Г. П. ПЛЕТНЕВ

АВТОМАТИЗИРОВАННОЕ УПРАВЛЕНИЕ ОБЪЕКТАМИ ТЕПЛОВЫХ ЭЛЕКТРОСТАНЦИЙ

Допущено Министерством высшего и среднего специального образования СССР в качестве учебного пособия для студентов вузов, обучающихся по специальности «Автоматизация теплоэнергетических процессов»

НАУЧНАЯ БИБЛИОТЕКА
Киевского Ордена Ленина
Политехнического института

МОСКВА · ЭНЕРГОИЗДАТ · 1981

ББК 32.965
П38
УДК 621.311.22:681.5(075.8)

Рецензенты: А. В. Сычев и кафедра АТП КПИ

Плетнев Г. П.

П38 Автоматизированное управление объектами тепловых электростанций: Учебн. пособие для вузов.— М.: Энергоиздат, 1981. — 368 с., ил.

В пер. 85 к.

В книге рассматриваются принципы организации и технической реализации автоматизированного управления теплоэнергетическими установкамн. Основное вниманне уделяется автоматическим системам, иепосредственно воздействующим на объекты управлення: паровые котлы, турбины и вспомогательное тепломеханическое оборудование. Изложены основные сведения по автоматизацнн энергоблоков с применением управляющих вычислительных комплексов в АСУ технологическими процессами на ТЭС.

Книга является учебным пособием для студеитов технических вузов, специализирующихся по автоматизацин теплоэнергетических процессов. Оиа будет полезна и инженерам, работающнм в области автоматизации тепловых электростанций.

П $\frac{30303-433}{051(01)-81}$ 6-81(Э). 2303030000

ББК 32.965
6Ф6.5

ПЛЕТНЕВ ГЕННАДИЙ ПАНТЕЛЕЙМОНОВИЧ

Автоматизированное управпение объектами тепповых эпектростанций

Редактор **В. В. Усенко**
Редактор издательства **С. К. Брешин**
Переплет художника **В. И. Карпова**
Технический редактор **О. Д. Кузнецова**
Корректор **М. Г. Гупина**
ИБ № 2279 («Энергия»)

Сдано в набор 27.03.81 Подписано в печать 29.05.81 Т-05882
Формат 84×108$^1/_{32}$ Бумага типографская № 2 Гарн. шрифта литературная
Печать высокая Усл. печ. л. 19,32. Уч.-изд. л. 21,3
Тираж 11 000 экз. Заказ 1113 Цена 85 к.

Энергоиздат, 113114, Москва, М-114, Шлюзовая наб., 10

Московская типография № 10 Союзполиграфпрома при Государственном комитете СССР по делам издательства, полиграфии и книжной торговли. Энергоиздат, 113114, Москва, М-114, Шлюзовая наб., 10

© Энергоиздат, 1981

Предисловие

Со времени издания учебных пособий по автоматизации тепловых процессов, написанных С. Г. Герасимовым, Е. Г. Дудниковым и С. Ф. Чистяковым для студентов теплоэнергетических специальностей вузов, прошло более двух десятилетий. С тех пор в энергетике страны и в системах управления объектами тепловых электростанций произошли существенные изменения. Это нашло свое отражение в подготовке инженеров-теплоэнергетиков по автоматизации. Расширился состав и увеличился объем профилирующих учебных дисциплин, углубилось их содержание в соответствии с уровнем автоматизации, достигнутым на ТЭС за последние годы.

Учебная дисциплина «Автоматизированные системы управления на ТЭС» изучается при подготовке инженеров-теплоэнергетиков по автоматизации с 1974 г. К настоящему времени ее можно считать в основном сложившейся. Книга, предлагаемая вниманию читателей, охватывает основные разделы соответствующей учебной дисциплины. Однако настоящее издание не претендует на полноту и совершенство изложения всех вопросов в связи с относительной новизной и трудностями отбора значительной части материала, необходимостью согласования различных концепций и терминологии, содержащихся в обширной литературе по дисциплине в целом, и ограниченностью объема учебного пособия.

Несомненно, что дальнейшее углубление содержания лекционного курса и лабораторных работ, обобщение коллективного опыта и улучшение методики преподавания будут способствовать созданию более совершенного пособия. В связи с этим особенно ценными будут замечания и пожелания читателей — студентов, преподавателей, инженеров, работающих в области автоматизации ТЭС. Все замечания просьба направлять по адресу: 113114, Москва, М-114, Энергоиздат.

Автор выражает глубокую благодарность рецензентам: инж. А. В. Сычеву и кафедре автоматизации теплоэнергетических процессов Киевского политехнического института (доктору техн. наук проф. В. С. Кочо, канд. техн. наук В. И. Першину и др.), а также научному редактору канд. техн. наук В. В. Усенко за критические замечания и полезные советы в процессе работы над рукописью.

Автор

Условные обозначения

x_i — входной сигнал звена, объекта, системы;
y_i — выходной сигнал звена, объекта, системы;
u_i — задающий (управляющий) сигнал;
z_i — информационный сигнал обратной связи;
u_{pi}, x_{pi} — регулирующий сигнал;
$x_{вi}$ — сигнал возмущающего воздействия;
r_i — корректирующий сигнал;
S_i — подсистема управления многоуровневой иерархической системы;
λ_{ji} — интенсивность потока информационных сигналов;
$H_i(S_i)$ — информационная фуикция подсистемы управления;
$C_i(S_i)$ — управляющая функция подсистемы управления;
v_i — функция цели;
k — коэффициент усиления;
τ — время запаздывания, с, мин;
T — постоянная времени, с, мин;
ω — частота колебаний, 1/с, (рад/с);
$W(s)$ — передаточная функция звена, объекта, системы;
МИС — многоуровневая иерархическая система;
АТК — автоматизированный технологический комплекс;
АСУП — автоматизированная система управления предприятием;
АСУ ТП — автоматизированная система управления технологическим процессом;
ЛПР — лицо, принимающее решение;
КТС — комплекс технических средств;
УВК — управляющий вычислительный комплекс;
ИВК — информационный вычислительный комплекс;
ЭВМ — электронная вычислительная машина;
УЛУ — устройство логического управления;
АСР — автоматическая система регулирования;
$p_{п.п}$ — давление перегретого пара;
$p_т$ — давление перегретого пара в общей магистрали, перед турбиной;
$t_{п.п}$ — температура перегретого пара (первичного);
i — энтальпия теплоносителя;
$t_{в.п}$ — температура перегретого пара (вторичного);
$t_{пр}$ — температура в промежуточной точке тракта;
$t_{с.в}$ — температура сетевой воды;
$D_{п.п}$ — расход перегретого пара;
$D_{в.п}$ — расход вторичного пара;
$D_{г.п}$ — расход греющего пара;
$D_т$ — расход пара на турбину;
$D_б$ — расход пара из барабана;
$D_{п.в}$ — расход питательной воды;
$D_к$ — расход конденсата;

$D_{пр}$ — расход продувочной воды;
$D_{впр}$ — расход воды на впрыск;
$D_{с.в}$ — расход сетевой воды;
H — уровень;
v — вакуум;
$Q_г$ — расход газа;
$B_т$ — расход топлива;
$Q_в$ — расход воздуха;
U — напряжение;
I — электрический ток;
f — частота электрической сети;
w — обмотка, число витков в катушк
$Г$ — электрический генератор;
$Д$ — диод, стабилитрон, двигатель эл
R — резистор.

Введение

Автоматизация играет решающую роль при организации промышленного производства по принципу: выпуск заданного количества продукции при минимуме материальных затрат и затрат ручного труда. В особенности актуальной автоматизация становится в отраслях промышленности, конечная продукция которых находит массовый спрос у потребителя и используется практически во всех производственных процессах. К таким отраслям в полной мере относится энергетика.

Потребности страны в энергии непрерывно растут. В 1975 г. общая выработка электроэнергии в СССР в единицах расчета с потребителем — киловатт-часах впервые перешагнула триллионный рубеж.

Основу современной энергетики составляют крупные тепловые электрические станции (ТЭС). Сырьем для ТЭС служат природное органическое топливо, вода и воздух. На ТЭС осуществляется процесс преобразования первичной химической энергии, заключенной в топливе, в электрическую. В паровом котле происходит сжигание топлива и выработка перегретого пара, в турбине — преобразование тепловой энергии пара в механическую энергию ротора и в электрическом генераторе — преобразование механической энергии ротора в электрическую.

Трудоемкие процессы, связанные с производством и распределением тепловой и электрической энергии на современных ТЭС, в основном механизированы, и 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 тру-

да 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 большое 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 приложение методы теории и новые технические средства автоматического управления.

Революционным скачком в развитии энергетики в нашей стране явилось претворение в жизнь Государственного плана электрификации России (ГОЭЛРО), принятого по инициативе В. И. Ленина VIII Всероссийским съездом Советов в декабре 1920 г. В связи с составлением и реализацией плана В. И. Ленин «...подробно выяснял, какие расстояния может, не входя в конфликт с экономикой, преодолевать современная техника электропередач; возможно ли управлять распределением электрической энергии на большом расстоянии из одного центра, насколько электрификация может сэкономить издержки производства»[1]. По замыслу В. И. Ленина необходимо было «...всю страну усеять центрами на 400 (или 200, если не осилим больше) верст радиуса: на торфе, на воде, на сланце, на угле, на нефти...» После съезда он постоянно интересовался ходом дела на вновь строящихся электростанциях и оказывал им практическую помощь. К концу первой пятилетки (1931 г.) план ГОЭЛРО был выполнен: были введены в действие 27 крупнейших по тому времени электростанций общей мощностью $1{,}75 \cdot 10^6$ кВт, на их основе в промышленных районах страны созданы центры по управлению выработкой и распределением электроэнергии.

Быстрый рост теплоэнергетики обусловил дальнейшее развитие ее автоматизации. В 20—30-е годы в ЦКТИ им. Ползунова, ВТИ им. Дзержинского, ВЭИ им. Ленина, институте «Теплоэлектропроект», ОРГРЭС (ныне Союзтехэнерго) и на передовых электростанциях выполнялись работы, связанные с проектированием, внедрением и исследованием автоматических устройств и систем автоматического регулирования основного и вспомогательного теплового оборудования.

---

[1] Г. М. Кржижановский. Великий Ленин. — М.: Политиздат, 1968, с. 107—108.

В журналах «Электрические станции», «Точная индустрия», «Советское котлотурбостроение», «Известия Всесоюзного теплотехнического института (ВТИ)» и в ряде других публиковались работы научного и практического характера по автоматическому регулированию, включающие новые вопросы автоматизации температуры перегрева пара и экономичности процесса горения котлов и связного регулирования паровых турбин.

В 30—40-е годы автоматизация теплового оборудования на ТЭС, в особенности котлов, проводилась в основном на базе автоматических регуляторов электромеханической системы. Эти устройства отличались единством конструкции измерительного, командно-усилительного и исполнительного органов. Жесткая структура такого регулятора, а также наличие большого количества подвижных электрических контактов в цепях управления исполнительными механизмами препятствовали созданию многосвязных и надежных автоматических систем регулирования (АСР) и решению сложных задач управления на ТЭС.

В 50-е годы в энергетике благодаря развитию приборостроения и отраслей промышленности, выпускающей электронную технику и малогабаритную электроаппаратуру, стали широко применяться автоматические регуляторы тепловых процессов нового типа, состоящие из отдельного первичного прибора с электрическим сигналом на выходе, электронного регулирующего прибора и обособленного исполнительного механизма с независимым дистанционным управлением. Это позволило разместить составные части регулятора раздельно в соответствии с их функциональным назначением: первичный прибор и исполнительный механизм на объекте, а регулирующий прибор и органы управления на оперативном щите.

Применительно к регуляторам тепловых процессов разрабатывались новые методы расчета настроек, нашедшие затем широкое приложение при внедрении автоматических систем общепромышленного назначения.

Завершившийся в 50-е годы переход на электрические системы контроля и управления теплоэнергетического оборудования 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, а также автоматическую защиту теплового оборудования.

В 60-е годы происходит новый качественный сдвиг в отечественной энергетике. Ее развитие преимущественно идет по пути сооружения энергоблоков, работающих на высоких и сверхкритических параметрах пара с единичной мощностью турбогенераторов 200 и 300, а в последние годы 500 и 800 МВт. Для работы таких блоков в условиях нормальной эксплуатации необходимо

постоянно или периодически контролировать до 1000—2000 технологических параметров.

Попытки решить 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. С помощью таких ЭВМ оказалось возможным решение задач по управлению и выдаче результатов в виде советов оператору или сигналов-команд исполнительным устройстам, расположенным на объекте. Таким образом, часть функций по управлению и контролю сложными технологическими процессами, довольно значительная по объему, стала передаваться ЭВМ, в том числе: массовый 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, 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, представляет собой систему «человек — машина», выполняющую сбор и переработку информации для выработки и реализации управляющих воздействий на технологический объект управления в соответствии с принятым критерием управления [1]. 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 непрерывны-

ми технологическими процессами выработки продукции предусматривает три вида АСУ, соподчиненных между собой: АСУ ТП; 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; АСУ предприятием (АСУП), решающая задачи управления в масштабе предприятия в целом (экономическое управление, управление распределением людских и материальных ресурсов и др.) [2].

Автоматизированное управление производством и предприятием можно совмещать в одном центре управления производственно-промышленным комплексом, имеющим в своем составе ЭВМ, на которую возлагаются все вышеперечисленные 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 неподаче 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 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 си-

стемы или ЭВМ. Другая же часть информации, отображаясь и перерабатываясь в сознании человека, также поступает на вход системы, но в виде осмысленных действий ЛПР.

Высшим по отношению к АСУП является АСУ отраслью промышленности — совокупностью групп предприятий или производственно-промышленных комплексов, выпускающих однородную продукцию. Основу отраслевой АСУ составляет главный вычислительный центр, куда стекается информация от всех АСУ крупными предприятиями, производственными объединениями или подотраслями. В АСУ отраслью обычно решаются задачи оперативно-диспетчерского управления производством в масштабе отрасли, планово-экономические задачи, а также задачи по автоматизации управленческого труда.

Тепловая электрическая станция не является предприятием в «чистом» виде, т. е. с законченным циклом производства и распределения продукции, так как не занимается непосредственно сбытом выработанной электроэнергии. Обычно распределяет энергию и рассчитывается с ее потребителями районное энергетическое управление (РЭУ), объединяющее группу ТЭС.

Основные вопросы хозяйственной и финансовой деятельности электростанций в настоящее время решаются на уровне энергетической системы (совокупность производителей и потребителей энергии). Поэтому на ТЭС не ставится задача создания системы управления типа АСУ производством или АСУ предприятием (АСУП). Тем не менее отдельные задачи производственно-технического характера и отчетности перед энергетической системой при соответствующем математическом обеспечении часто решаются в информационно-вычислительном центре ТЭС.

АСУ ТП на ТЭС складывались постепенно. Важной предпосылкой для их создания послужили машины централизованного контроля (МЦК) [3]. С помощью МЦК реализуются принципы многократного обегающего контроля и кодирования информации на базе использования унифицированного токового сигнала связи. Еще более высокой ступенью в централизации управления и автоматизации технологических процессов на ТЭС стало применение информационно-вычислительных машин типа ИВ-500, установленных на ряде энергоблоков мощностью

300 МВт [3]. Машины этого типа выполняют функции непрерывного и периодического контроля технологических параметров, регистрации и сигнализации их отклонений, вычисления ТЭП, а также выдачи обобщенной информации в вычислительный центр ТЭС или энергетической системы. Одним из первых промышленных образцов АСУ ТП на ТЭС послужил комплекс агрегатированных средств вычислительной техники типа «ЛСВТ-Комплекс», разработанный и внедренный в 60-х годах. В настоящее время системы управления энергоблоками с использованием ЭВМ находятся в процессе внедрения и эксплуатируются на ряде крупных ТЭС [4].

Повышение эффективности общественного производства, улучшение качества продукции и рост производительности труда тесно связаны с автоматизацией производственных процессов и внедрением АСУ ТП и АСУП. К 1980 г. в стране по всем отраслям промышленности было введено в действие 4370 АСУ различных уровней, из них 1649 АСУ ТП.

Проблемам автоматизации электроэнергетики, созданию АСУ энергетических систем и АСУ ТП ТЭС уделяется должное внимание в экономических планах развития страны, в решениях и мероприятиях министерств и ведомств, отвечающих за их внедрение.

Введены и продолжают вводиться в строй действующих, энергетические блоки мощностью 500, 800 и 1200 МВт, оснащенные ЭВМ третьего и четвертого поколений. Разрабатываются пространственно-временные математические модели новых объектов, составляются алгоритмы новых задач управления, расширяется состав функций управления УВК в АСУ ТП ТЭС и совершенствуются их вспомогательные устройства. Наряду с развитием средств вычислительной техники освоен серийный выпуск нового агрегатированного комплекса электрических средств регулирования (АКЭСР). Этот комплекс предназначен для АСР низшего уровня. Он отличается использованием унифицированного сигнала связи, возможностью сочленения с ЭВМ и дистанционного воздействия на органы настройки регуляторов.

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.

Глава первая

АВТОМАТИЗИРОВАННОЕ УПРАВЛЕНИЕ В ЭНЕРГЕТИКЕ

1.1. Понятие о больших системах управления в энергетике

Электрификация СССР в современных условиях осуществляется за счет развития существующих и создания новых энергетических систем.

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

Обычно потребители объединяются электрическими сетями по производственному, территориальному или отраслевому признаку и питаются электроэнергией через обособленные системы электроснабжения (например, городов, крупных предприятий, сельских районов и др.).

Электрическая часть объединенных тепловых электростанций и центры потребления электрической энергии (подсистемы энергоснабжения), взаимосвязанные через электрические сети, образуют единый производственно-технологический комплекс — *электроэнергетическую систему.*

Важнейшим признаком энергетической системы, отличающей ее от других крупных промышленных и производственных объединений, является одновременность процессов производства, распределения и потребления электрической энергии, обусловленная невозможностью складирования готовой продукции и недопустимостью небаланса между суммарными мощностями, генерируемыми электростанциями и потребляемыми в энергетической системе. Изменение количества генерируемой мощности неизбежно ведет к изменению ее потребления. Этот процесс, как правило, сопровождается изменением параметров режима работы энергетической системы: напряжений, токов, частоты сети и др. [9].

Энергетическая система в целом относится к так называемым *большим системам,* поскольку она состоит из взаимодействующих друг с другом подсистем.

В дальнейшем типовой будем считать ЭС, основу которой составляют ТЭС. Ее можно рассматривать как совокупность объединенных для параллельной работы ТЭС, линий электропередач, электрических подстанций и тепловых сетей, имеющую общий резерв и централизованное оперативно-диспетчерское управление для координации режимов работы станций, подстанций и сетей по единым графикам электрической и тепловой нагрузок.

Структура типовой энергетической системы показана на рис. 1.1.

Большинство энергетических систем в целях взаимного обмена мощностью соединяются между собой линиями электропередач, образуя объединения энергетических систем. Примером такого объединения служит единая энергетическая система СССР (ЕЭС СССР), в которую входит более 50 ЭС, расположенных на европейской части нашей страны. ЕЭС СССР связана также линиями электропередач с энергетическими системами стран Совета Экономической Взаимопомощи (СЭВ).

Современная объединенная энергосистема (ОЭС) представляет собой 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 могут привести к тяжелым экономическим и социальным последствиям.

Структура ОЭС как объекта оперативно-диспетчерского управления генерацией и обмена активной мощностью состоит из взаимодействующих энергетических систем, границы которых определяются, исходя из конфигурации электрических сетей с учетом территориальной и экономической общности генераторных станций и электроприемников, а также существующего в нашей стране административно-хозяйственного деления территории.

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

$$N_{ci}+N_{hi}+N_{pi}+N_{oi}=0, \qquad (1.1)$$

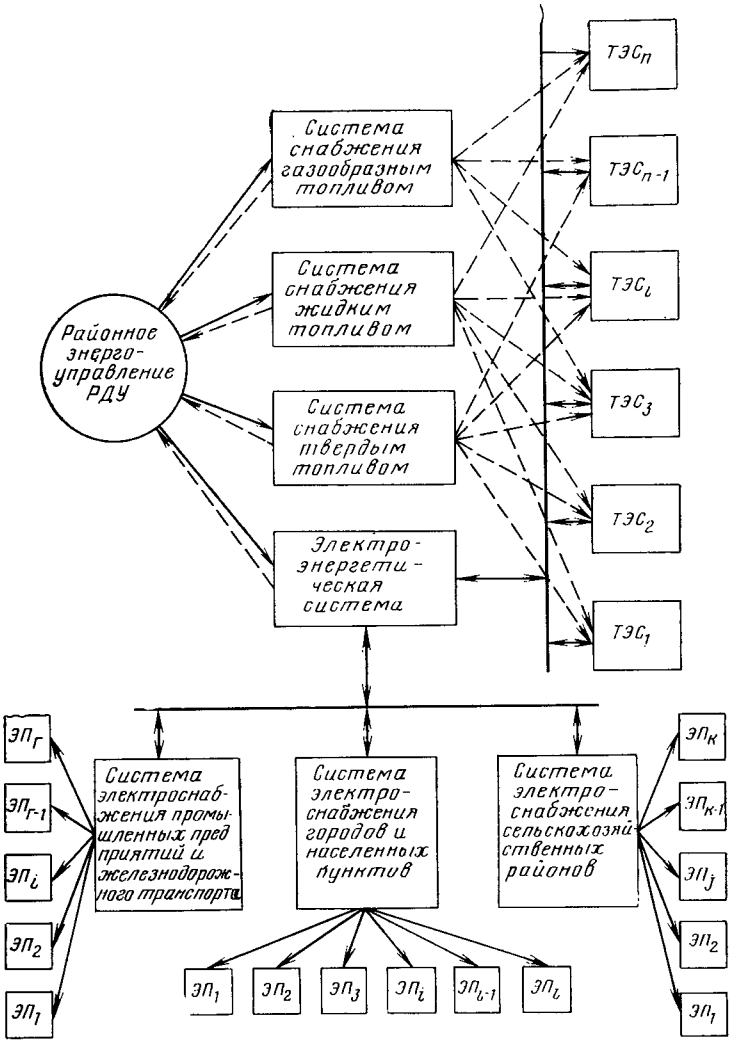


Рис. 1.1. Структура типовой энергосистемы.

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

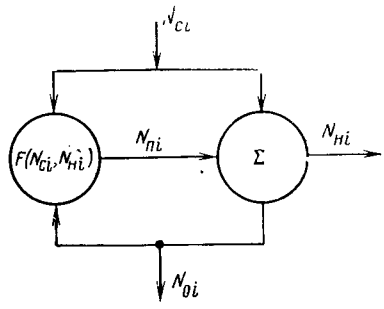


Рис. 1.2. Схема энергетического баланса в системе.

Энергетический баланс в ОЭС описывается системой уравнений балансов типа (1.1):

$$\left.\begin{aligned} &N_{c1}+N_{н1}+N_{п1}+N_{o1}=0;\\ &N_{ci}+N_{нi}+N_{пi}+N_{oi}=0, \quad 1\leqslant i\leqslant n;\\ &\cdots\cdots\cdots\cdots\cdots\cdots\\ &N_{cn}+N_{нn}+N_{пн}+N_{on}=0. \end{aligned}\right\} \qquad (1.2)$$

Баланс обменных мощностей описывается уравнением взаимодействия отдельных ЭС

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

Проблема управления генерацией активной мощности в ОЭС состоит в том, чтобы по всем ЭС и линиям связи между ними найти значения N_{ci} и значения N_{oi}, при которых затраты на выработанную электроэнергию будут минимальными. Мерой оценки эффективности управления в ОЭС является главная (глобальная) функция затрат

$$v_{гл}=g(\Sigma N_{ci})=v_1+v_2+\ \ldots\ +v_i+\ \ldots\ +v_n. \qquad (1.4)$$

В выражении (1.4) под $v_{гл}$ и v_i имеются в виду так называемые текущие или эксплуатационные затраты (издержки), а чаще всего их топливная составляющая, как наиболее весомая, достигающая 60—70% эксплуатационных затрат.

Проблема оптимального, т. е. наилучшего в смысле экономии топлива, управления ОЭС состоит в том, чтобы минимизировать функцию (1.4) при условии, что переменные N_{ci} и N_{oi} удовлетворяют уравнениям баланса (1.2) и обмена (1.3).

Поставленную задачу можно решать, либо управляя всеми ТЭС, входящими в ОЭС, непосредственно из одного центра — объединенного диспетчерского управления (ОДУ), либо на основе многоступенчатого управления, структура которого показана на рис. 1.3. Обычно каждая ЭС имеет собственный центр — районное диспетчерское управление (РДУ), оснащенное комплексом из двух или трех электронно-вычислительных машин

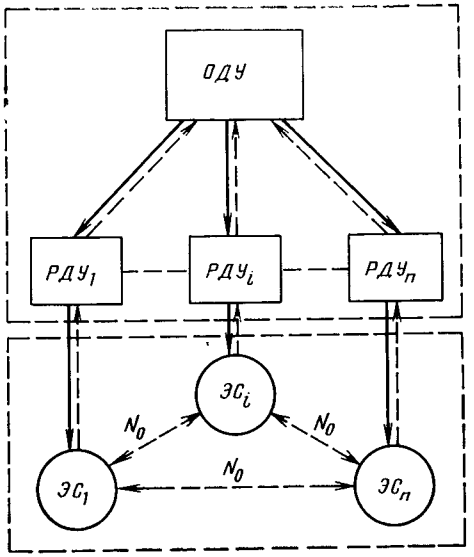


Рис. 1.3. Схема многоступенчатого управления ОЭС.

(ЭВМ). В свою очередь РДУ подчиняется ОДУ, также имеющему в своем составе централизованный комплекс ЭВМ (ЦЭВМ).

В решении задачи минимизации затрат в масштабе ОЭС при таком подходе участвуют как ЭВМ отдельных ТЭС и ЭС, так и ЦЭВМ.

Предположим, что ЭВМ, установленная в РДУ, решила задачу минимизации v_i относительно N_{ci} при выполнении условия (1.2) и заданном значении обмена N_{oi}.

Задача ЦЭВМ состоит в определении заданных значений обменов:

$$N^{\alpha}_{o1}, N^{\alpha}_{o2}, \ldots, N^{\alpha}_{oi}, \ldots, N^{\alpha}_{on} \qquad (1.5)$$

при

$$\sum_{i=1}^{n} N_{oi}^{\alpha} = 0. \tag{1.6}$$

Если значения обменов в ОЭС находятся на заданном уровне, то локальные оптимумы для каждой ЭС, определяемые условием

$$v_i = g_i(N_{ci}) \to v_{i\text{мин}}, \tag{1.7}$$

будут одновременно и глобальными. При изменении режимов работы ЭС ЦЭВМ должен определить их новые значения

$$N_{o1}^{\beta}, N_{o2}^{\beta}, \ldots, N_{oi}^{\infty}, \ldots, N_{on}^{\beta}, \tag{1.8}$$

которые должны удовлетворять балансному уравнению

$$\sum_{i=1}^{n} N_{oi}^{\beta} = 0. \tag{1.9}$$

Расчет значений N_i из ряда (1.5) и (1.8) обычно проводится итерационным методом, т. е. методом последовательного (поэтапного) приближения к минимуму функции (1.4) и (1.7), путем сравнения результатов расчета предыдущего и последующего этапов.

Многоступенчатое управление при одинаковых исходных данных обладает рядом преимуществ перед централизованным. Так, например, если изменения условий работы в одной из энергетических систем по электрическим нагрузкам, топливоснабжению или составу работающего оборудования могут быть компенсированы за счет ее внутренних резервов без изменения программы решения задачи минимизации затрат для других ЭС, то в таких случаях управление в пределах каждой ЭС может осуществляться с помощью местной ЭВМ, т. е. быстрее и не дожидаясь координирующего сигнала от ЦЭВМ, что весьма важно в условиях быстро меняющейся ситуации, характерной для работы ЭС. Точно так же без существенного изменения задач по управлению для отдельных ЭС может производиться наращивание или сокращение объединенных мощностей в ОЭС. В связи с этим многоступенчатую систему управления нескольких ОЭС можно нарастить до сверхобъединения путем координации задач отдельных

ЦЭВМ с помощью главной ЭВМ, устанавливаемой в центральном диспетчерском управлении (ЦДУ). В качестве модуля многоступенчатой системы управления сверхобъединением используется двухуровневая подсистема (ОДУ—РДУ), показанная на рис. 1.3. По вышеописанному принципу организуется работа объединенной автоматизированной системы диспетчерского управления (АСДУ), структура которой показана на

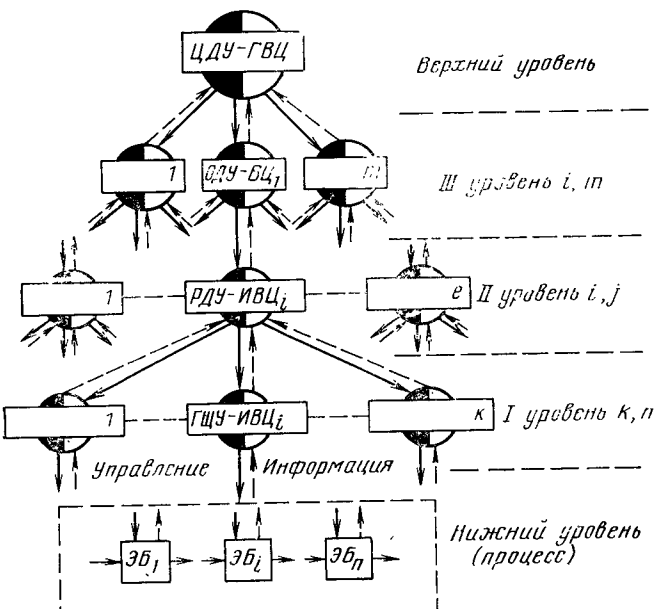


Рис. 1.4. Схема автоматизированной системы диспетчерского управления ОАСУ «Энергия»

рис. 1.4. Назначение АСДУ — управлять процессами генерации активной мощности и ее обменов в пределах европейской части СССР, а в перспективе и на территории всей страны. АСДУ образуют соподчиненные между собой подсистемы диспетчерского управления отдельных ТЭС, ЭС, ОЭС и сверхобъединения ЭС и соответствующие им посты диспетчерского управления на ГЩУ (главном щите управления) ТЭС, в РДУ, ОДУ и ЦДУ от первого до k, l, m включительно (обычно $m<l<k$). Каждый из этих постов служит рабочим ме-

стом оперативного персонала, наделенного правом вмешательства в работу нижестоящих подсистем управления, и оснащен комплексом ЭВМ, приспособленных для приема измерительной информации соответственно на уровне ТЭС, ЭС и ОЭС. Комплекс ЭВМ, персонал по их обслуживанию и библиотеки программ, по которым выполняются вычислительные операции, сосредоточены в соответствующих информационно-вычислительных центрах (ИВЦ), соединенных между собой линиями связи для передачи управляющих и информационных сигналов. Вычислительные процессы, выполняемые на ИВЦ отдельных ЭС и ОЭС, координируются ЭВМ, установленными на главном вычислительном центре (ГВЦ), куда стекается обобщенная информация от ОЭС. Организация отдельных ИВЦ, входящих в АСДУ, осуществляется с учетом перспективы создания отраслевой АСУ производством и распределением электроэнергии в масштабе всей страны — ОАСУ «Энергия» [3, 6].

1.2. Принципы декомпозиции больших систем

Закономерно, что сложные объекты, образуемые последовательным объединением отдельных установок в агрегаты, блоки и станции, должны управляться с помощью больших систем. Вернемся к изображению АСДУ на рис. 1.4. Она представлена в виде многоуровневой системы, состоящей из ряда подсистем, расположенных одна над другой. В каждой из них осуществляется преобразование входных сигналов в выходные.

На нижнем уровне в энергоблоках протекает технологический процесс, характеризуемый преобразованием входных сигналов (расхода воды, топлива, воздуха и др.) в регулируемые величины котлов, турбин и электрогенераторов (давление и температуру перегретого пара, активную мощность, частоту вращения и др.).

Входными сигналами следующей ступени — системы управления ТЭС — служат: технико-экономические показатели (ТЭП) отдельных энергоблоков, суточный график электрической нагрузки ТЭС, координирующие сигналы вышестоящего центра управлениия, сигналы о состоянии основного работающего и резервного оборудования и др. Выходные сигналы на этом же уровне — генерируемая и передаваемая в ЭС активные мощно-

сти, значение частоты электрической сети на шинах ТЭС, значения ТЭП станции в целом, технологические параметры общестанционного оборудования и др.

Входной информацией на более высоком уровне — системе управления ЭС — служат: суточный график электрической нагрузки, значения обменов активной мощностью с другими ЭС, ТЭП объектов управления нижнего уровня (ТЭС), сведения о наличии резервного оборудования и запасах топлива и др. Выходную информацию на этом же уровне составляют суммарная активная мощность, генерируемая электростанциями в ЭС, значения напряжения в узлах электрической сети, сводные ТЭП, вычисленные на ИВЦ ЭС, и др.

Для выполнения своей главной функции — управления генерацией и обменами активной мощности в ОЭС — подсистемы верхнего уровня должны быть наделены правом вмешательства в работу объектов и подсистем, расположенных ниже. Наряду с этим главные показатели работы ОЭС и ЭС полностью зависят от исполнения своих функций подсистемами и объектами нижнего уровня — энергоблоками и ТЭС.

Условимся в дальнейшем вместо понятия большая система управления пользоваться более конкретным понятием *многоуровневая иерархическая система* (МИС), наиболее характерные признаки которой следующие:

1) вертикальная соподчиненность подсистем (вертикальное расположение подсистем, взаимосвязанных между собой по каналам прямой и обратной связи);

2) приоритет действий подсистем верхнего уровня (обязывающий характер воздействий, поступающих со стороны вышестоящих подсистем по каналам управления);

3) взаимозависимость действий всех подсистем (качество работы системы в целом зависит от всех ее элементов и контролируется по каналам обратной связи).

При организации управления по иерархическому принципу в проектируемой или существующей сложной системе вначале производится выделение уровней управления — вертикальная декомпозиция.

Обычно основанием для объединения подсистем управления на одном и том же уровне служат следующие признаки:

1) общность математического описания или абстракции (вид математической модели);

2) общность функций цели, подцели или промежуточной цели (общность критериев управления);

3) общность организационных функций.

На основании первого признака выделяют уровни математического описания или абстрагирования, т. е. составляют *иерархию математических моделей.* Руководствуясь вторым признаком, сложную систему разделяют на уровни по целевому назначению, т. е. строят *иерархию целей* и сопутствующую ей иерархию принятия решений по управлению. На основании третьего — выделяют организационные уровни, т. е. определяют *организационную иерархию* или соподчиненность подсистем. Сам процесс разделения на уровни осуществляется последовательно, т. е. вначале по первому из названных признаков, затем по второму и третьему. Выбор последовательности может быть произвольным.

Разбиение подсистемы на звенья в пределах одного и того же уровня означает *горизонтальную декомпозицию.* Звено горизонтальной декомпозиции промышленных систем на низшем уровне выделяется обычно по принципу единства технологического процесса или конструкции (например, пароперегреватель котла, ЦВД турбины, промежуточный пароперегреватель и т. п.). В зависимости от задач управления, например, для определения КПД того или иного агрегата может быть выделено и более крупное звено (котел, турбогенератор или энергоблок в целом). На более высоком уровне звенья горизонтальной декомпозиции выделяются также в зависимости от задач управления по функциональным или общесистемным признакам (например, ТЭС, энергосистема и т. п.).

При иерархическом представлении сложных систем используют одновременно вертикальную и горизонтальную декомпозиции.

