режима, связанные с работой систем пылеприготовления, операциями по удалению шлака и т.п.

Кривая изменения сигнала по разрежению верхней части топки  $S_T$ , при возмущении расходом топочных газов приведена в [26]. Участок по разрежению не имеет запаздывания, обладает малой инерционностью и значительным самовыравниванием. Отрицательным свойством участка являются колебания регулируемой величины около среднего значения  $S_m$  с амплитудой до 30...50 Па (3...5 мм вод. ст.) и частотой до нескольких герц.

Такие колебания (пульсации) зависят от большого числа факторов, в частности от пульсаций расходов топлива и воздуха. Они затрудняют работу регулирующих приборов, в особенности имеющих релейные усилительные элементы, вызывая их слишком частые срабатывания.

Для сглаживания пульсаций перед первичными измерительными приборами устанавливают специальные демпфирующие устройства: дроссельные трубки и шайбы, импульсные трубы повышенного диаметра или промежуточные баллоны (емкости). Для этого используют также электрический демпфер, имеющийся в электрических схемах измерительных блоков регулирующих приборов [21].

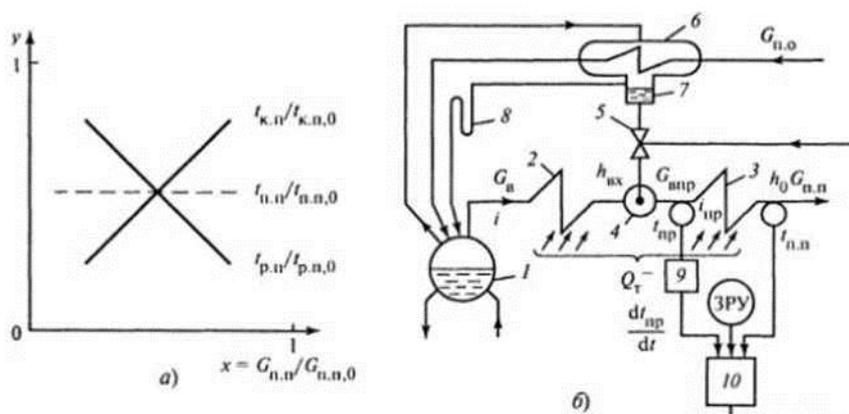
*Способы и схемы регулирования.* Регулирование разрежения обычно осуществляют посредством изменения количества уходящих газов, отсасываемых дымососами. При этом их подачу можно регулировать:

- поворотными многоосными дроссельными заслонками;
- направляющими аппаратами;

гидромуфтами, изменяя число оборотов рабочего колеса дымососа, или первичным двигателем, меняя частоту вращения.

### Регулирование перегрева пара барабанных котлов

Температура перегрева пара на выходе котла относится к важнейшим параметрам, определяющим экономичность и надежность работы паровой турбины и энергоблока в целом.



**Рис. 8.12. Регулирование температуры первичного перегрева пара:**  
*a* — статические характеристики пароперегревателя по температуре; *б* — принципиальная схема регулирования; 1 — барабан; 2, 3 — ступени пароперегревателя; 4 — пароохладитель; 5 — регулирующий клапан впрыска; 6 — охладитель пара; 7 — сборник конденсата; 8 — гидрозатвор; 9 — дифференциатор; 10 — регулятор;  $t_{р,п}$ ,  $t_{р,п,0}$  — температура пара на выходе радиационного перегревателя;  $t_{к,п}$ ,  $t_{к,п,0}$  — то же на выходе конвективного;  $y$  — отношение температур

*Регулирование температуры первичного перегрева пара.* Для барабанных котлов наиболее распространен способ регулирования температуры пара на выходе с помощью пароохладителей. Конструктивно участок регулирования первичного перегрева образует часть поверхности нагрева пароперегревателя, включая обогреваемые и необогреваемые трубы, от места ввода охлаждающего агента до

выходного коллектора, в котором необходимо поддерживать заданную температуру  $t_{п.п.}$ . Схема участка представлена на рис. 8.12, б. К возмущающим воздействиям относят расход потребляемого пара  $G_{п.п.}$  и количество теплоты, воспринимаемое от топочных газов  $Q''_T$ .

Входной и выходной величинами участка служат энтальпии на входе в пароперегреватель  $h_{вх}$  и на выходе из него  $h_0$ . Регулирующим воздействием служит расход охлаждающего агента  $G_{п.в}$  (рис. 8.12).

### Регулирование питания паровых котлов

Принято, что максимально допустимые отклонения уровня воды в барабане составляют  $\pm 100$  мм от среднего значения, установленного заводом-изготовителем. Среднее значение уровня может не совпадать с геометрической осью барабана. Максимально допустимые отклонения уточняют в процессе эксплуатации. Снижение уровня за пределы водомерного стекла, устанавливаемого на барабане, считается «упуском» воды, а превышение его верхней видимой части – «перепиткой». Расстояние между этими критическими отметками 400 мм.

Снижение уровня до места присоединения опускных труб циркуляционного контура может привести к нарушению питания и охлаждения водой подъемных труб (см. рис. 8.1). Следствием этого может быть нарушение прочности труб в местах стыковки с корпусом барабана, а в наиболее тяжелом случае – пережог. Чрезмерное повышение уровня может привести к снижению эффективности работы внутри барабанных сепарационных устройств и преждевременному заносу солями пароперегревателя. Перепитка барабана и заброс частиц воды в турбину являются причиной тяжелых механических повреждений ее ротора и лопаток. Снабжение барабана водой осуществляют по одной и реже по двум ниткам трубопроводов питательной воды, одна из которых служит резервной.

*Схема автоматического регулирования.* Исходя из требований к регулированию уровня воды в барабане, автоматический регулятор должен

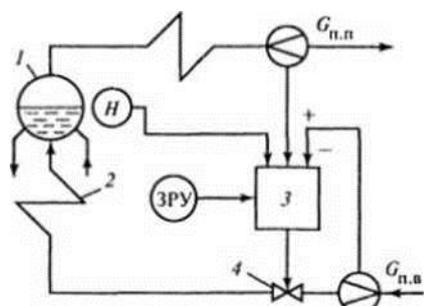


Рис. 8.16. Трехимпульсная АСР питания водой барабанного парогенератора:  
1 – барабан; 2 – водяной экономизер; 3 – регулятор питания; 4 – регулируемый клапан питательной воды

обеспечить постоянство среднего уровня независимо от нагрузки котла в других возмущающих воздействий. В переходных режимах изменение уровня происходит довольно быстро, поэтому регулятор питания для обеспечения малых отклонений уровня должен поддерживать постоянство соотношения расходов питательной воды и пара. Эту задачу выполняет трехимпульсный регулятор, принципиальная схема которого изображена на рис. 8.16. Регулятор 3 перемещает клапан 4 при появлении сигнала небаланса между расходами питательной воды  $G_{п.в}$  и пара  $G_{п.п.}$ .

Кроме того, он воздействует на положения питательного клапана при отклонениях уровня от заданного значения. Такая АСР питания, совмещающая принципы регулирования по отклонению и возмущению, получила наибольшее распространение на мощных барабанных котлах.

### **Регулирование непрерывной продувки и расхода корректирующих добавок котловой воды**

*Характеристика участка регулирования.* Химический состав воды, циркулирующей в барабанных котлах, оказывает существенное влияние на длительность их безостановочной и безремонтной кампаний. К основным показателям качества котловой воды относят общее солесодержание (концентрация солей в пересчете на соли Na, мг/кг) и избыток концентрации фосфатов (содержание ионов  $\text{PO}_4^{-3}$ , мг/кг).

Повышение общего солесодержания может привести к уносу солей котловой воды в пароперегреватель и турбину. Недостаток концентрации фосфатов вызывает интенсивный процесс накипеобразования на внутренних поверхностях экранных труб, что приводит к ухудшению их охлаждения пароводяной смесью, а следовательно, к перегреву в местах образования накипи и в конечном итоге к пережогу.

Поддержание общего солесодержания котловой воды в пределах нормы осуществляют с помощью непрерывной и периодической продувок из барабана в специальные расширители. Потери котловой воды с продувкой восполняют питательной водой в количестве, определяемом уровнем воды в барабане. Периодическую продувку применяют для удаления скоплений шлама в нижних коллекторах, выполняют один-два раза в смену и, как правило, не автоматизируют.

Непрерывная продувка служит для удаления избытка солей Na и  $\text{SiO}_2$ , скапливающихся в котловой воде в процессе парообразования. Расход воды на непрерывную продувку зависит от способа водоподготовки и колеблется в пределах 0,5...3 % максимальной производительности котла и в пределах 2...5 % при пуске. При ступенчатом испарении количество удаляемой из барабана воды регулируют и зависимости от солесодержания воды в отсеках барабана. Потери теплоты с продувкой лишь частично возвращаются в тепловую схему станции с конденсатом пара из расширителей.

Поэтому поддержание солесодержания котловой воды с большим запасом по отношению к допустимому за счет увеличения расхода воды на продувку не экономично.

По своим динамическим свойствам этот участок регулирования типичен для тепловых инерционных объектов. Время запаздывания при нанесении возмущения расходом пара или количеством продуваемой воды определяется в основном инерционностью измерительных устройств и составляет 1...3 мин, а постоянная

времени  $T$  10...20 мин в зависимости от типа котла.

Помимо соотношения между паровой нагрузкой и непрерывной продувкой существенное влияние на солесодержание в переходных режимах оказывает изменение количества пара под зеркалом испарения.

*Схема автоматического регулирования.* Регулирование непрерывной продувки осуществляют воздействием регулятора на регулирующий клапан на линии продувки (рис. 8.17). На котлах электростанций обычно применяют двух- или трехимпульсные схемы АСР.

В схеме, представленной на рис. 8.17, а, помимо корректирующего сигнала по солесодержанию, на вход ПИ-регулятора 2 поступают сигнал по расходу продувочной воды  $G_{п.р.}$  и сигнал по расходу пара  $G_{п.п.}$ . В некоторых случаях значение непрерывной продувки определяют не общим солесодержанием котловой воды, а концентрацией кремниевой кислоты. При этом допустимое отклонение  $C_{SiO_2}$  гарантирует поддержание в пределах нормы общего солесодержания котловой воды.

Однако из-за отсутствия датчиков концентрации кремниевой кислоты ее содержание в котловой воде оценивают по косвенным показателям: паровой нагрузке и количеству продуваемой воды. При этом зависимость между содержанием кремниевой кислоты, паровой нагрузкой и значением непрерывной продувки устанавливают по результатам специальных теплехимических испытаний котла. Автоматическое регулирование продувки в этом случае осуществляют по двухимпульсной схеме (рис. 8.17, б).

Для выполнения условий безнакипной работы поверхностей нагрева и поддержания требуемой щелочности котловой воды барабанный котел оснащают аппаратурой, регулирующей ввод фосфатов. Концентрация фосфатов  $PO_4^{-3}$  должна поддерживаться в пределах 5...15 мг/кг при бесступенчатом испарении, а при ступенчатом испарении в пределах 2...6 мг/кг в чистом отсеке и до 50 мг/кг в солевом.

Непрерывное измерение избытка фосфатов в воде также в настоящее время затруднено из-за отсутствия соответствующего датчика.

Требуемую концентрацию  $PO_4^{-3}$  устанавливают в зависимости от паровой нагрузки вводом фосфатов в чистый отсек барабана в соответствии с принципиальной схемой, изображенной на рис. 8.17, б.