Следует заметить, что при создании МИС на основе существующих производственных комплексов и сложных объектов, к каким относятся, например, ТЭС и энергосистемы, редко имеется возможность их коренной перестройки. Как правило, приходится брать за основу уже сложившиеся системы управления и автоматического регулирования технологических процессов нижнего уровня и добавлять к ним подсистемы управления на

более высоком уровне с таким расчетом, чтобы координация взаимодействующих подсистем способствовала достижению целей на верхнем уровне и охватывала все части обширной системы.

1.3. Иерархия математических моделей

Требования к математическому описанию сложной системы противоречивы. С одной стороны, оно должно быть полным, т. е. отражать действие системы в деталях, а с другой — достаточно простым, доступным для понимания оператора.

Компромисс между полнотой и простотой математического описания систем достигается их иерархическим (многоуровневым) представлением. Для этого объект или система описываются семейством математических моделей, представляемых в форме «вход — выход». В общем случае количество моделей, используемых для описания сложной системы, определяется числом *математических страт*, полученных в результате ее вертикальной декомпозиции [7].

Понятие математической страты связано с разным уровнем абстрагирования реальных процессов и систем.

Обычно математическое описание МИС начинается с технологического процесса, для которого имеется определенный запас исходных данных. В общем случае подход к составлению математической модели процесса мало отличается от традиционного. Например, для теплоэнергетических объектов модели процессов составляются на основе законов сохранения энергии и вещества применительно к тепловым схемам и типовым конструкциям агрегатов или же на основе экспериментальных статических и динамических характеристик отдельных участков [4, 5, 6]. При этом немалую роль во всех случаях играет простота модели. Примеры математических моделей технологического процесса на отдельных участках тепловой схемы ТЭС приводятся ниже.

Первоначальное общее представление о сложной системе можно детализировать, двигаясь вниз по иерархии. При этом описание системы должно углубляться при движении от одной математической страты к другой. Это означает, что обращение к нижней страте должно дать подробную картину динамики того или

иного технологического процесса. Наоборот, обращение к верхним стратам должно расширить кругозор оператора, дать ему представление о поведении системы в целом в сжатой форме, объяснить взаимодействие объектов и подсистем. Следовательно, движением вверх по иерархии можно расширить описание системы, представить ее в более общем виде, с охватом большего числа звеньев и подсистем, большего периода времени и более общих задач управления. Наряду с этим степень детализации поведения системы сокращается по мере перехода к моделям верхних уровней. В результате математическое описание подсистем верхнего уровня становится более обобщенным, т. е. не учитывает факторы и сигналы, имеющие существенное значение лишь для подсистем, расположенных на более низком уровне.

Сложные системы в отличие от одноуровневых или одноцелевых характеризуются множеством входных и выходных воздействий. Достаточно сказать, что на крупном энергоблоке, являющемся лишь одним из многих элементов нижнего уровня МИС (см. рис. 1.4), одновременно контролируется и регулируется свыше 2000 технологических параметров. Поэтому естественным является изучение МИС с помощью математического аппарата теории множеств [7, 8].

Введем понятие сложной функциональной системы S, представленной на рис. 1.5, как отображения абстрактного множества входов X в абстрактное множество выходов Y:

$$S: X \to Y. \tag{1.10}$$

Для каждой пары «вход — выход»

$$x=\{x_i\}\in X,\ y=\{y_i\}\in Y, \tag{1.11}$$

где i — индекс конечного множества индексов I:

$$i\in I=\{i \mid i=1,\ 2,\ 3,\ \ldots,\ n-1,\ n\}.$$

Функция (1.10) ставит в соответствие каждому x_i единственное y_i. Если, например, связь между x_i и y_i задана в виде простого дифференциального уравнения

$$y_i(t)+T_0\frac{dy_i(t)}{dt}=kx_i(t) \tag{1.12}$$

с начальными условиями α_i:

$$y_i(0)=0,\ x_i(0)=1, \tag{1.13}$$

то связь между x_i и y_i можно интерпретировать следующим образом. Допустим, что $x_i(t)$ и $y_i(t)$ наблюдаются в интервале времени $T=[0, \infty]$. Пусть X — множество вещественных функций, определенных на T. Тогда для начальных условий (1.13) каждому $x \in X$ соответствует единственным образом определенное

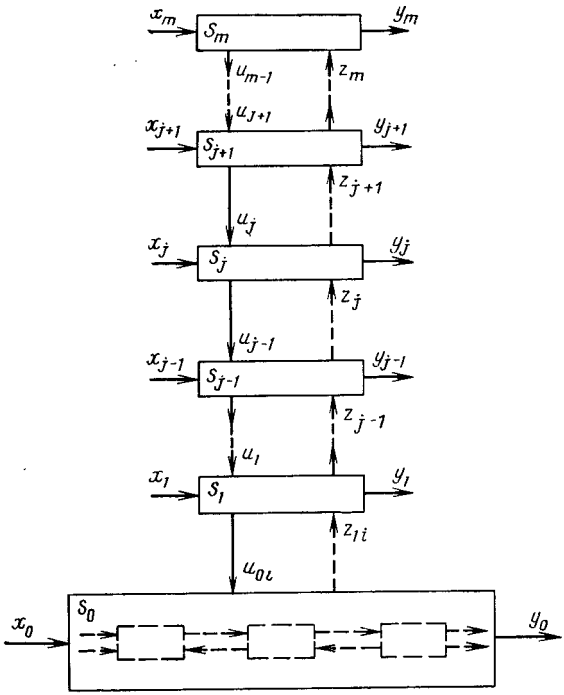


Рис. 1.5. Структура многоуровневой иерархической системы (МИС).

$y \in Y$ такое, что для каждого $t \in T$ существует зависимость

$$y_i(t) = k\left(1 - e^{-\frac{t}{T_0}}\right). \tag{1.14}$$

Следовательно, (1.14), являясь решением (1.12), соответствует однозначному отображению

$$S_{\alpha_i} : X_{\alpha_i} \to Y_{\alpha_i}. \tag{1.15}$$

Сравним теперь (1.12) и (1.15). Обе функции являются математическими моделями (абстракциями) одно-

го и того же реального процесса, который может протекать в объектах, обладающих свойством самовыравнивания [5, 6]. Однако модель (1.12) описывает реальный процесс более детально, позволяя с помощью выражения (1.14) воспроизвести переходный процесс $y_i(t)$ в реальном масштабе времени для конкретного объекта, заданного параметрами k и T_0. В то же время модель (1.15) представляет связь между X и Y только в общем виде, т. е. является математической абстракцией системы более высокого порядка.

Выбор «подходящего» выражения математической абстракции определяется характером решаемых задач по управлению, а также степенью сложности системы. Математическое описание МИС с помощью отношений над абстрактными множествами в дальнейшем изложении будет использоваться лишь по мере необходимости, например для вывода общих закономерностей, присущих иерархическим системам всех типов.

Вернемся к задаче математического описания иерархической системы S, изображенной на рис. 1.5. Каждая пара «вход — выход» $x \in X$ и $y \in Y$ принадлежит определенной математической страте $S_j (j \neq i)$, которую можно представить как отображение (функцию) в зависимости от положения страты в иерархической системе:

$$\left.\begin{array}{ll} S_j : X_j \times Z_j \to Y_j, & j = m; \\ S_j : X_j \times U_j \times z_j \to Y_j, & 1 \leqslant j \leqslant m; \\ S_j : X_j \times U_j \to Y_j & j = 1. \end{array}\right\} \qquad (1.16)$$

Условимся называть *стратификацией* семейство математических моделей подсистем S_j, взаимодействующих между собой посредством функций связи:

$$H_j : Y_j \to Z_{j+1}, \quad 1 \leqslant j \leqslant m; \qquad (1.17)$$

$$C_j : Y_j \to U_{j-1}, \quad 1 \leqslant j \leqslant m. \qquad (1.18)$$

Семейство S_j образует взаимосвязанную систему

$$\left.\begin{array}{l} y_m = S_m [X_m, H_{m-1}(y_{m-1})]; \\ y_j = S_j [x_j, H_{j-1}(y_{j-1}), C_{j+1}(y_{j+1})]; \\ \cdots\cdots\cdots\cdots\cdots\cdots \\ y_1 = S_1 [x_1, C_2(y_2)], \end{array}\right\} \qquad (1.19)$$

где $x_j = \{x_i\} \in X_j (j \neq i)$ — множество входных сигналов, относящихся к j-й страте; $y_j = \{y_i\} \in Y_j (j \neq i)$ — множество выходных сигналов j-й страты; $u_j = \{u_i\} \in U_j$, $z_j =$

$=\{z_i\}\in Z_j (j \neq i)$ — множество входов, примыкающих к j-й страте соответственно сверху (управляющие сигналы) и снизу (информационные сигналы); u_{j-1}, $z_{j+1} (j \neq i)$ — множество выходов j-й страты, связывающих ее с примыкающими стратами S_{j-1} и S_{j+1} (в общем случае множества входных, выходных управляющих и информационных сигналов не равны между собой); H_j, C_j — соответственно информационная и управляющая математические функции j-й страты.

Система S считается полностью стратифицированной, если для каждой ее математической страты S_j, $1 \leqslant j \leqslant m$ информационная и управляющая математические функции не изменяются при изменении входного сигнала x_j:

$$H_j[S_j(x_j, u_j, z_j)] = H_j[S_j(x'_j, u_j, z_j)]; \qquad (1.20)$$

$$C_j[S_j(x_j, u_j, z_j)] = C_j[S_j(x'_j, u_j, z_j)], \qquad (1.21)$$

где $x'_j = x_j \pm \Delta x_j$.

Формально условия (1.20) и (1.21) можно записать при $\Delta x_j \to 0$ по-иному:

$$\frac{\partial H_j}{\partial x_j} = 0; \qquad (1.22)$$

$$\frac{\partial C_j}{\partial x_j} = 0. \qquad (1.23)$$

С учетом (1.17) и (1.18)

$$C_j(y_j) = u_{j-1}$$

и

$$H_j(y_j) = z_{j+1}.$$

Из (1.22) и (1.23) следует:

$$\frac{\partial u_{j-1}}{\partial x_j} = 0; \qquad (1.24)$$

$$\frac{\partial z_{j+1}}{\partial x_j} = 0. \qquad (1.25)$$

Условия (1.24) и (1.25) означают, что для фиксированных значений u_j и z_j реакция S_j на произвольные изменения входного сигнала x_j должна быть связана лишь с изменениями y_j и не сопровождаться изменениями сигналов связи u_{j-1} и z_{j+1}, т. е. не выходить за пределы j-й страты.

По аналогии с (1.24) и (1.25) можно записать для S_{j+1} и S_{j-1} математических страт:

$$\frac{\partial u_j}{\partial x_{j+1}} = 0; \tag{1.26}$$

$$\frac{\partial z_j}{\partial x_{j-1}} = 0. \tag{1.27}$$

Эти условия означают, что входные сигналы страт S_{j+1} и S_{j-1} не проникают на вход S_j. Это ведет к весьма важному следствию: подсистемы S_j полностью стратифицированной системы S должны быть инвариантны к изменениям входных сигналов примыкающих подсистем, т. е.

$$\frac{\partial y_j}{\partial x_{j+1}} = 0; \tag{1.28}$$

$$\frac{\partial y_j}{\partial x_{j-1}} = 0. \tag{1.29}$$

Изучение и опыт составления математических моделей реальных промышленных систем показывают, что условия полной стратификации, задаваемые соотношениями (1.28) и (1.29), достижимы лишь для идеальных МИС. В задачах приближенного математического описания промышленных систем условия стратификации должны соблюдаться лишь при нормальном протекании технологического процесса и для ограниченных по модулю изменений входного сигнала. Это облегчает задачу стратификации реальных систем, состоящих из подсистем, связанных между собой через технологический процесс, как, например, энергоблоки и ТЭС в целом. По этим же соображениям для промышленных МИС допускается частичная или устойчивая стратификация [7]. Это означает, что при соблюдении условий (1.28) и (1.29) в целом для любой промежуточной подсистемы S_j существует одна пара каналов u'_j и z'_j, передающих воздействия входных сигналов x'_{j-1} и x'_{j+1} примыкающих подсистем S_{j-1}, S_{j+1}. Эти воздействия передаются посредством сигналов:

$$u'_j = C_{j+1}(y'_{j+1}) \tag{1.30}$$

и

$$z'_j = H_{j-1}(y'_{j-1}). \tag{1.31}$$

В результате

$$y_j = S_j(x_j, u'_j, z'_j).$$

Устойчивая стратификация промышленных систем проводится с учетом допущений (1.30) и (1.31), принимаемых как исключения по отношению к условиям (1.28) и (1.29).

Так, например, для МИС, изображенной на рис. 1.4, возмущения по электрической нагрузке со стороны ЭС передаются по линиям электропередач (через объект) вниз по иерархии на ТЭС и распределяются через общие электрические шины станции (также через объект) между энергоблоками, что соответствует допущению (1.30). В практике эксплуатации ТЭС некоторые входные воздействия крупных энергоблоков (например, колебания расходов топлива или питательной воды), не локализованные по каким-либо причинам автоматическими устройствами блочных установок, могут непосредственно влиять на выходные величины вышестоящей подсистемы, в частности электрическую мощность ТЭС. При стратификации МИС, изображенной на рис. 1.4, этот случай можно связать с допущением (1.31).

Один из действенных способов стратификации реальных систем состоит в уменьшении объема информации между подсистемами. Общее число сигналов, идущих сверху по иерархии $\sum_{j=1}^{m} u_j$, можно уменьшить в процессе вертикальной декомпозиции, например, объединением (агрегированием) двух смежных математических страт в одну, т. е. путем уменьшения m. Для уменьшения потока информации, поступающей снизу, например z_{1i}, $i \in I = \{i[i=1, 2, \ldots, n-1, n]\}$, за счет уменьшения n следует прибегать к агрегированию переменных в подсистемах одного и того же уровня. Использование принципа агрегирования на уровне технологического процесса состоит в объединении математических моделей отдельных агрегатов в укрупненные модели, например однотипных котлов и турбин блочных ТЭС в модель обобщенного энергоблока. Это не исключает горизонтальной декомпозиции сложных объектов с целью составления индивидуальных моделей, адекватных отдельным участкам технологического процесса, необходимых, например, для синтеза оптимальных АСР нижнего уровня или решения других локальных задач по управлению.

Уменьшение объема информации между подсистемами, наряду с упрощением задачи математического описания МИС, имеет большое практическое значение: высвобождает время оперативного персонала ТЭС и ЛПР, идущее на осмысливание «лишней» информации, и позволяет использовать его на обдумывание важных решений по управлению.

Задача математического описания МИС в наиболее общей постановке состоит в том, чтобы составить семейство математических моделей, сообразных условиям стратификации, и формализовать взаимные связи между ними. При этом следует иметь в виду, что не каждая модель технологического процесса или подсистемы является математической стратой МИС, но каждой страте должна соответствовать определенная математическая модель.

1.4. Иерархия целей и принятия решений

Целевые функции МИС. Обычно цель автоматизированного управления объектами ТЭС задается в виде критерия управления соотношения, характеризующего качество работы объекта управления в целом и принимающего числовые значения в зависимости от используемых управляющих воздействий [1].

Для математического описания (формализации) функций цели МИС воспользуемся совокупностью множеств векторов входа x_i, $i \in I'$, выхода y_i, $i \in I''$ и управления u_i, $i \in I'''$, для которых $I' \neq I'' = I'''$ (см. рис. 1.5).

В соответствии с определением запишем в общем виде критерий управления для промежуточной подсистемы МИС:

$$v_i = g_i(u_i,\ y_i). \tag{1.32}$$

Для формализации критерия управления на нижнем уровне запишем модель технологического процесса:

$$y_{0i} = P(x_{0i}). \tag{1.33}$$

Далее с учетом (1.32) и (1.33) получим:

$$v_{0i} = g_{0i}[u_{0i},\ P(x_{0i})]. \tag{1.34}$$

Запись функции цели в такой форме означает, что управляющий сигнал u_{0i} влияет на технологический процесс, качество которого определяется значением целевой функции.

Наличие цели у подсистемы верхнего уровня обычно связывают с главной (глобальной) целевой функцией, которая исчисляется в приведенных затратах (издержках).

Для многоуровневых систем управления энергетикой глобальная целевая функция аналогично (1.4) записывается в аддитивной форме [9, 10]:

$$v_{гл} = \sum_{i=1}^{i=m} v_i, \qquad (1.35)$$

где v_i — функция цели нижестоящего уровня, приведенная к единой денежной или энергетической шкале (размерности).

Принципиальный недостаток непосредственного использования одной глобальной целевой функции МИС состоит в том, что $v_{гл}$ не зависит явным образом от управляющих сигналов верхнего уровня. А между тем $u_{гл}$ является единственной переменной, на которую может воздействовать оператор или комплекс ЭВМ подсистемы верхнего уровня.

В случае невозможности прямого достижения глобальной цели с помощью средств, имеющихся на главном центре управления, она разделяется на подцели. Аддитивная форма записи целевой функции является наиболее удобной в этом отношении. Она позволяет путем декомпозиции $v_{гл}$ составить так называемое дерево целей, пример которого изображен на рис. 1.6. Ни перед одним из элементов, образующих дерево, не ставится задача прямого достижения $v_{гл}$. Тем не менее она будет достигнута, если каждый из элементов системы достигнет своей подцели, согласованной с главной. Для этого каждый элемент нижестоящего уровня «знает» только одно точное значение «своего» критерия управления, в то время как на верхнем уровне известно конечное множество его значений.

Локальными критериями управления на уровне технологического процесса в теплоэнергетике обычно служат: КПД агрегатов и отдельных установок, различные оценки качества переходных процессов (интегральные показатели, максимальное или среднеквадратичное значение отклонений y_i или же минимум дисперсии D_{y_i} и др.) [11—13].

Математическое описание целевых функций, являясь составной частью математической модели МИС, имеет прямое практическое значение. Оно состоит в том, что текущие значения целевой функции, вычисленные в темпе с технологическим процессом и представленные опе-

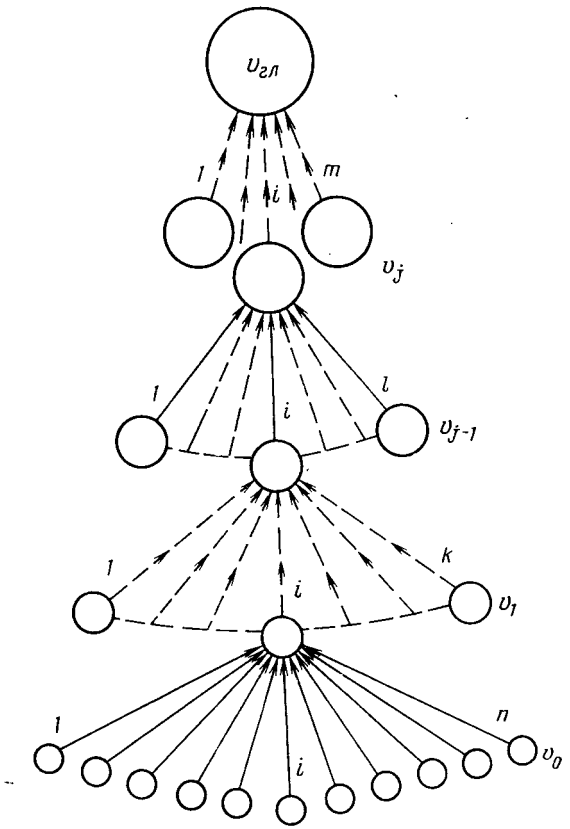


Рис. 1.6. Дерево целей МИС.

ратору в наглядной форме, постоянно побуждают его к действиям, направленным на достижение заданного критерия управления.

Условимся называть стратегией выбранную последовательность действий по управлению, характеризуемую конечным множеством изменяемых векторов

управления $\{u_i\}$, предназначенных для достижения намеченной цели.

Результат управления технологическим процессом характеризуется численным значением целевой функции. Если стратегия отвечает условиям принятых ограничений и позволяет с заданной точностью достигнуть экстремума целевой функции, то такая стратегия называется оптимальной, а процесс поиска экстремума — оптимизацией.

Задача оптимизации в классической постановке состоит в достижении экстремального значения v_i (минимального или максимального), принимаемого за критерий управления. Следовательно, решение задачи оптимизации сводится к тому, чтобы из множества векторов управления $\{u_i\}$ найти такой допустимый $\hat{u}_i$, который позволит достигнуть экстремум целевой функции:

$$g_i(\hat{u}_i, y_i) = v_{i\,\text{экстр}}. \tag{1.36}$$

Сложные системы являются, как правило, многоцелевыми. Например, в двухуровневой системе ЭС—ТЭС имеются цели трех типов, формально описываемые тремя типами задач оптимизации: глобальной, решаемой на верхнем уровне, промежуточной, решаемой на уровне управления ТЭС, и исходной, решаемой на уровне управления технологическим процессом в энергоблоке.

Иерархия принятия решений по управлению в МИС. В процессе управления ЭС и ТЭС довольно часто приходится принимать решения, которые должны быть целесообразными и безотлагательными одновременно. Однако для того, чтобы приняять целесообразное решение, необходимо выбрать главные события и оценить основные ТЭП, на что требуется время даже опытному оператору, использующему данные расчетов на ЭВМ. Разрешить это противоречие помогают системы управления, построенные по иерархическому принципу. Для принятия решений в соответствии с этим принципом необходимо вначале наметить цели управления в виде дерева целей (см. рис. 1.6). Механизм принятия решений в МИС, состоящей из m подсистем (см. рис. 1.5), формально состоит в следующем.

Вначале на основе информации, поступающей по каналам обратной связи, определяется глобальная за-

дача

$$v_{\text{гл}}=g_m(z_m)\to v_{\text{гл,экстр}}. \qquad (1.37)$$

Глобальную задачу оптимизации разрешают последовательным путем. Для этого составляются целевые функции типа (1.32) для промежуточных подсистем

$$v_j=g_j(u_j,\ z_j,\ y_j)\to v_{j\text{экстр}}. \qquad (1.38)$$

Для достижения каждой намеченной цели из имеющейся последовательности v_j определяют и фиксируют управляющие воздействия $\hat{u}_j$, являющиеся входом для следующей подсистемы S_{j-1}. В результате целевая функция этой подсистемы

$$v_{j-1}=g_{j-1}(\hat{u}_j,\ z_{j-1},\ y_{j-1})$$

становится полностью определенной и можно приступать к решению задачи оптимизации на данном уровне:

$$v_{j-1}\to v_{j-1,\text{экстр}}. \qquad (1.39)$$

В результате решения задач оптимизации (1.37), (1.38) и (1.39) задаются векторы управления для каждой подсистемы

$$\left.\begin{aligned}
&\hat{u}_{m-1}=S_m(z_m);\\
&\cdots\cdots\cdots\cdots\\
&\hat{u}_{j-1}=S_j(\hat{u}_j,\ z_j,\ y_j);\\
&\cdots\cdots\cdots\cdots\\
&\hat{u}_0=S_1(\hat{u}_1,\ z_1,\ y_1).
\end{aligned}\right\} \qquad (1.40)$$

Решение первоначальной задачи уточняется при последовательном решении задач оптимизации для нижестоящих уровней.

Пример такой последовательности для промышленных систем был показан на рис. 1.4, где выход подсистемы управления для ЭС является входом подсистемы управления ТЭС. Таким путем решается, например, задача минимизации затрат, определяемых целевой функцией (1.4), для ЭС и наивыгоднейшего распределения нагрузок между параллельно работающими энергоблоками ТЭС при отработке сигнала задания по изменению суммарной электрической мощности ЭС путем загрузки (разгрузки) отдельных ТЭС.

Вышеописанную иерархию в отличие от страт математического описания МИС условимся называть иерархией *слоев* принятия решений по управлению [7].

В МИС с участием человека иерархия принятия решений соблюдается соподчиненными между собой лицами из числа оперативного персонала (ЛПР). В системах управления, оснащенных автоматическими устройствами, то же самое достигается посредством решающих элементов (РЭ), связанных между собой каскадно. Каждый элемент решает свою подзадачу, а все в целом — общесистемную задачу по управлению, например по достижению экстремума глобальной целевой функции.

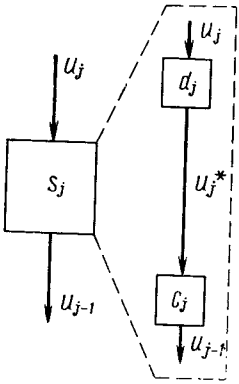


Рис. 1.7. Структура решающего элемента (РЭ).

Структура РЭ показана на рис. 1.7. Он состоит из собственно РЭ d_j и преобразователя сигнала c_j (реализатора). Алгоритмическая структура d_j задается множеством задач $D_j(u_j)$, где $u_j \in U_j$ такое, что оно принадлежит множеству D_j только тогда, когда является решением определенной задачи. Преобразователь c_j задается функцией

$$u_{j-1} = c_j(u^*_j), \tag{1.41}$$

где u^*_j — решение задачи D_j.

Декомпозиция системы на слои осуществляется в зависимости от функций, возлагаемых на каждый слой. При этом функцию любого слоя выбирают так, чтобы она могла быть реализована непосредственно или с помощью последующей декомпозиции. Например, автоматические регуляторы нижнего уровня ТОУ выделяются в самостоятельный слой, задача которого состоит в стабилизации технологических параметров вблизи заданного значения. При этом алгоритмическая структура d_j реализуется в командно-усилительном устройстве, формирующем тот или иной закон регулирования, а c_j — в усилителе мощности на выходе регулирующего прибора [6, 14].

Необходимость иерархического подхода к решению задач оптимизации существует как на верхнем, так и на нижнем уровнях управления промышленными объектами. Существенный недостаток одноуровневых систем жесткой структуры с фиксированными значениями параметров настройки автоматических регуляторов и функциональных устройств, как известно, состоит в том, что в течение длительного промежутка времени они

работают без учета изменений динамических и статических характеристик ТОУ. Между тем последние изменяются вслед за колебаниями суточного или недельного графика электрической нагрузки, а также под действием эксплуатационных факторов, проявляющихся в длительной безостановочной работе оборудования.

Так, например, постоянная времени и коэффициент усиления по каналу «топочные газы — температура на выходе» для некоторых промышленных теплообменников возрастают соответственно в 2,5—4 раза с уменьшением нагрузки от 100 до 50%. Эти же показатели существенно зависят от состояния внутренних и внешних поверхностей нагрева, подверженных накипеобразованию, заносам, шлакованию и т. п.

В результате этого настройки АСР и структуры регуляторов (П, ПИ, ПИД и др.), которые были оптимальными в определенном режиме работы агрегата или в начальный период его безостановочной эксплуатации, не обеспечивают должного качества регулирования в ее середине или конце или же при существенном изменении режима работы ТОУ.

Существует два пути устранения этого недостатка. Первый состоит в ручной корректировке настроек и структур АСР по результатам опытного определения статических и динамических характеристик. Второй — в передаче функций по идентификации ТОУ и расчету настроек автоматическим устройствам. Ручной способ требует больших затрат времени и малоэффективен в особенности при большом числе АСР или же в переменных режимах работы оборудования. Оба фактора одновременно имеют место в практике эксплуатации крупных энергоблоков, принимающих участие в регулировании частоты и мощности ЭС. Решение задач оптимизации технологического процесса с помощью автоматических устройств требует некоторого усложнения системы управления в целом, но лишено недостатков ручного способа.

Автоматическая система оптимизации строится по многослойному иерархическому принципу. Рассмотрим трехслойную систему РЭ, изображенную на рис. 1.8. Она является типичной для решения задач оптимизации промышленных ТОУ.

Назначение первого слоя РЭ S_1 — управление исполнительными устройствами, установленными на техноло-

гическом оборудовании. Функции первого слоя возлагаются на АСР нижнего уровня, которые осуществляют автоматическую стабилизацию технологических параметров в соответствии с заданным критерием управления.

Математическое описание S_1 задается функцией

$$u_{0i}=S_1(u_{1i},\ r_{1i},\ z_{1i}), \qquad (1.42)$$

где u_{1i} — векторы, воздействующие на изменение критерия управления АСР; r_{1i} — векторы, воздействующие на изменение настройки или структуры АСР.

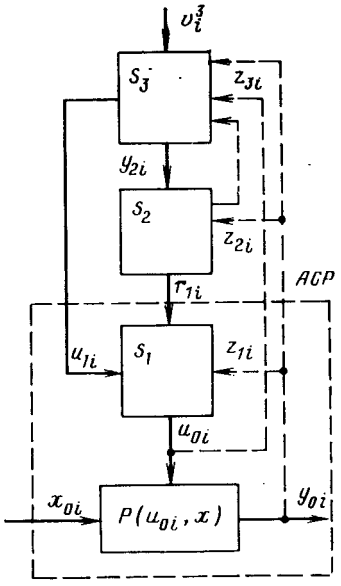


Рис. 1.8. Структура принятия решений в трехслойной системе.

Назначение второго слоя РЭ S_2 — идентификация ТОУ и расчет новых значений настроек (коррекция существующих) для АСР нижнего уровня с целью достижения заданных критериев управления при изменении динамических характеристик ТОУ.

Функции второго слоя возлагаются на системы самонастройки (адаптации) — СНС.

Существует несколько разновидностей СНС в зависимости от решаемых задач управления [11]. В задачах идентификации ТОУ и коррекции настроек АСР получили распространение СНС с подстраиваемой моделью. Исходная динамическая модель ТОУ составляется на основе информации, полученной из опыта, и периодически подстраивается к изменяющимся условиям работы ТОУ. Искомые настройки вычисляются РЭ на основе соотношений, устанавливающих связь между параметрами динамической модели ТОУ и оптимальными значениями настроек АСР. Последние с помощью соответствующих преобразователей передаются автоматическим регуляторам, снабженным устройствами авто-

подстройки. Математическое описание второго слоя задается функцией

$$r_{1i}=S_2(u_{2i},\ z_{2i}), \qquad (1.43)$$

где r_{1i}, u_{2i} — векторы управления на выходе СНС и подсистемы вышестоящего уровня; z_{2i} — вектор информации о технологическом процессе и о состоянии АСР.

Может оказаться, что, несмотря на выполнение своих функций подсистемами АСР и СНС, глобальная или промежуточная цель МИС не достигается. Тогда вступает в работу верхний слой — самоорганизации управления S_3. Назначение S_3 — коррекция значений критерия управления или видоизменение целевых функций АСР. Управление вышестоящей подсистемы по изменению целевых функций подсистем нижнего уровня называют *критериальным управлением* [8].

Функции третьего слоя возлагаются на системы самоорганизации управления. Самоорганизующая система (СОС) формирует на своем выходе задающее воздействие u_{1i} для АСР нижнего уровня в зависимости от вида заданной целевой функции v^3_i, к которой желательно приблизить статические характеристики замкнутой автоматической системы, состоящей из ТОУ и автоматического регулятора. Второе назначение S_3 — воздействие на стратегию адаптации СНС путем изменения алгоритма самонастройки с целью выбора оптимальной структуры АСР и последующего расчета оптимальных настроек. Для этого АСР, действующие в составе МИС, должны быть системами переменной структуры (СПС).

Математическое описание третьего слоя — самоорганизации задается функцией

$$u_{1i},\ u_{2i}=S_3(v_{3i},\ z_{3i}), \qquad (1.44)$$

где u_{1i}, u_{2i} — векторы управления для АСР и СНС; z_{3i} — векторы информации, поступающие по каналам обратной связи.

Системы самоорганизации и самонастройки периодически подключатся к непрерывно действующим АСР с целью повышения качества управления объектами, находящимися в длительной и непрерывной эксплуатации. Та и другая осуществляют *дуальное управление*, так как имеют двойственное назначение: сочетают изучение объекта (идентификацию) и управление им (формируют управляющие воздействия r_i, u_{1i}, u_{2i}).

1.5. Организационная иерархия

Стремление отдельных подсистем нижнего уровня к достижению собственных локальных целей в некоторых случаях может препятствовать решению главной задачи оптимизации, стоящей перед системой в целом.

Например, задание режима стабилизации тепловой нагрузки и электрической мощности отдельным энергоблокам и ТЭС по соображениям надежности и экономичности препятствует их участию в компенсации пиков и провалов графика электрической нагрузки энергосистемы, что является необходимым в целях стабилизации частоты сети в пределах ЭС и является требованием глобального оптимума.

В приведенном примере имеет место так называемый межуровневый конфликт целей управления.

В другом случае, когда действия какой-либо подсистемы, направленные на достижение собственной цели, препятствуют решению задачи оптимизации, стоящей перед другой смежной подсистемой, находящейся в пределах одного и того же уровня, возникает внутриуровневый конфликт.

Например, АСР экономичности процесса горения котлов, воздействующие на расход общего воздуха в топку с целью минимизации тепловых потерь, в некоторых случаях могут препятствовать повышению качества работы АСР температуры первичного или вторичного перегрева пара.

Возможность разрешения межуровневых и внутриуровневых конфликтных ситуаций, неизбежно возникающих в процессе управления сложной системой, заключается в иерархическом подходе к организации управления, которая предусматривает:

1) возложение только на одну из подсистем, считаемую главной, права принятия решений, непосредственно направленных на достижение глобальной цели;

2) вертикальное соподчинение подсистем, наделенных правом принимать решения;

3) разделение (разграничение) функций управления между подсистемами, расположенными на одном и том же уровне.

Каждый центр (звено) организационной иерархии представляет собой определенным образом функционирующую человеко-машинную систему и имеет, если это необходимо, свою собственную организационную струк-

туру. Например, диспетчерский пост управления ТЭС, оснащенный комплексом ЭВМ и функционирущий под руководством дежурного инженера станции, имеет в своем подчинении посты управления энергоблоками.

Главным принципом организационной иерархии считается взаимное расположение центров (звеньев) в соответствии с установленным приоритетом принятия решений по управлению. Он формализуется следующим выражением:

$$\tilde{S}_j = \{S, >\}, \tag{1.45}$$

где S — заданное семейство управляемых подсистем S_j; $j \in J$; J — конечное множество значений индекса $j = \{j=1, 2, \ldots, m\}$; $>$ — упорядочивающее отношение в J такое, что при $m > m-1$ S_m имеет приоритет по отношению к S_{m-1}.

Например, $S_1 = \{S_j, j \in J_1 \subset J\}$, где J_1 является подмножеством J и считается низшим уровнем организационной иерархии в семействе управляемых подсистем S, если J_1 — минимальный элемент в множестве J.

Аналогично $S_k = \{S_j, j_k \in J_k \subset J\}$ считается k-м уровнем, если J_k — минимальный элемент в множестве

$$[J - (J_1 \subset J_2 \subset J_3 \subset \ldots \subset J_{k-1})],$$

где $J_1 \subset J_2 \subset J_3 \ldots$ означает, что J_1 содержится в J_2, J_2 — в J_3 и т. д.

Иерархия $\{S, >\}$ считается многоуровневой, если для любого ее члена S_j найдется по крайней мере один, расположенный непосредственно над S_j, обладающий приоритетом принятия решений.

Каждый центр S_j при выполнении порученных ему функций по управлению должен обладать определенной свободой действий и правом принятия решений относительно того, каким способом эти функции будут выполнены.

Применительно к ЭС центры (звенья) организационной иерархии образуют, например, блочные и общестанционные операторские посты, а также центральный пост районного диспетчерского управления [3, 43].

Однако это не значит, что при создании новых АСУ ТП электростанций, энергосистем или же других крупных автоматизированных технологических комплексов следует исходить только из сложившейся структуры

организационного управления. Необходимо прежде всего придерживаться системного подхода к проблеме автоматизированного управления в целом и к основной задаче, которую система должна решать. Для этого используются категории математической страты, дерева целей, слоя принятия решений и организационного звена (центра) управления. Задания элементам, образующим организационную иерархию $\{S, >\}$, определяют по отношению к поставленным целям (подцелям) и решаемым задачам оптимизации, возникающим на со-

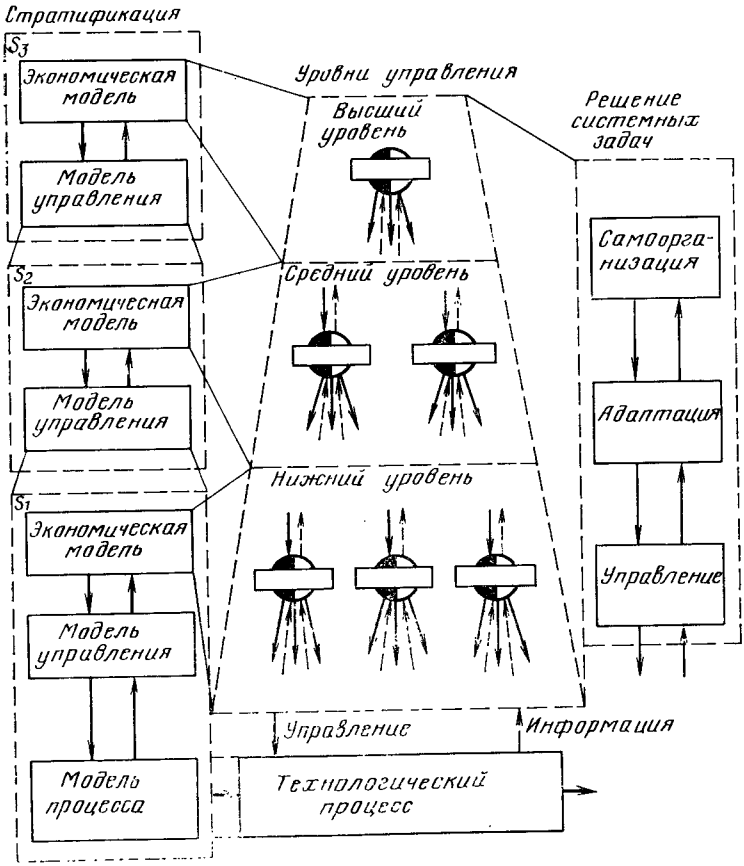


Рис. 1.9. Организационная и функциональная структура многоуровневой АСУ.

ответствующем уровне. При таком подходе вертикальная декомпозиция обобщенной МИС, построенной с соблюдением принципов целевой и организационной иерархии, показана рис. 1.9. Горизонтальная декомпозиция МИС в пределах одного и того же уровня по организационным признакам осуществляется на основе принципа агрегирования (объединения) однотипных объектов в группы и разграничения функций управления отдельными группами, например путем организации обособленных постов централизованного управления однотипным оборудованием сложных ТЭС (пиковых водогрейных котлов, фильтров химической очистки воды и т. п.).

Следует заметить, что не существует однозначного соотношения между видами используемых понятий иерархии, т. е. между стратами, слоями и звеньями организационной иерархии $\{S, >\}$. Каждый решающий элемент или ЛПР, входящие в МИС, в принципе могут использовать многоуровневый и многослойный подходы для решения собственных локальных подпроблем, как это показано на рис. 1.9. Если в МИС, составленной из математических страт или слоев принятия решений, на каждом уровне формально находится один элемент, то в организационной структуре той же системы на каждом уровне может находиться несколько элементов или звеньев, образующих собственную внутриуровневую иерархию.

Каждый промежуточный центр управления, входящий в МИС, имеет дело в первую очередь с подчиненной системой. Его оперативный персонал управляет только «своим» технологическим процессом и находится в неведении относительно решений, принятых на других центрах одного и того же уровня. Оперативный персонал вышестоящего центра должен координировать работу взаимосвязанных подсистем, расположенных ступенью ниже, по их укрупненным показателям. Его задача оказать такое влияние на подчиненные системы, чтобы достигнуть экстремума глобальной целевой функции в процессе управления.

Однако на практике может оказаться, что глобальная эффективность работы системы будет все же неудовлетворительной. Тогда вышестоящий центр может изменить целевую функцию (критерий управления) для нижестоящих звеньев, т. е. осуществить критериальное

управление. Функция критериального управления, как уже отмечалось, может быть возложена на автоматическое устройство, входящее в состав подсистемы самоорганизации.

В связи с тем, что центры верхнего уровня всегда имеют дело с укрупненными подсистемами, проблема принятия решения рассматривается здесь как более сложная, а математические модели верхних страт всегда имеют больше неопределенностей по сравнению с нижними. Например, на верхнем уровне управления ЭС возникает необходимость учета дополнительных источников внешних возмущений (дополнительных неопределенностей) по каналам межсистемных связей и других факторов.

Другая особенность управления на верхнем уровне ЭС состоит в увеличении времени, необходимом для принятия решения. Это объясняется тем, что информация, поступающая в вышестоящий центр, изменяется медленнее, чем технологические параметры отдельных источников энергии, так как в большинстве случаев она представляет собой агрегированные переменные (например, суммарные электрические мощности энергоблоков и ТЭС, усредненные по множеству энергоблоков, значения удельных расходов топлива и т. п.).

Разумеется, что все вышесказанное относится к стационарным процессам, протекающим сравнительно медленно. При обстоятельствах, близких к предаварийным, решения должны приниматься безотлагательно, а действия по управлению совершаться незамедлительно.

Сложившейся иерархии автоматизированных технологических комплексов по организационным признакам противостоит децентрализация или полная автономия управления, когда отдельные подсистемы, имеющие общую цель, не имеют единого координирующего центра, обладающего приоритетом принятия решений по управлению. Децентрализацию управления в таком понимании по отношению к электроэнергетическим системам и ТЭС скорее можно представить как исключительно неблагоприятную ситуацию. Последняя может сложиться лишь в результате крупномасштабных отказов энергооборудования, сопровождаемых нарушением запланированных обменов электрической мощностью источников, а следовательно, отключением части потребителей и нанесением значительного экономического ущерба.

МАТЕМАТИЧЕСКИЕ МОДЕЛИ И МЕТОДЫ, ИСПОЛЬЗУЕМЫЕ В ЗАДАЧАХ УПРАВЛЕНИЯ ТЭС

2.1. Технологический процесс преобразования энергии на ТЭС

Экономические показатели и надежность работы энергетических систем определяются в основном экономическими показателями и надежностью первичных источников энергии на ТЭС.

Сущность, технологического процесса на ТЭС состоит в поэтапном преобразовании различных видов энергии [10].

Исходными продуктами технологического процесса ТЭС служат топливо, вода и воздух, конечным продуктом — электроэнергия. Как исходный, так и конечный продукты характеризуются определенным количеством (расходом, нагрузкой) и качеством (теплотой сгорания и тонкостью помола твердого топлива, концентрацией растворимых в воде примесей, напряжением и частотой электрического тока на выходе генератора и др.).

Как уже отмечалось, специфической особенностью технологического процесса ТЭС является невозможность складирования конечного продукта — электроэнергии. Ввиду этого, а также из-за высоких требований к качеству электроэнергии необходимо непрерывно поддерживать строгое соответствие между электрической нагрузкой и паропроизводительностью котла, зависящей от расходов топлива, воздуха и питательной воды. Косвенным показателем соответствия между паропроизводительностью котла и мощностью турбины служит давление перегретого пара, которое обычно стабилизируется вблизи установленного значения с помощью автоматических устройств. Технологический процесс на ТЭС в целом является управляемым. Он может выйти из-под контроля лишь при чрезвычайных обстоятельствах — в связи с отказами основного технологического оборудования или наиболее важных систем контроля и управления.

Управление количеством исходных продуктов (расходом топлива, питательной воды и воздуха) осуществляется дистанционно или автоматически посредством регулирующих органов. Основные виды регулирующих

органов, применяемых на ТЭС, описываются в приложении.

Управление количеством конечного продукта (электрической энергией) осуществляется в основном изменением расхода пара через проточную часть турбины путем автоматического или дистанционного воздействия на регулирующие клапаны.

Качество конечного продукта (частота и напряжение переменного электрического тока) непрерывно контролируется. На него можно влиять с помощью специальных устройств (см. § 11.4). Невозможно изменять лишь качественные характеристики основного исходного продукта — топлива (за исключением тонкости помола твердого топлива, на которую можно воздействовать в процессе его приготовления).

Технологический (тепловой) процесс на ТЭС достаточно полно отражается принципиальной схемой ее тепловой части (тепловой схемой). Последняя определяет связи между основным и вспомогательным технологическим оборудованием в пределах замкнутого пароводяного контура ТЭС по пару, воде и конденсату. Вид тепловой схемы зависит от конструктивных особенностей теплового оборудования и требований, предъявляемых к его работе с точки зрения возможных *эксплуатационных режимов* (пуск и холостой ход, работа при расчетных и пониженных нагрузках и др.). Кроме того, тепловая схема разрабатывается с учетом требований *экономичности* (наличие или отсутствие промежуточного перегрева пара, степень регенерации теплоты турбины и др.), *надежности* (наличие или отсутствие резервных вспомогательных установок и линий связи и др.) и *управления* (простота операций по переходу с одного режима работы на другой, возможность изменения направлений и расходов потоков пара, воды, конденсата и др.).

Современные ТЭС делятся на два типа: 1) *с поперечными связями* между основными агрегатами по пару (общий паропровод для котлов и турбин) и воде (общие питательные магистрали для котлов, охлаждающей воды и конденсата для турбин); 2) *с блочной компоновкой* основного оборудования и с независимым технологическим процессом в пределах каждого энергоблока [10].

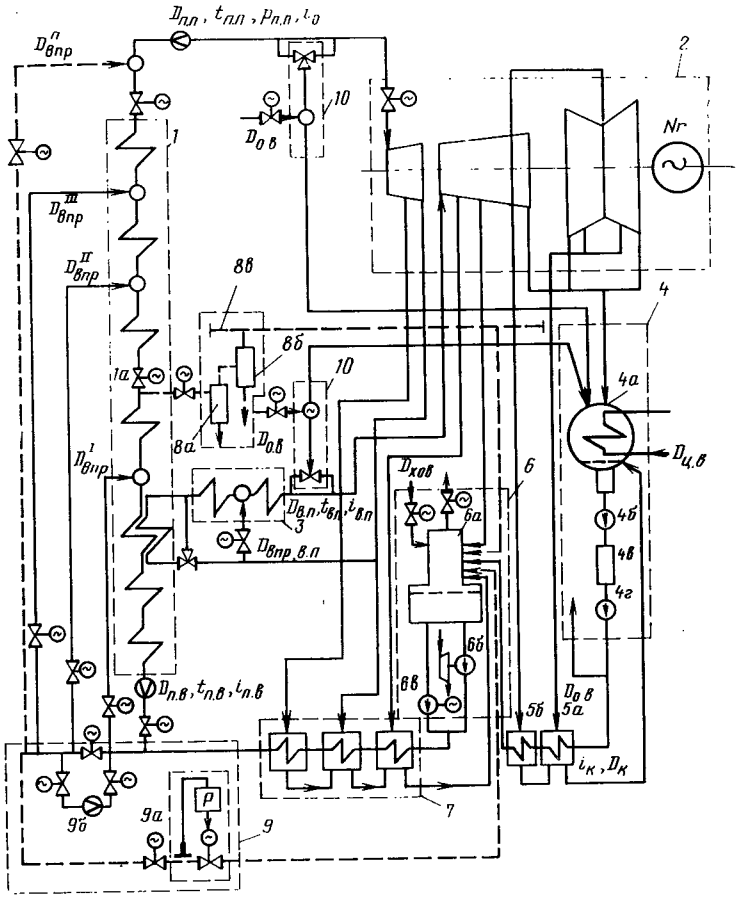


Рис. 2.1. Принципиальная тепловая схема блочной ТЭС.

В качестве примера на рис. 2.1 приведена упрощенная тепловая схема для обобщенного энергоблока, состоящего из прямоточного котла и конденсационной турбины. Схему в целом можно условно разделить на ряд участков, характеризуемых общностью функций и взаимодействием теплового оборудования:

1) пароводяной тракт котла;
2) проточная часть турбины;
3) промежуточный пароперегреватель (участок вторичного перегрева пара);
4) участок подготовки конденсата;
5) участок регенеративного подогрева конденсата;

6) участок подготовки питательной воды (питательно-деаэраторная установка);
7) участок регенеративного подогрева питательной воды;
8) пусковой контур;
9) контур пусковых впрысков;
10) контуры обвода (байпасирования) турбины.

Перегретый пар с выхода последней ступени перегревательного участка пароводяного тракта котла *1* по трубопроводам первичного пара подводится к турбине *2*. Пар, отработавший в цилиндре высокого давления (ЦВД), направляется в промежуточный пароперегреватель *3* с целью увеличения теплоперепада на цилиндрах среднего и низкого давления (ЦСД и ЦНД) и экономичности цикла. Кроме того, повторный перегрев пара позволяет получить в последних ступенях турбины допустимую влажность пара. Пар после вторичного перегрева вновь поступает на вход проточной части турбины, состоящей из ЦСД и ЦНД. В конце проточной части турбины поток пара раздваивается из-за ограниченной пропускной способности ее последних ступеней. Отработавший пар турбины поступает на вход следующего участка — подготовки конденсата, состоящего из конденсатора *4а* и конденсатных насосов первого и второго подъемов *4б* и *4г*, между которыми устанавливаются фильтры очистки конденсата от растворимых примесей, попадающих в него через неплотности трубной системы конденсатора. В следующем по ходу воды участке регенеративного подогрева *5*, состоящем из подогревателей низкого *5а* и среднего *5б* давления (ПНД и ПСД), осуществляется предварительный нагрев конденсата паром нерегулируемых отборов турбины. Далее конденсат поступает на вход ПДУ *6*. В деаэраторе *6а* происходит дальнейший подогрев конденсата до температуры кипения, а также удаление растворенного в нем кислорода. В нем же осуществляется восполнение материальных потерь, неизбежных для крупных установок, путем добавления химически очищенной воды.

Подъем давления питательной воды до расчетного закритического значения осуществляется в два этапа: вначале бустерными (до 6 МПа) и затем питательными насосами (рабочим *6б* или пусковым *6в*) до требуемого значения (33 МПа).

С выхода ПДУ вода направляется для дальнейшего нагрева в ПВД, находящиеся на конечном участке регенерации *7*, после которого она поступает непосредственно на вход экономайзерного участка пароводяного тракта котла. Кругооборот рабочего вещества ТЭС на этом завершается и повторяется непрерывно, вплоть до очередного останова энергетического оборудования.

На время пуска энергоблока, первоначальная стадия которого происходит при закрытой встроенной задвижке *1а*, собирается специальная пусковая схема, образуемая пусковыми контурами *8* и *9*. Во время растопки и подъема давления котел работает на пусковой сепаратор *8а*, расширитель *8б* и коллектор собственных нужд *8в*, откуда пар может направляться в различные установки для их прогрева и работы в пусковом режиме. При давлении пара в котле ниже закритического (пусковые) впрыски ($D^{II}_{впр}$, $D^{III}_{впр}$, $D^{п}_{впр}$) питаются водой пониженного давления. С этой целью собирается пусковой контур *9*, состоящий из специального трубопровода, на котором установлены батарея дроссельных диафрагм *9б* и пусковой регулятор давления *9а*, действующий по принципу «до себя». Пусковые контуры отключают после подъема давления в котле до рас-

четного закритического давления и открытия встроенной задвижки *1а*.

На случай глубоких сбросов электрической нагрузки в тепловой схеме предусматриваются быстродействующие редукционно-охладительные установки (БРОУ *10*), включающиеся автоматически и сбрасывающие излишки пара по трубопроводам в обвод турбины в конденсатор. Рассматриваемая тепловая схема является однобайпасной, так как лишний пар подается непосредственно в конденсатор. Для поддержания заданного температурного режима конденсатора в обеих БРОУ предусматривается охлаждение редуцированного пара впрыском холодного конденсата $D_{о.в}$.

Тепловая схема блочной ТЭС с теплофикационной турбиной отличается от приведенной на рис. 2.1 наличием дополнительного теплофикационного контура. Греющим агентом в нем служит пар регулируемого отбора турбины, а нагреваемой рабочей средой — вода, циркулирующая в теплосети, снабжающей теплотой промышленные или бытовые потребители. Восполнение потерь сетевой воды происходит в обособленном деаэраторе. По сравнению с питательной водой котлов к сетевой воде предъявляются менее жесткие требования в отношении допустимого содержания растворимых примесей.

На ТЭС с поперечными связями по пару и воде устанавливаются теплофикационные турбины или турбины с промышленным отбором пара. Такие ТЭС обычно называются теплоэлектроцентралями (ТЭЦ). Тепловые схемы ТЭЦ имеют те же функциональные участки, которые содержатся в схемах блочных ТЭС. Однако теплоэнергетические установки ТЭЦ имеют общестанционное назначение. Обычно они снабжают водой или паром не только «свой» (котел, турбину или подогреватель), но и любой другой из параллельно работающих агрегатов. Теплофикационные и промышленные отборы турбин ТЭЦ резервируются с помощью БРОУ, которые снабжаются паром от первичных источников—котлов— это находит свое отражение в тепловых схемах.

Другие отличия в тепловых схемах ТЭС обоих типов могут быть связаны, как уже отмечалось, с конструктивными особенностями технологического оборудования и его производительностью. В частности, пароводяной тракт мощных прямоточных котлов состоит из четырех параллельных ниток с независимым питанием водой через собственные регулирующие питательные клапаны (РПК), в то время как испарительный контур барабанного котла с естественной циркуляцией снаб-

жается питательной водой по однониточной схеме. Исключение составляют крупные барабанные котлы (например, производительностью 640 т/ч), имеющие два независимых испарительных и пароперегревательных контура, объединенных двумя барабанами с раздельным питанием водой каждого из них.

Число ниток паропроводов, подводящих пар к турбинам, составляет от одной до четырех и определяется максимальным расходом пара на турбину, зависящим от ее установленной мощности и значений регулируемых отборов.

Различие в тепловых схемах ТЭС отражается и в математических моделях, используемых как для расчета ТЭП, так и для управления.

2.2. Математические модели технологических объектов, используемые в задачах управления

Общие положения. Математические модели ТЭС составляются для описания технологических процессов и формирования критериев управления на различных уровнях (локальных, блочных, общестанционных). Они записываются в форме уравнений:

$$S_{\text{ТЭС}} : X_{\text{ТЭС}} \rightarrow Y_{\text{ТЭС}}.$$

Применительно к каждому энергоблоку конечное множество входных воздействий $x=\{x_i\}\in X$ представляют собой изменения расходов воды, топлива и воздуха и т. д. К множеству выходных воздействий (сигналов) $y=\{y_i\}\in Y$ относят изменения электрической мощности, паропроизводительности котлов и параметры, характеризующие состояние энергоносителей на выходе блока (давление, температура, энтальпия и др.).

Для отдельных моделей «подходящим» уровнем математической абстракции будут уравнения материального и энергетического балансов, по которым рассчитываются ТЭП энергоблоков и станции в целом, а также дифференциальные уравнения (передаточные функции, комплексные частотные характеристики и др.), описывающие переходные процессы в котлах и турбинах. На основе этих уравнений определяется вид управляющих воздействий для достижения оптимальных значений ТЭП в установившемся и переходном режимах.

Перед составлением математических моделей ТЭС необходимо определить каналы передачи регулирующих, управляющих и возмущающих воздействий для каждого объекта управления. При этом технологический объект управления (ТОУ), рассматриваемый в виде самостоятельного звена сложной системы, определяется как совокупность технологического оборудования и реализованного на нем по соответствующим технологическим инструкциям или регламентам технологического процесса производства [1].

В качестве объекта управления, характеризующего технологический процесс на ТЭС в целом, обычно выбирают типичный энергоблок. Технологический процесс, протекающий в таком блоке, можно представить в виде двух последовательных процессов: в паровом котле и турбогенераторе. Для укрупненных моделей ТЭС дальнейшая детализация процессов представляется нецелесообразной. С другой стороны, представление математической модели ТЭС в виде семейства независимых моделей двух вертикально соподчиненных подсистем — электростанции и энергоблока в соответствии с определением стратификации сложных систем будет неправомерным из-за несоблюдения условия независимости математических страт (1.28) и нарушения ограничения (1.30). В самом деле, внешние возмущения со стороны ЭС, поступающие на ТЭС по двум каналам входных воздействий — частоте и мощности, оказывают влияние через общие шины ТЭС на основные выходные величины ТЭС и энергоблока одновременно. Это вынуждает представлять модель ТЭС в виде семейства одноуровневых моделей агрегированного блока с единым технологическим процессом, состоящим из двух последовательных процессов.

При математическом описании технологических процессов ТЭС используют *модели статики*, описывающие установившиеся состояния, и модели *динамики*, описывающие переходные режимы. Как те, так и другие могут быть построены аналитическим и экспериментальным методами или же в результате их совместного использования. Кроме того, модели статики могут быть получены из модели динамики, как ее частный случай: из переходной характеристики при $t \to \infty$, из передаточной функции при $s \to 0$, из частотной характеристики при $\omega \to 0$ [5, 11].

Модели динамики. Математические модели динамики определяют связи между входными $x=\{x_i\}$ и выходными воздействиями $y=\{y_i\}$ ТОУ или же его отдельного участка в переходных режимах энергоблока. Ниже рассматриваются математические модели динамики объектов ТЭС, которые часто используются в прикладных задачах управления, например при приближенном определении оптимальных настроек автоматических регуляторов или же при оценке качества переходных процессов, протекающих в котле, турбине и энергоблоке в целом.

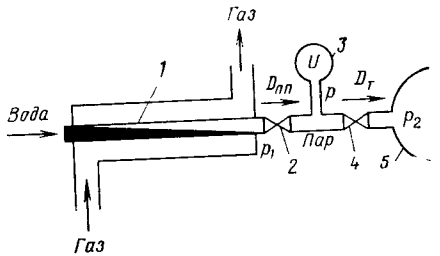


Рис. 2.2. Физическая модель котла и парового тракта ТЭС.
1 — парообразующая поверхность нагрева котла; *2* — сопротивление пароперегревателя; *3* — емкость парового тракта; *4* — сопротивление турбины с клапанами; *5* — конденсатор турбины.

Тепловые объекты ТЭС представляют собой сложные термодинамические системы с несколькими входными и выходными величинами. Так, например, упрощенная физическая модель пароводяного тракта ТЭС изображена на рис. 2.2. При этом модель котла представляет собой теплообменник «труба в трубе», в кольцевом канале которого движутся продукты сгорания, а во внутреннем — рабочее тело — теплоноситель (вода или пар).

Для более детального описания процессов, протекающих в теплообменнике, используют модели с *распределенными* параметрами. В них свойства греющих газов и рабочего тела, а также геометрические размеры каналов изменяются вдоль пути движения потоков. Составление таких моделей является довольно сложной задачей [15]. В целях ее упрощения прибегают к составлению моделей с *сосредоточенными* параметрами. Масса и энергия таких систем сосредоточены в одной или нескольких точках, а физические величины, характеризующие систему в каждой точке, не зависят от пространственных координат и являются лишь функцией времени.

При таком подходе модель сложной системы может быть представлена в виде последовательного и параллельного соединения участков с сосредоточенными параметрами, представляющими собой источники вещества (энергии) или гидравлические сопротивления.

Общепринятыми моделями ТОУ ТЭС служат: линейные дифференциальные уравнения, временные (пере-

ходная, импульсная и комплексная частотная характеристики) и передаточные функции.

Линейные дифференциальные уравнения имеют вид:

$$a_n \frac{d^n y(t)}{dt^n} + a_{n-1} \frac{d^{n-1} y(t)}{dt^{n-1}} + \ldots + a_1 \frac{dy(t)}{dt} + a_0 y(t) =$$

$$= b_m \frac{d^m x(t)}{dt^m} + \ldots + b_1 \frac{dx(t)}{dt} + b_0 x(t). \qquad (2.1)$$

Переходная характеристика, являющаяся решением (2.1) при входном сигнале, имеющем вид единичной функции $1(t)$, записывается как

$$\left.\begin{aligned} h(t) &= \sum_{i=1}^{n} C_i e^{st} + y^{\text{уст}}(t); \\ 1(t) &= \begin{cases} 0 & \text{при } t < 0; \\ 1 & \text{при } t \geqslant 0, \end{cases} \end{aligned}\right\} \qquad (2.2а)$$

где $s = \alpha \pm i\omega$.

Импульсная характеристика, представляющая собой выходной сигнал линейной системы при входном сигнале, имеющем вид дельта-функции:

$$w(t) = f[x(t)] = dh(t)/dt, \qquad (2.2б)$$

где

$$x(t) = \delta(t) = \begin{cases} \infty & \text{при } t = 0; \\ 0 & \text{при } t \neq 0. \end{cases}$$

Для реальных систем входной сигнал импульсной характеристики представляет собой единичную функцию с конечной длительностью импульса

$$x(t) = \begin{cases} 0 & \text{при } t < 0; \\ 1 & \text{при } 0 \leqslant t < t_1; \\ 0 & \text{при } t \geqslant t_1. \end{cases}$$

Импульсная характеристика реальных систем

$$w(t) \equiv 0 \quad \text{при} \quad \bar{t} < 0.$$

Передаточная функция представляет собой преобразование Лапласа импульсной характеристики:

$$W(s)=\int_0^\infty \mathcal{W}(t)\,e^{-st}\,dt, \qquad (2.3)$$

где $s=\alpha\pm i\omega$.

Комплексная частотная характеристика (КЧХ) представляет собой преобразование Фурье импульсной характеристики:

$$W(i\omega)=\int_0^\infty \mathcal{W}(t)\,e^{-i\omega t}dt=\operatorname{Re}W(i\omega)+\operatorname{Im}W(i\omega), \qquad (2.4)$$

где $\operatorname{Re}W(i\omega)$ и $\operatorname{Im}W(i\omega)$ — вещественная и мнимая составляющие вектора КЧХ.

Любая из вышеприведенных моделей может быть преобразована друг в друга. Например, дифференциальное уравнение с помощью оператора Лапласа преобразуется в передаточную функцию, которая путем формальной замены оператора s на $i\omega$ преобразуется в КЧХ.

Вид той или иной формы описания ТОУ диктуется конкретными условиями.

Например, в промышленных условиях или в задачах моделирования АСР в реальном масштабе времени удобнее всего пользоваться временны́ми характеристиками. На стадии предпроектных и теоретических исследований, опирающихся на априорную информацию об объекте, удобнее оперировать передаточными функциями. Наконец, в некоторых специальных задачах синтеза и определения оптимальных настроек автоматических регуляторов удобнее обращаться к комплексным частотным характеристикам, позволяющим исследовать резонансные свойства АСР [11, 13].

Аналитические методы составления математических моделей динамики в форме уравнений (2.1)—(2.3) в силу принимаемых упрощений не могут обеспечить достаточно точное воспроизведение фактической динамики объекта. Модели динамики чаще строят по опытным данным. При этом возникает обратная задача: по известной экспериментальной временно́й характеристике требуется составить передаточную функцию или КЧХ объекта.

В часто встречающейся задаче моделирования — воспроизведение динамических свойств сложного объекта соединением простых звеньев — динамические характеристики ТОУ могут быть описаны небольшим числом параметров.

Рассмотрим способы такого описания на примере экспериментальной переходной кривой разгона котла по давлению пара $p_б(t)$ при возмущении по топливу для барабанного котла, приведенной на рис. 2.3,*а*.



Рис. 2.3. Экспериментальные кривые разгона котла ТП-87.
а — по давлению перегретого пара при возмущении расходом топлива (газа); *б* — по уровню воды в барабане при возмущении расходом питательной воды.

Реальная кривая переходного процесса $y(t)$ заменяется участком запаздывания τ и экспонентой $y(t)=kx(1-e^{t/T})$ (пунктирная линия). Для этого к кривой переходного процесса в точке ее перегиба *a* проводится касательная до пересечения с установившимся значением регулируемой величины и отрицательной полуосью ординат. Далее через точку *0'* пересечения касательной с осью абсцисс проводятся прямая, параллельная оси ординат *0'C*, и экспонента.

Указанные построения позволяют определить длины отрезков τ и T. При этом линия *0'a* одновременно является касательной к экспоненте, сдвинутой вправо на отрезок τ от начала координат. В результате исследуемый объект может быть представлен в виде последовательного соединения двух звеньев: запаздывающего звена со временем запаздывания τ и *инерционного звена* первого порядка с коэффициентом усиления k и постоянной времени T. Результирующая передаточная функция имеет вид:

$$W(s)=\frac{ke^{-s\tau}}{1+Ts}. \qquad (2.5а)$$

Динамические свойства объекта характеризуют три величины:
1) коэффициент усиления:

$$k=y^{уст}/x;$$

2) время запаздывания τ, определяемое отрезком, отсекаемым касательной $O'a$ на оси времени;

3) постоянная времени T, равная по значению подкасательной к экспоненте $1-e^{-t/T}$ и определяемая временем, за которое сигнал $y(t)$, нарастая с постоянной скоростью, равной скорости изменения параметра в момент нанесения ступенчатого возмущения, достигнет нового установившегося состояния (за вычетом времени запаздывания).

Следует заметить, что форма кривой переходного процесса, изображенного на рис. 2.3, и соответствующая ему передаточная функция (2.5а) характеризуют присущее многим теплоэнергетическим объектам свойство *самовыравнивания* или саморегулирования, т. е. способность объекта самостоятельно восстанавливать нарушенное равновесие между «притоком» и «стоком» энергии или вещества. При этом, чем больше k, тем меньше самовыравнивание, и наоборот.

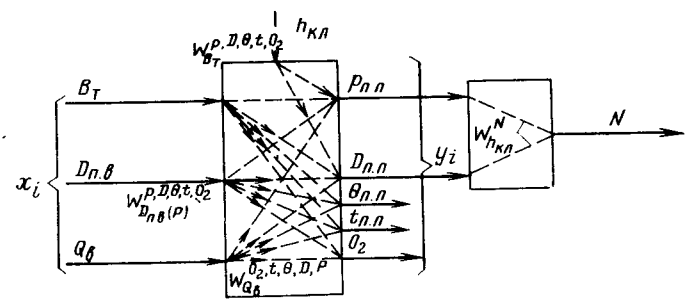


Рис. 2.4. Участки технологического процесса энергоблока по основным каналам воздействий.

Динамические свойства объектов, ие обладающих самовыравниванием, характеризуются двумя величинами: запаздываиием τ и коэффициентом пропорциональности интегрирующего звена $k_и = b/\tau$.

Графические построения для определения параметров математической модели объекта, не обладающего свойством самовыравнивания, выполняются в соответствии с рис. 2.3,*б*. Для определения τ прямолинейный участок экспериментальной кривой $y(t)$ продолжается до пересечения с осью времени.

Передаточная функция объекта представляет собой функцию последовательного соединения запаздывающего и интегрирующего звеньев:

$$W(s) = \frac{k_и}{s} e^{-s\tau}. \qquad (2.5б)$$

Методы определения частотных характеристик и передаточных функций ТОУ по экспериментальным переходным временны́м характеристикам приводятся в [5].

Модели динамики промышленных объектов, используемые в задачах управления, чаще всего составляются с использованием вышеприведенных способов аппрокси-

мации и методов структурного анализа, позволяющих представить сложные системы в виде соединения более простых звеньев. В качестве примера рассмотрим структуру энергоблока, показанную на рис. 2.4.

Можно выделить два процесса: в котле и турбине. Для процесса в котле главными являются каналы передачи воздействий, связывающие расход топлива, питательной воды и воздуха на входе с давлением и температурой перегрева пара на выходе и в промежуточной точке пароводяного тракта. Для процесса в турбине главным служит воздействие по каналу *регулирующие клапаны* $h_{кл}$ — *мощность* N, для энергоблока в целом — по каналу *тепловая нагрузка* (топливо, вода и воздух) — *мощность*. Известно также, что объект по всем рассмотренным каналам обладает свойством самовыравнивания и инерцией, которая характеризуется временем запаздывания τ или постоянной времени T или же τ и T одновременно.

В качестве конкретных примеров моделей динамики ниже приводятся передаточные функции отдельных процессов энергоблока мощностью 800 МВт при установившихся значениях расхода топлива и воды, полученные в результате аппроксимации экспериментальных усредненных кривых переходного процесса кривыми звена чистого запаздывания и апериодического звена первого порядка:

для котла (канал *топливо* $B_т$ — *температура пара* за потолочным экраном в промежуточной точке тракта)

$$W(s) = \frac{k_1 e^{-20s}}{1 + 120s}; \qquad (2.6а)$$

для турбогенератора (канал *давление* — *мощность*)

$$W(s) = \frac{k_1 \cdot 150s e^{-2,5s}}{1 + 150s}; \qquad (2.6б)$$

где k_1=2,5 МВт·см/кгс;

для энергоблока в целом (канал *тепловая нагрузка* D_q — одновременно и согласованное изменение расходов топлива, воды и воздуха — *мощность*)

$$W(s) = \frac{k_2 e^{-17s}}{1 + 110s}, \qquad (2.6в)$$

где k_2=4,5 МВт·ч/т.

Передаточные функции (2.6а)—(2.6в) получены при фиксированной нагрузке, равной 800 МВт. Для математического описания динамики технологического процесса ТЭС в широком диапазоне изменения нагрузок передаточные функции (2.6) должны быть определены для каждой из установившихся нагрузок. В конечном итоге

уравнения (2.6) дополняют семейством графиков и таблиц, учитывающих изменчивость параметров моделей динамики в зависимости от нагрузки объекта.

Например, модель динамики (2.6а) может быть дополнена таблицей значений k, τ и T в широком диапазоне изменения электрических нагрузок энергоблока:

N, МВт	k, °С/%	τ, с	T, с
400	6,4	45	290
600	1,75	25	126
800	1,46	20	120

В случае необходимости простые модели вида (2.5) и (2.6) могут быть развернуты в более сложные за счет большей детализации математического описания процессов в котле и турбине по дополнительным экспериментальным или расчетным данным [5, 15].

Модели статики. Математические модели статики объектов ТЭС могут быть представлены несколькими видами. Первый вид моделей определяет связь между каким-либо входом x_i и соответствующим ему выходом y_i в установившемся режиме работы энергоблока. Модели составляются в форме алгебраических уравнений, таблиц или графических зависимостей:

$$y_i = f(x_i). \tag{2.7}$$

Для линеаризованных систем:

$$y_i = k_i x_i. \tag{2.8}$$

Пример определения численного значения k_i промышленного объекта для малых значений x_i приводится на рис. 2.3,*а*.

Для нелинейных систем, к каким относятся все промышленные объекты при изменении входных сигналов в широком диапазоне значений, составляется дополнительное семейство моделей статики, которые определяют связь между значениями k_i и нагрузкой объекта, изменяющейся от минимального до номинального значений:

$$k_i = f(\lambda_i), \tag{2.9}$$

где $\lambda_i = N_\Phi / N_0$; N_Φ — фактическая, N_0 — номинальная нагрузки.

В качестве примера на рис. 2.5 приведена экспериментальная зависимость (2.9) для прямоточного котла ТГМП-204 производительностью 2500 т/ч по каналу воздействий *топливо—температура за потолочным экраном.*

Существует еще один вид моделей статики промышленных объектов, используемый в задачах управления. Он определяет связь между заданным значением регулируемой величины и нагрузкой объекта, оцениваемой непосредственно или по какому-либо косвенному параметру:

$$y_{3i}=f(\lambda_i). \qquad (2.10)$$

Примером модели (2.10) служит график подъема параметров энергоблока, в частности давления пара перед турбиной, в зависимости от набора электрической мощности в скользящем режиме работы оборудования (рис. 2.6,*а*).

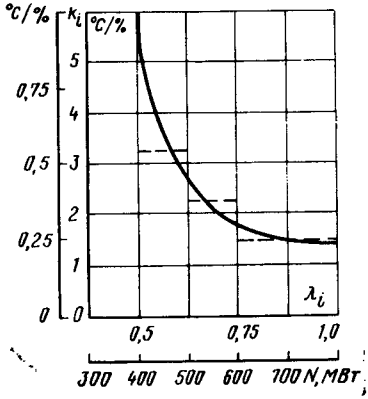


Рис. 2.5. Статическая характеристика по температуре $k_i=f(\lambda_i)$ прямоточного котла.