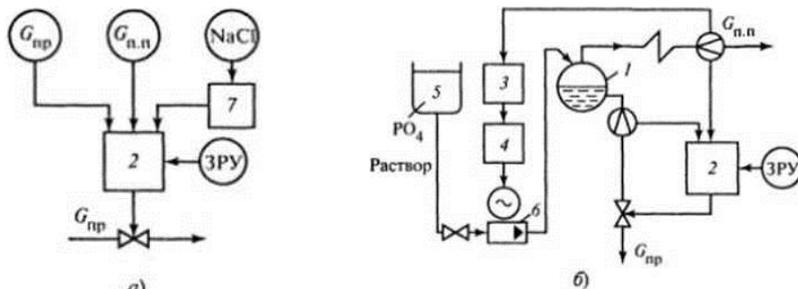


Рис. 8.17. Регулирование водного режима барабанного пароперегревателя:

*а* – схема регулирования продувки с трехимпульсным регулятором; *б* – принципиальные схемы регулирования продувки и ввода фосфатов; 1 – барабан; 2 – регулятор продувки; 3 – импульсатор расхода пара; 4 – пусковое устройство; 5 – мерный бак; 6 – плунжерный насос; 7 – корректирующий прибор

Мерный бак 5 заполняют раствором фосфата натрия с концентрацией 5 г/кг. Сигнал по расходу пара поступает на расходомер 8, электромеханический интегратор которого используется в качестве импульсатора, воздействующего через пусковое устройство 4 на включение и отключение плунжерного фосфатного насоса 6. При увеличении паровой нагрузки увеличивается продолжительность цикла включения фосфатного насоса и наоборот. Обычно такую систему ввода фосфатов применяют совместно с двух импульсной системой непрерывной продувки, изображенной на этой же схеме. Поэтому вводимые в барабан фосфаты находятся в постоянной зависимости от нагрузки котла, а их содержание в котловой воде определяется непрерывной продувкой и концентрацией подаваемого раствора фосфата натрия, которая должна быть неизменной. Требуемые соотношения между содержанием фосфатов, паровой нагрузкой и непрерывной продувкой устанавливают по результатам теплехимических испытаний.

Автоматизация водного режима барабанного котла облегчает труд обходчиков оборудования, позволяет сократить трудоемкий лабораторный анализ качества котловой воды, ведет к увеличению срока безремонтной службы основного оборудования.

## 1.5.2 Основные системы регулирования прямоточных котлов

### Прямоточный паровой котел как объект управления

Последовательно соединенные поверхности нагрева прямоточного котла можно представить в виде змеевика, в один конец которого поступает питательная вода, а из другого выходит перегретый пар (рис. 8.19). Этот змеевик укрупненно разделен на три части: водяную, водопаровую и паровую. Положение точки начала перегрева, определяющей границу между испарительной и перегревательной частями, может изменяться в зависимости от паропроизводительности, количества подводимой теплоты и расхода питательной воды, а по условиям температурного режима ее следует стабилизировать.

В прямоточном котле в отличие от барабанного расход питательной воды оказывает непосредственное воздействие на расход, температуру и давление пара на выходе. В нем тесно связаны регулирование теплового и материального балансов.

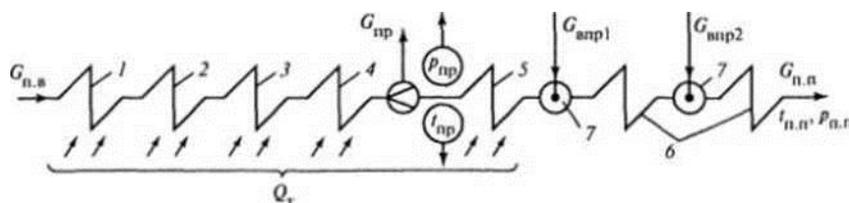


Рис. 8.19. Принципиальные схемы пароводяного тракта прямоточного котла:

1 – водяной экономайзер; 2 – испарительная часть; 3 – переходная зона; 4 – средняя радиационная часть; 5,6 ступени пароперегревателя; 7 – пароохладитель

Существенно усложняется и регулирование температуры перегрева первичного пара. На нее одновременно влияют изменения расхода питательной воды и подачи топлива. Это приводит к необходимости увеличения числа впрысков до трех-четырёх и расхода воды на впрыск до 5 % общего количества выработанного пара. Впрыски на прямоточном котле оказывают заметное влияние на расход и параметры перегретого пара.

### Регулирование тепловой нагрузки и температурного режима первичного тракта

Общие положения. Регулирование тепловой нагрузки, характеризуемой давлением и расходом пара, требует совместного и согласованного изменения  $V_m$  и  $G_{п.в.}$ . В свою очередь, температурный режим первичного тракта, характеризуемый температурой пара в промежуточной точке тракта до первого впрыска  $t_{пр}$  зависит от соотношения расходов воды и топлива, и влиять на него также можно посредством любого из этих регулирующих воздействий. Поэтому АСР подачи топлива и питательной воды для прямоточных котлов следует разрабатывать и настраивать совместно.

Схемы автоматического регулирования подачи топлива и питательной воды

разделяют по виду основных сигналов, используемых для поддержания заданной тепловой нагрузки и стабилизации температурного режима первичного тракта.

В качестве основного сигнала для системы регулирования температурного режима первичного тракта используют расход питательной воды  $G_{пв}$ , количество теплоты  $Q_q$  или же непосредственно температуру  $t_{пр}$ . В качестве основного сигнала, характеризующего фактическую тепловую нагрузку котла, применяют расход питательной воды  $G_{п.в.}$  и расход топлива  $B_T$  (на газомазутных установках). О нагрузке котла, работающего в моноблоке с турбиной, можно судить также по мощности турбогенератора  $N$ , давлению, камере регулирующей ступени турбины  $p_p$ , положению регулирующих клапанов турбины если давление пара перед турбиной поддерживается постоянным, и др.

Регулирование температурного режима с непосредственным контролем температуры рабочей среды. В схемах с непосредственным контролем температуры рабочей среды статическая погрешность (остаточное отклонение) существенно меньше (в 1,5–3 раза), чем в схемах, действующих по соотношению *задание–вода*. Это объясняется значительно меньшей допустимой погрешностью датчиков температуры по сравнению с датчиками расхода.

Типичные кривые разгона по  $t_{пр}$  температуре за потолочным пароперегревателем для котлов ТГМП-204 со сверхкритическими параметрами производительностью 2500 т/ч при возмущениях топливом и водой приведены на рис. 8.21. Температура пара на выходе первичного тракта (перед первым впрыском) обладает существенной инерцией по отношению к возмущениям топливом и водой ( $\tau = 20...60$  с). Поэтому для поддержания ее отклонений в допустимых пределах в динамике на вход регулятора топлива вводят опережающие сигналы, по виду которых в основном и различают варианты схем регулирования. Рассмотрим некоторые варианты схем.

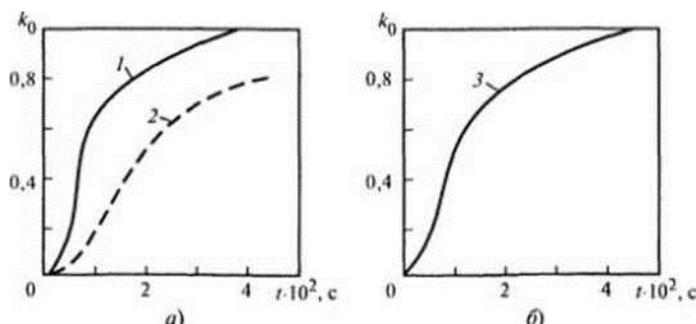


Рис. 8.21. Переходной процесс по  $t_{пр}$  (за потолочным пароперегревателем) для котла типа ТГМП-204 при возмущениях топливом (а) и водой (б):

1 – при  $N=800$  МВт.  $k_0 = 1,46$  °С/% (100 % = 184 т/ч); 2 – при  $N=400$  МВт.  $k_0 = 6,4$  °С/% (100 % = 184 т/ч); 3 – при  $N= 800$  МВт,  $k_0 = 0,725$  С/% (100 % - 2500 т/ч)

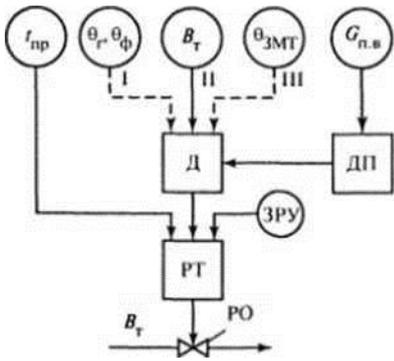


Рис. 8.22. Схема регулирования температурного режима с непосредственным контролем температуры пара в промежуточной точке тракта:  
I-III – варианты схем регулирования

**Вариант I.** Основным сигналом служит температура пара в промежуточной точке тракта  $t_{пр}$  (рис. 8.22). В качестве опережающих, поступающих на вход регулятора топлива через дифференциатор (Д) используются сигналы по температуре дымовых газов (внутренний опережающий сигнал)  $\theta_g$  и по расходу питательной воды (внешний опережающий сигнал). Для изменения внешнего сигнала в широком диапазоне значений в схеме предусматривают динамический преобразователь (ДП) с изменяемыми коэффициентами настройки.

Достоинства рассматриваемого варианта АСР:

- быстрая реакция на топочные возмущения ( $\tau - 8... 10$  с);
- независимость настройки внешнего опережающего сигнала;
- относительная простота настройки собственно регулятора топлива и дифференциатора с использованием отработанной методики расчета настроек [12].

Недостаток – сравнительно быстрый износ газовых термоприемников, контактирующих с агрессивной средой, и пульсация сигнала  $\theta_g$ . В связи с этим взамен сигнала по  $\theta_g$  применяют менее инерционный сигнал по излучению факела  $\theta_f$ . Его формируют с помощью нескольких параллельно включенных радиационных пирометров, устанавливаемых в верхней части топки и визируемых на факел. Вариант опробован и внедрен на ряде пылеугольных котлов различной мощности.

**Вариант II.** Отличается от первого только тем, что вместо сигнала по  $\theta_g$  используется сигнал по расходу топлива  $B_t$  (см. рис. 8.22). Схема опробована и внедрена на котлах, работающих на газомазутных топливах, расход которых можно

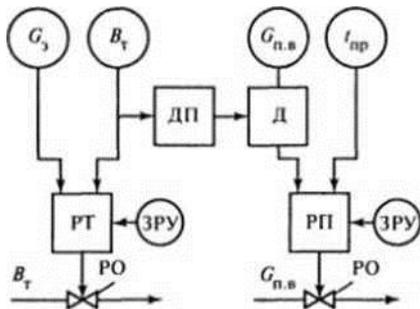


Рис. 8.23. Схема регулирования температурного режима для котлов, работающих на мазутном топливе (обозначения те же, что и на рис. 8.22)

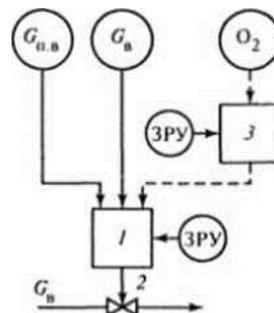


Рис. 8.24. Регулирование подачи воздуха прямоточного котла по схеме вода – воздух с коррекцией по  $O_2$ :  
1 – регулятор экономичности процесса трения; 2 – регулирующий орган подачи воздуха; 3 – коррекционный регулятор по содержанию  $O_2$  в газоходе за конвективным пароперегревателем

измерить непосредственно.

**Вариант III** (см. рис. 8.22). Отличается от первого и второго применением опережающего сигнала по температуре воды перед зоной максимальной теплоемкости (ЗМТ)  $\theta_{ЗМТ}$ . Этот сигнал, являясь более инерционным по сравнению с

$\theta_T$  и  $\theta_\Phi$ , все-таки сравнительно быстро реагирует на возмущения топлива ( $\tau = 15$  с) и водой ( $\tau = 40$  с). В то же время температуру воды измерить проще и надежнее, чем температуру топочных газов или излучение факела.

К недостаткам схемы следует отнести зависимость динамики участка по каналу  $B_T - \theta_{ЗМТ}$  от режимных факторов, влияющих на положение ЗМТ, и как следствие этого ухудшение качества процессов регулирования в резко переменных режимах, вызываемых возмущениями нагрузкой и температурой питательной воды. Схема опробована и внедрена на ряде мощных котлов.