Аналитические формы записи нелинейных моделей чаще всего неизвестны. Поэтому они задаются в виде

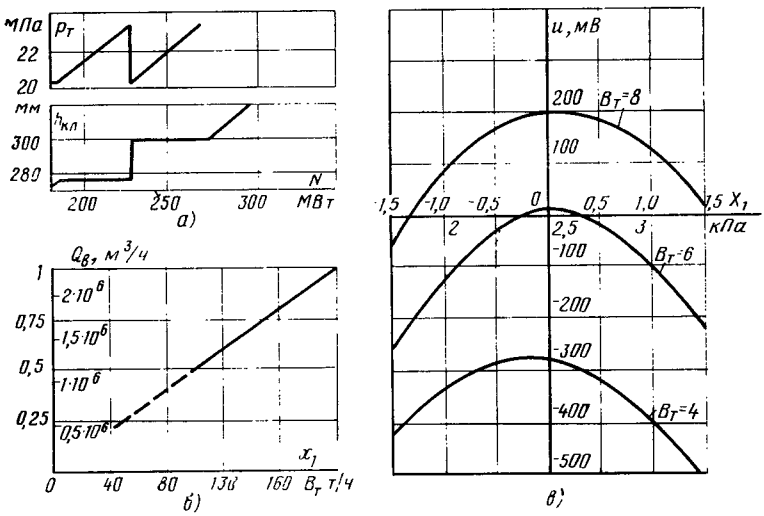


Рис. 2.6. Статические характеристики энергоблока (*а*), прямоточного (*б*) и барабанного котлов (*в*).

графиков или таблиц, построенных по результатам опытного или расчетного определения значений k_i в принятом диапазоне изменения нагрузок. Вид аппроксимирующей функции нелинейных моделей статики зависит от типа решаемых задач, в которых они используются.

Чаще всего применяются кусочно-линейные или кусочно-квадратичные приближения. Например, в задачах определения оптимальных настроек регуляторов в широком диапазоне изменения нагрузок по известным динамическим характеристикам объектов дополнительно используются математические модели статики в виде таблиц или монотонных вогнутых или выпуклых кривых, аппроксимируемых ступенчатыми функциями. Аппроксимирующая функция в данном случае представляет собой дискретную последовательность средних значений k_i, взятых на отрезках λ_{i-1}, λ_i. Задача расчета настроек в этом случае разбивается на n подзадач с k_i=const на каждом из интервалов (см. рис. 2.5).

Когда y является функцией не одного, а двух (x_i и x_j) или нескольких входных сигналов, дополнительно составляются модели статики, устанавливающие связь между ними:

$$x_i = f(x_j). \tag{2.11}$$

Примером такой модели может служить зависимость, заданная в виде графика, между расходом воздуха $Q_в$ и топлива $B_т$ (мазута) для котла ТГМП-204 (рис. 2.6,*б*).

В общем случае при наличии одного выхода и n независимых входов (факторов) математические модели статики также составляются на основе описания статических связей между y и x. Последние часто представляются в виде ограниченного ряда Тейлора. При этом неизвестная зависимость

$$y = S(x), \tag{2.12}$$

где $x=\{x_i\}\in X$, $i=\{i \mid 1, 2, 3, \ldots, n\}$ аппроксимируется следующим образом:

$$y = \beta_0 + \sum_{i=1}^{n} \beta_i x_i + \sum_{i=1}^{n} \sum_{j=i+1}^{n} \beta_{ij} x_i x_j + \\ + \sum_{i=1}^{n} \sum_{j=i+1}^{n} \sum_{k=j+1}^{n} \beta_{ijk} x_i x_j x_k + \sum_{i=1}^{n} \beta_{ii} x^2{}_i + \beta_{1,\,2,\,\ldots,\,n} x_1 x_2 \ldots x_n, \tag{2.13}$$

где

$$\beta_i = \frac{\partial y}{\partial x_i}; \quad \beta_{ij} = \frac{\partial^2 y}{\partial x_i \partial x_j}; \quad \beta_{ii} = \frac{\partial^2 y}{\partial x^2_i}.$$

Обычно значения коэффициентов β определяются экспериментальным путем.

При наличии помех в условиях промышленной эксплуатации $Y(t)$ является случайным процессом даже при неизменных (стабилизированных) значениях входных переменных $x_i(t)$. Поэтому аппроксимирующее выражение (2.13) следует рассматривать не как прямую аналитическую зависимость, а как условное математическое ожидание m_y. Случайный характер изменения y приводит к тому, что по результатам эксперимента вычисляются не сами коэффициенты β_0, β_{ij}, β_{ji}, β_{ii} и др., а их оценки b_0, b_i, b_{ij} и др.

Полученное при этом уравнение статической связи называется уравнением регрессии y на x_1, x_2, ..., x_n:

$$y = b_0 + \sum_{i=1}^{n} b_i x_i + \sum_{i=1}^{n} \sum_{j=i+1}^{n} b_{ij} x_i x_j + \sum_{i=1}^{n} b_{ii} x^2_i + \ldots \quad (2.14)$$

Основным недостатком составления математических моделей статики в виде уравнения (2.14) является громоздкость расчета и неопределенность в физической интерпретации коэффициентов b_{ij}, а кроме того, возникают трудности при оценке погрешности вычисления y.

Однако эти недостатки в значительной мере устраняются при составлении моделей статики методом полнофакторного эксперимента (ПФЭ), основу которого составляют упорядоченное расположение экспериментальных точек в факторном пространстве x_1, x_2, ..., x_n и регрессионный анализ [14, 16].

При построении математической модели с помощью ПФЭ каждый фактор может иметь лишь два возможных значения, которые называются уровнями. Эксперимент начинается с определения факторного пространства, задаваемого интервалом варьирования переменных $\pm\Delta x_i$. При этом значение каждого фактора отличается от основного уровня на $\pm\Delta x_i$. Затем исходные переменные преобразуются к безразмерному виду:

$$X_i = \frac{x^*_i - x^*_{i0}}{\Delta x_i},$$

где X_i — кодированное значение сигнала; x^*_i — натуральное значение переменной; x^*_{i0} — натуральное значение основного уровня; Δx_i — интервал варьирования.

Последующий процесс построения математической модели ТОУ включает следующие операции:

1) построение матрицы планирования (программа эксперимента, в соответствии с которой реализуются опыты и варьируются x_i);

2) собственно экспериемнт;

3) проверка воспроизводимости опытов;

4) расчет коэффициентов регрессии b_{ij};

5) проверка статистической значимости b_{ij};

6) проверка адекватности математического описания уравнением (2.14) реально существующих зависимостей $y=S(x)$.

Примером математической модели статики в виде уравнения регрессин 2-го порядка для сигнала по перепаду давлений на циркуляционном контуре $\Delta p_{\text{цк}}$ (тепловосприятию топочных экранов), оценивающего тепловыделение в топке барабанного котла типа ТП-87 паропроизводительностью 420 т/ч в зависнмости от изменения подачи воздуха и топлива в топку, служит выражение

$$U=k(-4{,}4X_1-62{,}7X^2_1+154X_2-18X^2_2+16{,}8X_1X_2), \qquad (2.15)$$

где U — сигнал по $\Delta p_{\text{цк}}$ (тепловосприятию) на выходе измерительиого блока регулирующего прибора, мВ; X_1 — кодированный сигнал, характеризующий измеиение расхода воздуха (оценивается по давлению воздуха в напорном патрубке дутьевого веитилятора $p_{\text{в}}$):

$$X_1=\frac{p_{\text{в}}-250}{50};$$

X_2 — кодированиый сигнал, характеризующий изменение расхода топлива (оцениваается по положению траверсы плоского контроллера $B_{\text{т}}$, деление):

$$X_2=\frac{B_{\text{т}}-6}{2}.$$

График зависимости $U=f(X_1)$ для значений X_2=4, 6 и 8, полученный по результатам двухфакториого эксперимента, показан на рис. 2.6,*в*.

Широкое распространение в задачах управления ТЭС имеют модели статики, позволяющие получить количественную оценку технико-экономической эффективности работы теплоэнергетических установок.

Для составления математических моделей статики ТЭС, используемых при определении ТЭП, необходимо произвести расчет принципиальной тепловой схемы станции. В качестве исходных данных для этого используются:

1) электрическая мощность турбогенератора $N_{\text{э}}$ (выходная величина y_i);

2) количество теплоты, выделяемое при расходе единицы топлива $q_{\text{т}}$ (входная величина);

3) характеристики технологического процесса, протекающего в энергоблоке: параметры воды и пара (давле-

ние, температура, энтальпия и др.) в котле, турбоустановке и по ступеням турбины и регенеративного подогрева (значения $p_{п.п}$, $t_{п.п}$, i_0, i', p', $t'_и$, $i_{п.в}$, $p_{п.в}$, $i_к$); доля пропуска пара на каждую ступень α_j, внутреннее теплопадение H_{ij}, внутренняя работа на 1 кг свежего пара $\alpha_j H_{ij}$.

Расчет ТЭП осуществляется с помощью семейства алгебраических уравнений, составляемых в несколько этапов [10]. На первом из них на основе уравнений материального и теплового балансов потоков пара, конденсата и питательной воды определяются расходы пара:

на входе в турбину

$$D_0 = \frac{N_э}{\sum \alpha_j H_{ij} \eta_м \eta_г}, \qquad (2.16)$$

где $N_э$ — заданная электрическая мощность турбогенератора; $\eta_м$, $\eta_г$ — механический КПД турбины и генератора;

на выходе турбины (на входе в конденсатор)

$$D_{к.т} = \alpha_{к.т} D_0, \qquad (2.17а)$$

где $\alpha_{к.т}$ — относительный пропуск пара в конденсатор;

на вторичный перегрев

$$D_{в.п} = \alpha_{в.п} D_0, \qquad (2.17б)$$

где $\alpha_{в.п}$ — относительный массовый расход пара на вторичный перегрев;

на выходе котла

$$D_{п.п} = \alpha_к D_0, \qquad (2.17в)$$

где $\alpha_к = 1 + \alpha_у$ ($\alpha_у \approx 0{,}02$).

Далее составляется система уравнений для энергетических показателей в следующем порядке.

Уравнение тепловой нагрузки котла

$$Q_к = D_{п.п}(i_0 - i_{п.в}) + D_{в.п}(i^к_{в.п} - i^0_{в.п}). \qquad (2.18)$$

Уравнение расхода теплоты на турбоустановку

$$Q_т = D_т(i_0 - i_{п.в}) + D_{в.п}(i^т_{в.п} - i^0_{в.п}), \qquad (2.19)$$

где $i^т_{в.п} - i^0_{в.п}$ — разница энтальпий после и до вторичного перегрева.

Уравнение расхода теплоты на электроэнергию

$$Q^э_т = Q_т - (Q^{пот}_т + Q^д_т), \qquad (2.20)$$

где $Q^{пот}_т$, $Q^д_т$ — расходы теплоты на восполнение потерь и получение дистиллята.

При наличии отопительной нагрузки и теплофикационного отбора уравнение расхода теплоты на электроэнергию принимает вид:

$$Q^э_т = Q_т - (Q^{пот}_т + Q^у_т) - (Q_{отп} + Q^{пот}_{отп}), \qquad (2.21)$$

где $Q_{отп}$ — теплота, отпущенная тепловому потребителю (на подогрев сетевой воды); $Q^{пот}_{отп}$ — теплота, затраченная на восполнение потерь сетевой воды.

Уравнение потерь теплоты в конденсаторе турбины:

$$Q^{к}_{т}=D_{к.т}(i_{к}-i'_{к}). \qquad (2.22)$$

На заключительном этапе определяют ТЭП энергоблока в следующем порядке.

Удельные расходы теплоты $q^{э}_{т}$, кДж/(кВт·ч), на электроэнергию и пара d_0, кг/кВт, на турбину

$$q^{э}_{т}=\frac{Q^{э}_{т}}{N_{э}+N_{ТПН}}; \qquad (2.23)$$

$$N_{ТПН}=\frac{D_{п.в}v_{ср}\Delta p_{н}\cdot 10^{3}}{\eta_{н}}, \qquad (2.24)$$

где $N_{ТПН}$ — мощность привода турбопитательного насоса, кВт; $\Delta p_{н}$ — повышение давления насосом, МПа; $v_{ср}$ — удельный объем воды, м³/кг; $\eta_{н}$ — КПД насоса (0,833);

$$d_{0}=\frac{D_{0}}{N_{э}+N_{ТПН}}. \qquad (2.25)$$

Коэффициенты полезного действия турбины по отпуску электроэнергии и транспорта теплоты равны:

$$\eta^{э}_{т}=\frac{1}{q^{э}_{т}}; \qquad (2.26)$$

$$\eta_{тр}=\frac{Q_{т}}{Q_{к}}. \qquad (2.27)$$

Располагаемая теплота на входе в энергоблок (теплота топлива и воздуха), кВт;

$$Q_{р}=\frac{Q_{к}}{\eta_{к}}, \qquad (2.28)$$

где $\eta_{к}$ — КПД брутто котла.

Коэффициент полезного действия брутто энергоблока (коэффициент передачи детектирующего звена, рассматриваемого как модель статики ТЭС)

$$\eta_{ЭБ}=\frac{N_{э}+N_{ТПН}}{Q_{р}}, \qquad (2.29)$$

или

$$\eta_{ЭБ}=\eta_{т}\eta_{тр}\eta_{к}, \qquad (2.30)$$

где $\eta^{э}_{т}$ — абсолютный электрический КПД турбины:

$$\eta^{э}_{т}=\frac{N_{э}+N_{ТПН}}{Q_{т}}. \qquad (2.31)$$

Удельный расход теплоты на энергоблоке

$$q_{ЭБ}=1/\eta_{ЭБ}. \qquad (2.32)$$

КПД энергоблока нетто

$$\eta^{н}_{ЭБ} = \eta_{ЭБ}\left(1 - \frac{N^{сн}_{к} + N^{сн}_{т}}{N_{э}}\right), \qquad (2.33)$$

где $N^{сн}_{к}$, $N^{сн}_{т}$ — потребляемые мощности на собственные нужды котла и турбины (на привод дымососов, вентиляторов, насосов и т. п.).

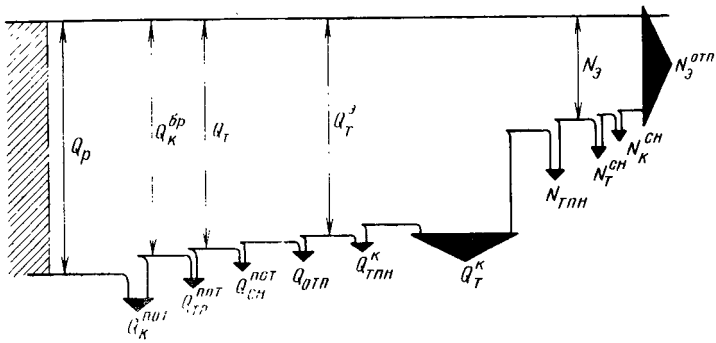


Рис. 2.7. Диаграмма распределения теплоты для энергоблока.
$Q^{пот}_{к}$, $Q^{пот}_{тр}$, $Q^{к}_{т}$, $Q^{к}_{ТПН}$ — потери теплоты соответственно в котле, на транспорт, собственные нужды турбины, в конденсаторах турбины и ТПН; $Q_р$ — располагаемая теплота; $Q^{бр}_{к}$, $Q_т$, $Q_{отп}$ — теплоты соответственно брутто на выходе котла, на входе в турбину, отпущенная потребителю; $Q^{э}_{т}$ — расход теплоты на электроэнергию; $^{т}N_{ТПН}$, $N_э$ — мощности на привод ТПН и электрическая на выходе турбогенератора; $N^{сн}_{т}$, $N^{сн}_{к}$ — расходы электроэнергии на собственные нужды турбины и котла; $N^{отп}_{э}$ — электроэнергия, отпущенная потребителю.

Удельный расход условного топлива (нетто) на энергоблок, г/МДж:

$$b^{н}_{у} = \frac{34,12}{\eta^{т}_{ЭБ}}. \qquad (2.34)$$

На основе (2.18)—(2.22), (2.29) строится диаграмма теплоиспользования $Q_р$ энергоблока (модель распределения теплоты в статике), отображающая распределения и потери теплоты в процессе преобразования энергии на энергоблоке ТЭС (рис. 2.7).

В качестве примера ниже в табл. 2.1 приводятся значения ТЭП и результаты расчета использования располагаемой теплоты на энергоблоке мощностью 800 МВт (в пересчете на условное топливо).

Таблица 2.1

Распределение располагаемой энергии по блоку мощностью 800 МВт[1]

ТЭП	Потери теплоты	Единица	Номер формулы	Значение	% $Q_р$
$N_э$	—	кВт	—	800 000	40,97
$N_{тпн}$	—	кВт	(2.19)	28 215	1,49
	$\Delta Q^к_т$	кВт	(2.22)	870 300	44,62
	$\Delta Q^к_{тпн}$	кВт	—	45 400	2,32
	$\Delta Q^{сн}_т$	кВт	—	10 300	0,53
$Q_{отп}$	—	кВт	—	17 700	0,91
	$\Delta Q_{гр}$	кВт	—	32 360	1,79
	$\Delta Q_к$	кВт	—	141 420	7,25
$Q_р$	—	кВт	(2.29)	19 506 009	100
$q^э_т$	—	—	(2.23)	2,106	—
$\eta^э_т$	—	—	(2.26)	—	47,48
$\eta_{эб}$	—	—	(2.31)	—	42,47
$q_{эб}$	—	—	(2.32)	2,355	—
$\eta^н_{тэс}$	—		(2.33)	—	41,18
$b^н_у$	—	г/(кВт·ч)	(2.34)	300	—
d_0	—	кг/(кВт·ч)	(2.35)	2,88	—

[1]Составлена по расчетным данным [10].

На основе уравнений (2.23), (2.26), (2.31) и др., задаваясь различными значениями электрической нагрузки $N_{эi}$, можно составить математические модели статики ТЭП для ТЭС в виде семейства функций, устанавливающих связь между нагрузкой

$$\lambda_i = \frac{N_{эi}}{N^{ном}_э + N_{тпн}}$$

и искомым значением k_i, т. е.

$$k_i = f(\lambda_i), \qquad (2.35)$$

где $k_i = \eta^н_{тэс\,(эб)}$, $q^э_т$, $\eta^э_т$ и т. п.

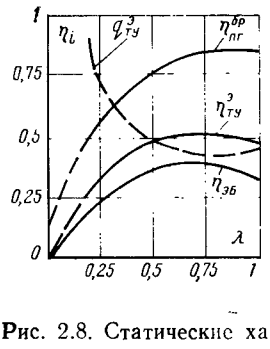


Рис. 2.8. Статические характеристики экономичности работы энергоблока.

Обычно уравнения (2.35) являются нелинейными функциями аргумента в связи с тем, что составляющие тепловых и электрических потерь нелинейно зависят от значений электрической нагрузки. Как правило, весовая

составляющая потерь энергии растет с уменьшением тепловой и электрической нагрузок энергоблока. Графическое изображение функций (2.35) показано на рис. 2.8.

Зависимости (2.35), построенные на основании уравнений (2.33), (2.34) могут использоваться в качестве функций цели при управлении энергоблоком.

2.3. Методы оптимизации технологических объектов управления (общие положения)

Задачи оптимизации технико-экономических показателей работы ТОУ, сформулированные в § 1.4 в общей постановке, решаются в зависимости от режимов работы оборудования.

В установившемся режиме на первый план выдвигаются задачи экономики, например минимизации энергетических потерь, которые имеют свойство интегрироваться по времени и изменяться по абсолютному значению в зависимости от нагрузки.

В переходных режимах первоочередными становятся задачи технологии, например поддержания изменений технологических параметров в пределах допустимых отклонений или наискорейшего достижения фактической мощностью энергоблока ее нового заданного значения.

К *статической оптимизации* относятся задачи определения экстремума функции цели в зависимости от значений переменных параметров системы y_i и управляющих воздействий u_i, не являющихся функцией времени:

$$v_i = g(y_i, u_i) \to \hat{v}_i.$$

Наиболее распространенные задачи статической оптимизации применительно к системам управления объектами ТЭС сводятся к нахождению экстремума того или иного ТЭП, используемого в качестве критерия управления, или к отысканию оптимума соотношения влияющих на него параметров системы, например минимизации удельных расходов топлива по энергоблокам ТЭС, или отысканию оптимума численных значений технологических параметров, влияющих на сокращение энергетических потерь.

Первой особенностью задач статической оптимизации в такой постановке является нелинейный, чаще всего экстремальный, характер функции цели в зависимости

от управляющих воздействий, технологических параметров или нагрузки (см. рис. 2.8).

Примером задачи оптимизации, когда функция цели v_i максимизируется, служит задача управления процессом горения по КПД, когда v_i минимизируется — управления тем же процессом по сумме тепловых потерь.

Вторая особенность состоит в необходимости учета различных ограничений, возникающих в процессе решения задачи. Например, регулирующие воздействия ограничиваются по условиям материальных или энергетических ресурсов местных систем. Отклонения выходных координат от расчетных значений (температуры пара по тракту, перепада давления на последние ступени турбин и др.) лимитируются по соображениям термической и механической прочности энергетических металлов и опасности тяжелого повреждения или разрушения энергооборудования.

К *динамической оптимизации* относятся задачи определения значений управляющих и выходных воздействий в функции времени $\hat{u}_i(t)$ и $\hat{y}_i(t)$, обеспечивающих достижение заданных критериев управления для технологических процесссов в переходных режимах:

$$\hat{v}_i = g\,[\hat{u}_i(t);\ \hat{y}_i(t)].$$

Наиболее распространенная задача динамической оптимизации применительно к управлению объектами ТЭС сводится к достижению желательной формы переходных процессов $\hat{y}_i(t)$ при заданных граничных условиях $y_i(0)$, $y_i(T)$ и детерминированных входных сигналах. При возмущениях, имеющих случайный характер, минимизируются статистические показатели качества технологического процесса по выбранному параметру $y_i(t)$, например дисперсия, среднеквадратическое отклонение и др.

Особенностью задач динамической оптимизации является исследование динамики объектов и систем управления в линейном приближении и в связи с этим широкое привлечение математических методов линеаризации исходных уравнений и характеристик.

Отмеченные особенности задач статической и динамической оптимизации, решаемых при управлении объектами ТЭС, относятся к наиболее распространенным случаям, изучаемым в дальнейшем изложении.

В практике проектирования автоматизированных систем управления и их эксплуатации решается более широкий круг задач. Так, например, при статической оптимизации разработаны методы поиска экстремума функции цели или оптимума ТЭП для объектов и систем, имеющих линейный характер статических зависимостей $v_i = g_i(y_i, u_i)$ [9, 11, 18]. Для задач динамической оптимизации разработаны методы их решения применительно к системам управления, имеющим существенно нелинейные звенья в своем составе [11].

Задачи статической и динамической оптимизации преследуют разные цели. И те и другие решаются различными методами, но результаты их решений тесно связаны. Обратимся к задачам, решаемым в процессе управления энергоблоками.

Оптимум установившихся температур пара по тракту котла, определяемый в результате решения задачи статической оптимизации, одинаково может быть достигнут с помощью поверхностного или впрыскивающего пароохладителя. Однако далеко немаловажно, какой характер имеют переходные процессы по температуре при изменениях нагрузки, в особенности при ее быстрых сбросах или набросах. Временные отклонения температур не должны выходить за границы допустимых значений. Этого можно достигнуть лишь с помощью малоинерционного впрыскивающего пароохладителя. Следовательно, задачу оптимизации по температуре пара по тракту котла в целом необходимо решать с учетом динамических характеристик пароохладителя и показателей качества переходного процесса.

Переход с одного уровня нагрузки энергоблока на другой по условиям экономичности его работы, определяемой в результате решения задачи статической оптимизации, связан с перемещениями большинства регулирующих органов, в том числе по топливу и воздуху. При этом желательно, чтобы рассогласование между расходами топлива и воздуха в каждый момент времени было минимальным. В противном случае возникают ощутимые потери теплоты с химическим или механическим недожогом топлива в топке. Последнюю задачу можно решить лишь путем динамической оптимизации, улучшая качество переходного процесса по ошибке регулирования, например по дисперсии, или же минимизируя его интегральные показатели [5, 6, 11—13].

Приведенные примеры показывают, что задачи статической и динамической оптимизации являются сложными (многофакторными) и многоцелевыми. Их необходимо решать совместно с учетом всего многообразия факторов и ограничений, влияющих на достижение оптимума функции цели. Однако следует учитывать, что в настоящее время отсутствуют конструктивные математические методы для точного решения такого рода задач в полном виде. Наряду с этим необходимо иметь в виду, что ТЭП теплоэнергетических объектов, используемые в качестве функций цели при решении задач статической оптимизации, вычисляются по усредняемым во времени технологическим параметрам. В результате они изменяются значительно медленнее по сравнению с отдельными непрерывно регулируемыми величинами. Следовательно, трудности математического характера, с одной стороны, и специфические особенности ТЭП объектов ТЭС — с другой, приводят к необходимости решения задач статической и динамической оптимизации как автономных путем использования различных математических методов.

2.4. Статическая оптимизация режимов работы оборудования

Ниже рассматриваются некоторые наиболее употребительные в практике автоматизированного управления объектами ТЭС математические и прикладные методы статической оптимизации технико-экономических показателей.

Прямой метод статической оптимизации. Пусть дана функция цели:

$$V=g(y_i), \tag{2.36}$$

где $y_i \in Y_i \{i=1, 2, \ldots, n\}$ — переменные входных, выходных управляющих (задающих) воздействий, не зависящие от времени.

Переменные y_i связаны между собой m уравнениями или неравенствами связи:

$$\left.\begin{aligned} &G_1(y_1, y_2, \ldots, y_n) \geqslant 0; \\ &G_2(y_1, y_2, \ldots, y_n) \geqslant 0; \\ &\ldots\ldots\ldots\ldots \\ &G_m(y_1, y_2, \ldots, y_n) \quad 0. \end{aligned}\right\} \tag{2.37}$$

Требуется определить значения переменных y_i, доставляющих минимум функции V.

Рассмотрим задачу поиска оптимума при ограничениях переменных в (2.36) только в форме равенств. В этом случае число уравнений m должно быть меньше n.

Вначале с помощью уравнений (2.37) в выражении $V=g(y_i)$ исключаются m зависимых переменных, например $y_1, y_2, \ldots, y_m$. Остальные $n-m$ переменных, т. е. $y_{m+1}, y_{m+2}, \ldots, y_n$ будут независимыми аргументами V.

Экстремум функции V определяют из условия равенства нулю ее частных производных по всем независимым переменным:

$$\frac{\partial V}{\partial y_{m+1}}=0,\ \frac{\partial V}{\partial y_{m+2}}=0,\ \ldots,\ \frac{\partial V}{\partial y_n}=0. \qquad (2.38)$$

Число этих уравнений, равное $n-m$, соответствует числу неизвестных y_i, что дает возможность определить значения $\hat{y}_{m+1}, \ldots, \hat{y}_n$, соответствующие экстремуму функции V.

Остальные неизвестные $\hat{y}_1, \hat{y}_2, \ldots, \hat{y}_m$ находят из уравнений (2.37).

Если функция V является дифференцируемой, система уравнений (2.38) примет вид:

$$\left.\begin{aligned}
&\frac{\partial V}{\partial y_{m+1}}=\left(\frac{\partial V}{\partial y_{m+1}}\right)'+\left(\frac{\partial V}{\partial y_1}\right)'\frac{\partial y_1}{\partial y_{m+1}}+\left(\frac{\partial V}{\partial y_2}\right)'\frac{\partial y_2}{\partial y_{m+1}}+\ldots\\
&\qquad\ldots=0;\\
&\frac{\partial V}{\partial y_{m+2}}=\left(\frac{\partial V}{\partial y_{m+2}}\right)'+\left(\frac{\partial V}{\partial y_1}\right)'\frac{\partial y_1}{\partial y_{m+2}}+\left(\frac{\partial V}{\partial y_2}\right)'\frac{\partial y_2}{\partial y_{m+2}}+\ldots\\
&\qquad\ldots=0,\\
&\ldots\ldots\ldots\ldots\ldots\ldots\ldots\ldots
\end{aligned}\right\} \qquad (2.39)$$

где $\frac{\partial V}{\partial y_{m+1}}, \frac{\partial V}{\partial y_{m+2}}\ldots$ — частные производные от V, по y_i, определяемые при постоянстве остальных независимых переменных $y_{m+1}, \ldots, y_n$, но при изменениях зависимых переменных $y_1, y_2, \ldots, y_m$; $(\partial V/\partial y_1)', (\partial V/\partial y_2)'\ldots$ — частные производные по y_i, определяемые при неизменности всех остальных переменных, как зависимых, так и независимых.

Для определения частных производных $\partial y_1/\partial y_{m+1}$, $\partial y_2/\partial y_{m+2}\ldots$ следует составить дополнительную систему уравнений путем дифференцирования исходного уравне-

ния (2.37) по всем независимым переменным:

$$\left.\begin{aligned}
&\frac{\partial G_1}{\partial y_{m+1}} = \left(\frac{\partial G_1}{\partial y_{m+1}}\right)' + \left(\frac{\partial G_1}{\partial y_1}\right)' \frac{\partial y_1}{\partial y_{m+1}} + \left(\frac{\partial G_1}{\partial y_2}\right)' \frac{\partial y_2}{\partial y_{m+1}} + \ldots \\
&\qquad \ldots = 0; \\
&\frac{\partial G_2}{\partial y_{m+1}} = \left(\frac{\partial G_2}{\partial y_{m+1}}\right)' + \left(\frac{\partial G_2}{\partial y_1}\right)' \frac{\partial y_1}{\partial y_{m+1}} + \left(\frac{\partial G_2}{\partial y_2}\right)' \frac{\partial y_2}{\partial y_{m+1}} + \ldots \\
&\qquad \ldots = 0; \\
&\ldots\ldots\ldots\ldots\ldots\ldots\ldots
\end{aligned}\right\} \quad (2.40)$$

Таких уравнений следует составить $n-m$ и, решив каждое из них, определить все искомые частные производные, входящие в (2.39): dy_1/dy_{m+1}, dy_2/dy_{m+1} и т. д.

Далее из систем уравнений (2.37)—(2.40) определяют значения всех зависимых и независимых переменных $\hat{y}_1$, $\hat{y}_2$, ..., $\hat{y}_n$, определяющих минимум функции v.

В качестве иллюстрации использования прямого метода статической оптимизации рассмотрим задачу экономичного распределения активной мощности между энергоблоками ТЭС.

Заданы:

1) функция цели (суммарные затраты по ТЭС)

$$И_{т\Sigma} = И_{т1} + И_{т2} + \ldots + И_{тn}; \quad (2.41)$$

2) ограничение — уравнение баланса активных мощностей, нагрузки и потерь

$$G_1 = N_1 + N_2 + \ldots + N_n - \Sigma N_н - \Delta N_п, \quad (2.42)$$

где $И_{тi} = f(N_i)$ — затраты по каждому энергоблоку; $\Sigma N_н$ — суммарная электрическая нагрузка ТЭС; N_i — активные мощности отдельных энергоблоков; $\Delta N_п$ — потери мощности при передаче электроэнергии в пределах ТЭС ($\Delta N_п = 0$ для упрощения решения и ввиду малости потерь);

3) независимая переменная — мощность N_n (выбирается произвольно).

Для решения поставленной задачи составляется условие достижения экстремума функции цели в соответствии с (2.39):

$$\left.\begin{aligned}
&\frac{\partial И_{1\Sigma}}{\partial N_1} = \left(\frac{\partial И_{т\Sigma}}{\partial N_1}\right)' + \left(\frac{\partial И_{т\Sigma}}{\partial N_n}\right)' \frac{\partial N_n}{\partial N_1} = 0; \\
&\frac{\partial И_{т\Sigma}}{\partial N_2} = \left(\frac{\partial И_{т\Sigma}}{\partial N_2}\right)' + \left(\frac{\partial И_{т\Sigma}}{\partial N_n}\right)' \frac{\partial N_n}{\partial N_2} = 0; \\
&\ldots\ldots\ldots\ldots\ldots\ldots
\end{aligned}\right\} \quad (2.43)$$

Далее составляется система уравнений типа (2.40) для определения частных производных $\partial N_n/\partial N_1$, $\partial N_n/\partial N_2$ ...:

$$\left.\begin{aligned}
&\frac{\partial G_1}{\partial N_1} = \left(\frac{\partial G_1}{\partial N_1}\right)' + \left(\frac{\partial G_1}{\partial N_n}\right)' \frac{\partial N_n}{\partial N_1} = 1 + \frac{\partial N_n}{\partial N_1} = 0; \\
&\frac{\partial G_1}{\partial N_2} = \left(\frac{\partial G_1}{\partial N_2}\right)' + \left(\frac{\partial G_1}{\partial N_n}\right)' \frac{\partial N_n}{\partial N_2} = 1 + \frac{\partial N_n}{\partial N_1} = 0; \\
&\ldots\ldots\ldots\ldots\ldots\ldots
\end{aligned}\right\} \quad (2.44)$$

отсюда

$$\frac{\partial N_n}{\partial N_1}=\frac{\partial N_n}{\partial N_2}=\ldots=-1. \qquad (2.45)$$

Подставив выражение (2.45) в (2.43), получим:

$$\left.\begin{aligned}&\frac{\partial И_{т\Sigma}}{\partial N_1}=\left(\frac{\partial И_{т\Sigma}}{\partial N_1}\right)'-\left(\frac{\partial И_{т\Sigma}}{\partial N_n}\right)'=0;\\&\frac{\partial И_{т\Sigma}}{\partial N_2}=\left(\frac{\partial И_{т\Sigma}}{\partial N_2}\right)'-\left(\frac{\partial И_{т\Sigma}}{\partial N_n}\right)'=0;\\&\ldots\ldots\ldots\ldots\ldots\end{aligned}\right\} \qquad (2.46)$$

отсюда

$$\left(\frac{\partial И_{т\Sigma}}{\partial N_1}\right)'=\left(\frac{\partial И_{т\Sigma}}{\partial N_2}\right)'=\cdots=\left(\frac{\partial И_{т\Sigma}}{\partial N_n}\right)'. \qquad (2.47)$$

Так как суммарные затраты на ТЭС определяются по уравнению (2.41), в котором $И_{т i}$ — затраты i-го энергоблока, зависящие только от N_i, то условия экстремума (минимума затрат) для функции цели (2.41) принимают вид:

$$\frac{\partial И_{т1}}{\partial N_1}=\frac{\partial И_{т2}}{\partial N_2}=\ldots=\frac{\partial И_{тn}}{\partial N_n}. \qquad (2.48)$$

Частотная производная от затрат (издержек) по активной мощности $\partial И/\partial N$ характеризует приращение топливной составляющей при изменениях мощности установки и называется в дальнейшем *относительным приростом:*

$$\varepsilon_i=\frac{\partial И_{т i}}{\partial N_i}. \qquad (2.49а)$$

График относительного прироста $\varepsilon_i=f(N_i)$ строится по расходной характеристике, представляющей собой зависимость часовых затрат от активной мощности установки $И_{т i}=f(N_i)$.

В отличие от относительного прироста ε_i удельный расход топлива [см. формулу (2.34)], определяемый по расходной характеристике, представляет собой отношение абсолютного расхода топлива ко всему количеству отпущенной электроэнергии:

$$b^{н}_i=\frac{\Delta B_{т i}}{\Delta N_i}. \qquad (2.49б)$$

Графики функций $И_i=f(N_i)$ и $b^{н}_i=f(N_i)$ для двух энергоблоков приведены на рис. 2.9.

Из графических построений, проделанных на этом рисунке в соответствии с (2.49а) и (2.49б), следует, что при малых нагрузках $b>\varepsilon$. По мере роста нагрузки b снижается до $b_{мин}$, а ε возрастает. Оптимум нагрузочного режима на расходной характеристике $И_1=f(N_1)$ считается точка $N_1^{опт}$, в которой $\varepsilon=\operatorname{tg}\alpha=\operatorname{tg}\beta$, т. е. $\varepsilon^{опт}=b_{1\,мин}$.

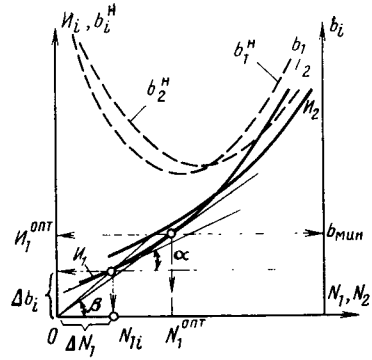


Рис. 2.9. Расходные характеристики энергоблоков $И_1=f(N_1)$ и $И_2=f(N_2)$.

Метод множителей Лагранжа. При наличии многих переменных нахождение экстремума функции цели существенно упрощается при использовании метода множителей Лагранжа. Непременным условием его применения служит наличие дополнительных связей между оптимизируемыми параметрами, заданных в виде уравнений типа (1.6), (2.42) и др.

Введем понятие функции Лагранжа

$$L(Y,\ \Lambda)=V+\sum_{j=1}^{m}\lambda_j G_j(Y), \tag{2.50}$$

где Λ — конечное множество множителей Лагранжа; $\lambda=\{\lambda_j\}\in\Lambda$, $j=\{j[1, 2, \ldots, m]\}$; Y — конечное множество переменных $y=\{y_i\}\in Y$, $i=\{i[1, 2, \ldots, n]\}(i\neq j)$.

Отличие метода множителей Лагранжа от прямого метода состоит в том, что вместо экстремума функции цели V от n переменных, связанных между собой m соотношениями (2.37), ищется экстремум функции Лагранжа (2.50). Для этого исходные уравнения (2.36) и (2.37) дополняются системой уравнений из частных производных функции Лагранжа по n переменным:

$$\left.\begin{aligned}
&\frac{\partial L}{\partial y_1}=\frac{\partial V}{\partial y_1}+\sum_{j=1}^{m}\lambda_j\frac{\partial G_j}{\partial y_1}=0;\\
&\frac{\partial L}{\partial y_2}=\frac{\partial V}{\partial y_2}+\sum_{j=1}^{m}\lambda_j\frac{\partial G_j}{\partial y_2}=0;\\
&\ldots\ldots\ldots\ldots\ldots
\end{aligned}\right\} \tag{2.51}$$

Из n уравнений (2.51) и m уравнений связи (2.37) составляют $n+m$ уравнений, что соответствует общему числу неизвестных, включая n искомых переменных и m множителей Лагранжа.

Из полученной на основе (2.37) и (2.51) системы уравнений определяют $\hat{y}_i$ и $\widehat{\lambda}_j$. Найденные значения $\hat{y}_i$ и $\widehat{\lambda}_j$ будут соответствовать экстремуму функции V.

Чтобы полученный экстремум был действительно минимумом функции цели V, необходимо проверить знак второй производной функции Лагранжа по y_i.

Если $\partial^2 L/\partial y^2_i \geqslant 0$, то найденный экстремум будет минимумом функции V, а $\hat{y}_i$ и $\widehat{\lambda}_j$ — решением задачи оптимизации.

Воспользуемся методом Лагранжа для решения задачи оптимального распределения активных нагрузок между параллельно работающими энергоблоками ТЭС при тех же условиях, что и ранее, т. е. заданы уравнения суммарных затрат и баланса активных мощностей (2.41) и (2.42).

Составим для них функцию Лагранжа:

$$L = И_{т\Sigma} + \lambda G_1. \tag{2.52}$$

Вычислим частные производные от L по N_i и составим условия экстремума для (2.52):

$$\frac{\partial L}{\partial N_i} = 0.$$

Для решения задачи составим систему уравнений из частных производных по переменным N_i от функции Лагранжа:

$$\frac{\partial И_{т\Sigma}}{\partial N_i} + \lambda \frac{\partial G_1}{\partial N_i} = 0, \tag{2.53}$$

где

$$\frac{\partial G_1}{\partial N_1} = 1; \quad \frac{\partial G_1}{\partial N_2} = 1 \ \ldots$$

Перепишем систему (2.53) в следующем виде:

$$\left.\begin{aligned} &\frac{\partial И_{т\Sigma}}{\partial N_1} + \lambda = 0; \\ &\frac{\partial И_{т\Sigma}}{\partial N_2} + \lambda = 0; \\ &\ldots\ldots\ldots \\ &\frac{\partial И_{т\Sigma}}{\partial N_n} + \lambda = 0, \end{aligned}\right\} \tag{2.54}$$

откуда

$$\frac{\partial И_{т\Sigma}}{\partial N_1} = \frac{\partial И_{т\Sigma}}{\partial N_2} = \ldots = \frac{\partial И_{т\Sigma}}{\partial N_n} = -\lambda. \tag{2.55}$$

Теперь, подставив в выражение (2.55) $И_{тi}$ вместо $И_{т\Sigma}$ (поскольку составляющие затрат $И_{тi}$ по отдельным энергоблокам не за-

висят от изменения мощности других блоков), получим:

$$-\lambda = \frac{\partial И_{т1}}{\partial N_1} = \frac{\partial И_{т2}}{\partial N_2} = \ldots = \frac{\partial И_{тn}}{\partial N_n}. \qquad (2.56)$$

Выражение (2.56), идентичное (2.48), является условием *экстремума* функции затрат в форме постоянного множителя Лагранжа.

Теперь убедимся, что условие (2.56) действительно обеспечивает минимум затрат. Для этого определим знак второго дифференциала функции Лагранжа:

$$d^2L = d^2И_{т\Sigma} + \lambda d^2G,$$

где

$$d^2И_{т\Sigma} = \frac{\partial^2 И_{т1}}{\partial N^2_1}(dN_1)^2 + \frac{\partial^2 И_{т2}}{\partial N^2_2}(dN_2)^2 + \ldots$$

$$\ldots + 2\frac{\partial^2 И_{т\Sigma}}{\partial N_1 \partial N_2}(dN_1 dN_2) + 2\frac{\partial^2 И_{т\Sigma}}{\partial N_1 \partial N_3}(dN_1 dN_3) + \ldots \qquad (2.57)$$

Вторые смешанные частные производные в (2.57) всегда равны нулю, так как относительный прирост мощности одного агрегата не зависит от мощности второго или любого другого. Следовательно,

$$d^2И_{т\Sigma} = \frac{\partial^2 И_{т1}}{\partial N^2_1}(dN_1)^2 + \frac{\partial^2 И_{т2}}{\partial N^2_2}(dN_2)^2 + \ldots \qquad (2.58)$$

Аналогично можно написать выражение для d^2G_1. Для этого продифференцируем уравнение баланса мощностей [уравнение связи (2.42)]:

$$d^2G_1 = \frac{\partial^2 G_1}{\partial N^2_1}(dN_1)^2 + \frac{\partial^2 G_1}{\partial N^2_2}(dN_2)^2 + \ldots$$

$$\ldots + 2\frac{\partial^2 G_1}{\partial N_1 \partial N_2}(dN_1 dN_2) + \ldots = 0. \qquad (2.59)$$

Так как $\partial G_1/\partial N_i = 1$, то $\partial^2 G_1/\partial N^2_i = 0$.

Вторые смешанные производные также будут равны нулю:

$$\frac{\partial^2 G_1}{\partial N_1 \partial N_2} = 0; \quad \frac{\partial^2 G_1}{\partial N_1 \partial N_3} = 0.$$

Следовательно, условие $d^2L \geqslant 0$ соблюдается, если

$$\frac{\partial^2 И_{т1}}{\partial N^2_1} \geqslant 0; \quad \frac{\partial^2 И_{т2}}{\partial N^2_2} \geqslant 0; \quad \frac{\partial^2 И_{тi}}{\partial N^2_i} \geqslant 0. \qquad (2.60)$$

Условие (2.60) всегда выполняется при выполнении условия (2.56).

На основании (2.56) и (2.60) уточним условия экономичного распределения активных нагрузок для энергоблоков ТЭС.

Если из неубывающих функций $dИ_{тi}/dN_i = \varepsilon_i$ хотя бы одна является возрастающей, минимум суммарных затрат обеспечивается при равенстве относительных приростов ε_i, при этом относительные приросты отдельных энергоблоков с увеличением суммарной актив-

ной мощности ТЭС возрастают по крайней мере у одного из энергоблоков.

Технико-экономическое значение принципа равенства относительных приростов ε_i как условия оптимального распределения активной мощности поясним на примере двух энергоблоков одинаковой мощности, имеющих различные характеристики относительных приростов $\varepsilon_1 = f(\lambda_{ЭБ1})$ и $\varepsilon = f(\lambda_{ЭБ2})$, приведенных на рис. 2.10.

Предположим, что в соответствии с задачей статической оптимизации требуется найти экономичное распределение нагрузки λ_1 и λ_2 между двумя произвольно нагруженными энергоблоками без изменения суммарной нагрузки $\lambda_{ТЭС}$.

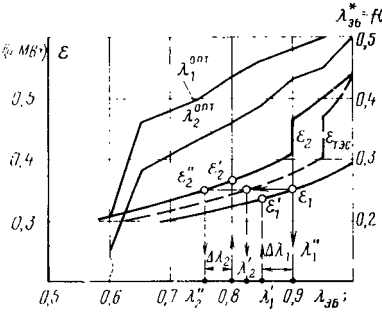


Рис. 2.10. Характеристики относительных приростов и распределения нагрузок для двух энергоблоков.

$\lambda = \frac{N_{ЭБ}}{N^{макс}_{ЭБ}}$ — относительные мощности энергоблока и ТЭС; $\lambda^* = \frac{N_{ЭБi}}{N^{макс}_{ТЭС}}$ — относительная мощность энергоблока, приведенная к суммарной максимальной мощности ТЭС.

Если $\varepsilon'_1 < \varepsilon'_2$, то выгоднее увеличивать активную мощность первого агрегата с меньшим ε'_1 (с λ'_1 до λ''_1) и снижать у второго с большим значением ε'_2 (с λ'_2 до λ''_2). При этом изменяются затраты: для первого блока увеличиваются на $\Delta И_1 = \varepsilon''_1 \Delta\lambda_1$, для второго — уменьшаются на $\Delta И_2 = \varepsilon'_2 \Delta\lambda_2$. Суммарный прирост затрат по двум блокам составит:

$$\Delta И_1 - \Delta И_2 = \Delta\lambda(\varepsilon'_1 - \varepsilon'_2) < 0.$$

Следовательно, произойдет снижение общих затрат и появится экономия топлива. Перераспределение мощности экономически выгодно продолжать до тех пор, пока относительные приросты ε_i не сравняются. При этом λ_1 увеличится на $\Delta\lambda_1$, а λ_2 уменьшится на $\Delta\lambda_2$. Режим равенства $\varepsilon''_1 = \varepsilon''_2$ будет оптимальным и в случае любого числа агрегатов [см. (2.48)].

Реальные расходные характеристики энергоблоков и ТЭС представляют собой сложные функции $И_i = f(\lambda_i)$, иногда с изломами. В последнем случае $\varepsilon_i = f(\lambda_i)$ будут иметь скачки, которые обычно соответствуют открытию дополнительных регулирующих клапанов турбины. В точке разрыва функции $\varepsilon_i = f(\lambda_i)$ относительный прирост ε_i имеет два значения: бо́льший соответствует росту нагрузки, меньший — снижению.

Принцип равенства относительных приростов сохраняется и для агрегатов с характеристиками $\varepsilon = f(\lambda_i)$, имеющими скачки.

По характеристикам относительных приростов энергоблоков можно построить характеристику относительного прироста ТЭС и зависимости относительных нагрузок каждого блока, приведенных к суммарной максимальной мощности ТЭС (λ^*_1, λ^*_2) от распре-

деляемой между ними суммарной относительной нагрузки $\lambda_{\text{ТЭС}}$. Эти графики для ТЭС, состоящей из двух блоков одинаковой мощности, также приведены на рис. 2.10.

$$\lambda_{\text{ТЭС}} = \frac{1}{2}(\lambda_{\text{ЭБ1}} + \lambda_{\text{ЭБ2}}) = \lambda^*_{\text{ЭБ1}} + \lambda^*_{\text{ЭБ2}}.$$

Зависимости $\varepsilon_{\text{ЭБ}\,i} = f(\lambda_i)$ и $\varepsilon_{\text{ТЭС}} = f(\lambda)$ используются в качестве исходных данных в задачах оптимизации режимов энергоблоков, ТЭС и энергосистем.

Один из практических способов нахождения экономичного распределения активных нагрузок требует представления графиков $\varepsilon = f(N)$ в виде таблиц, содержащих координаты точек $\varepsilon_{\text{ЭБ}}$ или $\varepsilon_{\text{ТЭС}}$ (табл. 2.2), изменяющиеся в направлении роста нагрузок. Такие таблицы составляются для каждой энергосистемы или ТЭС и находятся в распоряжении дежурного оператора (диспетчера). Значения ε обычно изменяются в пределах 0,25—0,3; $N_i = 0{,}3N_i^{\text{ном}} \div N_i^{\text{ном}}$.

Каждая горизонтальная строка табл. 2.2 показывает, как должна быть распределена задаваемая суточным графиком суммарная нагрузка ЭС или ТЭС между отдельными ТЭС или энергоблоками. В тех случаях, когда значение распределяемой нагрузки $N_{\text{н}i}$ лежит между двумя строками, отвечающими смежным числам ε_{i-1}, ε_i или ε_i, ε_{i+1}, наивыгоднейшим будет распределение, при котором нагрузки отдельных установок не выходят за пределы по указанным смежным строкам и в сумме дают заданное значение суммарной нагрузки $N_{\text{н}i}$. Последнее, в свою очередь, должно удовлетворять условию энергетического баланса генерируемых и потребляемых мощностей в системе (ТЭС) без учета потерь:

$$\Delta N = \sum_{i=1}^{n} N_i - N_{\text{н}i}. \qquad (2.61)$$

Таблица 2.2

Распределение нагрузок по относительным приростам

ε	Нагрузки ТЭС (энергоблоков), МВт						Нагрузка энергосистемы (ТЭС) $N_{\text{н}}$
	1	2		i		n	
ε_1	N_{11}	N_{21}		N_{i1}		N_{n1}	$N_{\text{н}1}$
ε_2	N_{12}	N_{22}		N_{i2}		N_{n2}	$N_{\text{н}2}$
. . .	. . .	. . .	. . .	. . .	. . .	. . .	. . .
ε_i	N_{1i}	N_{2i}		N_{ii}		N_{ni}	$N_{\text{н}i}$
. . .	. . .	. . .	. . .	. . .	. . .	. . .	. . .
ε_n	N_{1n}	N_{2n}		N_{in}		N_{nn}	$N_{\text{н}n}$

При расчетах экономичного распределения активных нагрузок по табл. 2.2 можно использовать ЭВМ. Для этого координаты точек графика $\varepsilon_i=f(\lambda_i)$, взятые из таблиц, заводят в машину и обрабатывают по соответствующей программе [9] в следующем порядке:

1) записывают k-й номер ТЭС (энергоблока), для которой необходимо вычислить N_k;

2) вводят в рабочие ячейки ЭВМ значения N_k в зависимости от ε;

3) определяют значение N_k по заданному ε_k;

4) прибавляют найденное значение N_k к сумме мощностей установок $\sum_{i=1}^{i=k-1} N_i$ (для $k=1$—прибавляют к нулю);

5) сравнивают номер установки k с числом n, при этом могут быть два случая:

а) $k-n<0$; тогда к значению k надо прибавить 1 и возобновить счет с п. 2 программы; при этом находится мощность $k+1$ установки, которая записывается в предназначенную для нее ячейку промежуточных результатов и прибавляется к сумме $\sum_{i=1}^{k} N_i$; счет продолжают до тех пор, пока не будут вычислены N_i для всех установок;

б) $k-n=0$; это означает, что счет закончен, т. е. вычисление N_i окончено для всех устаиовок при заданном ε и вычислены $\sum_{i=1}^{n} N_i$;

6) вычисляют ошибку определения суммарной мощиости по формуле баланса мощностей (2.61).

Если ошибка ΔN превысит допустимое для данной ЭС или ТЭС значение, то процедуру расчета повторяют снова.

Описанный выше порядок вычислений (алгоритм расчета) изображен в виде блок-схемы на рис. 2.11.

Следует заметить, что фактические нагрузки эиергоблоков ТЭС, устанавливаемые по принципу равенства относительных приростов ε_i, будут соответствовать своим оптимальным значениям лишь при условии совпадения расчетных (аппроксимированных) и реальных расходных характеристик $B_{Ti}=f(N_i)$. Для соблюдения этого условия необходимо периодически осуществлять опытную проверку $B_{Ti}=f(N_i)$ и $\varepsilon_i=f(N_i)$ с целью коррекции их математических моделей и своевременного внесения поправок в расчеты по оптимальному распределению нагрузок между энергоблоками.

Иногда в задачах оптимизации распределения активных нагрузок решающую роль играют не относительные приросты, а другие факторы. Например, при ограниченных запасах топлива на ТЭС может быть задано его количество, которое должно быть израсходовано в строго установленный промежуток времени на данной ТЭС. Наоборот, на других ТЭС может возникнуть необходимость большего расхода топлива, чем это требуется по условиям экономичного распределения, исходя из принципа равенства относительиых приростов.

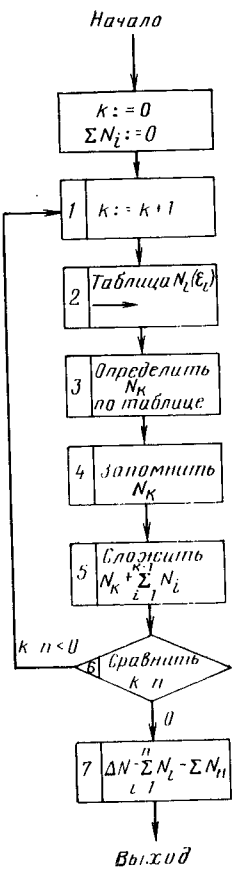


Рис. 2.11. Алгоритм расчета экономичного распределения нагрузок между параллельно работающими энергоблоками (ТЭС).

В таких случаях следует использовать графики и таблицы относительных приростов, скорректированные с помощью множителя K.

При $K>1$ выработка электроэнергии и расход условного топлива на ТЭС с ограниченными топливными ресурсами уменьшаются, а при $K<1$ — увеличиваются. Обычно значения K устанавливают для каждой ТЭС или ЭС в зависимости от конкретных условий топливоснабжения и распределения выработанной электроэнергии.

Прямой метод решения задачи статической оптимизации и метод множителей Лагранжа основаны на определении частных производных минимизируемой функции и приравнивании их к нулю. Они достаточно сложны, но позволяют, пользуясь отработанной методикой, решать задачу статической оптимизации на основе исходного уравнения функции цели и ограничений, заданных в виде равенств.

Однако оба метода дают возможность определить экстремум функции цели V, если он лежит внутри области допустимых значений переменных y_i, но не на ее границе. Между тем многие переменные параметры энергоблоков и ТЭС имеют свои оптимальные значения вблизи границ допустимых изменений, что затрудняет составление системы уравнений в частных производных. Это относится к таким переменным параметрам, как активная мощность, температура пара по тракту котла. Кроме того, аргументы y_i в системе уравнений (2.40)—(2.59) считаются независимыми, в то время как они чаще всего взаимосвязаны. Поэтому для решения задач оптимизации приходится применять приближенные методы, лишенные отмеченных недостатков.

Метод слепого поиска. Метод состоит в просмотре (переборе) значений переменных параметров y_i в зоне

допустимых, чаще всего эксплуатационных, изменений с целью сопоставления фактических значений функции цели между собой и выявления ее экстремума. При этом процесс определения экстремума V практически не сопровождается последовательным улучшением промежуточных результатов управления.

К поиску экстремума этим методом также может быть привлечена ЭВМ. Для этого зоны поиска упорядочиваются по критерию эффективности методом «пространственной сетки», в котором предусматривается разделение зоны эксплуатационных изменений y_i на равные отрезки (дискретизация по уровню) по каждому из параметров. Значения функции цели на каждом из отрезков $\Delta\bar{y}_i$ образуют ее новую дискретную область — пространственную сетку, чем существенно сжимается объем информации об объекте. В процессе последовательного расчета и запоминания $\bar{v}_i$ ее новые численные значения сравниваются с минимальными из ранее рассмотренных. При этом длина отрезков дискретизации $\Delta\bar{y}_i$ уменьшается по мере приближения к зоне оптимума, в результате чего выбирается зона дискретных значений $\bar{y}_i$, находящихся вблизи экстремума функции цели $\hat{v}$. Варианты сочетаний y_i, не удовлетворяющие тем или иным ограничениям, принятым в процессе эксплуатации, из сопоставления исключаются.

Преимущество слепого поиска состоит в его простоте, что особенно удобно при установившемся режиме работы оборудования и при сравнительно небольшом количестве варьируемых параметров y_i. Однако у этого метода есть недостаток, который заключается в том, что приходится рассчитывать все (иногда непомерно многие) варианты сочетаний y_i, влияющих на v_i. При этом сам процесс поиска оптимума может затянуться во времени и потерять смысл, в особенности при изменении режима работы оборудования по нагрузке [18].

Методы направленного поиска. В отличие от слепого метод направленного поиска предусматривает использование в вычислительном процессе результатов текущего или предыдущего шага (этапа) для определения направления и значения последующего изменения y_i. При этом численное значение оптимизируемой функции v_i с каждым шагом уменьшается в случае поиска ее минимума. Тем самым при направленном поиске вместо перебора большого количества вариантов расчета v_i делается рас-

чет и сопоставление сравнительно малого их числа, что существенно уменьшает время счета.

Градиентный метод. Процесс оптимизации методом градиента состоит в определении направления (роста или уменьшения) изменяемых параметров, которое ведет к скорейшему изменению функции цели. Поскольку градиент — вектор, который всегда направлен в сторону роста v_i, поиск минимума осуществляется в направлении антиградиента v_i. На рис. 2.12 показана графическая интерпретация процесса градиентного поиска для случая двух переменных y_1, y_2.

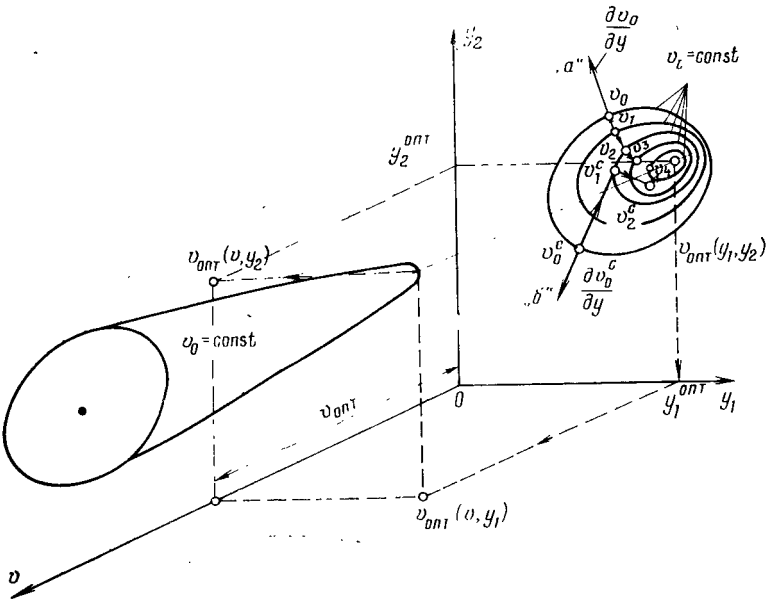


Рис. 2.12. Статическая оптимизация.
а — градиентный метод; *б* — метод наискорейшего спуска.

В трехмерном пространстве функция цели $v=y_1, y_2$, v_i представляет собой поверхность. Сечения этой поверхности v_i=const проектируются на плоскость y_1, y_2 в виде замкнутых концентрических кривых, в центре которых расположен абсолютный минимум v.

Оптимизацию проводят следующим образом. В исходной точке v_0 определяют вектор, перпендикулярный касательной в этой точке к кривой v_i=const. Дви-

жение в направлении минимума v производится по антиградиенту.

Значение первого шага определяется по формуле

$$dy' = y^0 - \lambda \frac{\partial v_0}{\partial y^0}. \qquad (2.62)$$

Далее определяют градиент в точке v_1, вновь принимаемой за исходную, и вновь совершают шаг вдоль антиградиента

$$dy'' = y' - \lambda \frac{\partial v_1}{\partial y'}. \qquad (2.63)$$

Движение продолжают в направлении от v_1 к v_2, от v_2 к v_3 и т. д. до тех пор, пока модуль градиента

$$\left|\frac{\partial v_i}{\partial Y^i}\right| = \sqrt{\left(\frac{\partial v_i}{\partial y^i_1}\right)^2 + \left(\frac{\partial v_i}{\partial y^i_2}\right)^2} \qquad (2.64)$$

не будет меньше наперед заданного малого числа δ.

Функция цели v достигнет своего минимума при $\delta \to 0$.

Для решения задачи оптимизации системы с многими переменными, когда исходные данные определены уравнениями (2.36) и (2.37), реализацию градиентного метода поиска проводят в следующем порядке.

1. При заданных произвольных значениях $n-m$ независимых переменных с помощью системы уравнений (2.37) находят значения остальных зависимых переменных.

2. Определяют частные производные $\partial v/\partial y_i$ в соответствии с (2.39), где $i=\{i \mid m+1, m+2, \ldots, n\}$.

3. Дают приращения независимым переменным Δy_i в направлении уменьшения v, т. е. антиградиента $\partial v/\partial y_i$.

4. Устанавливают некоторое исходное значение шага для поисковой системы

$$h = \sqrt{(\Delta y_{m+1})^2 + (\Delta y_{m+2})^2 + \ldots + (\Delta y_n)^2}. \qquad (2.65)$$

5. На основе (2.65) составляют дополнительное уравнение ограничения

$$G_2 = h^2 - (\Delta y_{m+1})^2 - (\Delta y_{m+2})^2 - (\Delta y_n)^2. \qquad (2.66)$$

6. Составляют функцию Лагранжа

$$L(Y, \Lambda) = \Delta v + \lambda G_2, \qquad (2.67)$$

где Δv соответствует изменению v от h и при достаточно малых Δy_i

$$\Delta v = \frac{\partial v}{\partial y_{m+1}} \Delta y_{m+1} + \frac{\partial v}{\partial y_{m+2}} \Delta y_{m+2} + \ldots + \frac{\partial v}{\partial y_n} \Delta y_n. \quad (2.68)$$

7. Составляют условия минимума для функции Лагранжа

$$\left.\begin{aligned} \frac{\partial v}{\partial \Delta y_{m+1}} &= \frac{\partial \Delta v}{\partial \Delta y_{m+1}} - 2\lambda \Delta y_{m+1} = 0; \\ \frac{\partial v}{\partial \Delta y_{m+2}} &= \frac{\partial \Delta v}{\partial \Delta y_{m+2}} - 2\lambda \Delta y_{m+2} = 0, \\ &\ldots\ldots\ldots\ldots\ldots\ldots \end{aligned}\right\} \quad (2.69)$$

откуда

$$-2\lambda = -\frac{\partial v/\partial y_{m+1}}{\Delta y_{m+1}} = -\frac{\partial v/\partial y_{m+2}}{\Delta y_{m+2}} = \ldots \quad (2.70)$$

Из совместного решения (2.66) и (2.70) находим:

$$h^2 = \frac{(\partial v/\partial y_{m+1})^2 + (\partial v/\partial y_{m+2})^2 + \ldots}{4\lambda^2}. \quad (2.71)$$

8. Определяем λ из (2.71)

$$\lambda = \frac{\sqrt{(\partial v/\partial y_{m+1})^2 + (\partial v/\partial y_{m+2})^2 + \ldots}}{2h}. \quad (2.72)$$

Преобразуем (2.70) с учетом (2.72)

$$\frac{\sqrt{(\partial v/\partial y_{m+1})^2 + (\partial v/\partial y_{m+2})^2 + \ldots}}{h} = -\frac{\partial v/\partial y_{m+1}}{\Delta y_{m+1}} = -\frac{\partial v/\partial y_{m+2}}{\Delta y_{m+2}} = \ldots \quad (2.73)$$

9. Определяем из (2.73) выражения для шагов

$$\left.\begin{aligned} \Delta y_{m+1} &= -\frac{h\,\partial v/\partial y_{m+1}}{\sqrt{(\partial v/\partial y_{m+1})^2 + (\partial v/\partial y_{m+2})^2 + \ldots}}; \\ \Delta y_{m+2} &= -\frac{h\,\partial v/\partial y_{m+2}}{\sqrt{(\partial v/\partial y_{m+1})^2 + (\partial v/\partial y_{m+2})^2 + \ldots}} \\ &\ldots\ldots\ldots\ldots\ldots\ldots \end{aligned}\right\} \quad (2.74а)$$

10. По заданным h и вычисленным из (2.39) значениям частных производных от v по y_i определяем из (2.74) численные изменения (шаги) всех независимых переменных:

$$\Delta y_{m+1}, \Delta y_{m+2}, \ldots, \Delta y_n.$$

11. При новых значениях независимых переменных определяем из (2.37) новые значения зависимых переменных

$$y_1, y_2, \ldots, y_m.$$

Затем цикл изменения переменных в процессе минимизации v повторяется до тех пор, пока эти изменения не станут меньше заданного малого числа δ.

Для нахождения оптимального распределения активных нагрузок между параллельно работающими энергоблоками подставим в (2.74) вместо $\partial v/\partial y_i$ их значения из (2.46) и с учетом (2.48) получим:

$$\Delta y_i = -\frac{h\left(\frac{\partial И_{\tau i}}{\partial N_i} - \frac{\partial И_{\tau n}}{\partial N_n}\right)}{\sqrt{\sum_{i=m+1}^{n}\left(\frac{\partial И_{\tau i}}{\partial N_i} - \frac{\partial И_{\tau n}}{\partial N_n}\right)^2}}, \qquad (2.74б)$$

где $\partial И_{\tau i}/\partial N_i$, $\partial И_{\tau n}/\partial N_n$ — соответственно относительные приросты i-го блока и блока, работающего в базовом режиме.

При $\Delta y_i \to 0$ условие экстремума $И_{\tau\Sigma}$ также сведется к равенству $\frac{\partial И_{\tau i}}{\partial N_i} = \frac{\partial И_{\tau n}}{\partial N_n}$ и, следовательно, к равенствам (2.48) и (2.56), т. е.

$$\varepsilon_1 = \varepsilon_2 = \ldots = \varepsilon_n.$$

Метод наискорейшего спуска. Этот метод есть разновидность градиентного метода, рассмотренного выше. Его отличие состоит в том, что после определения градиента функции цели $v_0 = g(y_i)$ движение в направлении антиградиента производится до первой точки нового спуска $v^{c}{}_1$, в которой достигается частный минимум на данном направлении. В этой точке вновь определяется градиент $\partial v^{c}{}_1/\partial y$ и движение идет в направлении нового антиградиента до следующего частного минимума $v^{c}{}_2$ и т. д. В приведенном примере главный минимум достигается за три перемены направления спуска. При каждой перемене определяются две величины: частная производная функции цели и численное значение очередного шага. Частные производные определяются аналитически или геометрическим дифференцированием $g(y_i)$.

Значение шага определяют с помощью интерполяционного полинома по выражению

$$dy = \frac{r}{2}\,\frac{3v_0 - 4v^r + v^{2r}}{v_0 - 2v^r + v^{2r}}, \qquad (2.75)$$

где v_0, v^r, v^{2r} — значения оптимизируемой функции, соответствующие исходной точке v_0 и точкам, отстоящим от нее на расстояние r и $2r$ в направлении антиградиента.

Преимущество рассмотренного метода состоит в «ускоренном» спуске вдоль антиградиента, а недостаток — в зависимости сходимости вычислительного процесса от выбранного направления шагов и сложности определения численных значений самих шагов.

Метод покоординатного спуска (Гаусса—Зейделя). Этот метод предусматривает минимизацию многопараметрической функции:

$$v=g(y^0_1, y^0_2, \ldots, y^0_n), \qquad (2.76)$$

где $y^0_1, y^0_2, \ldots, y^0_n$ — переменные параметры функции цели в исходной точке спуска v_0.

Геометрическое представление процедуры спуска для двух переменных приведено на рис. 2.13. Поиск осуществляется поочередным изменением переменных $y_1, y_2, y_3, \ldots, y_n$. На первом этапе оптимизации фиксируются все параметры, кроме одного — первого и определяется оптимальное значение этого параметра $\hat{y}_1$. Следовательно, отыскивается минимум функции по $y_1 g(\hat{y}_1, y^0_2, \ldots, y^0_n)$.

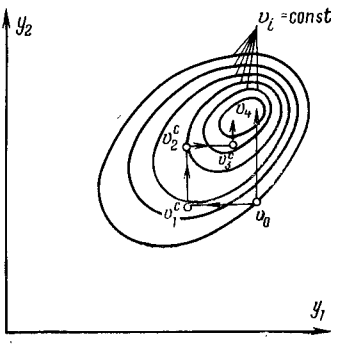


Рис. 2.13. Метод покоординатного спуска.

Далее изменяется только второй параметр y_2 до его значения $\hat{y}_2$. При этом первый параметр y_1 фиксируется при найденном ранее значении $\hat{y}_1$. Таким образом, определяется минимум функции $g(\hat{y}_1, \hat{y}_2, \ldots, y_n)$, после нахождения которого цикл оптимизации заканчивается. Однако одного цикла поиска оптимума, как правило, не хватает. Поэтому необходимо повторение указанного цикла из другой исходной точки или по другому направлению спуска. Так, например, если вместо y_1 изменять параметр y_2 (см. рис. 2.13), то поиск закончится за один неполный цикл $v_0 \rightarrow v_4$. Если же вначале будет изменяться параметр y_1, то для достижения минимума потребует-

ся два цикла (линии $v_0 \to v^c_1 \to v^c_2$ и $v^c_2 \to v^c_3 \to v_4$ на рис. 2.13).

Способы определения значения шага при координатном спуске те же, что при градиентном. Последовательность спуска по отдельным координатам может быть произвольной, но удобнее всего начинать поиск минимума v с изменения параметра, к которому система оказывается наиболее чувствительной. Однако для этого следует определить изменчивость функции цели под влиянием различных параметров, что усложняет процесс поиска в целом [9, 11, 18].

Модифицированный метод покоординатного спуска применяется при большом числе переменных. Он состоит в том, что все переменные разбиваются на группы. Вначале поиск осуществляется только в пределах одной группы параметров при фиксированных значениях переменных всех остальных групп.

Грубый поиск минимума функции цели служит следующей модификацией метода покоординатного спуска. Он состоит в том, что вначале производится изменение всех параметров поочередно. В результате определяются координаты, по которым изменение функции цели по направлению к оптимуму происходит наиболее интенсивно. Последующий поиск осуществляется путем изменения параметров, соответствующих только этим координатам, в то время как остальные не изменяются. Это позволяет уменьшить объем поисковых вычислений $v_i = g_i(y_i)$ и сократить время счета на ЭВМ.