Выбор тот или иного варианта схемы регулирования подачи топлива с непосредственным контролем температуры пара определяется типом прямоточного котла, его параметрами и видом сжигаемого топлива. Исключение составляет лишь вариант II для газомазутных котлов, в котором регуляторы топлива и питания можно поменять местами (рис. 8.23). Это не ведет к усложнению схемы в целом. Окончательный выбор вариантов должен быть основан на сравнении переходных процессов и результатах испытания при включенных АСР.

Регулирование экономичности процесса горения. Схемы регулирования экономичности процесса горения прямоточных котлов строят в зависимости от выбранных вариантов схем регулирования тепловой нагрузки и вида топлива. В частности, могут использоваться схемы: *нагрузка–воздух* или *вода–воздух* при регулировании подачи топлива с использованием сигнала по  $t_y^\circ\text{C}$ , в промежуточной топке тракта; *топливо–воздух* при газообразном или жидком топливе.

Введение корректирующего сигнала по содержанию свободного кислорода  $O_2$  во всех схемах обеспечивает более точное поддержание заданного значения коэффициента избытка воздуха.

Разрежение вверху топки и давление первичного воздуха регулируют так же, как и в барабанных котлах.

### **Регулирование перегрева пара прямоточных котлов**

Регулирование температуры первичного перегрева. Прямоточные котлы СКД имеют более развитую перегревательную часть водопарового тракта по сравнению с барабанными. Кроме того, по условиям температурного режима металла поверхностей нагрева ее следует стабилизировать по всей длине пароперегревательного тракта. Вследствие этого регулирование температуры перегрева пара в прямоточных котлах – более сложная задача по сравнению с барабанными. Перегревательная часть прямоточных котлов состоит из отдельных последовательно включенных участков, разграниченных конструктивно и размещенных в различных температурных зонах газового тракта.

Поверхности нагрева отдельных участков, соединительные трубопроводы и паросборные коллекторы, а также устройства впрыска охлаждающей воды образуют объект регулирования. Последний – сложная динамическая система, подверженная

воздействию внутритопочных и внешних возмущений. Для первичной стабилизации  $t_{\text{пр}}$  в прямоточных котлах используют принцип совмещения статических характеристик КПП и РПП.

Температуру на выходе каждого участка стабилизируют с помощью автономных автоматических регуляторов, воздействующих на впрыскивающие устройства, устанавливаемые между отдельными поверхностями нагрева. Динамические характеристики пароперегревательных участков получают экспериментально или по данным теплового расчета.

*Способы и схемы регулирования.* Регулирование температуры пара последовательно включенных перегревательных участков первичного тракта осуществляют с помощью АСР впрысков, работающих по двухимпульсной схеме.

Схема автоматической системы регулирования температуры первичного пара одного из циркуляционных контуров прямоточного котла с двумя впрысками изображена на рис. 8.25.

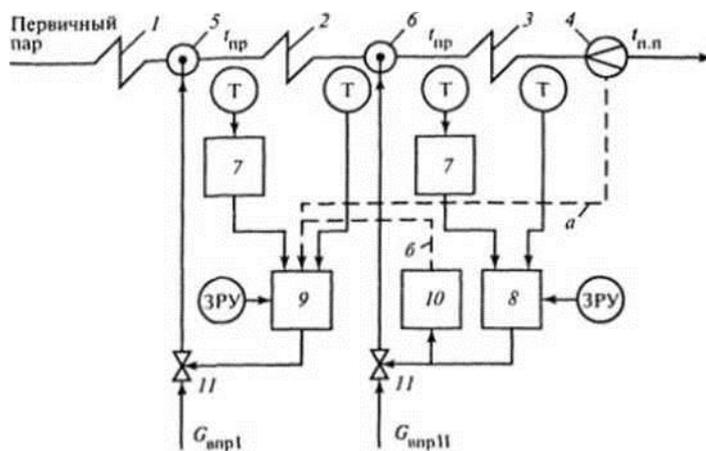


Рис. 8.25. Схема автоматической системы регулирования температуры первичного пара:

1–3 – ступени пароперегревателя; 4 – сужающее устройство; 5,6 – пароохладитель; 7 – дифференциатор; 8 – регулятор температуры первичного перегрева пара на выходе котла; 9 – предвключенный регулятор температуры перегрева пара. 10 – вспомогательный корректирующий регулятор; 11 – регулирующий клапан

Введение дополнительного входного сигнала по заданию (расходу пара – линия а) для регулятора 9, первого по ходу пара впрыска, позволяет поддерживать температуру пара на выходе промежуточной ступени пароперегревателя в соответствии с тепловой нагрузкой агрегата. Переменный сигнал по заданию может быть сформирован и по положению регулирующего органа регулятора, второго по ходу пара впрыска (линия б). В этом случае сигнал от датчика положения исполнительного механизма поступает на вход вспомогательного корректирующего регулятора, а с его выхода на вход регулятора первого впрыска 9.

Регулирование температуры вторичного перегрева. На современных мощных

паротурбинных установках предусматривают повторный перегрев пара после ЦВД. Температуру вторичного перегрева пара также следует поддерживать с высокой точностью в допустимых пределах при различных нагрузках турбины и изменениях топочного режима котла. Конструктивные особенности участка регулирования, включающего поверхности нагрева в газоходах котла и соединительные трубопроводы до места измерения  $t_{вп}$ , а также его динамические свойства определяются выбранным способом регулирования.

*Способы и схемы регулирования.* Для регулирования вторичного перегрева применяются различные способы. При этом регулирование с помощью впрыска оказывается неэкономичным: пар, образовавшийся в результате испарения охлаждающей воды, не проходит через цилиндр высокого давления турбины, что приводит к снижению КПД теплосилового агрегата в целом.

Кроме того, последние ступени ЦНД турбины не рассчитаны на пропуск пара, образуемого испарением охлаждающей воды. Для регулирования температуры вторичного перегрева пара обычно используют поверхностные теплообменники.

1. Регулирование с помощью паропарового теплообменника (ППТО). Конструктивно ППТО представляет собой вынесенный из газоходов котла корпус, выполненный из трубы большого диаметра (300...400 мм), внутри которого проходят змеевики труб малого диаметра, укрепленные в трубных досках. Внутри этих змеевиков проходит греющий агент  $S_{гп}$  – частично перегретый пар (до 450...520 °С) первичного тракта. Внутри трубы большого диаметра встречно проходит пар вторичного тракта с температурой 320...350 °С.

Схема автоматической системы регулирования температуры вторичного перегрева пара с помощью ППТО приведена на рис. 8.26, линия *a*.

Регулирование температуры вторичного перегрева пара осуществляют изменением его расхода через ППТО с помощью трехходового клапана и обводного паропровода. В качестве резервного средства регулирования на случай чрезмерного повышения  $t_{вп}$  предусматривают аварийный впрыск.

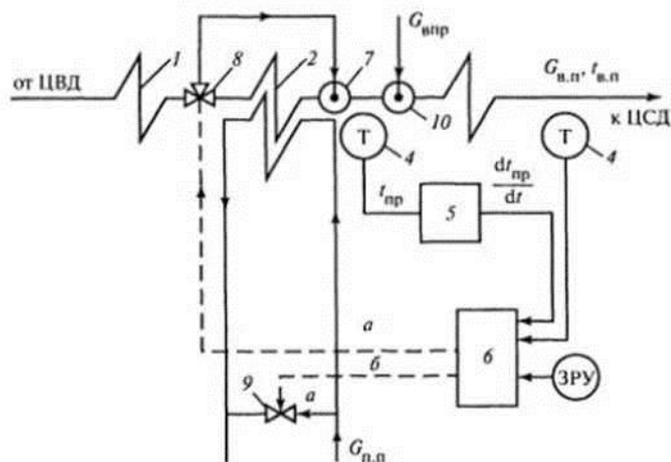


Рис. 8.26. Схемы автоматической системы регулирования температуры вторичного пара с помощью паропарового (линия а) или газопарового (линия б) теплообменников: 1, 3 — ступени вторичного пароперегревателя; 2 — паропаровой или газопаропаровой теплообменник; 4 — термопара; 5 — дифференциатор; 6 — регулятор температуры пара на выходе; 7 — парохладитель; 8 — трехходовой регулирующий клапан; 9 — обводной клапан; 10 — аварийный впрыскивающий парохладитель.

2. Регулирование с помощью газопаропарового теплообменника (ГПШТО). Теплообменник сконструирован по принципу труба в трубе и представляет собой размещенную в газоходе систему змеевиков из труб диаметром 60x3,5 мм, внутри каждой из которых проходят две трубки диаметром 16x3 мм. По трубкам малого диаметра движется греющий пар первичного тракта, а навстречу ему по трубам большего диаметра проходит пар вторичного тракта. Трубы большего диаметра обогреваются топочными газами снаружи, что требует их надежного охлаждения. В связи с этим через змеевики большего диаметра пропускают весь пар вторичного тракта и регулирование его температуры осуществляют изменением расхода греющего пара.

Схема регулирования температуры вторичного перегрева пара с помощью ГПШТО изображена на рис. 8.26, линия б.

Способы регулирования с помощью теплообменников экономически целесообразны, однако недостаток их состоит в появлении существенных взаимосвязей между системами регулирования первичного и вторичного перегрева пара. Кроме того, эти способы не всегда обеспечивают достаточный диапазон регулирования.

3. Регулирование перепуском части пара в обвод конвективной поверхности нагрева вторичного пароперегревателя – паровой байпас. Схема регулирования при использовании парового байпасирования изображена на рис. 8.27.

Конструктивно «холодный пакет» 1 вторичного перегрева размещается в зоне сравнительно низких температур газов, а «горячий пакет» 2 выносится в зону высоких температур газов. Тепловосприятие пароперегревателя регулируется трехходовым клапаном 3, перепускающим часть «холодного» пара помимо первого

пакета на вход второго. При таком способе регулирования температура вторичного перегрева пара практически не зависит от работы АСР температуры первичного перегрева. В то же время диапазон регулирования станет достаточно широким.

ПИ-регулятор температуры 4 действует от двух сигналов по отклонению температуры на выходе из вторичного пароперегревателя (основного) и дополнительного (исчезающего), сформированного с помощью дифференциатора 5 и датчика 6, установленного после смешения холодного и частично перегретого пара.

На случай чрезмерного повышения  $t_{вп}$  предусматривается дополнительный впрыск (аварийный) 7, управляемый автоматическим регулятором 8. Заданное значение  $t_{вп}$  основного регулятора 4 устанавливается меньшим, чем у регулятора 8. с тем, чтобы клапан аварийного впрыска 9 в нормальном режиме работы был закрыт. Кроме того, наличие блокировки в электрической схеме управления предусматривает возможность открытия клапана 9 лишь после полного открытия трехходового клапана 3.

4. Газовое регулирование. Изменение тепловосприятости пароперегревателя вторичного тракта может быть достигнуто за счет изменения количества теплоты, передаваемого поверхностям нагрева топочными газами. При этом можно использовать три способа.

Регулирование изменением количества газов, проходящих через пакеты вторичного пароперегревателя, посредством перераспределения потока газов между газоходами конвективного пароперегревателя и водяного экономайзера. Принципиальная схема этого варианта газового регулирования изображена на рис. 8.28, а. Регулирующие органы поворота заслонки, с помощью которых осуществляется перераспределение газового потока, должны быть выполнены из жаропрочного материала и оборудованы специальной системой воздушного охлаждения.

Регулирование изменением температуры топочных газов перед пароперегревателем. Этот способ предусматривает изменение температуры топочных газов с помощью поворотных горелок или переключения ярусов работающих горелок, иными словами, смещением ядра факела по высоте топки. Однако положение факела в топке зависит также от ряда других причин (неравномерности подачи пыли, загрязнения поверхностей нагрева, герметичности топки и т.п.) и в свою очередь оказывает влияние на все параметры агрегата. Поэтому этот способ целесообразно применять лишь при отладке топочного режима в целях стабилизации  $t_{вп}$  в статике.

Наличие промежуточного пароперегревателя и нежелательность поддержания температуры вторичного пара с помощью впрысков существенно усложняют задачу регулирования перегрева пара в целом.