Метод случайного поиска. Преимущества методов направленного поиска экстремума $v_{гл}$ при решении многофакторных задач статической оптимизации по сравнению с методом слепого поиска очевидны. Тем не менее все они обладают одним существенным недостатком — возможностью определения только одного частного ми-

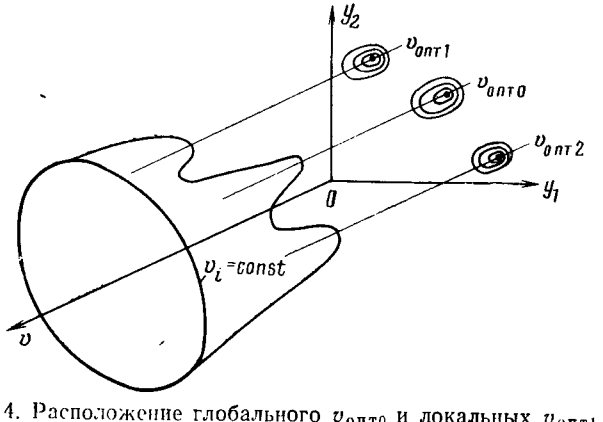


Рис. 2.14. Расположение глобального $v_{опт0}$ и локальных $v_{опт1}$, $v_{опт2}$ экстремумов функции цели.

нимума или особой точки типа седла. Между тем $v_{гл}$ может иметь несколько седловых точек, как, например, показано на рис. 2.14.

Метод случайного поиска состоит в реализации *пробных* шагов в окрестностях $v_i=g_i(u_i, y_i)$ и вычислении нескольких значений функций цели $v_{i\text{пр}}$. При этом направления пробных шагов равновероятны, а численные значения случайны.

Затем на основании сравнения полученных значений $v_{i\text{пр}}$ делают рабочий шаг, но всегда в сторону наименьшего значения $v_i=g_i(u_i, y_i)$. По мере приближения к оптимуму следует переходить к направленному поиску в целях экономии времени и сокращения объема расчетов, т. е. использовать детерминированный рабочий шаг, как, например, при градиентном способе. При достижении точки экстремума пробные шаги не прекращаются с целью проверки гипотезы о наличии главного экстремума.

Методом случайного поиска, как показывает опыт расчетов, следует пользоваться только при значительном удалении от экстремума. Но тем не менее случайный поиск позволяет определить область абсолютного минимума при наличии нескольких частных экстремумов [11, 18].

Методы поиска экстремума с учетом ограничений. Выше решалась задача оптимизации при наличии ограничений на изменение переменных лишь в виде равенств типа уравнений баланса мощностей (2.42). Однако в условиях эксплуатации часто встречаются ограничения на область изменения тех или иных переменных. Например, при формировании сигнала задания по активной мощности энергоблоков с учетом работы первичных источников энергии котлов возникают ограничения снизу (неустойчивое горение топлива в топке) и сверху (чрезмерное шлакование топочных экранов). В таких случаях задаются ограничения на область изменения переменных в виде неравенства

$$y^*_i \leqslant y_i \leqslant y^{**}_i. \qquad (2.77)$$

Графическая интерпретация неравенства (2.77) для случая двух переменных (активной мощности двух параллельно работающих энергоблоков) дана на рис. 2.15.

Решение задачи оптимизации в таких случаях осуществляется в два этапа. На первом — поиск оптимума осу-

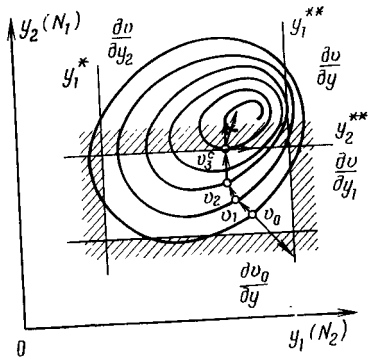


Рис. 2.15. Статическая оптимизация при ограничениях переменных.

ществляется одним из вышеописанных способов, например градиентным. Для этого в исходной точке системы v_0 определяют градиент функции цели dv_0/dy.

Движение в направлении минимума $v=g(y_i)$ до следующих частных минимумов производят по антиградиенту с учетом лишь одного ограничения, заданного в виде равенства (уравнения баланса мощностей). Спуск по расчетной траектории осуществляют до точки минимума $v^c{}_3$, расположенной на линии ограничения, например $y^{**}{}_2$. Одна из составляющих антиградиента в этой точке dv/dy_2 направлена в недопустимую по условиям ограничений область $y_2 > y_2^{**}$. Тогда значение переменной y_2 в точке $v^c{}_3$ фиксируется как предельное. На втором этапе движение в направлении экстремума функции цели должно осуществляться вдоль нелинейной границы и одновременно в направлении убывания v, вплоть до ее минимума, находящегося в области допустимых изменений y_i. В рассматриваемом случае дальнейшее движение в сторону минимума функции v должно происходить вдоль второй составляющей антиградиента dv/dy_1, т. е. только вдоль допустимой границы изменения y_2^{**} [18].

Ограничения, рассмотренные выше, относятся к наиболее часто встречающимся в практике решения задач статической оптимизации. К специфическим видам ограничений, которые следует учитывать в решении задач оптимизации режимов работы оборудования ТЭС, относятся ограничения по механической и термической прочности металла энергооборудования, а также ограничения по концентрации вредных выбросов ТЭС в окружающую среду. Однако большинство из них может быть сведено к ограничениям области изменения соответствующих косвенных показателей, доступных непосредственному измерению с помощью средств непрерывного или периодического контроля.

Так, например, обстоит дело с ограничениями по термической прочности энергетических металлов, которые учитываются путем наложения ограничений «сверху» на параметры перегретого пара и на температуры стенок поверхностей нагрева и греющих газов по тракту котла, непрерывно или периодически контролируемых с помощью показывающих или регистрирующих приборов.

В заключение следует отметить, что в практике эксплуатации ТЭС не существует задач по оптимизации без ограничений. Поэтому учет и количественная оценка наиболее важных из них являются непременным условием при составлении исходных данных к решаемым задачам оптимизации.

Статическая оптимизация в условиях неполной информации. Главным отличием нахождения экстремума функции цели в условиях неполной информации об объекте управления от детерминированных расчетов по определению $\hat{v}_{\text{гл}}$ состоит в том, что решение этой задачи может быть неоднозначным.

В таких случаях определяется не одно, а некоторая зона (коридор) оптимальных (равноэкономных) значений функций цели в зависимости от основного аргумента, например определение электрической мощности i-й ТЭС по табл. 2.2, если заданное значение ее суммарной нагрузки по условиям работы в ЭС находится внутри интервала табличных значений относительных приростов $\varepsilon_{i\,\text{ТЭС}}$.

Решение задачи оптимизации в неоднозначном виде применительно к объектам ТЭС возможно вследствие пологости глобальной функции цели в области экстремума. Это ведет к так называемой *экономической устойчивости* ТЭС и ее элементов. Все технические системы, обладающие этим свойством, позволяют, во-первых, определить не одно, а несколько (совокупность) оптимальных решений, а во-вторых, упростить решение без риска «потерять» действительно экономичный вариант. В то же время неполная информация об объекте требует последовательного иерархического подхода к нахождению его глобального оптимума. При таком подходе на верхнем уровне организационной иерархии, располагающем наименьшей информацией, производится предварительное вычисление оптимума для j-й подсистемы с определенным допуском отклонений в ту или иную сторону. Затем на нижестоящем уровне производится уточнение

этого решения с учетом конкретных условий и ограничений.

В реальных системах строгий оптимум глобальной функции цели часто недостижим вследствие ряда причин. Основные из них, кроме неполной информации об объекте, — медленное протекание тепловых процессов нижнего уровня, ограничения, накладываемые на значения управляющих и выходных воздействий, и др.

В таких случаях критерием управления служат не экстремальные, а плановые показатели $v^{\text{п}}_i$, несколько отличающиеся для отдельных объектов в связи со специфическими особенностями ТЭС или энергетической системы в целом. Достижение и превышение плановых показателей на производстве обычно стимулируется экономическими факторами.

В связи с этим задача статической оптимизации промышленных систем в условиях неполной информации об объекте сводится к уменьшению разницы между заданным (плановым или нормативным) $v^{\text{п}}_i$ и фактическим значением функции цели v^{Φ}_i.

Практически всегда имеет место неравенство

$$|v^{\text{п}}_i - v^{\Phi}_i| \geqslant 0. \tag{2.78}$$

Поэтому действия оператора или заменяющего его автоматического устройства чаще всего направлены на то, чтобы найти такие значения управляющих воздействий $\hat{u}_i$, которые обеспечили бы улучшение процесса по сравнению с фактическими значениями целевой функции, вычисленными по ходу технологического процесса. Тогда, если экстремум функции цели равен минимуму, то

$$g_i(\hat{u}_i, y_i) < g^{\Phi}{}_i(u^{\Phi}{}_i, y^{\Phi}{}_i); \tag{2.79}$$

если максимуму, то

$$g_i(\hat{u}_i, y_i) > g^{\Phi}{}_i(u^{\Phi}{}_i, y^{\Phi}{}_i). \tag{2.80}$$

Неравенства (2.79) и (2.80) называют критериями удовлетворительности управления.

Отсутствие единственного формализованного решения глобальной задачи оптимизации предопределяет эвристичность вычислительных процедур и в связи с этим активное участие человека-оператора в формировании функции цели и принятии окончательного решения. В то же время решение задачи оптимизации в усло-

виях неполной информации об объекте требует резкого увеличения объема вычислительных операций из-за необходимости определения не одного, а совокупности оптимальных решений. Это вызывает необходимость широкого использования математических методов и ЭВМ для решения глобальных задач оптимизации в больших системах.

Более детальное изложение проблем и методов формализации критериев управления в задачах с многими целевыми функциями в условиях неполной информации об объекте приводится в [18].

2.5. Динамическая оптимизация технологических процессов

Динамическая оптимизация одномерных процессов. Обычно цель управления на нижнем уровне задается двумя критериями:

1) желаемой переходной функцией на выходе объекта при наиболее «тяжелом» входном воздействии с точки зрения появления опасности отклонения значений регулируемой величины от допустимых пределов

$$y_i(t) \to \hat{y}_i(t), \tag{2.81}$$

где $\hat{y}_i(t)$ — желаемая переходная функция, оцениваемая по ψ, $y_{i\text{макс}}$ и др.;

2) дополнительным технико-экономическим показателем качества регулирования, связанным с управлением по данному каналу и отклонением значений регулируемой величины,

$$v_i = g_i(u_i, y_i) \to v_{i\text{экстр}}, \tag{2.82}$$

где $v_{i\text{экстр}}$ — численное значение минимума линейного интеграла или квадратичной интегральной зависимости, дисперсии и др.

Критерий (2.82) часто задается в форме определенного интеграла

$$v_i = \int_0^T g_i[\hat{u}_i(t), \hat{y}_i(t)]\, dt \to v_{i\text{мин}}. \tag{2.83}$$

Например, в системе управления энергоблоком, оптимальной по быстродействию, предъявляются требования

наибыстрейшего перехода от одного уровня электрической нагрузки к другому. График переходного процесса для энергоблока $N=800$ МВт по электрической мощности N_Φ и топливу $B_т$ при возмущении заданием по нагрузке $N_З$ регулятору мощности приведен на рис. 2.16. В качестве критерия управления берется время переходного процесса (время регулирования $T_р$) по фактической нагрузке N_Φ, которая в конце процесса достигает установившегося значения $N_\Phi^{уст}=N_З$.

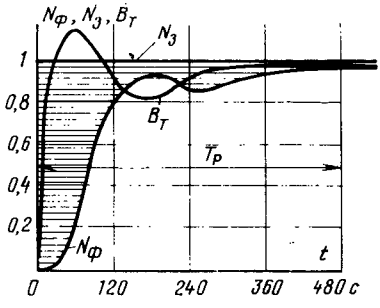


Рис. 2.16. Переходный процесс для энергоблока 800 МВт.

В частности, при $\hat{u}(t)=N_З/N_З=1$ и $\hat{y}(t)=N_\Phi/N_З=1$ интеграл (2.83) представляет собой заштрихованную на рис. 2.16 площадь, минимум которой достигается при $T_р=T_{р.мин}$.

Когда главной задачей регулирования является достижение экономии текущих затрат на выработку конечной продукции за счет уменьшения отклонений регулируемой величины от заданного значения, главным критерием управления становится минимум (максимум) технико-экономического показателя работы оборудования (2.82).

В качестве примера рассмотрим довольно распространенную задачу управления, когда ТОУ подвержен случайным возмущающим воздействиям, а среднее значение минимума (максимума) ТЭП следует поддерживать постоянным (например, сумму тепловых потерь котла или его КПД).

Разложим $\Delta v_{сpi}=g_i[Y^*(t)]$ по степеням $Y^*=Y_i-u_{0i}$ за время эксплуатации T:

$$\Delta v_{сpi}=\frac{1}{T}\int_0^T [Y(t)-u_0(t)]\,dt=\frac{f'(0)}{T}\int_0^T Y^*(t)\,dt+$$

$$+\frac{f''(0)}{2T}\int_0^T [Y^*(t)]^2\,dt+\ldots \qquad (2.84)$$

В (2.84) $f'(0)=0$ вследствие экстремальности v_i; нечетные степени $Y^*(t)$ практически равны нулю из-за равновероятности откло-

нений $\dot{Y}(t)$ в ту или иную сторону от среднего значения, а $[Y(t)]^n \to 0$ вследствие малых значений отклонений.

Далее, переходя к пределу в (2.84), получим:

$$\Delta v_{\text{ср}i} = \lim_{T\to\infty} \Delta v_{\text{ср}i} = k \lim_{T\to\infty} \frac{1}{T} \int_0^T [Y^*(t)]^2 dt. \qquad (2.85)$$

Для большинства объектов ТЭС немаловажной задачей является повышение надежности работы оборудования, определяемой долговечностью (сроком службы) энергетических металлов.

Колебания значений регулируемой величины в допустимых пределах, например температуры перегрева пара, в этом случае не влияют на экономичность работы энергооборудования, но связаны с показателем надежности следующим соотношением:

$$\frac{\tau_0}{\tau} = 10^{(20+\lg \tau_0)\left(1-\frac{\theta}{\theta_0}\right)}, \qquad (2.86а)$$

где τ_0 — число часов работы металла до разрушения при температуре θ_0; τ — то же при температуре $\theta = \theta_0 + \Delta\theta$.

Разложив выражение (2.86а) в ряд Тейлора по переменной $\Delta\theta$ и отбросив члены разложения высокого порядка, получим:

$$\frac{\tau_0}{\tau} = 1 + a\Delta\theta + b\Delta\theta^2. \qquad (2.86б)$$

С другой стороны, известно, что сумма относительных долговечностей металла при отсутствии необратимых изменений должна быть равна единице:

$$\sum_{i=1}^{n} \frac{t_i}{\tau_i} = 1, \qquad (2.87а)$$

где t_i — фактическое время работы металла при температуре θ_i; τ_i — то же до его разрушения; n — число безостановочных кампаний работы оборудования до разрушения металла.

Умножая (2.87а) на τ_0 и переходя к интегралу при непрерывной работе оборудования в течение времени эксплуатации T (до разрушения металла), получаем:

$$\int_0^T \frac{\tau_0}{\tau} dt = \tau_0. \qquad (2.87б)$$

Преобразуя (2.86б) с учетом (2.87б) и полагая, что среднее значение $\Delta\theta$ по времени равно нулю, получаем:

$$\frac{\tau_0 - T}{T} = \frac{b}{T} \int_0^T \Delta\theta^2 dt. \qquad (2\,88)$$

Обратимся теперь к выражению дисперсии регулируемой величины при случайных воздействиях

$$D_{y_i} = \lim \frac{1}{T} \int_0^T [Y(t) - m_y(t)]^2 \, dt, \qquad (2.89)$$

где $m_y(t)$ — математическое ожидание случайного процесса на отрезке $(0-T)$.

Сравнивая (2.85) и (2.88) с (2.89), убеждаемся, что они идентичны. Следовательно, минимум дисперсии регулируемой величины на ТЭС как критерий управления может использоваться во многих задачах управления технологическими процессами [12].

В обычных условиях критерии управления для АСР нижнего уровня определяют в результате расчета оптимальных настроек регуляторов и их последующего уточнения (корректировки) на действующем объекте или же его модели.

В соответствии с существующими методиками расчеты оптимальных значений настроек проводятся на основании априорной информации об объекте или же полученной в результате специальных экспериментов по определению его динамических и статических характеристик [5, 6, 13, 14].

В системах регулирования нижнего уровня весь период времени после включения в работу до очередной корректировки настроек автоматические регуляторы отрабатывают сигналы задания и возмущений, исходя из неизменности статических и динамических характеристик объектов.

На самом деле и те и другие изменчивы во времени и зависят от эксплуатационных факторов. Следовательно, большинство АСР, действующих по отклонению значений регулируемых величин или их функционалов (производной, интеграла и др.), в периоды между корректировками настроек работают в условиях неполной информации об объекте управления.

Количественной мерой неполноты информации служит конечное множество неопределенностей $\bar{M}$, отражающее отсутствие знаний о математической функциональной зависимости между управляющим (регулирующим) или возмущающим сигналом и переходной функцией на выходе АСР $y_i(t)$.

Так, например, для однокоптурной АСР нижнего уровня с ПИ-регулятором существует множество возможных соотношений параметров настройки $K_р$ и $T_и$, влияющих на качество регулирования в зависимости от изменчивости динамических свойств объекта. Значит, существует неопределенность в виде численного значения $K_р/T_и$, устраняемая лишь при помощи расчета оптимальных значений настроек регулятора и наладки АСР.

В общем случае при управлении сложными объектами существует множество неопределенностей в виде изменяемых статических и динамических параметров настройки регуляторов и функциональных устройств АСР нижнего уровня. Следовательно, задача динамической оптимизации в наиболее общей постановке состоит в том, чтобы из множества $\{u_{1i}(t)\}$ найти такое $\hat{u}_{1i}(t)$, которое определит экстремум функции цели:

$$g_{1i}[\hat{u}_{1i}(t),\ y_i(t),\ \tilde{M}] \to v_{i\text{экстр}}. \qquad (2.90)$$

Если множество $\tilde{M}$ состоит из одного элемента, т. е. для данного сигнала $u_{1i}(t)$ нет неопределенности относительно результата на выходе системы $y_i(t)$, задача (2.90) преобразуется в более простую:

$$g_{1i}[\hat{u}_{1i}(t),\ y_i(t)] \to v_{i\text{экстр}}. \qquad (2.91)$$

Для того чтобы от задачи (2.90) перейти к более простой (2.91), необходимо выявить множество неопределенностей $\tilde{M}$ и свести его к минимуму, например к единственному элементу $K_р/T_и$. Задачи подобного рода решаются в процессе настройки АСР путем периодической корректировки исходных данных. В автоматизированных системах управления, построенных по иерархическому принципу, в этих целях удобнее всего использовать устройство самонастройки (адаптации, рис. 1.8), периодически получающее недостающую информацию об объекте по каналам обратной связи и осуществляющее корректировку настроек АСР нижнего уровня.

Динамическое программирование. Выше описывался метод решения динамической оптимизации с точки зрения быстродействия системы управления для одномерного процесса $y_i(t)$ при наличии одного управляемого входа $u_i(t)$. Сам процесс решения рассматривался как единичный акт и являлся одношаговым. В промышленных системах управления, например объектами ТЭС,

приходится иметь дело со множеством переменных $y=\{y_i\}\in Y$ и множеством управляемых входов $u=\{u_i\}\in U$. В этом случае задача оптимизации состоит в том, чтобы в некотором фазовом пространстве переменных $\mathbf{y}(y_1, y_2, \ldots, y_i, \ldots, y_n)$ перевести систему из одного состояния, характеризуемого точкой $\mathbf{y}_0=\mathbf{y}(t_0)$, в другое $\mathbf{y}_к=\mathbf{y}(t_к)$ за время

$$t_0\leqslant t\leqslant t_к. \tag{2.92}$$

При движении по оптимальной траектории новое состояние системы будет достигнуто через время $T(\mathbf{y}_0)$ к моменту

$$t_к=t_0+T(\mathbf{y}_0). \tag{2.93}$$

Будем полагать, что для любой точки фазового пространства $\mathbf{y}$, отличающейся от $\mathbf{y}_к$, существует оптимальный сигнал управления $\widehat{\mathbf{u}}(t)$, под действием которого выходная координата объекта (системы) попадает в точку $\mathbf{y}_к$ за время $T(\mathbf{y})$, причем переход из $\mathbf{y}$ в $\mathbf{y}_к$ за время, меньшее, чем $T(\mathbf{y})$, невозможен, так как это противоречит предположению об оптимальности процесса $g[\mathbf{u}(t), \mathbf{y}(t)]$. Уравнение $T(\mathbf{y})=\text{const}$ определяет в фазовом пространстве $\mathbf{y}(y_1, y_2, \ldots, y_i, \ldots, y_n)$ геометрическое место точек — изохроны, для которых время перехода из состояния $\mathbf{y}$ в $\mathbf{y}_к$ постоянно.

Пусть движение в системе, начавшееся с некоторой точки $\mathbf{y}_0$, совершается до промежуточной точки $\mathbf{y}(t)$ в течение времени $t-t_0$ по произвольной траектории, а начиная с $\mathbf{y}(t)$ до $\mathbf{y}(t_к)$ — по оптимальной траектории, т. е. за время $T(\mathbf{y})$.

Поскольку движение от $\mathbf{y}_0$ до $\mathbf{y}_к$ в целом по оптимальной траектории составляет $T(\mathbf{y}_0)$, то можно записать:

$$(t-t_0)+T[\mathbf{y}(t)]\geqslant T[\mathbf{y}(t_0)]. \tag{2.94}$$

Заменив в (2.94) функцию $T[\mathbf{y}(t)]$ на $S[\mathbf{y}(t)]$, отличающуюся от нее только знаком, и поделив обе части неравенства на $t-t_0$, получим:

$$\frac{S[\mathbf{y}(t)]-S[\mathbf{y}(t_0)]}{(t-t_0)}\leqslant 1. \tag{2.95}$$

При $t\to t_0$

$$\frac{d}{dt}S[\mathbf{y}(t)]\,|_{t\to t_0}\leqslant 1. \tag{2.96}$$

Будем полагать, что $S(\mathbf{y})$ и $\mathbf{y}(t)$ дифференцируемы, а $S(\mathbf{y})$ непрерывна и всюду, кроме точки $\mathbf{y}_к$, имеет непрерывные частные производные по координатам y_i. Вычислим (2.96) по формуле полной производной:

$$\frac{d}{dt} S[\mathbf{y}(t)] \leqslant \sum_{i=1}^{n} \frac{\partial S}{\partial y_i} \frac{dy_i(t)}{dt}. \qquad (2.97)$$

Для дальнейших преобразований воспользуемся заменой переменных в исходном уравнении движения вида (2.1). Обозначив $y(t)$ через $y_0(t)$, можно записать:

$$y_1(t) = \frac{dy_0(t)}{dt}, \quad y_2(t) = \frac{dy_1(t)}{dt}, \ldots, \quad y_n(t) = \frac{dy_{n-1}(t)}{dt}.$$

Тогда движение любой линейной системы n-го порядка с одним управляющим воздействием $u(t)$ можно записать в виде дифференциального уравнения первого порядка:

$$\frac{d^n y(t)}{dt^n} = \frac{dy_n(t)}{dt} = \frac{b_0}{a_n} u(t) -$$

$$- \frac{1}{a_n} [a_{n-1} y_n(t) + \ldots + a_1 y_1(t) + a_0 y_0(t)].$$

Используя полученное преобразование и полагая, что движение на выходе объекта описывается системой уравнений первого порядка вида $dy_i(t)/dt = g_i[y(t), u(t)]$, перепишем неравенство (2.97) в следующем виде:

$$\sum_{i=1}^{n} \frac{\partial S[y(t)]}{\partial y} g_i[\mathbf{y}(t), \mathbf{u}(t)] \leqslant 1. \qquad (2.98)$$

Сопоставим условия движения системы по оптимальной и произвольной допустимым траекториям на отрезке времени t_0—$t_к$. Очевидно, что для оптимального допустимого процесса неравенство (2.94) должно стать равенством:

$$(t - t_0) + T[\mathbf{y}(t)] = T[\mathbf{y}(t_0)]. \qquad (2.99)$$

Равенство (2.99) легко доказать от противного. Предположим, что существует траектория перехода из точки $\mathbf{y}(t)$ в точку $\mathbf{y}(t_к)$ за время, меньшее, чем $T[\mathbf{y}(t_0)] - (t - t_0)$. Тогда при перемещении из точки $\mathbf{y}(t_0)$ в $\mathbf{y}(t)$ за время $t - t_0$, а из точки $\mathbf{y}(t)$ в $\mathbf{y}(t_к)$ быстрее, чем за $T[\mathbf{y}(t_0)] - (t - t_0) = T[\mathbf{y}(t)]$, общее время движения из точки фазового пространства $\mathbf{y}(t_0)$ в точку $\mathbf{y}(t_к)$ будет меньше $T[\mathbf{y}(t_0)]$. Полученный вывод противоречит условию оптимальности

процесса (2.93). Следовательно, (2.94) становится равенством при движении объекта по оптимальной траектории.

Соответственно равенством становится (2.98):

$$\sum_{i=1}^{n} \frac{\partial S[\mathbf{y}(t)]}{\partial y_i} g_i[\hat{\mathbf{u}}(t), \mathbf{y}(t)] = 1, \qquad (2.100)$$

где $g_i[\hat{\mathbf{u}}(t), \mathbf{y}(t)]$ — оптимальный допустимый процесс.

Введем обозначение

$$H(\mathbf{u}, \mathbf{y}) = \sum_{i=1}^{n} \frac{\partial S[\mathbf{y}(t)]}{\partial y_i} g_i[\mathbf{u}(t), \mathbf{y}(t)]. \qquad (2.101)$$

Тогда выражения (2.98) и (2.100) примут вид:

$$H(\mathbf{u}, \mathbf{y}) \leqslant 1 \qquad (2.102)$$

для произвольного допустимого процесса;

$$H(\mathbf{u}, \mathbf{y}) = 1 \qquad (2.103)$$

для оптимального допустимого процесса.

Сопоставляя (2.102) и (2.103), получаем:

$$\max_{u \in U} H(\mathbf{u}, \mathbf{y}) = 1, \qquad (2.104)$$

или

$$\max_{u \in U} \sum_{i=1}^{n} \frac{\partial S[\mathbf{y}(t)]}{\partial y_i} g_i[\hat{\mathbf{u}}(t), \mathbf{y}(t)] = 1. \qquad (2.105)$$

Уравнения (2.99) и (2.105) служат математической записью метода *динамического программирования,* широко используемого для решения задач оптимизации промышленных систем. Практическое значение выражения (2.99) состоит в том, что каковы бы ни были первоначальное состояние и решение в начальный момент, последующие решения должны составлять оптимальное поведение системы относительно состояния, получившегося в результате первого решения [19]. В соответствии с выражением (2.105) в прикладных задачах оптимизации промышленных систем следует так выбирать управление $\mathbf{u}(t)$, чтобы движение точки, характеризующей состояние системы в фазовом пространстве, осуществлялось в направлении, противоположном градиенту к изохронам, т. е. в направлении наибыстрейшего убывания времени регулирования процесса $g_i[\mathbf{u}(t), \mathbf{y}(t)]$.

Использование метода динамического программирования для управления промышленными системами непосредственно с помощью выражений (2.99) и (2.105) осложняется тем, что в них входят заранее неизвестные функции $S(\mathbf{y})$, $T(\mathbf{y})$, а (2.105) имеет символическую форму записи. Однако метод динамического программирования успешно может применяться в задачах оптимизации с дискретным временем.

В качестве примера рассмотрим задачу управления энергоблоками, по мощности в двухуровневой системе *ТЭС—энергоблок*. Критерием управления на уровне ТЭС служит минимум затрат (2.41) при наличии ограничения, задаваемого в виде уравнения баланса мощностей (2.42). Закон изменения электрической нагрузки ТЭС в выражении (2.42) задается в соответствии с ее суточным графиком на отрезке времени $t_к—t_0$.

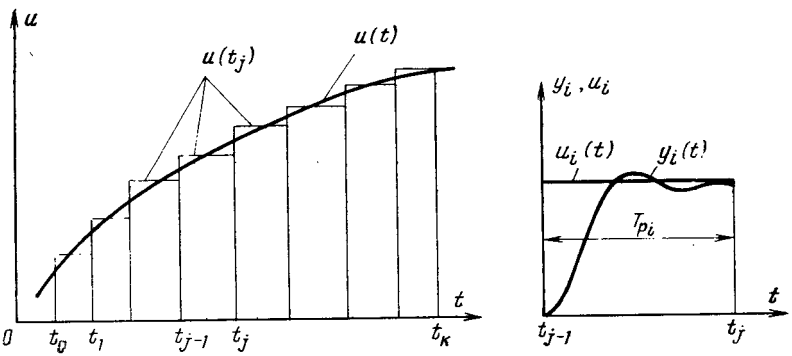


Рис. 2.17. Графики управляющих воздействий и переходного процесса по электрической мощности в двухуровневой системе управления *ТЭС — энергоблок*.

В силу дополнительных ограничений по скорости набора активной мощности турбиной и тепловой нагрузки котлом поставленная задача решается не сразу за один шаг, а постепенно, шаг за шагом. Для этого отрезок общего времени управления $t_к—t_0$ разбивается на k интервалов (рис. 2.17). Внутри каждого из них управляющее воздействие не изменяется. Тогда функционал $g[\mathbf{u}(t), \mathbf{y}(t)]$ можно представить суммой:

$$v_i = \sum_{j=1}^{k} g_i [\mathbf{u}(t_j), \mathbf{y}(t_j)] \Delta t,$$

где $\Delta t = t_j — t_{j-1}$; $\mathbf{u}(t_j)$ — ступенчатая функция с вершинами:

$$\mathbf{u}_1 = \mathbf{u}(t_1);$$
$$\mathbf{u}_2 = \mathbf{u}(t_2);$$
$$\cdot \quad \cdot \quad \cdot$$

$$\mathbf{u}_j=\mathbf{u}(t_j);$$

$$\mathbf{u}_K=\mathbf{u}(t_K).$$

Изменения мощности в дискретные моменты t_j по каждому из n энергоблоков осуществляются поочередно в результате многошагового процесса расчета и управления. На первом шаге произвольно устанавливается y_1 и определяется и запоминается $v_1=g(y_1)$. На втором, используя методы оптимизации (см. § 2.4) и варьируя y_1 для каждого значения y_1+y_2, находят $y_{1\text{опт}}=f(y_1, y_2)$, $y_{2\text{опт}}=f(y_{1,2})$ и $v_{12}=g(y_{1,2})$. При этом все остальные переменные $\{y_i\}$ от y_3 до y_n включительно в расчет не принимаются. Следующие шаги аналогичны, т. е. каждый последующий шаг расчета и управления соответствует вводу в условия задачи оптимизации еще одного энергоблока. Абсолютные значения приростов активной мощности ΔN_j по каждому энергоблоку и соответствующие им значения управляющих воздействий могут определяться в этом случае с помощью ЭВМ, например, на основе алгоритма расчета, приведенного на рис. 2.11. Расчетные значения ΔN_3 реализуются путем воздействия на задатчики локальных АСР, формирующих регулирующие воздействия по изменению расходов топлива и воды в котел и перемещению клапанов турбины, как это будет показано далее.

Теперь предположим, что АСР тепловой нагрузки котла и мощности турбины отработали сигнал задания по нагрузке и изменили расходы воды, топлива и пара. При этом переходные процессы по основным и промежуточным параметрам энергоблока удовлетворяют принятым критериям управления. Таким образом, сигнал задания по нагрузке $\mathbf{u}_{j-1}$ пройдет от подсистемы верхнего уровня управления ТЭС к подсистемам нижнего уровня и, спустя некоторое время, изменит технологический процесс в котле и мощность на выходе энергоблока до значения $y_i(t_j)$. Следует заметить, что в течение промежутка времени $\Delta t=t_j-t_{j-1}$ оператор ТЭС не вмешивается в ход технологического процесса в энергоблоке. Итак, в каждый дискретный момент t_j вычисляется новое значение глобального оптимума, соответствующее новому состоянию системы с учетом отработанного сигнала задания по нагрузке в предшествующий момент t_{j-1}. При этом новое значение сигнала задания $\mathbf{u}_j$ не зависит от $\mathbf{u}_{j-1}$ и определяется, как повторное решение задачи оптимизаций с уточненными исходными данными. Если локальные АСР справятся с возложенными на них функциями по стабилизации технологических параметров блока, то работа двухуровневой системы управления *ТЭС—ЭБ* будет направлена на достижение оптимума глобальных показателей качества в течение всей последовательности моментов t_j. При этом необходимо, чтобы основные переходные процессы по мощности энергоблока укладывались в промежуток времени t_j-t_{j-1}. Последний должен удовлетворять условиям:

$$t_j-t_{j-1}\geqslant T_{pi\,\text{мин}} \qquad (2.106)$$

или

$$t_j\geqslant t_{j-1}+T_{pi\,\text{мин}},$$

где T_{pi} — время переходного процесса по фактической мощности i-го энергоблока, определяемое из условия минимума функционала (2.83).

В связи с необходимостью выполнения условия (2.106) становится очевидным требование к качеству переходного процесса на

выходе энергоблока, задаваемое в виде минимума времени регулирования.

Вышеописанный процесс управления и принцип оптимальности формирования управляющих воздействий в моменты времени, определяемые из условия (2.106), обобщают и формализуют опыт операторов МИС по управлению технологическими процессами, придерживающихся следующих правил:

1) принимать решения в текущий момент времени, направленные на достижение оптимума относительно состояния, получившегося в результате решения, принятого в предыдущий момент;

2) не вмешиваться в работу нижестоящих подсистем до исполнения предыдущей команды.

При наличии АСУ ТП, построенных по иерархическому принципу, основные положения динамического программирования могут быть реализованы в алгоритмах управления автоматическими устройствами [11].

Глава третья

ОРГАНИЗАЦИЯ УПРАВЛЕНИЯ ТЕХНОЛОГИЧЕСКИМ ПРОЦЕССОМ ТЭС

3.1. Организация оперативно-диспетчерского управления

Общие сведения. Управление технологическим процессом ТЭС вязано с изменением производительности первоисточников энергии (котлов и турбогенераторов) и их состоянием (остановленным или работающим, включенным или отключенным) в зависимости от электрической нагрузки. Последняя задается медленно меняющейся составляющей суточного графика или же зависит от «сиюминутной» ситуации в энергосистеме, обсловленной колебаниями частоты сети и потребляемой мощности. В первом случае энергооборудование ТЭС работает в базовом режиме, во втором — в регулирующем.

Под организацией управления понимают структуру связей между объектом и оперативным персоналом, реализуемую с помощью технических средств автоматизации, которая позволяет вести технологический процесс на ТЭС в любом режиме (базовом или регулирующем).

В общей организации управления технологическим процессом на ТЭС решающее значение имеют следующие факторы:

1) организационная структура оперативно-диспетчерского управления;

2) комплекс технических средств автоматизации;

3) организация трудового процесса оперативного персонала;

4) композиционное решение оперативно-диспетчерских постов управления;

5) существующий уровень автоматизации.

Кроме того, ряд факторов косвенно влияет на организацию управления, в том числе компоновка основного оборудования (блочная или с общим паропроводом), территориальное размещение основного оборудования и постов оперативно-диспетчерского управления в главном корпусе ТЭС, условия снабжения водой и топливом и др. [3, 4, 10].