Различные способы газового регулирования  $t_{вп}$  позволяют расширить диапазон действия АСР, но нарушают стабильность топочного режима, оказывают влияние на условия теплообмена первичных пароперегревателей. Поэтому их используют лишь в комбинациях с другими способами регулирования или при отладке топочного режима для получения требуемых статических характеристик пароперегревателей.

Для непрерывного регулирования температуры вторичного перегрева пара с помощью автоматических регуляторов чаще всего используют теплообменники и паровое байпасирование.

## 1.6 Автоматизированная система диспетчерского управления частотой и перетоками мощности в энергосистеме

### 1.6.1 Система автоматического управления мощностью энергоблока

Современный энергетический блок содержит один (моноблок) или два (дубль-блок) котла и турбогенератор с их вспомогательными установками. Блок связан с энергетической системой отдельным электрическим трансформатором. Котлы блочных ТЭС (прямоточные или барабанные), как правило, не соединены общим паропроводом. Турбины имеют лишь нерегулируемые отборы пара, т.е. являются чисто конденсационными, и включают ЦВД и ЦСД, между которыми встроен вторичный (промежуточный) пароперегреватель, и ЦНД.

Главной задачей регулирования энергоблока является выработка заданного количества электроэнергии в соответствии с суточным графиком нагрузки при минимуме расхода топлива на выработанный киловатт-час или же достижение заданных показателей экономичности.

Основными регулирующими воздействиями блочной установки служат перемещения регулирующих органов подачи топлива, питательной воды  $G_{п.в}$  котлов и регулирующих клапанов турбины  $h_{кл}$ , основными регулируемыми величинами – *активная электрическая мощность* генератора  $N$  и *частота вращения* ротора турбины  $n$ , соответствующая частоте сети  $f_c$ .

Кроме того, энергоблок имеет технологическое множество промежуточных параметров, требующих непрерывной стабилизации для обеспечения его нормальной работы (температура пара по тракту, разрежение вверху топки, уровни воды в барабане, подогревателях, конденсаторе и др.).

Основной способ регулирования активной мощности турбогенератора основан на передаче воздействий по каналу *клапаны – мощность*. Его реализуют перемещением регулирующих клапанов турбины  $h_{кл}$  под действием регулятора частоты вращения или электрического синхронизатора турбины.

Другой способ основан на передаче воздействий по каналу *давление – мощность* изменением начального давления пара перед турбиной. Регулирующим воздействием в этом случае служит изменение подачи топлива в топку. Этим же способом управляют блоком на скользящих параметрах пара при развороте от холостого хода до набора 50–70 % номинальной мощности.

Количество электроэнергии, вырабатываемой в энергосистеме, должно строго следовать за графиком нагрузки.

Этот процесс протекает во времени следующим образом. Изменение электрической нагрузки (задания) вызывает вначале отклонение частоты сети, а затем за счет действия АСР энергоблоков с некоторым отставанием происходит соответствующее изменение вырабатываемой мощности.

Важнейшей характеристикой блоков сточки зрения регулирования частоты и мощности служит *приемистость*, которая характеризует способность блока изменять тепловую нагрузку и электрическую мощность в переходных режимах вслед за изменением задания по мощности.

Более высокой приемистостью обладает блок, обеспечивающий наиболее быстрый переход на новую нагрузку. При этом основные и промежуточные параметры блочной установки не должны выходить за пределы допустимых отклонений.

При резком увеличении электрической нагрузки из-за большой инерционности котла в первый момент времени возникает нехватка пара. В системе регулирования турбины в этом случае целесообразно предусмотреть временное дополнительное открытие регулирующих клапанов ЦВД так называемое динамическое переоткрытие. При этом прочность элементов турбины: упорного подшипника, диафрагм, лопаточного аппарата – должна обеспечивать возможность кратковременной перегрузки. Котел вырабатывает дополнительное количество пара в связи с глубоким падением давления из-за переоткрытия клапанов. Для предотвращения чрезмерного снижения давления в системе регулирования котла следует увеличить быстродействие АСР подачи топлива введением дополнительных форсирующих сигналов.

Кроме того, в технологической схеме блочной установки в качестве дополнительных источников пароснабжения турбины можно использовать греющий пар регенеративных МИД, подачу которого в ПНД следует прекращать по сигналу набора нагрузки.

При сбросах электрической мощности, наоборот, возникает возможность чрезмерного повышения давления первичного пара. При значительных сбросах нагрузки лишний пар сбрасывают в конденсатор турбины через автоматически включающиеся БРОУ.

Следовательно, приемистость блока можно повысить за счет усовершенствования технологических схем выработки пара и увеличения быстродействия автоматических систем регулирования котлов, турбогенератора и вспомогательных установок.

### **1.6.2 Общестанционная часть системы автоматического управления мощностью электростанции**

Анализ существующих графиков электрической нагрузки позволяет выделить две характерные составляющие: первая – *постоянная* (последовательность *стабильных уровней*), вторая – *колебательная* [1].

Постоянная составляющая поддается достаточно точному прогнозированию. Блоки, участвующие в ее покрытии, работают в так называемом *базовом* режиме.

Колебательная составляющая обусловлена работой потребителей с быстроменяющейся нагрузкой и носит случайный характер. Обеспечение последней является наиболее сложной задачей, выполнение которой падает на ТЭС и энергоблоки, действующие в *регулирующем* режиме.

В базовом режиме регулирование осуществляют по принципу поддержания постоянства тепловой нагрузки котла. При этом внутренние возмущения устраняют системами регулирования подачи топлива или питательной воды, а внешние – регулятором давления пара (РД) «до себя», действующим на регулирующие клапаны, через механизм управления турбиной (МУТ).

Регулятор «до себя» защищает котел от чрезмерного снижения давления пара, но не обеспечивает участия блока в регулировании частоты и мощности. Более того, он препятствует использованию аккумулирующей способности элементов котла, паропровода и блочной установки в целом, усугубляет нехватку пара при забросах электрической нагрузки, воздействуя на закрытие регулирующих клапанов турбины.

Следовательно, аккумулирующая способность всех элементов на стороне пара не используется именно тогда, когда за ее счет можно частично покрывать изменения нагрузки. Введение зоны нечувствительности у регулятора «до себя» дает некоторое повышение приемистости энергоблока, так как в пределах этой зоны используется аккумулирующая способность котла.

В регулирующем режиме АСУ ТП ТЭС решают следующие задачи:

- непрерывное поддержание соответствия производства и потребления электроэнергии при устойчивой работе электростанций и энергоблоков;
- распределение переменного задания по нагрузке между отдельными энергоблоками при существующих издержках производства (расход топлива, себестоимость электроэнергии и др.);
- участие в регулировании перетоков мощности между отдельными частями энергосистемы.

Решение перечисленных задач в энергетике называют *регулированием частоты и мощности*, а режимы, в которых работают электростанции или крупные энергоблоки, участвующие в решении этих задач, называют регулирующими режимами. Задача АСР энергоблока в регулирующем режиме состоит в том, чтобы довести приемистость блоков до значений, обеспечивающих их эффективное участие в регулировании частоты и мощности. При этом АСР тепловой нагрузки котла и мощности турбогенератора следует рассматривать как составляющие единой АСР мощности энергоблока (обычно  $\Pi = 0,6...0,8$ ).

В целях увеличения приемистости энергоблоков в регулирующем режиме следует повысить быстродействие их АСР. Для этого предусматривают введение форсирующих сигналов, подаваемых на вход регуляторов мощности турбин и котлов. Для энергоблоков, участвующих в регулировании перетоков мощности,

блочные АСР дополняют регулятором перетока, действующим по разности сигналов задания по перетоку и фактической активной мощности  $N_{3пер} - N_{ф}$ .

## **1.7 Автоматизация вспомогательных процессов и установок**

### **1.7.1 Автоматизация вспомогательных процессов и установок парового котла**

#### **Автоматизация загрузки бункеров сырого угля и транспортировки топлива по тракту топливоподачи**

Подачу твердого топлива к котлам осуществляют с помощью погрузочных, транспортных и разгрузочных устройств, располагаемых по ходу топлива в следующем порядке:

- приемные щелевые бункеры, находящиеся в разгрузочных сараях и заполняемые топливом со складов или непосредственно «с колес» железнодорожных составов:

- лопастные питатели, находящиеся под щелевыми бункерами и обеспечивающие их равномерную разгрузку на транспортеры;

- ленточные транспортеры первой очереди;

- дробильные устройства;

- транспортеры второй очереди;

- бункеры сырого угля (БСУ), снабжающие системы пылеприготовления котлов.

В системе управления топливоподачей автоматизируют следующие операции:

- подготовку к процессу загрузки БСУ;

- процесс загрузки бункеров;

- отключение механизмов и останов транспортеров по окончании загрузки;

- обеспечение непрерывности процесса загрузки;

- прекращение процесса загрузки бункеров в случае отказов оборудования топливоподачи.

Подготовку к процессу загрузки БСУ сводят к автоматическому пуску незагруженных механизмов и транспортеров. Сигнал на включение ленточных транспортеров поступает от датчиков нижних уровней в момент срабатывания угля в каком-либо из бункеров ниже заданного уровня НУ (рис. 10.1). Датчики уровня токопроводные стержни, имеющие релейную статическую характеристику по току в зависимости от электрического сопротивления слоя топлива. На бункерах 1, 2 устанавливают один датчик нижнего уровня 5 и один или несколько (по числу загрузочных люков) датчиков верхнего уровня 6, которые располагают в непосредственной близости от загрузочных люков 4. Разгрузка бункеров в последующую за ними систему пылеприготовления идет через шиберы-дозаторы 3 или тарельчатые питатели сырого угля.

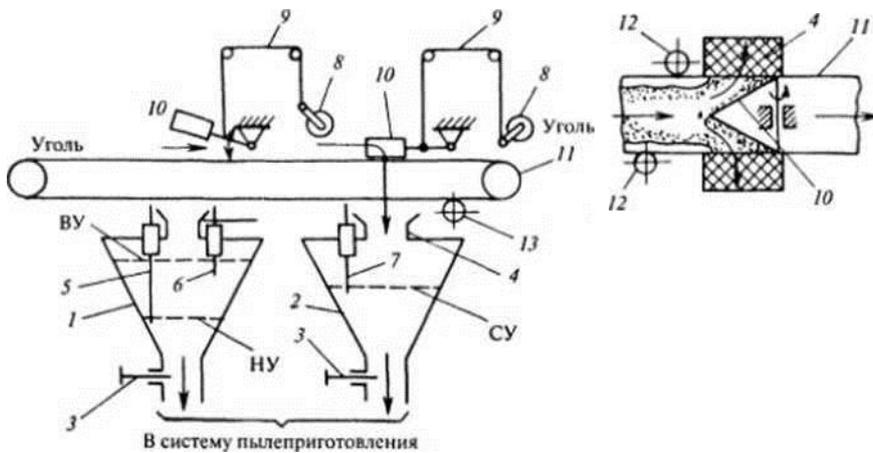


Рис. 10.1. Схема регулирования загрузки бункеров углем:  
1, 2 – бункеры; 3 – шиберы-дозаторы; 4 – загрузочные люки; 5 – датчик нижнего уровня; 6 – датчик верхнего уровня; 7 – датчик среднего уровня; 8 – электрический исполнительный механизм; 9 – рычажная передача; 10 – плужковый сбрасыватель; 11 – транспортер; 12 – отклоняющиеся ролики; 13 – вращающийся ролик

Нормально замкнутые контакты датчика нижнего уровня размыкаются при опорожнении БСУ до нижнего конца электрода и включают реле автоматического пуска тракта (РАП), которое в свою очередь включает реле времени и промежуточные реле в схеме пуска механизмов и предупреждающей сигнализации. Последняя оповещает дежурный персонал топливоподачи о предстоящем включении транспортеров и механизмов.

Автоматизация процесса загрузки. Бункеры сырого угля служат конечным звеном технологической цепи топливоподачи. Их располагают вдоль последнего транспортера 11 (см. рис. 10.1) и загружают с помощью укрепленного под ним плужкового сбрасывателя 10. Его рабочим органом служит остроугольный отвал (плужок), устанавливаемый навстречу движению угля. Плужок имеет два положения: верхнее, когда он не касается транспортерной ленты, и нижнее, когда он прижат к ней. При верхнем положении плужка слой угля на ленте проходит над ним к другим бункерам. При нижнем – уголь скользит вдоль боковых от валов плужка и осыпается в бункер. Опускание плужка на ленту осуществляют электрическим исполнительным механизмом 8 посредством тросовой или рычажной передачи 9.

Плужки подготавливают к автоматическому опусканию установкой переключателя в положение «Автоматика». Разрешение на опускание поступает после включения промежуточного реле, действующего по сигналу РАП данного транспортера. Загрузка идет только в бункер, где уголь еще не достиг верхнего уровня ВУ. Питание цепей опускания плужков осуществляют через нормально открытые контакты, чем обеспечивают принятую последовательность загрузки БСУ. В целях повышения надежности управления загрузкой питание электрических цепей подъема каждого плужка делают независимым.

Отключение механизмов и транспортеров по окончании загрузки. После окончания загрузки первых бункеров до отметки срабатывания датчика верхнего уровня 6 и загрузки последнего до отметки срабатывания датчика среднего уровня 7 осуществляют автоматический останов системы топливоподачи посредством реле времени и промежуточного реле останова. Тракт топливоподачи останавливают последовательно, начиная с лопастных питателей. Разгрузка угля, оставшегося на лентах, идет в последний по ходу топлива бункер (см. рис. 10.1). Плужок над этим бункером всегда находится в опущенном положении, а загрузка в нормальном режиме происходит лишь до среднего уровня СУ с тем расчетом, чтобы оставшийся на транспортерах уголь заполнил свободный объем бункера после непредвиденной остановки лопастного питателя.

*Непрерывность процесса загрузки* обеспечивают автоматическим включением вибраторов при застревании угля в узлах пересыпки. При забивании течи уголь касается электрода специального датчика. Это служит сигналом для включения реле, управляющего пусковым устройством вибратора, который включают лишь на заданный промежуток времени. Если в течение этого времени забивание течи устраняется, вибратор останавливают. В противном случае автоматическое отключение вибратора по истечении заданного времени приводит к одновременному останову предыдущих по ходу угля транспортеров и механизмов.

Автоматическое прекращение процесса загрузки БСУ. При внезапном останове последнего по ходу топлива транспортера автоматически останавливают все предыдущие. При пробуксовке, обрыве и сходе ленты срабатывают устройства локальной автоматической защиты. При сходе ленты она через ролики 12 (см. рис. 10.1), расположенные по обеим ее сторонам, нажимает на концевой выключатель, который разрывает цепь питания электропривода соответствующего транспортера и (через устройства блокировки) цепи питания всех предыдущих.

При пробуксовке и обрыве ленты останов транспортера осуществляют с помощью реле частоты вращения, первичным датчиком которого служит вращающийся ролик 13, устанавливаемый на нижней ненагруженной части ленты. Датчик работает по принципу центробежного регулятора частоты вращения, движущиеся грузы которого воздействуют на микровыключатель при пробуксовке

ленты и снижении частоты вращения ролика. Контакты микровыключателя заведены в цепь управления электроприводом лапы. При срабатывании микровыключателя останавливаются электроприводы данного транспортера и по цепям электроблокировки все предыдущие механизмы.

### **Автоматизация процессов и установок химической очистки и подготовки воды**

Общие положения. Для восполнения неизбежных материальных потерь пара, конденсата и мигательной воды в процессе выработки электроэнергии на ТЭС требуется вода высокого качества.

Нерастворимые примеси и растворенные в воде соли должны быть удалены из нес для предотвращения накипи на внутренних поверхностях нагрева котлов и других теплообменников. Растворенный в воде кислород должен быть удален для предотвращения коррозии этих поверхностей. Обычно требования к качеству воды для подпитки теплосетей несколько ниже требований к воде, поступающей в котлы. Это находит свое отражение и в технологической схеме водоподготовки, один из вариантов которой изображен на рис. 10.9.

Исходную природную воду от насосов водоснабжения предварительно подогревают в водоподогревателе сырой воды. Затем она поступает в осветлитель б, где осуществляется переход некоторых растворенных примесей в нерастворимые твердые вещества за счет добавления специальных химических реагентов в виде растворов определенной дозировки.

Осветленная вода поступает в накопительные баки, а оттуда с помощью насосов прокачивается через группу механических фильтров, в которых оседают выделенные в осветлителях нерастворимые твердые вещества (шлам). Затем поток воды раздваивается: часть воды, необходимая для подпитки теплосети, пропускают через фильтры химического умягчения, а другая часть, требующаяся для восполнения потерь питательной воды котлов, проходит через обессоливающую установку. Удаление кислорода из обоих потоков воды осуществляют отдельно в деаэраторах. Технологический процесс по химической очистке воды по условиям автоматизации можно разделить на операции, требующие непрерывного управления и осуществляемые периодически (один или несколько раз в сутки).

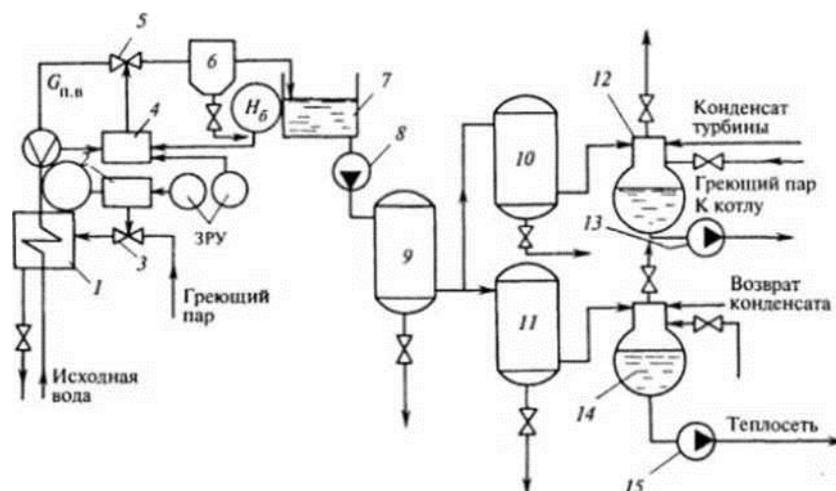


Рис. 10.9. Принципиальная технологическая схема установки химической подготовки питательной иолы:

1 – водоподогреватель сырой воды. 2 – регулятор температуры подогрева исходной воды, 3,5 – регулирующие клапаны; 4 – регулятор производительности установки; 6 – осветлитель; 7 – накопительный бак; 8 – насос; 9 – механический фильтр; 10 – обессоливающая установка; 11 – фильтры химического умягчения; 12,14 – деаэраторы; 13,15 – питательный и полни точный насосы

Автоматическое регулирование непрерывных процессов. К непрерывным процессам химической очистки воды относят регулирование подогрева исходной воды, производительности водоподготовительной установки, дозировки реагентов и уровня шлама в осветлителях.

*Регулирование температуры исходной воды.* Поддержание заданного значения температуры исходной воды необходимо по условиям нормального протекания химических реакций в осветлителях и химических фильтрах. Подогрев воды осуществляют в поверхностном пароводяном теплообменнике, который по своим динамическим свойствам представляет типичный тепловой объект.

При наличии резких колебаний расхода воды в целях улучшения качества процессов регулирования температуры предусматривают дополнительное (исчезающее) воздействие на регулятор температуры. Дополнительный сигнал, пропорциональный скорости изменения расхода воды, реализуют с помощью дифференциатора.

*Регулирование производительности.* Добавку химически очищенной воды в теплосеть и к котлам изменяют в зависимости от режимов работы и нагрузки ТЭС.

Косвенным показателем соответствия производительности установки количеству добавок в тепловую схему ТЭС служит уровень воды в промежуточных баках на рис. 10.9 показана принципиальная схема одного из вариантов АСР производительности. Систему в целом предусматривают двухконтурной.

Входным сигналом регулятора производительности, воздействующего на расход исходной воды, служит уровень воды в накопительном баке. Сигналом отрицательной обратной связи – перепал на сужающем устройстве, установленном на линии исходной воды. Регулятор в этом случае будет работать с остаточным отклонением по уровню в баке, что вполне допустимо для неответственных объектов. Измерительный блок регулятора производительности должен обладать зоной нечувствительности по уровню (до 20...30 % всего диапазона изменений уровня). Это необходимо для того, чтобы регулятор не реагировал на частые колебания уровня в пределах  $\pm 10...15$  % установленного значения.

### **1.7.2 Автоматизация вспомогательных процессов и установок паровых и газовых турбин**

#### **Автоматизация теплофикационных установок**

Автоматическое регулирование редуционно-охладительных установок (РОУ). В РОУ осуществляют понижение давления пара, пропускаемого через редуционный клапан, и понижение температуры за счет впрыска охлаждающей воды в коллектор редуцированного пара. С помощью РОУ резервируют промышленные и теплофикационные отборы паровых турбин, осуществляют связь между общими паропроводами ТЭС высокого и среднего давления. Для перепуска первичного пара в обвод турбин в случае их внезапного останова предусматривают быстродействующие РОУ (БРОУ). В этом случае излишек пара от котлов сбрасывают через БРОУ в конденсатор турбины.

При наличии производственного потребителя, не допускающего перерывов в снабжении паром, промышленные отборы турбин резервируют также с помощью БРОУ, находящихся в состоянии горячего резерва.

Точность поддержания давления и температуры редуцированного пара диктуется потребителем или в случае сброса редуцированного пара в конденсатор условиями его безопасной работы. Как объект регулирования РОУ (БРОУ) представляет собой динамическую систему с двумя входными регулирующими воздействиями:  $G_{пп}$  и  $G_{ов}$  и тремя регулируемыми величинами:  $p_{рп}$ ,  $t_{рп}$  и  $G_{рп}$ . Функциональная схема этих связей показана на рис. 10.18, а.

Кривая переходного процесса РОУ по давлению пара при возмущении расходом пара приведена на рис. 10.19.

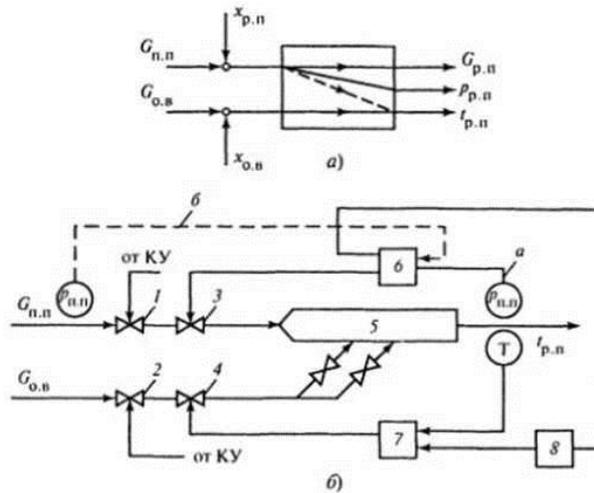


Рис. 10.18. Редукционно-охлаждающая установка:  
*a* — функциональная схема связей между входными регулируемыми величинами;  
*б* — принципиальная схема АСР; 1, 2 — запорные задвижки; 3, 4 — регулирующие клапаны; 5 — коллектор редуцированного пара; 6 — регулятор давления; 7 — регулятор температуры; 8 — устройство динамической связи

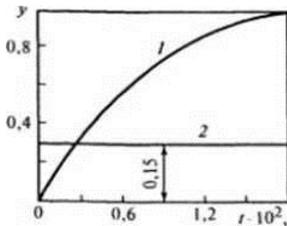


Рис. 10.19. Кривая разгона РОУ по давлению пара при возмущении расходом пара  $G_{пц}$  (регулирующими параметрами турбины Н.г.):  
 $1 - y = \Delta p / p_{уст}$ ;  $2 - x = G_{пц} / C_{п.о}$

Сигнал по давлению редуцированного пара  $p_{р.п}$  в коллекторе 5 (см. рис. 10.18) поступает на вход регулятора давления 6, который воздействует на перемещение парового редуцирующего клапана 3, осуществляя принцип регулирования давления «после себя» (см. рис. 10.18, б, линия *a*).