Организационная структура оперативного управления. Структура управления ТЭС служит продолжением организационной иерархии, принятой в ЭС (см. рис. 1.4). Центром управления технологическим процессом ТЭС служит главный щит, на котором находится главный оператор ТЭС — дежурный инженер станции (ДИС). Он отвечает перед ЭС за соблюдение установленного графика электрической нагрузки и выполнение плановых или нормативных значений ТЭП станции. ДИС обладает приоритетом принятия решений по отношению к старшим операторам энергоблоков. Следовательно, дежурному инженеру ТЭС непосредственно подчиняются старший персонал энергоблоков или групп агрегатов (начальники смен), находящийся на блочных или групповых щитах управления (БЩУ, ГрЩУ). Старшие операторы обеспечивают поддержание фактических ТЭП энергоблоков или отдельных агрегатов в соответствии с их плановыми или нормативными значениями. Непосредственное воздействие на технологический процесс (на регулирующие и запорные органы, вращающиеся и вспомогательные механизмы) осуществляется персоналом нижнего уровня управления: операторами отдельных энергоблоков или групп агрегатов. Последние управляют технологическим процессом по показаниям приборов и осуществляют контроль за работой АСР. Персонал местных щитов управления, общестанционного, общеблочного или группового назначения осуществляет визуальное наблюдение за работой оборудования и выполняет распоряжения дежурного инженера ТЭС или начальника смены (старшего оператора энергоблока) по воздействию на технологический процесс по месту. В целом

взаимодействие и связь между всеми операторами на ТЭС регламентируются служебными инструкциями, в основу которых положен основной принцип организационной иерархии — вертикальное соподчинение и взаимное расположение постов управления в соответствии с приоритетом принятия решений. Следовательно, организационная структура управления внутри ТЭС является многоуровневой, так как для любого ее звена найдется по крайней мере одно, имеющее по отношению к нему приоритет. Это означает, что каждое лицо, принимающее решение, или решающий элемент, действуя самостоятельно, в первую очередь выполняют распоряжения или команды вышестоящего поста (элемента) системы управления. Например, начальник смены выполняет распоряжения ДИС, оператор блока — начальника смены, персонал местного щита — оператора блока или непосредственно начальника смены.

Большое влияние на структуру управления, как уже отмечалось, оказывает вид компоновки основного оборудования.

Структура управления на блочной ТЭС показана на рис. 3.1. Обычно управление двумя энергоблоками осуществляется с единого центра управления — БЩУ. Это делается с целью объединения управления работой блоков, а также с целью расширения зоны обслуживания персонала объединенных блоков. Однако объединение управления не означает слияния технологических процессов, которые остаются независимыми до электрических трансформаторов *Тр* включительно.

В организации управления технологическими процессами ТЭС с неблочной компоновкой может быть два варианта. В первом — централизуется управление однотипными агрегатами внутри ТЭС (котлами, турбогенераторами, питательно-деаэраторными, теплофикационными установками и т. п.), осуществляемое с соответствующих групповых щитов управления.

Во втором варианте, практикуемом для вновь строящихся ТЭС, выделяются группы оборудования, состоящие из двух-трех примыкающих котлов и одной-двух турбин, связанных между собой перемычками по перегретому пару и питательной воде. Структура управления в этом случае мало отличается от организации управления блочными ТЭС (см. рис. 3.1).

Среди других факторов, влияющих на организацию автоматизированного управления и затраты, связанные с его внедрением, существенное значение имеет территориальное расположение постов оперативно-диспетчерского управления в пределах главного корпуса ТЭС и по отношению к основному технологическому оборудованию. Размещение БЩУ и ГрЩУ требует учета двух противоречивых факторов:

1) объединение нескольких БЩУ в единый центр с целью расположения в одном помещении дает возможность сократить численность оперативного персонала, расширить зону обслуживания, снизить строительные затраты, но ведет к существенному увеличению затрат на электрический кабель;

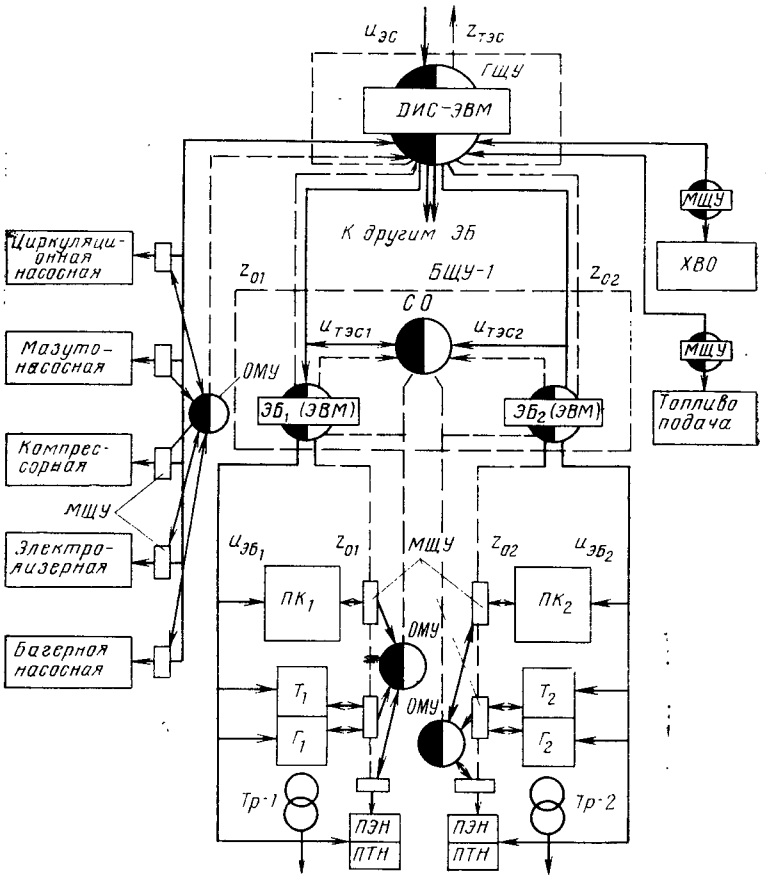


Рис. 3.1. Структура управления блочной ТЭС.
СО — старший оператор; *ОМУ* — обходчик МЩУ.

2) децентрализация управления с целью максимального приближения каждого БЩУ к основному оборудованию дает возможность снизить затраты на электрический кабель и уменьшить вероятность выхода из строя

сразу нескольких энергоблоков в случае серьезных неполадок на одном объединенном щите управления.

В настоящее время разработаны типовые проекты по компромиссному варианту для двух совмещенных БЩУ в одном помещении [3, 10].

Кроме того, размещение БЩУ относительно основного оборудования зависит от его компоновки и от компоновки главного здания (отсутствие или наличие деаэраторных или бункерных пролетов, используемых для помещений под щиты).

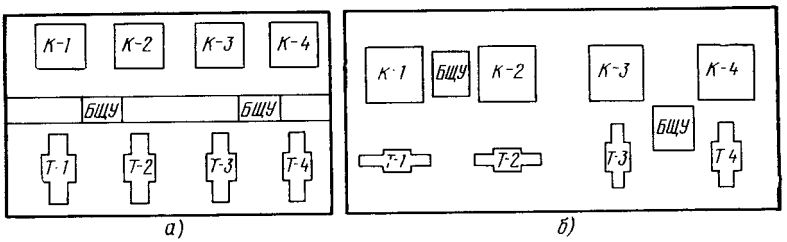


Рис. 3.2. Размещение БЩУ в главном корпусе ТЭС.

а — размещение БЩУ в деаэраторной галерее; *б* — размещение БЩУ в помещениях котельного и турбинного отделений.

На рис. 3.2 показаны некоторые варианты расположения объединенных БЩУ для дубль-блоков в главном корпусе ТЭС.

Помещения для ГрЩУ, как правило, располагаются в деаэраторном пролете главного корпуса на отметке обслуживания основного оборудования +8 м или +9 м (между нечетными и четными) агрегатами.

Функционально-групповое управление (ФГУ). Чрезмерная централизация управления вредна и не должна служить самоцелью при иерархическом построении систем управления ТЭС. При этом организационная иерархия может быть продолжена в пределах самого энергоблока. Это позволит, используя декомпозицию и агрегирование, разделить энергоблок на отдельные элементы, а его тепловую схему на участки и децентрализовать управление ими. В результате повысится надежность и живучесть автоматизированной системы управления энергоблоком в целом. Широкие возможности для такого подхода к организации управления дает разделение блочного энергооборудования по функционально-групповому принципу. Сущность его состоит в том, что все

управляемое оборудование делится на группы в зависимости от конструктивных и технологических особенностей или же от его назначения в тепловой схеме ТЭС [3, 4].

Деление энергооборудования на группы является чисто условным. Формирование групп производится по приоритету функционального назначения оборудования в пределах одного и того же участка тепловой схемы ТЭС.

Так, например, для блочной ТЭС функциональная группа (ФГ) представляет собой часть блочной установки, выполняющей определенную функцию. Обычно ФГ выделяют в результате горизонтальной декомпозиции ТОУ.

Ниже приводится примерный перечень ФГ для мощного моноблока с прямоточным котлом и конденсационной турбиной.

По котлу:

1) система питания водой;
2) система подачи твердого пылевидного топлива;
3) система подачи жидкого (газообразного) топлива;
4) система подачи и подогрева воздуха
5) система розжига растопочных горелок;
6) система удаления и очистки дымовых газов;
7) пароперегреватели.

По турбине и вспомогательному оборудованию:

1) система снабжения смазочным маслом (маслохозяйство: масляные баки, насосы, маслоохладители и т. п.);
2) система снабжения регулирующей жидкостью (аккумуляторный бак, центральный насос, устройства распределения и т. п.);
3) система снабжения паром для прогрева соединительных трубопроводов в пределах турбины;
4) система снабжения турбины перегретым паром (ГПЗ, паровые байпасы, стопорный и регулирующие клапаны, АСР частоты вращения и т. п.);
5) вакуумно-уплотнительные устройства (пусковой и рабочий эжекторы, система лабиринтовых уплотнений и т. п.);
6) охладительная установка (конденсатор, циркуляционные насосы и т. п.);
7) конденсатные насосы и ПНД;
8) блочная обессоливающая установка;
9) питательно-деаэраторная установка;
10) подогреватели среднего давления;
11) подогреватели высокого давления.

По генератору:

1) система охлаждения;
2) система возбуждения;
3) система синхронизации.

Каждая ФГ в зависимости от сложности может быть разделена на несколько функциональных подгрупп (ФПГ). Обычно в ФПГ входит один агрегат или не-

сложный узел тепловой схемы ТЭС. Управление ФГ или ФПГ в свою очередь представляет собой подсистему, построенную по иерархическому принципу. На ее низшем уровне располагается исполнительный механизм регулирующего органа или пусковое устройство электродвигателей механизма собственных нужд. Эти элементы помимо автоматического управления от вышестоящего уровня имеют дистанционное управление с соответствующего щита (пульта) управления. Часто в пределах подгруппы реализуется управление автоматическим пуском или остановом какого-либо одного агрегата на основе принятой последовательности элементарных операций (шагов). Исполнение каждого шага контролируется, после чего совершается очередной шаг.

Например, управление пуском в подгруппе питательного электронасоса (ПЭН) осуществляется в следующей последовательности: 1) пуск маслосистемы смазки подшипников; 2) открытие задвижки на всасе; 3) подача рабочей жидкости в систему управления гидромуфтой насоса (включение системы управления частотой вращения ротора); 4) открытие протока охлаждающей жидкости (воды) в электродвигатель; 5) открытие вентиля разгрузки; 6) дистанционное или автоматическое включение электропривода; 7) открытие запорной задвижки с напорной стороны насоса; 8) включение автоматического регулятора производительности ПЭН.

Контроль за выполнением отдельных операций осуществляется визуально с помощью местных приборов (манометров, расходомеров) или автоматически путем определенной последовательности замыкания (размыкания) контактов или их логических эквивалентов в бесконтактных схемах электрической сигнализации и управления электродвигателями. Программы последовательности переключений в пределах каждой ФПГ могут вводиться дистанционно оператором или автоматически от ЭВМ.

Управление на уровне ФГ предусматривает включение или отключение одной или нескольких ФПГ в необходимой последовательности или же их перевод на другой режим работы, например, путем изменения задания отдельным АСР и т. д.

Переход на ФГУ сопряжен с некоторым увеличением измерительной аппаратуры (датчиков состояния оборудования) и усложнением электрических схем управления, но оправдывается повышением живучести системы управления в целом и существенным сокращением оперативной загруженности персонала в пусковых и переменных режимах работы энергооборудования.

Преимущества управления энергоблоками, разделенными на ФГ и ФПГ, более всего проявляются при частых пусках и остановах, а также в переменных режимах работы оборудования.

Внедрение АСУ ТП, разделенных на нижнем уровне управления на подсистемы по функционально-групповым признакам, является одним из перспективных направлений автоматизации крупноблочной энергетики.

3.2. Комплекс технических средств автоматизации

Взаимодействие между объектом и оператором в процессе управления осуществляется с помощью комплекса технических средств измерений и сигнализации, дистанционного управления, автоматического управления и регулирования и автоматической защиты теплового оборудования. Перечисленные средства образуют одноименные подсистемы, с помощью которых осуществляется автоматизированное управление отдельными агрегатами и технологическим процессом на ТЭС в целом. Структура связей между объектом и оператором, реализуемая с помощью названных средств, изображена на рис. 3.3.

Средства отображения информации. Для измерения технологических параметров, необходимых для ведения процесса и оценки текущих значений ТЭП, предназначены средства отображения информации (СОИ). Вся информация поступает от объекта в систему управления с выхода первичных измерительных преобразователей (терморезисторов, дифференциальных манометров и т. п.). Дальнейшее преобразование сигналов в форму, удобную для непосредственного восприятия оператором, осуществляется с помощью СОИ, предназначенных для одноканальных, многоканальных и множественных измерений.

Одноканальные измерения и сигнализация осуществляются с помощью измерительных приборов, вырабатывающих информационные сигналы в форме, доступной для наблюдения по одному из параметров в одной из точек технологического тракта ТЭС. Например, аналоговые, цифровые, показывающие и самопишущие приборы, снабженные шкалой (циферблатом) или устройством световой (звуковой) сигнализации для наблюдения записи или сигнализации текущих значений расхода, температуры, давления и других величин.

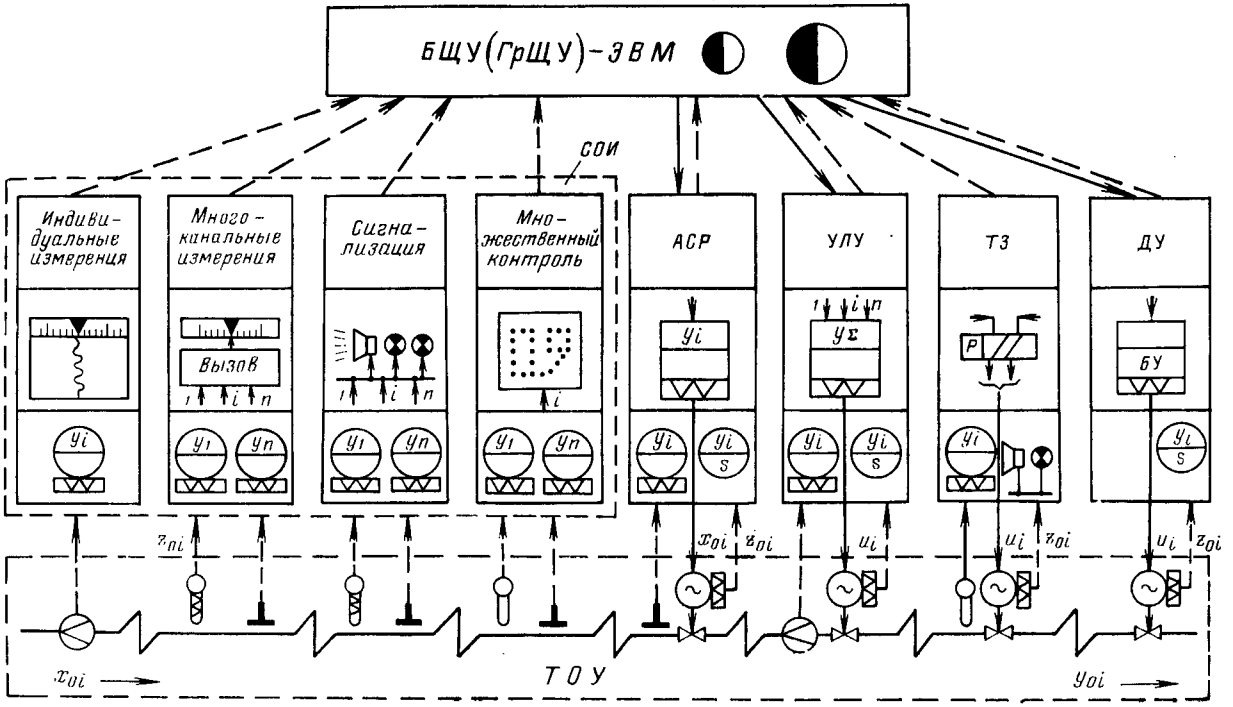


Рис. 3.3. Комплекс технических средств и подсистемы контроля и управления нижнего уровня.

Многоканальные измерения осуществляются с помощью многошкальных или многоточечных приборов с одной шкалой с ручным или автоматическим переключением каналов измерения.

Множественные измерения и сигнализация осуществляются с помощью информационных систем, под которыми понимают автоматические устройства, передающие информацию о технологическом процессе по множеству величин $\{y_i\} \in Y$, $i \in I$, например по КПД или другим комплексным ТЭП. Эта информация также должна быть получена в форме, доступной для непосредственного восприятия. Примерами информационных систем могут служить системы централизованного теплового контроля и сигнализации (СЦТКС), информационно-вычислительные машины (ИВМ), используемые в целях управления, и другие специализированные автоматические устройства.

Средства отображения информации способствуют повышению надежности и экономичности эксплуатации основного и вспомогательного оборудования ТЭС и расширению зоны обслуживания оперативного персонала [20—22].

Средства дистанционного управления (ДУ). Назначение дистанционного управления состоит в передаче воздействий оператора на исполнительные механизмы (электрифицированные задвижки, клапаны, заслонки, пусковые устройства электроприводов насосов, вентиляторов, пылепитателей и т. п.).

Прямое дистанционное управление осуществляется по цепочке: *оператор — ключ* (кнопка) *управления — пусковое устройство* (ПУ) *электропривода — исполнительный механизм.*

Дистанционное управление *по вызову* осуществляется в две стадии: выбор объекта управления с помощью клавишного устройства и подача командного сигнала на выбранный исполнительный механизм с ключа управления, общего для группы.

Наблюдение за положением регулирующего органа в обоих случаях осуществляется с помощью измерительного прибора — указателя положения (УП).

Дистанционное управление на ТЭС практически вытесняет ручное и в значительной мере способствует расширению зоны обслуживания оперативного персонала [3, 6, 14].

Средства автоматического непрерывного регулирования. АСР на ТЭС должны поддерживать заданную производительность теплоэнергетических установок, удерживать технологические параметры около заданных значений или изменять их по определенному закону (осуществлять программное регулирование), а также осуществлять динамическую оптимизацию отдельных процессов.

Работа АСР осуществляется по цепочке: *первичный преобразователь сигнала — регулирующий прибор* (РП) *— пусковое устройство — исполнительный механизм регулирующего органа.* Вмешательство оператора в работу АСР осуществляется посредством задатчика ручного управления (ЗРУ), устанавливаемого на пульте или щите оператора.

Средства автоматического дискретного (логического) управления. Устройства логического управления (УЛУ) предусматривают возможность автоматического вмешательства в ведение технологического процесса путем переключений энергооборудования и исполнительных органов, воздействующих на объект, в зависимости от условий эксплуатации, режима или ограничений, например автоматическое воздействие на группу функционально связанных механизмов или установок (агрегатов) при пуске, останове оборудования или перехода на новый уровень нагрузки.

Устройства логического управления действуют по цепочке *командный сигнал — логическое устройство — исполнительное устройство* (пусковое устройство исполнительного механизма, регулирующего или запорного органа).

Применение УЛУ на ТЭС, так же как и АСР, способствует повышению надежности и экономичности работы оборудования ТЭС в различных режимах эксплуатации [3, 14, 20].

Средства автоматической тепловой защиты (ТЗ). Эти средства предназначены для предотвращения и развития аварий теплового оборудования при отклонении значений регулируемых величин от допустимых пределов. Устройства ТЗ должны срабатывать при отказе или неправильных действиях систем контроля и регулирования, а также при ошибочных действиях оператора. Устройства тепловой защиты действуют по цепочке *первичный измерительный преобразователь — промежуточ-*

ный усилитель (реле) — *пусковое устройство — исполнительный механизм.* Обычно тепловые защиты выполняют независимыми от остальных систем по каналам измерений и связи с внешними источниками энергии.

Внедрение тепловых защит на ТЭС способствует повышению надежности эксплуатации основного и вспомогательного теплового оборудования и существенному снижению затрат от возможных простоев оборудования и на ремонтно-восстановительные работы [3, 6, 14].

3.3. Организация трудовой деятельности оперативного персонала в системе «человек — машина»

Инженерно-психологические факторы, влияющие на трудовую деятельность оперативного персонала. Любая машина, в том числе и ЭВМ, представляет собой орудие труда человека, направленного на достижение сознательно поставленной цепи. Следовательно, автоматизированное управление технологическим процессом с помощью комплекса технических средств можно рассматривать с точки зрения взаимодействия в системе «человек — машина». При этом все технические средства должны рассматриваться относительно трудовой деятельности оперативного персонала как его орудия. Человек относится к самому непрерывному технологическому процессу, по выражению К. Маркса, как его контролер и регулировщик.

Любой процесс управления с участием лиц, принимающих решения (ЛПР), начинается с изучения информации. Приняв поступившую информацию, оператор, прежде чем принять решение по управлению, так или иначе ее анализирует и преобразует. При этом большое значение имеют инженерно-психологические факторы, т. е. способы представления информации оперативному персоналу с помощью технических средств и психическое состояние человека. Вопросы инженерной психологии подробнее рассматриваются в специальной литературе [20, 23, 25]. Ниже приводятся лишь некоторые сведения по инженерной психологии, касающиеся трудовой деятельности оперативного персонала энергетических блоков, взаимодействующего в системе «человек — машина».

Работа оперативного персонала, занятого в сложных АСУ, теснее связана с умственным, чем с физическим

трудом. Особенно большую роль в процессе переработки информации оператором играет его память и мышление. В деятельности человека, управляющего машинами по показаниям приборов, необходима как кратковременная (секунды, минуты), так и долговременная память (часы, сутки, месяцы и годы).

Кратковременную память можно разделить на *непосредственную*, сохраняющую «фотографию» объекта в течение нескольких мгновений (секунд), и *оперативную*, сохраняющую текущую информацию на все время, необходимое для выполнения той или иной операции (десятки секунд, минуты, десятки минут). Нагрузка на оперативную память особенно велика в переменном или пусковом режиме работы энергооборудования, когда операции по управлению идут непрерывно, накладываясь одна на другую.

С оперативной памятью тесно связано понятие воспроизведения образов и сигналов в процессе извлечения информации, хранящейся в памяти оператора.

Персонал энергоблока часто имеет дело с проблемными ситуациями, которые он должен осмыслить и, прежде чем приступить к дальнейшим действиям по управлению, отразить в своем сознании в форме суждений, понятий или умозаключений. При этом большое значение имеет быстрота переработки информации и скорость действий по управлению. Опоздание при управлении энергоблоком равносильно ошибке, которая может привести к осложнениям, например к частичной или полной потере управления объектом.

В решении ответственных технических задач по управлению наряду с оперативной памятью ЛПР большое значение имеет *оперативное мышление*. В результате оперативного мышления в сознании человека формируется план операции во времени и пространстве, обеспечивающий решение поставленной задачи по управлению. Хорошее оперативное мышление означает умение быстро разбираться в сложной обстановке и практически мгновенно находить правильное решение.

Процедура принятия решений предусматривает формирование последовательности действий для достижения поставленной цели на основе преобразования исходной информации. Обычно различные операторы по мере накопления опыта для решения одной и той же задачи, если последняя не регламентируется инструкцией, при-

ходят к одной и той же последовательности «опроса» индикаторов (параметров), к одной и той же концептуальной модели управления. Последняя может быть обобщена, формализована, переведена на соответствующий машинный язык и передана ЭВМ. Примером концептуальной модели управления служит типовой закон регулирования (П, И, ПИ и др.), отражающий последовательность действий опытного оператора по перемещению регулирующего органа с целью достижения заданного качества технологического процесса.

Процесс принятия решения персоналом протекает под влиянием ряда объективных и субъективных факторов, в том числе нехватки или избытка исходной информации, наличия или отсутствия противоречивых сигналов, наличия или отсутствия неопределенности в ситуации, дефицита времени на обдумывание противоречивых факторов или гипотез и т. п.

Принятие решения отдельным лицом из числа оперативного персонала характеризуется вначале выбором гипотезы, затем волевым актом, обеспечивающим преодоление неопределенности, и принятием на себя той или иной личной ответственности. В зависимости от состояния и количества исходной информации бывают решения трех видов: *детерминированные* (вполне определенные, не вызывающие сомнения в правильности), *вероятностные* (принятые с той или иной степенью вероятности в правильности выбранной гипотезы), *предельные* (единственно возможные в данной ситуации или вынужденные). В дальнейшем изложении рассматриваются в основном детерминированные и предельные решения.

Процесс принятия решения складывается из информационной подготовки и собственно принятия решения. Процедура принятия простых решений может быть описана с помощью алгоритмов, под которыми понимают совокупность элементарных актов переработки информации. Сложные решения описываются с помощью совокупностей простых. В качестве элементарных актов (действий) применяют *оперативные единицы,* как нечто цельное, используемое человеком в работе по контролю и управлению. Оперативными единицами могут быть акты восприятия или извлечения из памяти (воспроизведения) образа, символа, понятия или суждения, а также простые действия, имеющие законченность в работе оператора, например: поиск того или иного индикатора

на приборной панели, считывание показаний с прибора, выполнение простых вычислительных операций, включение тумблеров, нажатие кнопок и т. п. Оперативные единицы могут быть двух видов: *логические условия* (типа «да», «не», «и», «или» и др.) и *операторы* (элементарные законченные действия по управлению и контролю). Обычно состав оперативных единиц является относительно устойчивым для одного и того же вида деятельности ЛПР.

Следует отличать элементарные действия по управлению от законченных операций по управлению, влияющих на технологический процесс. Например, законченная операция пуска резервного питательного насоса, осуществляемая дистанционно, состоит из нескольких подготовительных и одного завершающего действия.

Наиболее наглядной формой записи трудовой деятельности оператора в алгоритмическом виде является ее представление в виде блок-схемы. Операторы в такой схеме обозначаются прямоугольниками, логические

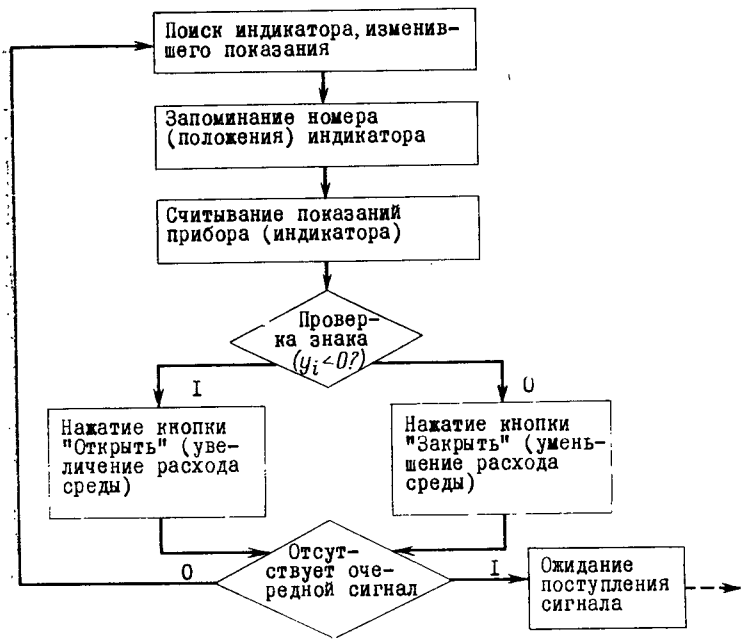


Рис. 3.4. Блок-схема алгоритма деятельности оператора по дистанционному управлению регулируемой величины.

условия — ромбами. Внутри каждого прямоугольника или ромба кратко записываются смысл данного действия или условия. Операторы и логические условия располагаются в той последовательности, в которой они выполняются в реальном процессе управления, и соединяются между собой стрелками, указывающими направление перехода от одного действия к другому. Если проверяемое логическое условие выполняется, то управление (информация) передается по стрелке с индексом 1, если нет — с индексом 0. Изменение режимов работы оборудования учитывается тем, что для каждого режима структура алгоритма, характеристики оперативных единиц (словесный или формальный состав) и их число будут различными.

Пример блок-схемы алгоритма по дистанционному управлению регулирующим клапаном на основе показаний щитового прибора-индикатора приведен на рис. 3.4.

Оперативная загруженность персонала. Совокупность блок-схем алгоритмов деятельности оператора может служить для определения количественных характеристик его трудовой деятельности в целом: оперативной загруженности, времени занятости и др. Исходными данными для этого служат временные и количественные характеристики оперативных единиц. Оперативная загруженность определяется по формуле

$$\lambda_0 = \frac{m_к + m_у}{\Delta\tau}, \qquad (3.1)$$

где λ_0 — интенсивность потока выполняемых операций в пределах одного алгоритма, 1/ч; $m_к$ — число последовательных оперативных единиц без логических условий; $m_у$ — число проверяемых логических условий; $\Delta\tau$ — время выполнения алгоритма, ч.

Таблица 3.1

Оперативная загруженность оператора энергоблока, 1/ч

Режим работы энергоблока	По контролю $\lambda_к$	По управлению $\lambda_у$	В целом λ_0
Стационарная нагрузка:			
номинальная	34,2	3,1	37,3
сниженная	31,0	10,0	41,0
Переменная нагрузка:			
снижение	77,3	36,7	114,0
повышение	71,0	31,6	102,6

В табл. 3.1 приведены значения оперативной загруженности оператора энергоблока по совокупности (множеству) отдельных алгоритмов [24].

Для количественной оценки оперативной загруженности оператора используют также следующие показатели:

коэффициент загруженности

$$\eta = 1 - \frac{\tau_0}{T_{\text{деж}}}, \tag{3.2}$$

где τ_0 — общее время, в течение которого оператор непрерывно занят обработкой поступающей информации, ч; $T_{\text{деж}}$ — общая продолжительность дежурства (длительность вахты), ч;

частота появления очереди для поступающих информационных сигналов

$$\beta = \frac{N_{\text{оч}}}{N},$$

где $N_{\text{оч}}$ — число сигналов, обрабатываемых в условиях очереди; N — общее число сигналов;

длина очереди (количество одновременно поступающих сигналов k;

время непрерывной занятости $T_{\text{зан}}$, ч.

Очевидно, что коэффициент загруженности η связан с λ_0:

$$\eta = \lambda_0 M(T), \tag{3.3}$$

где $M(T)$ — математическое ожидание времени, затрачиваемого оператором на одно законченное действие по управлению или контролю.

При значениях $\lambda_0 = 40 \div 120$ 1/ч и $M(T) = 13$ с (0,0036 ч), найденных экспериментально, значения η находятся в пределах 0,15—0,45 [24].

Повышенная оперативная загруженность оператора (перегрузка) может привести к его переутомлению. В результате снизится вероятность его безошибочных действий. В связи с этим существуют научно обоснованные предельные нормы количественных показателей загруженности оператора [23]. Например, предельные значения:

$$\eta \leqslant 0{,}75;\ \beta \leqslant 0{,}4;\ T_{\text{зан}} \leqslant 0{,}25 \text{ ч};\ k \leqslant 3. \tag{3.4}$$

Известно, что системы управления энергоблоками обладают по сравнению с другими промышленными объектами наибольшим количеством индикаторов, приходящихся на одного оператора, и как следствие этого

наибольшим объемом перерабатываемой информации. Поэтому при проектировании информационных подсистем для энергоблоков возникает проблема уменьшения оперативной загруженности персонала.

Существуют следующие пути уменьшения интенсивности потоков информации и выполняемых операций по контролю и управлению:

1) фильтрация имеющейся информации путем разделения ее на особо важную (*оперативную*) и второстепенную (*неоперативную*);

2) очередность представления необходимой информации;

3) выделение максимального времени для принятия решения в пределах времени, отведенного для решения одной задачи, путем сокращения времени на предварительную обработку информации;

4) сохранение на индикаторах предыдущей информации, имеющей долговременное значение (запись на движущейся ленте, запись и воспроизведение на магнитной ленте).

Наряду с перегрузкой иногда, например при постоянстве режимов работы энергооборудования и безотказном выполнении своих функций техническими средствами автоматизации, может возникнуть недогрузка персонала, характеризующаяся сокращением интенсивности потока видимой информации. Недогрузка ослабляет внимание персонала и в конечном итоге может привести к ошибочным или ложным действиям из-за потери бдительности. В качестве профилактических мер от недогрузки можно рекомендовать следующие мероприятия:

1) привлечь внимание к вновь появляющимся сигналам (обеспечить мерцание, усилить яркость или громкость);

2) ограничить площадь размещения важнейших индикаторов на приборных панелях;

3) сократить до минимума время от запроса до воспроизведения сигнала;

4) обеспечить оператору возможность постоянного контроля своих действий.

Регулирование интенсивности потоков информации осуществляется сочетанием различных способов ее представления оператору с помощью комплекса технических средств.

Организация рабочего места и условия труда оперативного персонала. Трудовая деятельность персонала тесно связана с его *рабочим местом* и *зоной обслуживания* основного и вспомогательного оборудования.

Рабочим местом оператора считается зона его трудовой деятельности в помещении, отведенном для поста управления. Последний должен быть оснащен комплексом технических средств (КТС), необходимых для контроля и управления технологическим процессом.

Зоной обслуживания считают участок территории или главного корпуса ТЭС, на котором располагается энергооборудование, непосредственно управляемое оператором с помощью комплекса технических средств.

Обычно конечной целью специальных мероприятий по организации рабочего места служит оптимизация условий трудовой деятельности оперативного персонала местных или блочных щитов управления в пределах отведенного для них помещения.

Общие требования к организации рабочего места сводятся к тому, что должны быть:

1) достаточное пространство для персонала, позволяющее осуществлять ему все необходимые действия по управлению основного оборудования и перемещения при обслуживании КТС;

2) достаточные информационные связи между оператором и ТОУ, а также между персоналом местных, блочных и главного щитов управления;

3) достаточные и безопасные проходы для персонала в пределах помещения щита;

4) оптимальное размещение кресла оператора;

5) оптимальное размещение технических средств контроля и органов управления, средств связи и другой аппаратуры, находящейся в зоне трудовой деятельности персонала;

6) необходимое естественное (в дневное время) и искусственное освещение пультов и приборных панелей и всего пространства рабочего места;

7) допустимый уровень акустического шума, вибраций и других физических факторов окружающей производственной среды, создаваемых основным или вспомогательным оборудованием или другими источниками;

8) надежная индикация отказов источников электрического питания КТС, а также индикация отказов самой аппаратуры КТС;

9) наличие необходимых предупредительных знаков и плакатов разрешающего, предостерегающего или запрещающего назначения, необходимых для ремонтных или восстановительных работ, проводимых на рабочем месте или в зоне обслуживания персонала без останова основного оборудования и отключений электропитания;

10) наличие должностных и производственных инструкций для персонала по обслуживанию основного оборудования и КТС.

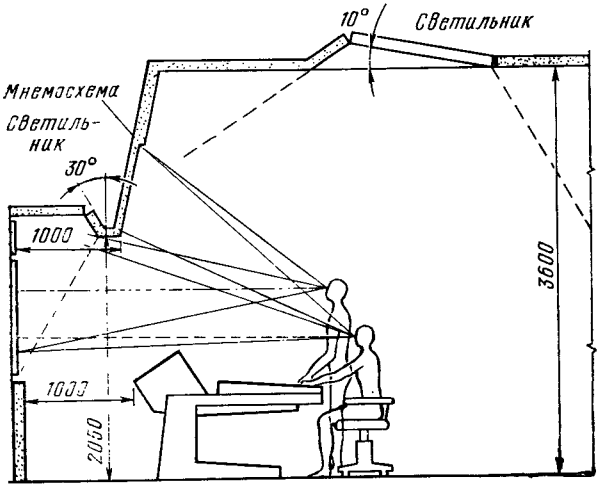


Рис. 3.5. Схематическое изображение диспетчерского пункта ТЭС.