Входным сигналом регулятора температуры 7 служит  $t_{р.п}$ , в зависимости от которой он перемещает регулирующий клапан 4 на линии охлаждающей воды. Для увеличения быстродействия регулятора температуры и улучшения качества процесса регулирования на его вход целесообразно подавать опережающий сигнал с выхода регулятора давления через устройство динамической связи 8.

Быстродействующая РОУ отличается от обычной наличием быстрозапорных клапанов 1 и 2 на подводящем паропроводе и трубопроводе охлаждающей воды. Эти клапаны открывают по сигналу от командного устройства (КУ), которое, в свою очередь, действует в зависимости от назначения БРОУ. Например, в случае резервирования БРОУ промышленного отбора турбины КУ — реле давления, подающее сигнал на открытие быстрозапорных клапанов 1 и 2 при понижении давления в коллекторе редуцированного пара ниже допустимого.

Если редуцирующее устройство установлено в параллель с турбиной и служит для перепуска пара в конденсатор при внезапных сбросах электрической нагрузки турбогенератора, быстродействующие клапаны открывают при повышении давления пара перед БРОУ сверх допустимого (например, при внезапном закрытии стопорного клапана перед турбиной). Регулятор давления РОУ в этом случае

действует по принципу регулирования давления пара «до себя» (линия б). Его входным сигналом служит давление пара перед редукционным клапаном.

### **Автоматизация вспомогательных установок паровой турбины**

#### *Автоматическое регулирование подачи пара на лабиринтовые уплотнения.*

Лабиринтовые уплотнения устанавливают в местах выхода вала из корпуса турбины. Они препятствуют выходу пара в атмосферу и проникновению воздуха в корпус турбины. В многоцилиндровых турбинах давление пара в местах уплотнений является переменной величиной. При этом численное значение давления зависит от нагрузки и может оказаться выше или ниже атмосферного. Это вынуждает снабжать устройство подачи пара к уплотнениям автоматической системой регулирования (рис. 10.22). Камеры уплотнений 2, 2' и 3, 3' находятся под избыточным давлением, подводимым от внешнего источника. Обычно используют пар переднего уплотнения турбины 1, находящегося под давлением, или греющий пар деаэраторов.

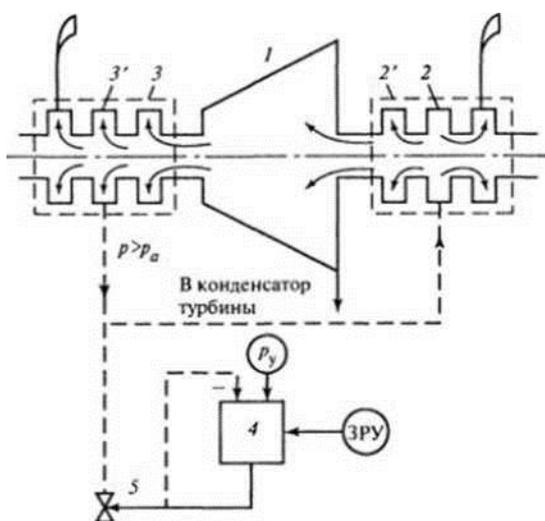


Рис. 10.22. Система регулирования давления пара в лабиринтовых уплотнениях турбины:

1 – турбина; 2, 2', 3, 3' – камеры уплотнений; 4 – регулятор давления; 5 – регулирующая заслонка

В АСР подачи пара на уплотнения используют регулятор давления 4 «до себя», поддерживающий необходимое избыточное давление в общем коллекторе уплотнений в пределах 3...5 кПа (0,03...05 кгс/см<sup>2</sup>). Регулятор воздействует на положение регулирующей заслонки 5, расположенной на трубопроводе отвода пара из коллектора в эжектор, систему подогревателей низкого давления или в атмосферу ( $p_a$ ).

*Автоматическое регулирование уровня воды в конденсаторе.* Среднее значение уровня воды в конденсаторе поддерживают по возможности постоянным независимо от расхода пара через турбину или режима её работы

(теплофикационного или конденсационного). Стабилизация уровня необходима по условиям устойчивой работы конденсатных насосов и эжекторов.

Положение уровня регулируют изменением подачи конденсатных насосов. Нижний предел подачи насосов задают минимальным пропуском конденсата через эжекторы и систему регенеративных подогревателей. Поэтому при малых нагрузках турбины часть конденсата с напорной стороны конденсатных насосов необходимо вновь сбрасывать в конденсатор. С учетом этого требования выполняют систему регулирования уровня воды в конденсаторе, принципиальная схема которой изображена на рис. 10.23.

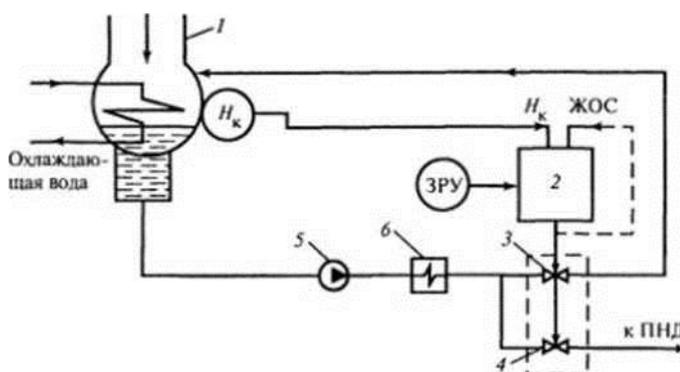


Рис. 10.23. Система регулирования уровня конденсата в конденсаторе турбины  
1 – конденсатор; 2 – регулятор уровня; 3, 4 – спаренный регулирующий орган; 5 – конденсатный насос; 6 эжектор

Как объект регулирования уровня конденсатор 1 – герметический бак с насосом на стоке. Динамику объекта описывают уравнением интегрирующего звена [10, 16], т.е. он не обладает свойством самовыравнивания. Регулирование уровня воды осуществляют изменением подачи конденсатных насосов 5 при воздействии на двухпоточный клапан (3, 4).

При снижении уровня вследствие сброса нагрузки турбины рабочий клапан 4 прикрывают, обеспечивая требуемый нерегулируемый пропуск воды в системе охлаждения эжекторов 6 и регенеративных подогревателей. При дальнейшем снижении уровня начинают открывать клапан рециркуляции 3, поддерживая уровень воды в конденсаторе. Для удобства управления и согласованности в работе клапаны 3 и 4 выполнены в одном корпусе и управляются одним исполнительным механизмом.

Обычно на регулятор уровня 2 поступают два входных сигнала – по уровню конденсата  $H_k$  и по положению регуливающего органа (ЖОС).

## 1.8 Литература

1. Автоматизация настройки систем управления / В.Я. Ротач, В.Ф. Кузищин, А.С. Ключев и др. М.: Энергоатомиздат, 1984.
2. Бурыков В.Н. Основы математической теории иерархических систем. М.: Наука, 1976.
3. Давыдов Н.И., Бояршинов Д.Г. Моделные исследования систем автоматического регулирования мощности энергоблоков 800 МВт на базе его экспериментальных характеристик // Тр. Междунар. научн. конф. Control 2003. М.: Издательство МЭИ, 2003.
4. Долинин И.В., Тарасов Д.В. Оптимизация структуры сети и информационных потоков интегрированной АСУ ТЭЦ-27 ОАО «Мосэнерго» // Там же.
5. Долинин И.В., Горожанкий П.А. Опыт разработки и внедрения интегрированной АСУ АСУ ТП ТЭЦ-27 ОАО «Мосэнерго» // Теплоэнергетика, 2001. № 10.
6. Иванов В.А. Регулирование энергоблоков. Л.: Машиностроение, 1982.
7. Иванова Г.М., Кузнецов Н.Д., Чистяков В.С. Теплотехнические измерения и приборы. М.: Издательство МЭИ, 2005.
8. Месарович М., Мако Д., Такахара М. Теория многоуровневых иерархических систем. И: Мир, 1973.
9. Плетнев Г.П., Долинин И.В. Основы построения и функционирования АСУ тепловых электростанций. М.: Издательство МЭИ, 2000.
10. Плетнев Г.П. Автоматизированные системы управления объектами тепловых электростанций. М.: Издательство МЭИ, 1994.
11. Плетнев Г.П. Методы моделирования распределенных систем управления технологическим процессом энергоблоков ТЭС // Теплоэнергетика, 2001. № 10.
12. Плетнев Г.П., Зайченко Ю.П., Зверев Е.А., Киселев Ю.Е. Проектирование, монтаж и эксплуатация автоматизированных систем управления теплоэнергетическими процессами. М.: Издательство МЭИ, 1995.
13. Плетнев Г.П., Щедеркина Г.Е., Виноградник М.В. Автоматизированное управление распределением суммарной нагрузки КЭС // Теплоэнергетика, 1990. № 10.
14. Плетнев Г.П., Щедеркина Т.К., Горбачев А.С. Автоматизированное управление вредными выбросами в переменных режиме энергоблоков // Теплоэнергетика, 1995. № 4.
15. Правила технической эксплуатации электрических станций и сетей. - 15-е издание. М.: Энергоатомиздат, 2001.
16. Ротач В.Я. Теория автоматического управления М.: Издательство МЭИ, 2004.

17. Сигал И.Я. Защита воздушного бассейна при сжигании топлива. – 2-е изд. перераб. и доп. Л.: Недра, 1988.

18. Тверской Ю.С. Автоматизация котлов с пылесистемами прямого вдувания. М.: Энергоатомиздат, 1996.

#### **Дополнительная литература**

19. Автоматизированные системы управления технологическими процессами. Термины и определения. ГОСТ 17.194-76. М.: Изд-во стандартов, 1976.

20. Методические указания по объему технологических измерений и автоматического регулирования на тепловых электростанциях. РД 34.35.101-88. М.: Союзтехэнерго, 1988.

21. Квинт. Программно-технологический комплекс для автоматизации производственных процессов. М.: Изд-во Ниитеплоприбор, 2000.

22. Объем и технические условия на выполнение технологических защит теплоэнергетического оборудования блоков с барабанными котлами. РД 34.35.132-95. М.: Оргрэс, РАО ЕЭС РФ, 1995.

23. Аракелян Э.К., Пикина Г.А. Оптимизация и оптимальное управление. М.: Издательство МЭИ, 2003.

24. Душков В.А., Смирнов Б.А., Терехов В.А. Инженерно-психологические основы конструкторской деятельности. М.: Высшая школа, 1990.

25. UGB. Kraftwerkstechnik. 1989. № 6. S. 562-568.

26. Экспериментальное определение динамических характеристик энергоблока 80 МВт по каналам регулирующих и возмущающих воздействий / Г.П. Плетнев, А.С. Горбачев, А. Н. Лесничук и др. // Тр. Междунар. научн. конф. Control 2003. М.: Издательство МЭИ, 2003.

27. Методика экспериментального определения оценок показателей деятельности оперативного персонала в АСУ ТП энергоблоков электростанций. РД 34.04.251-88. М.: Оргрэс, 1988.

28. Кузьмицкий, И.Ф. Теория автоматического управления: Учеб. Пособие для студентов специальности «Автоматизация технологических процессов и производств» / И.Ф. Кузьмицкий, Г.Т. Кулаков. – Мн.: БГТУ, 2010. – 486с.

**Электронный учебно-методический комплекс**

**Практический раздел**

**АВТОМАТИЗИРОВАННЫЕ СИСТЕМЫ УПРАВЛЕНИЯ  
ТЕХНОЛОГИЧЕСКИМИ ПРОЦЕССАМИ ЭЛЕКТРОСТАНЦИЙ**

**ПРАКТИЧЕСКИЕ ЗАДАНИЯ**

**Минск 2017 г.**

## 2 ПРАКТИЧЕСКИЕ ЗАДАНИЯ

### 2.1 Примерный перечень тем практических занятий по дисциплине «Автоматизированные системы управления технологическими процессами электростанций»

1. Основные подсистемы АСУ ТП электростанций.
2. Основные принципы построения автоматизированных систем управления технологическими процессами электростанций.
3. Основные структурные схемы систем автоматического регулирования барабанных котлов.
4. Основные структурные схемы автоматизации прямоточных котлов.
5. Система автоматического управления мощностью энергоблока.

### 2.2 Примерный перечень тем курсовых проектов по дисциплине «Автоматизированные системы управления технологическими процессами электростанций»

Целью курсового проекта является закрепление навыков использования расчетных экспресс-методов структурно-параметрической оптимизации автоматических систем регулирования для объектов без самовыравнивания.

Работа предусматривает расчет параметров оптимальной динамической настройки многоконтурных САР с использованием принципа инвариантности и построение на ПЭВМ оптимальных переходных процессов при основных возмущениях, анализ прямых показателей качества комбинированных САР теплоэнергетических процессов.

Примерный объем курсового проекта составляет 30–40 печатных страниц формата А4. Графическая часть должна быть представлена листом формата А1 с содержащимися на нем графиками основных переходных процессов и таблицами показателей качества, рассматриваемых процессов регулирования.

На выполнение курсового проекта учебным планом отведено 60 часов.

**Электронный учебно-методический комплекс**

**Раздел контроля знаний**

**АВТОМАТИЗИРОВАННЫЕ СИСТЕМЫ УПРАВЛЕНИЯ  
ТЕХНОЛОГИЧЕСКИМИ ПРОЦЕССАМИ ЭЛЕКТРОСТАНЦИЙ**

**ПЕРЕЧЕНЬ ВОПРОСОВ К ЗАЧЕТУ**

**Минск 2017 г.**

### 3 ПЕРЕЧЕНЬ ВОПРОСОВ К ЗАЧЕТУ

1. Дать определение АСУ ТП.
2. Основные подсистемы АСУ ТП ТЭС.
3. Составляющие технического эффекта от внедрения АСУ ТП ТЭС.
4. Экономический эффект от внедрения АСУ ТП ТЭС.
5. Экологический эффект от внедрения АСУ ТП ТЭС.
6. Социальный эффект от внедрения АСУ ТП ТЭС.
7. В чем сущность иерархичности принципа построения АСУ ТП ТЭС.
8. Основные составляющие информационной подсистемы АСУ ТП ТЭС.
9. Назначение и принцип действия технологических защит.
10. Основные системы автоматического регулирования парового тракта котла.
11. Основные системы автоматического регулирования паровоздушного тракта котла.
12. Структурная схема системы автоматического управления мощности энергоблока.
13. Основные определения передаточной функции оптимального регулятора.
14. Как сформировать оптимальную структуру комбинированной САР температуры перегретого пара за котлом?
15. Недостатки типовой трехимпульсной САР уровня воды в барабане котла.
16. Динамика по уровню воды в барабане котла при возмущении расходом питательной воды.
17. Динамика по уровню воды в барабане котла при возмущении расходом пара.
18. Сущность явления «набухания уровня воды».
19. Сущность принципа инвариантности.
20. Как выбрать настройку фильтра оптимального регулятора с учетом максимальной величины регулирующего воздействия?
21. Как обеспечить полную инвариантность при отработке внутреннего возмущения?
22. Как обеспечить инвариантность до  $\varepsilon$  при отработке внешнего возмущения для объекта регулирования с запаздыванием?
23. Как обеспечить требуемое быстродействие при отработке скачка задания?
24. Как обеспечить оптимальную отработку внутреннего возмущения?
25. Условия инвариантности при отработке внешнего возмущения с его измерением.
26. Условия инвариантности для эквивалентного внешнего возмущения.
27. Как определяют условия срабатывания технологических защит по уровню воды в барабане котла экспериментальным путем?
28. Как уточнить уставки срабатывания ТЗ регулятора питания путем математического моделирования?

**Электронный учебно-методический комплекс**

**Вспомогательный раздел**

**АВТОМАТИЗИРОВАННЫЕ СИСТЕМЫ УПРАВЛЕНИЯ  
ТЕХНОЛОГИЧЕСКИМИ ПРОЦЕССАМИ ЭЛЕКТРОСТАНЦИЙ**

**Учебная программа**

**Минск 2017 г.**

**4 УЧЕБНАЯ ПРОГРАММА**  
**Белорусский национальный технический университет**

**УТВЕРЖДАЮ**

Проректор по учебной работе  
Белорусского национального  
технического университета

\_\_\_\_\_ О.К. Гусев

\_\_\_\_\_ /уч.  
Регистрационный № УД- \_\_\_\_\_

**АВТОМАТИЗИРОВАННЫЕ СИСТЕМЫ УПРАВЛЕНИЯ  
ТЕХНОЛОГИЧЕСКИМИ ПРОЦЕССАМИ  
ЭЛЕКТРОСТАНЦИЙ**

**Учебная программа учреждения высшего образования  
по учебной дисциплине для специальности**

**1-53 01 04 «Автоматизация и управление теплоэнергетическими  
процессами»**

2017 г.

Учебная программа составлена на основе образовательного стандарта ОСВО 1-53 01 04-2013.

### **СОСТАВИТЕЛИ:**

**Г.Т. Кулаков**, профессор кафедры «Тепловые электрические станции» Белорусского национального технического университета, доктор технических наук, профессор;

**В.В. Кравченко**, доцент кафедры «Тепловые электрические станции» Белорусского национального технического университета, кандидат экономических наук, доцент.

### **РЕЦЕНЗЕНТЫ:**

**С.М. Сацук**, заведующий кафедрой электроники Белорусского государственного университета информатики и радиоэлектроники, кандидат технических наук, доцент;

**Г.Н. Здор**, заведующий кафедрой «Робототехнические системы» Белорусского национального технического университета, доктор технических наук, профессор.

### **РЕКОМЕНДОВАНА К УТВЕРЖДЕНИЮ:**

Кафедрой «Тепловые электрические станции» Белорусского национального технического университета  
(протокол № 10 от 23.02 2017 г.)

Заведующий кафедрой \_\_\_\_\_ Н.Б. Карницкий

Методической комиссией энергетического факультета Белорусского национального технического университета  
(протокол № 6 от 23.02 2017 г.)

Председатель методической комиссии \_\_\_\_\_ Е.Г. Пономаренко

Научно-методическим советом Белорусского национального технического университета (протокол № 2 секции №1 от 22.02 2017 г.)

## ПОЯСНИТЕЛЬНАЯ ЗАПИСКА

Учебная программа по учебной дисциплине «Автоматизированные системы управления технологическими процессами электростанций» разработана для специальности 1-53 01 04 «Автоматизация и управление теплоэнергетическими процессами».

Основной целью изучения дисциплины является приобретение студентами теоретических знаний в области автоматизированных систем управления технологическими процессами и практических навыков разработки АСУ ТП теплоэнергетических объектов; подготовка специалистов для эксплуатационной, проектно-конструкторской и исследовательской деятельности в области автоматизации технологических процессов теплоэнергетических объектов.

Задача дисциплины: ознакомление студентов с техническими данными и областями применения современных АСУ ТП теплоэнергетических объектов и процессов. Изложение теоретических основ построения АСУ ТП ТЭС, приобретения практических навыков выбора и обоснования АСУ ТП конкретных теплоэнергетических объектов управления. Расчет параметров оптимальной динамической настройки многоконтурных систем автоматического регулирования (САР), структурно-параметрическая оптимизация САР теплоэнергетических процессов, основные подсистемы АСУ ТП и их технические различия.

АСУ ТП является составной частью более широкой отрасли науки и техники – автоматизации технологических процессов теплоэнергетических производств.

Учебная дисциплина базируется на знаниях, полученных студентами при изучении следующих учебных дисциплин: «Тепловые электрические станции (ТЭС)», «Вспомогательное оборудование электростанций», «Теория автоматического управления» и «Анализ и синтез систем автоматического регулирования». Знания и умения, полученные студентами при изучении данной дисциплины, необходимы для освоения последующих специальных дисциплин, связанных с автоматизированными системами управления и дальнейшей практической деятельностью.

В результате изучения учебной дисциплины студент должен:

**знать:**

- принципы построения АСУ;
- информационные подсистемы контроля и управления; -принципы технической реализации современных АСУ ТП;
- структуру и принцип действия автоматических регуляторов, устройств защиты и автоматики энергосистем;

**уметь:**

- осуществлять анализ и синтез систем автоматического регулирования одноконтурных САР;

- формировать исходные данные для составления математической модели САР;

- осуществлять анализ и синтез систем автоматического регулирования двухконтурных и многоконтурных САР;

**владеть:**

- основами создания автоматизированных систем управления;

- методами выбора рациональной структуры АСУ ТП теплоэнергетических объектов;

- методами построения математических моделей.

Освоение данной учебной дисциплины должно обеспечить формирование следующих компетенций:

ПК-10. Выбирать эффективный критерий развития АСУ ТП и осуществлять их оптимизацию.

ПК-11. Разрабатывать технические задания на проектируемый объект автоматизации и управления теплоэнергетическими процессами с учетом результатов научно-исследовательских и опытно-конструкторских работ.

Согласно учебному плану для очной формы получения высшего образования на изучение учебной дисциплины отведено всего 150 ч., из них аудиторных - 56 часов

Распределение аудиторных часов по курсам, семестрам и видам занятий приведено в таблице 1.

Таблица 1.

Очная форма получения высшего образования					
Курс	Семестр	Лекции, ч.	Лабораторные занятия, ч.	Практические занятия, ч.	Форма текущей аттестации
4	8	28	-	28	курсовой проект, зачет

# СОДЕРЖАНИЕ УЧЕБНОГО МАТЕРИАЛА

## Раздел I. ВВЕДЕНИЕ

### Тема 1.1. РОЛЬ И ЗНАЧЕНИЕ АСУ ТП. КРИТЕРИИ И СТРУКТУРА УПРАВЛЕНИЯ ОЭС

Понятие автоматизированных систем управления. Определение больших систем управления. Назначение и структура автоматизированной системы диспетчерского управления. Критерии оптимального управления энергосистемой, электростанций, энергоблоком. Технический, экологический, социальный и экономический эффекты внедрения АСУ ТП электростанций.

## Раздел II. РЕАЛИЗАЦИЯ И КОНЦЕПЦИИ ПОСТРОЕНИЯ АСУ ТП

### Тема 2.1. НАЗНАЧЕНИЕ И СОСТАВ ФУНКЦИЙ АСУ ТП

Дистанционное управление. Теплотехнический контроль и сигнализация. Технологические защита и блокировки. Автоматическое регулирование. Применение средств вычислительной техники.

### Тема 2.2. ПРИНЦИПЫ АВТОМАТИЗИРОВАННОГО УПРАВЛЕНИЯ ТЕХНОЛОГИЧЕСКИМИ ОБЪЕКТАМИ

Общие положения. Супервизорное управление. Автоматическая коррекция заданных значений регулируемых величин. Децентрализованное управление. Централизованное цифровое управление. Комбинированное управление.

### Тема 2.3. КОНЦЕПЦИИ ПОСТРОЕНИЯ АСУ ТП ЭНЕРГОБЛОКОВ

Основное положение общей концепции. Определение кибернетической системы. Основные цели АСУ ТП энергоблоков. Место АСУ ТП энергоблока в АСДУ энергосистемой. Информационные и управляющие функции.

## Раздел III. ИНФОРМАЦИОННЫЕ ПОДСИСТЕМЫ АСУ ТП

### Тема 3.1. ИНФОРМАЦИОННЫЕ ФУНКЦИИ АСУ ТП

Сбор, обработка и представление информации оператору. Дистанционный ввод информации. Принципы аналоговой обработки информации. Принципы цифровой обработки информации.

### Тема 3.2. ТЕПЛОТЕХНИЧЕСКИЙ КОНТРОЛЬ И СИГНАЛИЗАЦИЯ

Общие сведения. Теплотехнический контроль энергетических установок. Средства теплотехнического контроля. Сигнализация.

## **Раздел IV. ТЕХНОЛОГИЧЕСКИЕ ЗАЩИТЫ ТЕПЛОЭНЕРГЕТИЧЕСКОГО ОБОРУДОВАНИЯ**

### **Тема 4.1. НАЗНАЧЕНИЕ. ТЕПЛОВЫЕ ЗАЩИТЫ ОСНОВНОГО ОБОРУДОВАНИЯ**

Логические элементы защит. Обеспечение надежности действия тепловых защит. Тепловая защита барабанных котлов. Тепловая защита прямоточных котлов. Защита энергоблоков.

### **Тема 4.2. АВТОМАТИЧЕСКАЯ ЗАЩИТА ВСПОМОГАТЕЛЬНЫХ УСТАНОВОК**

Защита регенеративных ПВД. Схема управления положением защитного клапана. Защиты ПДУ. Защиты редуционно-охладительных установок. Защитные устройства мельничных систем паровых котлов.

## **Раздел V. АВТОМАТИЧЕСКОЕ РЕГУЛИРОВАНИЕ ПАРОВЫХ КОТЛОВ**

### **Тема 5.1. ОСНОВНЫЕ СИСТЕМЫ РЕГУЛИРОВАНИЯ БАРАБАНЫХ КОТЛОВ**

Регулирование питания барабанных котлов. Регулирование непрерывной продувки и расхода корректирующих добавок котловой воды. Регулирование температуры перегретого пара барабанных котлов. САР процесса горения. Регулирование давления в общей паровой магистрали.

### **Тема 5.2. ОСНОВНЫЕ СИСТЕМЫ РЕГУЛИРОВАНИЯ ПЯМОТОЧНЫХ КОТЛОВ**

Прямоточный паровой котел как объект управления. Регулирование питания прямоточного котла. Регулирование тепловой нагрузки и температурного режима первичного тракта. Регулирование вторичного перегретого пара прямоточных котлов. САР оптимизации процессов горения.

## **Раздел VI. АВТОМАТИЗИРОВАННАЯ СИСТЕМА ДИСПЕТЧЕРСКОГО УПРАВЛЕНИЯ ЧАСТОТОЙ И ПЕРЕТОКАМИ МОЩНОСТИ В ЭНЕРГОСИСТЕМЕ**

### **Тема 6.1. СИСТЕМА АВТОМАТИЧЕСКОГО УПРАВЛЕНИЯ МОЩНОСТЬЮ ЭНЕРГОБЛОКА**

Способы регулирования и режимы работы энергоблоков. Регулирование активной мощности энергоблока. Автоматизация пусковых режимов.

## **Тема 6.2. ОБЩЕСТАНЦИОННАЯ ЧАСТЬ СИСТЕМЫ АВТОМАТИЧЕСКОГО УПРАВЛЕНИЯ МОЩНОСТЬЮ ЭЛЕКТРОСТАНЦИИ**

Режимы работы электростанций в составе АСДУ энергосистемой. Организационная и функциональная структура системы. Особенности технической реализации.

## **Раздел VII. АВТОМАТИЗАЦИЯ ВСПОМОГАТЕЛЬНЫХ ПРОЦЕССОВ И УСТАНОВОК**

### **Тема 7.1. АВТОМАТИЗАЦИЯ ВСПОМОГАТЕЛЬНЫХ ПРОЦЕССОВ И УСТАНОВОК ПАРОВОГО КОТЛА**

Автоматизация процессов и установок химической очистки и подготовки воды. Автоматизация загрузки бункеров сырого угля и транспортировки топлива по тракту топливоподачи.

### **Тема 7.2. АВТОМАТИЗАЦИЯ ВСПОМОГАТЕЛЬНЫХ ПРОЦЕССОВ И УСТАНОВОК ПАРОВЫХ И ГАЗОВЫХ ТУРБИН**

Автоматизация теплофикационных установок. Автоматизация вспомогательного оборудования паровых котлов. Автоматизация вспомогательного оборудования паровых и газовых турбин.

## **ТРЕБОВАНИЯ К КУРСОВОМУ ПРОЕКТУ**

Целью курсового проекта является закрепление навыков использования расчетных методов структурно-параметрической оптимизации автоматических систем регулирования для объектов без самовыравнивания.

Работа предусматривает расчет параметров оптимальной динамической настройки многоконтурных САР с использованием принципа инвариантности и построение на ПЭВМ оптимальных переходных процессов при основных возмущениях, анализ прямых показателей качества комбинированных САР теплоэнергетических процессов.

Примерный объем курсового проекта составляет 30-40 печатных страниц формата А4. Графическая часть должна быть представлена листом формата А1 с содержащимися на нем графиками основных переходных процессов и таблицами показателей качества, рассматриваемых процессов регулирования.

На выполнение курсового проекта учебным планом отведено 60 часов.

**УЧЕБНО-МЕТОДИЧЕСКАЯ КАРТА УЧЕБНОЙ ДИСЦИПЛИНЫ**  
**очная форма получения высшего образования**

Номер раздела, темы	Название раздела, темы	Количество аудиторных часов					Количество часов УСР	Форма контроля знаний
		Лекции	Практические занятия	Семинарские занятия	Лабораторные занятия	Иное		
1	2	3	4	5	6	7	8	9
	<b>8 семестр</b>							
1.	<b>Ведение</b>	2						
1.1.	Роль и значение АСУ ТП. Критерии и структура управления ОЭС	2						
2.	<b>Реализация и концепции построения АСУ ТП</b>	6	4					Контрольный опрос
2.1.	Назначение и состав функций АСУ ТП	2						
2.2.	Принципы автоматизированного управления технологическими объектами	2	2					
2.3	Уровень автоматизации. Концепции построения АСУ ТП энергоблоков	2	2					
3.	<b>Информационные подсистемы АСУ ТП</b>	4	4					Контрольный опрос
3.1.	Информационные функции АСУ ТП.	2	2					
3.2.	Теплотехнический контроль и сигнализация	2	2					
4.	<b>Технологические защиты теплоэнергетического оборудования.</b>	4	4					Контрольный опрос
4.1.	Назначение. Тепловые защиты основного оборудования	2	2					
4.2.	Автоматическая защита вспомогательных установок	2	2					
5.	<b>Автоматическое регулирование паровых котлов</b>	4	8					Контрольный

								опрос	
1	2	3	4	5	6	7	8	9	
5.1	Основные системы регулирования барабанных котлов	2	4						
5.2	Основные системы регулирования прямоточных котлов	2	4						
6.	<b>Автоматизированная система диспетчерского управления частотой и перетоками мощности в энергосистеме</b>	4	4					Контрольный опрос	
6.1	Система автоматического управления мощностью энергоблока	2	2						
6.2	Общестанционная часть системы автоматического управления мощностью электростанции	2	2						
7.	<b>Автоматизация вспомогательных процессов и установок</b>	4	4					Контрольная работа	
7.1	Автоматизация вспомогательных процессов и установок парового котла	2	2						
7.2	Автоматизация вспомогательных процессов и установок паровых и газовых турбин	2	2						
	Курсовой проект							Защита курсового проекта	
	Итого за семестр	28	28					Сдача зачета	
	Всего аудиторных часов	56							

## ИНФОРМАЦИОННО-МЕТОДИЧЕСКАЯ ЧАСТЬ

### Список литературы

#### Основная литература

1. Плетнев, Г.П. Автоматизация технологических процессов и производств в теплоэнергетике: Учебник для ВУЗов / Г.П. Плетнев. – 4-е изд., стереот. – М.: Издательский дом МЭИ, 2007. – 352 с., ил.
2. Дуэль, М.А. Автоматизированные системы управления энергоблоками с использованием средств вычислительной техники / М.А. Дуэль. – М.: Энергоатомиздат, 1983. – 352 с.
3. Беляев, Г.Т. Технические средства АСУ ТП / Г.Т. Беляев, В.Ф. Кузьмицкий, Н.И. Смирнов. – М.: Изд-во МЭИ, 1983. – 420 с.
4. Кулаков, Г.Т. Методические указания и задания к контрольным работам № 1, 2 по курсу «Теплотехнические измерения и автоматизация» / Г.Т. Кулаков, В.А. Чиж. – Мн.: БПИ, 1989. – 80 с.
5. Кулаков, Г.Т. Инженерные экспресс методы расчета промышленных систем регулирования. Справочное пособие / Г.Т. Кулаков. – Мн.: Высшая школа, 1984. – 192 с.
6. Кулаков, Г.Т. Автоматизация технологических процессов и АСУ ТП электростанций. Дипломное проектирование «Тепловые электрические станции». Учебное пособие для вузов / А.Т. Глюза, В.А. Золотарева, А.Д. Качан, Г.Т. Кулаков и др. Под общ. ред. А.М. Леонкова, А.Д. Качана. – Мн.: Высшая школа, 1991. Гл. 10. – 274-296 с.

#### Дополнительная литература

7. Плетнев, Г.П. Автоматизированные системы управления объектами электростанций: Учебник для ВУЗов. – 2-е изд., перераб. и доп. / Г.П. Плетнев. – М.: Изд-во МЭИ, 1994. – 300 с.
8. Кулаков, Г.Т. «Анализ и синтез систем автоматического регулирования». Учебное пособие для вузов / Г.Т. Кулаков. – Мн.: УП «Технопринт», 2003. – 150 с.
9. Кузьмицкий, И.Ф. Теория автоматического управления: Учеб. Пособие для студентов специальности «Автоматизация технологических процессов и производств» / И.Ф. Кузьмицкий, Г.Т. Кулаков. – Мн.: БГТУ, 2010. – 486с.

#### Средства диагностики результатов учебной деятельности

Оценка уровня знаний студента производится по десятибалльной шкале в соответствии с критериями, утвержденными Министерством образования Республики Беларусь.

Для оценки достижений студента рекомендуется использовать следующий диагностический инструментарий:

- проведение текущих контрольных опросов и работ по отдельным темам;
- выступление студентов на конференции по подготовленным рефератам;

- защита выполненных на практических занятиях индивидуальных заданий;
- защита курсового проекта;
- сдача зачета.

### **Перечень тем практических занятий**

1. Основные подсистемы АСУ ТП электростанций.
2. Основные принципы построения автоматизированных систем управления технологическими процессами электростанций.
3. Основные структурные схемы систем автоматического регулирования барабанных котлов.
4. Основные структурные схемы автоматизации прямоточных котлов.
5. Система автоматического управления мощностью энергоблока

### **Перечень контрольных вопросов и заданий для самостоятельной работы студентов**

1. Дать определение АСУ ТП.
2. Основные подсистемы АСУ ТП ТЭС.
3. Составляющие технического эффекта от внедрения АСУ ТП ТЭС.
4. Экономический эффект от внедрения АСУ ТП ТЭС.
5. Экологический эффект от внедрения АСУ ТП ТЭС.
6. Социальный эффект от внедрения АСУ ТП ТЭС.
7. В чем сущность иерархичности принципа построения АСУ ТП ТЭС.
8. Основные составляющие информационной подсистемы АСУ ТП ТЭС.
9. Назначение и принцип действия технологических защит.
10. Основные системы автоматического регулирования парового тракта котла.
11. Основные системы автоматического регулирования паровоздушного тракта котла.
12. Структурная схема системы автоматического управления мощности энергоблока.
13. Основные определения передаточной функции оптимального регулятора.
14. Как сформировать оптимальную структуру комбинированной САР температуры перегретого пара за котлом?

### **Методические рекомендации по организации и выполнению самостоятельной работы студентов**

При изучении дисциплины рекомендуется использовать следующие формы самостоятельной работы:

- самостоятельная работа в виде решения индивидуальных задач в аудитории во время проведения практических занятий под контролем преподавателя в соответствии с расписанием;
- подготовка рефератов по индивидуальным темам;
- подготовка курсового проекта по индивидуальным заданиям.