Непосредственно в помещении оперативного щита управления может быть организовано несколько рабочих мест: для оператора, старшего оператора (начальника смены) и для программиста (при наличии ЭВМ).

Организация рабочего места оперативного персонала должна проводиться совместно с учетом планировки всего внутреннего пространства поста управления (интерьера), который создается архитектурно-строительными формами, отделкой, цветовым решением, системой освещения, набором мебели, а также размещением КТС (рис. 3.5).

Интерьер делится на три зоны: *рабочую* (оперативную), *вспомогательную* (неоперативную) и *отдыха*. Главной функциональной зоной оператора считается *оперативная*, расположенная в районе досягаемости и

поле зрения оператора. В ней размещаются пульт управления и приборные панели оперативного контура. Последние располагаются вдоль одной из стен помещения, отведенного под щит, или полукругом. При этом место оператора в плане помещения находится в вершине угла (не более 90°), образованного линиями, идущими от крайних точек приборных панелей или пультов.

Вспомогательная (неоперативная) зона служит для размещения приборных панелей неоперативного контура и для обслуживания приборных панелей оперативного контура с обратной стороны.

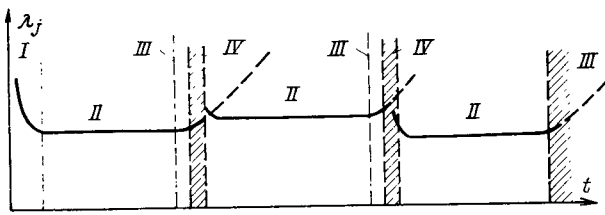


Рис. 3.6. Типовые временные характеристики работы оператора $\lambda_j = f(t)$.

Зона отдыха предназначена для психологической переадаптации операторов в период кратковременных отдыхов. Она должна располагаться так, чтобы из нее можно было наблюдать за появлением световых и акустических сигналов на мнемосхеме и на панелях оперативного контура. Наличие зоны кратковременного отдыха в интерьере постов управления способствует ликвидации переутомления оператора, снижающего надежность его работы.

Основным показателем надежности работы оператора служат две величины: *интенсивность потока ошибок* λ_{0j} и *вероятность его безошибочной работы* $P_{оп}$, определяемые по формулам:

$$\lambda_{0j} = \frac{n_j}{N_j T_j}$$

и

$$P_{оп} = \prod_{j=1}^{j=r} P_{опj}^{N_j} = e^{-\sum_{j=1}^{r} (1-P_{опj}) N_j} = e^{-\sum_{j=1}^{r} \lambda_{0j} T_j N_j},$$

где n_j — число ошибок j-го вида; N_j — общее число операций j-го вида; T_j — среднее время выполнения одной операции; r — число различных типов операций.

Примерный график зависимости числа ошибок от времени для однотипных операций по управлению или контролю приведен на рис. 3.6.

Любой процесс управления с точки зрения эффективности участия в нем человека-оператора состоит из трех фаз: *врабатываемости I*; *устойчивой работоспособности II*; *переутомления III*. Чередуя интенсивную работу с кратковременным отдыхом путем добавления фазы *IV* — отдыха, можно добиться устойчивой работоспособности в среднем в течение всего рабочего дня.

Кроме мероприятий эстетического характера, способствующих более интенсивному отдыху нервной и зрительной систем в зоне отдыха и в пределах всего интерьера, должны быть учтены факторы производственной среды, цвета и освещенности, оказывающие существенное эмоционально-физиологическое воздействие на операторов.

Факторы производственной среды делятся на физические и химические. К физическим факторам относятся:

1) метеорологические, определяющие микроклимат интерьера щитов и постов управления (температура и влажность воздуха, скорость циркуляции воздуха внутри помещения);

2) светотехнические (освещенность и цветосочетание стен, приборных панелей, КТС, мебели);

3) бароакустические (атмосферное давление, шумы);

4) механические (вибрации);

Таблица 3.2

Рекомендуемые значения освещенности рабочего места

Тип рабочего места или характер выполняемой работы	Освещенность, лк	
	Рекомендуемые значения	Минимальные значения
Наблюдение за измерительными приборами, испытания, проверка	500	300
Периферийные устройства ЭВМ, коиторское оборудование	1000	500
Выполнение записей	700	500
Ремонтные работы:		
общие	500	300
приборные	2000	1000

5) электромагнитные (электрические и магнитные поля, контактная разность потенциалов);

6) радиационные (ионизирующие, тепловые и радиочастотные излучения).

Химические факторы определяют гигиенические условия труда:

1) естественный состав воздуха;

2) вредные примеси в воздухе (газы, пары и аэрозоли).

Все перечисленные факторы нормируются [25].

Так, например, рекомендуемые значения освещенности интерьера в зависимости от типа рабочего места приведены в табл. 3.2.

Значения допустимой и предельно переносимой человеком интенсивностей шума приведены на рис. 3.7.

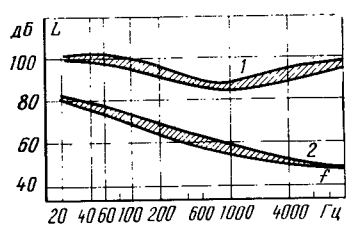


Рис. 3-7.

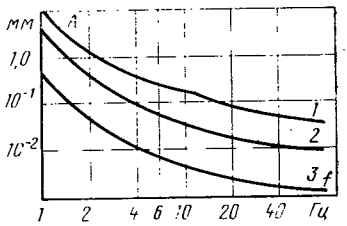


Рис. 3-8.

Рис. 3.7. Характеристики воздействий шума на оператора.

1 — предельно переносимая интенсивность (в течение 6 ч); *2* — уровень шума в комфортных условиях работы.

Рис. 3.8. Характеристики воздействий вибраций на оператора при изменениях частоты f и амплитуды A.

1 — мешают нормальной работе; *2* — ощутимы; *3* — не воспринимаются.

Характер воздействия на оператора вибраций в зависимости от амплитуды и частоты показан на рис. 3.8.

Электромагнитные поля высоких частот, которые вызывают повышенную утомляемость, нарушение сна, головные боли и другие симптомы, не должны превышать в СВЧ диапазоне (300—$300 \cdot 10^3$ МГц) 10 мкВт/см^2, в диапазоне до 300 МГц по электрической составляющей 5 В/м, по магнитной 5 А/м. Защитными мерами от воздействия ЭМП являются экранирующие сетки, щиты и т. п. К индивидуальным средствам относятся защитные очки, шлемы, специальные халаты, комбинезоны, фартуки и т. п.

Химический состав воздуха, %, в помещении контролируется по содержанию O_2 и CO_2:

Содержание	O_2	CO_2
Нормальное	19	<1
Предельное	20	2

Допустимые параметры отклонения неблагоприятных факторов от нормы по длительности и интенсивности не должны вызывать переутомления у оператора в течение рабочего дня.

Нормируемые производственные факторы при их комплексном воздействии не должны оказывать отрицательного влияния на здоровье человека при профессиональной деятельности в течение многих лет.

В заключение заметим, что технические средства автоматизации, которыми оснащаются операторские посты управления, быстро стареют и могут заменяться в случае необходимости, но требования к организации рабочего места человека-оператора, вытекающие из его психофизиологических особенностей, остаются неизменными в течение многих десятилетий.

3.4. Композиционные решения оперативно-диспетчерских постов управления

Компоновка пультов управления. Значение хорошо спроектированного пульта как средства сопряжения человека с системой управления и объектом трудно переоценить. Пульт управления должен располагать удобным и достаточным по размерам пространством для оператора (машиниста энергоблока) и обеспечивать рациональное размещение на нем средств радиотелефонной связи, технических средств контроля и управления. Пульт должен быть оснащен сиденьем для оператора, обеспечивающим поддержание его свободной рабочей позы, и иметь место для ведения записей, просмотра и хранения текущей документации. Пульты характеризуются размерами и геометрической формой. В практике организации автоматизированного управления на ТЭС применяются пульты фронтальной и многогранной (полукруглой) формы в плане. Чаще всего пульт выполняется с вертикальной (рис. 3.9) или наклонной (рис. 3.10) приставками, на которых размещаются измерительные приборы небольших размеров в один или два ряда.

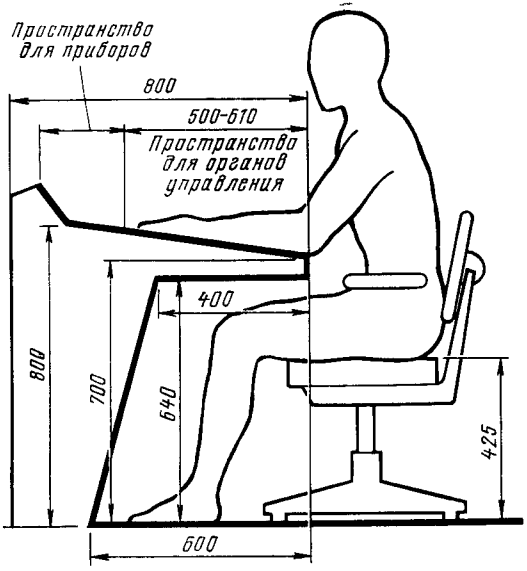


Рис. 3.9. Пульт управления с вертикальной приставкой.

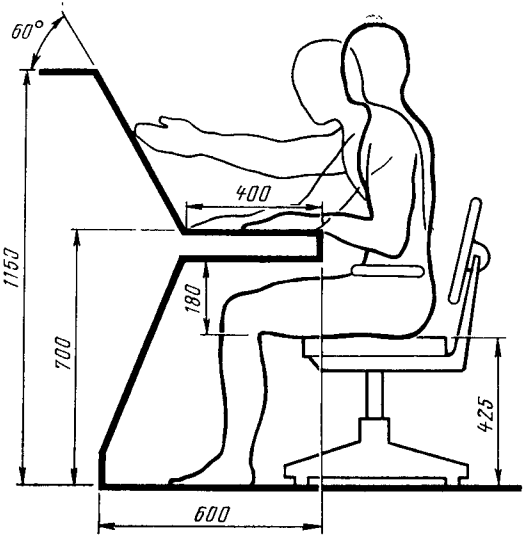


Рис. 3.10. Пульт управления с наклонной приборной панелью.

На горизонтальных панелях пультов обычно размещаются органы управления.

Органы управления различаются между собой по ряду признаков:

1) по характеру использования:

оперативные, используемые для непрерывно-дискретного регулирования технологических процессов, изменений режимов работы оборудования, ввода командной и отчетной информации и других важных функций;

неоперативные, используемые эпизодически или периодически в операциях по контролю и управлению не требующих неотложности в выполнении;

2) по характеру выполняемых оператором движений:

требующие *разовых односложных* движений (нажатие кнопки, поворот ручки);

требующие *точных дозированных* движений по силовым, пространственным и временным координатам (настройка или установка заданных значений параметров и др.);

требующие *часто повторяющихся однообразных* движений — вращательных, нажимных или ударных (работа на пишущей машинке, кодирование информации с помощью клавиш и др.);

3) по конструктивному исполнению: *кнопки, клавиши, поворотные рукоятки, маховики, штурвалы* и др. (в АСУ ТП ТЭС используются, как правило, органы управления, рассчитанные для ручного воздействия) [21].

Приведенный выше перечень отличительных признаков помогает выбрать орган управления, наиболее подходящий для того или иного рода деятельности. Так, например, для точных дозированных движений следует применять легко различимые на ощупь ручки в форме цилиндра или усеченного конуса с насечками вдоль образующих, требующие определенного усилия для поворота.

Типы органов управления, их количество и взаимное расположение в зоне трудовой деятельности операторов следует выбирать с учетом задач, решаемых оператором, характера его движений и перемещений и оперативной загруженности.

Независимо от типа и характера использования отдельных органов управления при их выборе и установке следует придерживаться ряда общих требований инже-

нерно-психологического характера, основанных на изучении опыта работы операторов. Ниже приводится перечень этих требований:

1. Расположение органов управления в пределах зон досягаемости оператора, показанных на рис. 3.11 и 3.12 для горизонтальных и вертикальных панелей пультов и щитов.

2. Учет привычных для человека стереотипных движений. Например, положение «пуск», «увеличение», «больше», «открыть» должны соответствовать перемещению рукояток или маховиков от себя вправо, для кнопок и клавишей — нажатие крайних правых по положению.

3. Соблюдение принципа экономии движения (распределение движений между обеими руками, окончание одного движения в положении, удобном для начала второго, и т. п.).

4. Исключение случайного или несвоевременного срабатывания, связанного с возможностью возникновения аварии.

Для этого все органы управления должны обладать достаточным, но нечрезмерным сопротивлением воздействию с тем, чтобы избежать срабатывания под тяжестью свободно лежащей руки или рабочего инструмента (усилия на ободе штурвалов или маховиков — до 15 кг). Кроме того, предусматривается применение защитных крышек, планок, скобок и т. п.; установка дополнительного второго органа для повторного воздействия после манипулирования с первым в особо ответственных случаях, электрических или механических блокировок.

5. Обязательное кодирование каждого органа с целью облегчения управления, уменьшения количества ошибок и сокращения времени поиска.

Кодирование осуществляется с помощью пояснительных надписей, содержащих только общепринятые сокращения и условные обозначения, с помощью цвета, простых геометрических фигур или сочетанием разных способов.

Совместное расположение органов управления и связанных с ними по логике управления индикаторов требует выполнения ряда условий (принципов), принятых в практике управления.

В соответствии с первым из них — *принципом совмещения стимула и реакции* наилучшим вариантом расположения органа управления и индикатора является такой, при котором информация используется там, где она возникает.

Для этого органы управления располагаются в непосредственной близости от соответствующих им инди-

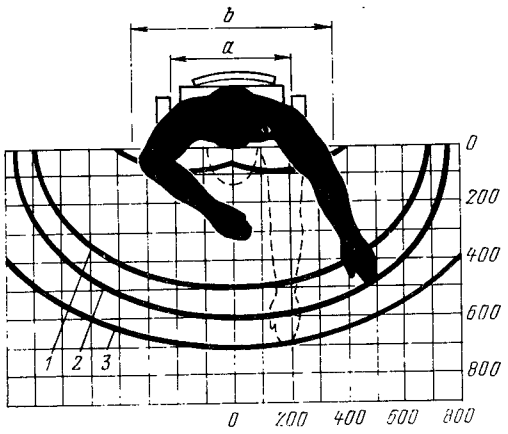


Рис. 3.11. Зона досягаемости оператора в горизонтальной плоскости.
1 — оптимальная; *2* — допустимая; *3* — максимальная; *a*, *b* — соответственно минимальное (450 мм) и максимальное (700 мм) боковое перемещение руки.

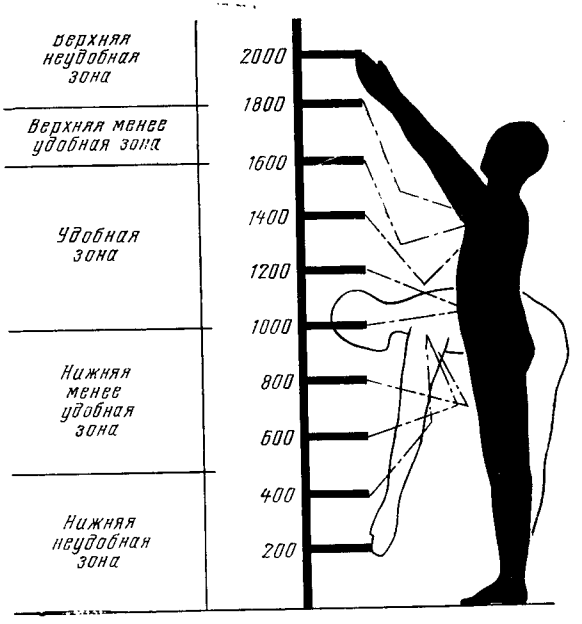


Рис. 3.12. Зона досягаемости оператора в вертикальной плоскости.

каторов. Взаимосвязь органов управления и индикаторов подчеркивается одинаковым цветом или же очертанием образуемых ими контуров. При этом вращающийся орган управления нельзя располагать выше индикатора, а направление стрелки перемещения указателя должно соответствовать направлению движения органа управления. Выполнение этих правил способствует увеличению темпа работы персонала при прочих равных условиях.

Принцип совмещения стимула и реакции широко используется в современной миниатюрной аппаратуре, имеющей в своем составе блок управления, в одном корпусе которого располагаются органы управления и стрелочный указатель положения. Другим примером использования этого принципа служат люминесцентные индикаторы, являющиеся одновременно кнопкой или клавишей.

Второй принцип - *функционального соответствия* требует, чтобы каждой подсистеме управления энергоблоком или его функциональной группе был выделен свой участок на панели пульта или щита. Такой подход при расположении технических средств управления и индикации вполне осуществим и совершенно необходим в особенности для систем управления, построенных на разделении оборудования по функционально-групповому признаку.

Третий принцип — *объединения* предусматривает использование суперэлементов, заменяющих множество однотипных элементов индикации или управления для объектов, принимающих одно и то же или близкое состояние (положение). Этот принцип реализуется, например, в системе контроля по вызову, в которой на один прибор (суперэлемент индикации) «вызывается» с помощью наборного поля закодированных клавишей текущее значение какого-либо одного технологического параметра из группы (множества) сходных.

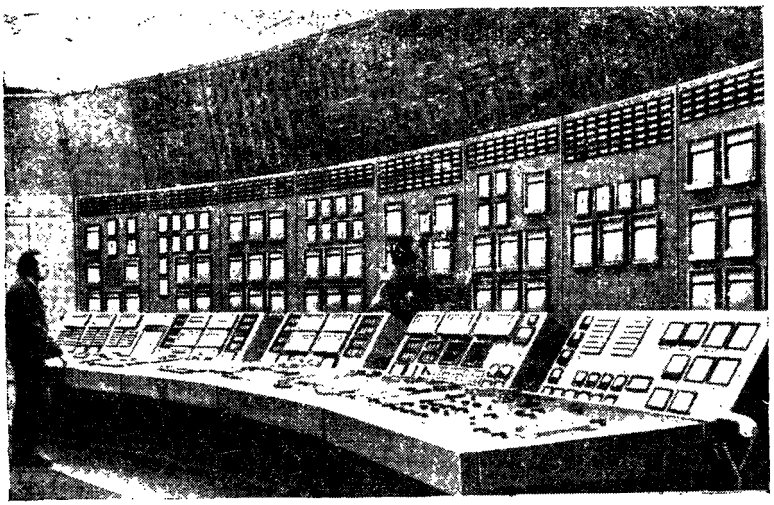
В соответствии с четвертым принципом — *важности и частоты использования* группы взаимосвязанных органов управления и индикаторов, играющих главную роль в управлении процессом, размещаются в удобном и легко досягаемом для оператора месте. Например, блоки или ключи управления системой бесконтактного регулирования (СБР) подачи топлива в топку котлов (указатели положения СБР и параметры отдельных

пылепитателей) располагаются в центре панели котла на пульте управления энергоблоком.

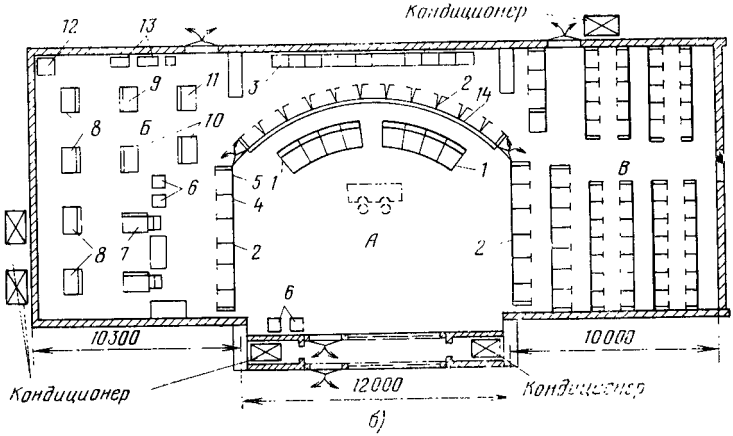
Очевидно, что одновременное соблюдение всех четырех принципов в одной и той же системе управления может привести к противоречивым требованиям. Так, например, принцип совмещения стимула и реакции в какой-то мере противоречит принципу объединения, а последний в свою очередь может вступить в противоречие с принципом функционального соответствия. В таких случаях во взаимном расположении средств контроля и управления ищется разумный компромисс. Например, для сложных систем управления, в которых реализуется функционально-групповое или распределенное управление предпочтение отдается принципу объединения. Для простых систем с небольшим числом запорных и регулирующих органов в первую очередь реализуется принцип совмещения стимула и реакции.

Компоновка щитов управления. Большинство технических средств по контролю за технологическим процессом энергоблоков размещается на специальных вертикальных приборных панелях, противостоящих пульту управления и также расположенных фронтально или полукругом.

Комплекс пультов и вертикальных приборных панелей образует щит управления энергоблоком (рис. 3.13,*а*). На нем размещаются все технические средства отображения информации и органы управления, состоящие из контрольно-измерительной и пускорегулирующей аппаратуры. Непосредственно перед оперативным персоналом размещаются только те приборы и командные аппараты, которые необходимы ему для управления энергоблоком во всех эксплуатационных режимах и особо опасных ситуациях, образуя *оперативный контур* управления. Все остальные средства информации и органы управления, включая и те, которые связаны с подготовительными операциями по пуску или останову энергооборудования, образуют *неоперативный контур* управления и могут быть вынесены из зоны постоянного действия оператора. Это позволяет ликвидировать противоречие между допустимыми размерами приборных панелей и пультов, вытекающих из психофизиологических и антропометрических характеристик человека-оператора, и размерами, требуемыми для размещения всех технических средств по контролю и управлению энергоблоком. Та-



а)



б)

Рис. 3.13. Внешний вид (*а*) и компоновка (*б*) БЩУ для двух энергоблоков 800 МВт.

А — оперативное помещение; *Б* — помещение УВК; *В* — помещение панелей защиты и электронных регулирующих приборов; *1* — пульты управления; *2* — панели оперативного управления; *2* — неоперативные панели; *3* — УЛУ процесса растопки; *4* — световые табло советчика оператора; *5* — пульт управления УВК (рабочее место программиста); *6* — машинки цифровой печати; *7* — центральный процессор; *8* — устройство связи с объектом (УСО); *9* — устройства ввода информации; *10* — запоминающие устройства; *11* — устройства сигнализации; *12* — шкаф питания; *13* — аппаратура оперативной связи; *14* — мнемосхема энергоблока.

ким образом, основная цель компоновки измерительных приборов и органов управления на пультах и вертикальных приборных панелях оперативного контура по количеству и порядку состоит в том, чтобы дать возможность оператору одним взглядом охватить индикаторы важнейших технологических параметров энергоблока.

Неоперативный контур щитов управления обычно состоит из вертикальных панелей шкафного типа общим числом до 100 и более, размещающихся по бокам или позади панелей оперативного контура.

Компоновка щитов управления на вновь проектируемых ТЭС основана на применении новых технических средств контроля и управления [многошкальные приборы с поворотными шкалами, низковольтная миниатюрная аппаратура управления, размещенная на секционных пультах управления с ячейковыми мнемосхемами, экраны электронно-лучевых трубок (ЭЛТ), размещенные на вертикальных приставках к пультам и т. п.].

На блочных электростанциях наиболее распространенной является *последовательно-агрегатная* компоновка панелей и пультов. Такая компоновка позволяет сосредоточить внимание операторов объединенных БЩУ на энергоблоке, который больше всего в этом нуждается по условиям режимов работы основного энергооборудования (пуск, останов, освоение нового оборудования, испытания и т. п.). План БЩУ, соответствующий такому варианту компоновки, показан на рис. 3.13,*б*.

Общая площадь помещения, отводимого для сдвоенных БЩУ, зависит от мощности энергоблоков и находится в пределах от 450 (для блоков единичной мощностью 300 МВт) до 720 м^2 (для блоков 800 МВт) [3].

Особенности компоновки щитов управления на ТЭС с поперечными связями между технологическим оборудованием. В доблочной энергетике каждый котел и турбогенератор имели отдельный щит управления, являвшийся рабочим местом для двух-трех операторов. Начальник смены выполнял функции обходчика индивидуальных щитов или находился в районе агрегата, требующего наибольшего внимания. По мере развития блочной энергетики принципы организации постов управления, принятые на блочных ТЭС, а также появление новых технических средств контроля и управления повлияли на организацию управления ТЭС с поперечными связями и на компоновку их щитов управления.

В настоящее время управление энергооборудованием на ТЭС с поперечными связями осуществляется с групповых щитов управления (ГрЩУ). В большинстве случаев с одного ГрЩУ осуществляется управление двумя котлами и двумя турбинами. Кроме сокращения численности оперативного персонала переход на новую

систему управления позволили отказаться от дробления ТЭС на котельный и турбинный цехи, существовавшего в доблочной энергетике, что дало возможность сократить также численность эксплуатационного персонала, приходящегося на единицу установленной мощности.

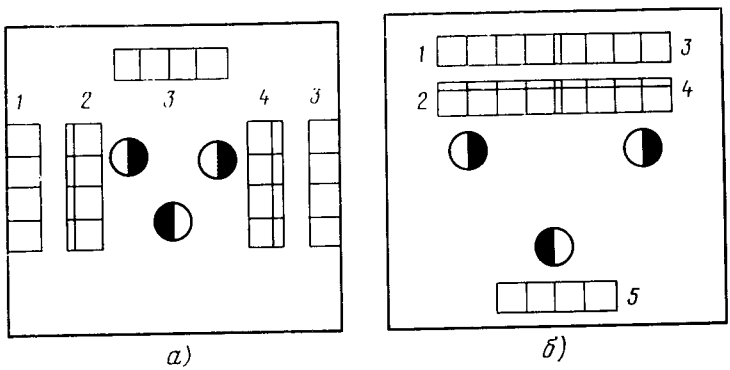


Рис. 3.14. Компоновки ГрЩУ.
а — противостоящая; *б* — совмещенная; *1* — оперативные панели котлов; *2* — пульты котлов; *3* — оперативные панели турбин; *4* — пульты турбин; *5* — неоперативные панели.

Варианты компоновки ГрЩУ для двух котлов и двух турбин показаны на рис. 3.14.

3.5. Уровень автоматизации ТЭС

Под уровнем автоматизации ТЭС понимается ее оснащенность современными техническими средствами контроля и управления и набором отработанных процедур установления связи по обмену и завершению передачи информации в системе «человек — машина». Уровень автоматизации в таком понимании не является установившейся категорией. Само понятие уровня автоматизации меняется по мере модернизации оборудования, совершенствования технических средств автоматизации и внедрения ЭВМ, роста квалификации эксплуатационного персонала и других факторов.

Современный уровень автоматизации ТЭС можно характеризовать: в информационной части — сочетанием одноканальных измерений (10—20% полного объема информации) и систем множественного контроля с использованием ИВМ; в управляющей части — сочетанием индивидуального прямого и вызывного (25—30% всего количества исполнительных и вспомогательных механиз-

мов) дистанционного управления с широким применением локальных АСР и автоматизацией отдельных операций по управлению (пуск и останов отдельных агрегатов, переход на пониженные и растопочные нагрузки и др.) [3].

Проанализируем работу оператора (машиниста) энергоблока при существующем уровне автоматизации, принятом за исходный, в течение фиксированного отрезка времени. Выполняя функции контроля технологического процесса, он многократно обращается к показаниям одноканальных измерительных приборов и информационных систем и получает сведения о текущих значениях параметров (температуры, расхода, давления, вакуума и др.). В результате личного наблюдения за технологическим процессом и по сообщениям персонала местных щитов или же по распоряжению вышестоящих постов (начальника смены, ДИС) оператор принимает решения и воздействует на органы управления (задатчики АСР, ключи и кнопки и т. д.). Оперативную загрузку персонала можно охарактеризовать интенсивностью потока выполняемых требований (законченных операций):

$$\lambda_{\Sigma} = \frac{\sum_{i=1}^{k} m_i}{\sum_{i=1}^{k} \Delta\tau_i}, \qquad (3.5)$$

где $m_i \in M$, $i \in I$ — конечное множество выполняемых требований (операций) по контролю управления на отрезке времени $\Delta\tau_i$; k — число наблюдаемых отрезков времени $\Delta\tau$ на каждом из возможных режимов эксплуатации (стационарном или переменном).

При оценке существующих в настоящее время интенсивностей потоков λ_{Σ} для персонала энергоблоков можно ориентироваться на результаты статистической обработки наблюдений за их работой, сведенных в табл. 3.1 [24].

Анализ приведенных значений λ_{Σ} показывает, что в переменных режимах работы оборудования загрузка оперативного персонала увеличивается в 3 раза. Это ведет к необходимости повышения уровня автоматизации энергоблоков в переменных режимах и при пони-

женных нагрузках, что, несомненно, повлияет и на снижение интенсивности потоков требований, выполняемых оператором во всех остальных режимах.

Значительно более высокий уровень автоматизации предусматривается на вновь строящихся или проектируемых ТЭС. В *информационной части*: сведение до минимума индивидуальных измерительных приборов; расширение функций информационных систем; увеличение объема обмена оперативной информацией с системами управления вышестоящих уровней с помощью ЭВМ на основе использования отработанных процедур по установлению связи, обмену и завершению передачи информации. *В управляющей части*: сведение до минимума прямого и вызывного дистанционного управления, переход на групповое управление исполнительными механизмами и оборудованием по заранее составленным программам и отработанным процедурам, значительное расширение функций систем автоматического управления, в том числе развитие управляющих функций ЭВМ (пуск энергоблоков из различных тепловых состояний, оптимизация отдельных режимов, включая пониженные нагрузки, и технологических процессов ТЭС в целом, участие в режиме регулирования частоты и баланса мощностей в энергосистеме и др.).

Существуют и будут существовать в ближайшие годы промежуточные уровни автоматизации, характеризуемые сочетанием исходного уровня и поэтапным внедрением в эксплуатацию новейших технических средств, расширением их функций по мере реконструкции существующих ТЭС и строительством новых тепловых электростанций.

На выбор уровня автоматизации существенное влияние оказывают: 1) единичная мощность агрегатов; 2) преимущественные режимы работы оборудования; 3) имеющиеся в наличии средства автоматизации; 4) суммарный расход топлива на ТЭС, ожидаемая экономия топлива от автоматизации и затраты на топливо в сравнении с затратами на приобретение средств автоматизации.

Опыт показывает, что безотчетное стремление к высшему уровню автоматизации не всегда оправдывается. Прежде всего необходимо исходить из конкретных технических и экономических условий.

Так, например, дорогостоящие ЭВМ с большим объемом памяти и быстродействием вычислительных операций целесообразно устанавливать лишь на крупных ТЭС с единичной мощностью энергоблоков не ниже 250—300 МВт. При частых пусках и остановах энергоблоков и работе при пониженных нагрузках бо́льшее развитие должны получить системы автоматического управления пусковыми процессами и всережимные АСР.

Постоянным стимулом для повышения уровня автоматизации должно быть достижение оптимальных значений показателей оперативной загруженности эксплуатационного персонала и расширение зоны обслуживания. Это приведет к более активному и творческому участию оперативного персонала в управлении технологическим процессом с целью достижения плановых и нормативных значений ТЭП энергоблоков и ТЭС в целом, резервы для улучшения которых на многих электростанциях далеко не исчерпаны.

Глава четвертая

РЕАЛИЗАЦИЯ АВТОМАТИЗИРОВАННОГО УПРАВЛЕНИЯ НА ТЭС

4.1. 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. 4.1). При этом требуемое соответствие между паропроизводительностью котла и расходом пара на турбину поддерживается по косвенному показателю — давлению перегретого пара в соединительном паропроводе $p_{\text{п.п}}$ с помощью АСР тепловой нагрузки котла D_q (АСРК); баланс между механической энергией ротора турбины $N_{\text{т}}$ и электрической нагрузкой генератора $N_{\text{г}}$ контролируется также по косвенному показателю — частоте вращения ротора n и обеспечивается с помощью АСР мощности турбины (АСРТ); соответствие между заданным и текущим значениями напряжения на шинах генератора $u_{\text{г}}$ регулируется посредством автоматической системы стабилизации возбуждения (АСРВГ).

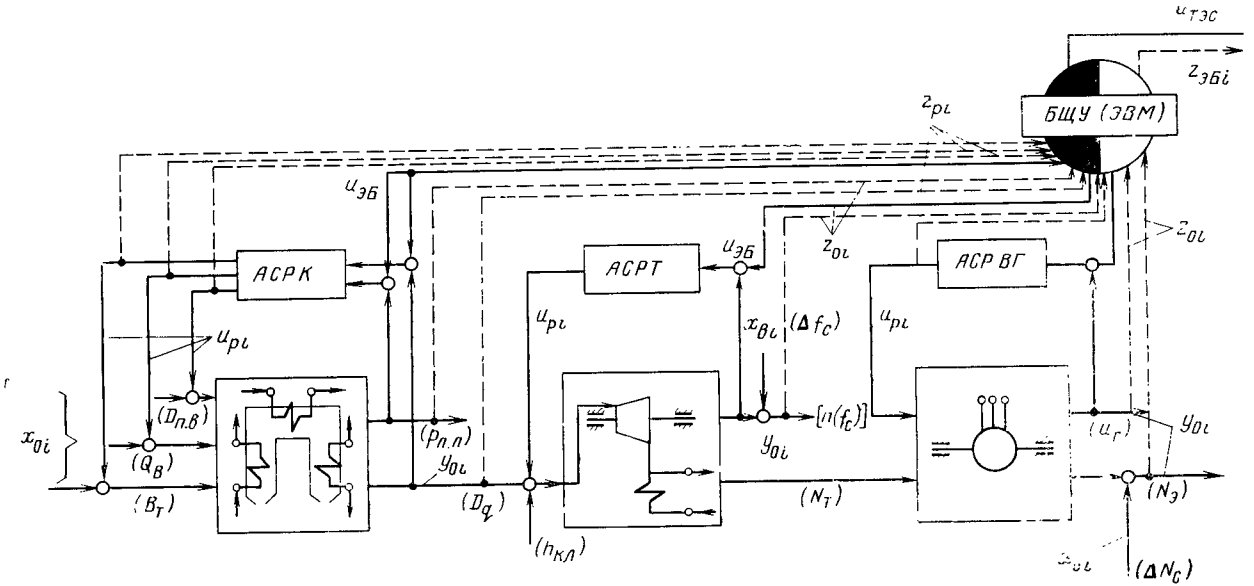


Рис. 4.1. АСР агрегатов энергоблока.

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, но не предназначены 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. д. С переходом к блочной компоновке оборудования и специфическим особенностям эксплуатации блочных ТЭС (участие в покрытии неравномерностей графика электрической нагрузки, частые пуски и остановы энергоблоков и др.) задачи их управления становятся еще более сложными. 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.

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, повысились 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 комплекс технических средств и ЭВМ, 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 АСРГ 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 [1].

Основное преимущество АСУ ТП ТЭС перед совокупностью автономных систем отдельных агрегатов состоит в том, что она 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 нагрузке. Кроме того, сама АСУ может использоваться как инструмент по изучению технологического процесса и оборудования, например для определения математических моделей статики и динамики ТОУ и вычисления фактических или нормативных значений ТЭП. Отмеченные преимущества достигаются за счет существенного расширения состава функций АСУ ТП на современных ТЭС по сравнению с автономными системами управления доблочной энергетикой.

4.2. Состав функций АСУ ТП

Информационные функции АСУ ТП по энергоблокам состоят в следующем:

1. Оперативный контроль технологических параметров. С целью получения информации о ходе технологического процесса предусматриваются: индивидуальный контроль минимального числа наиболее важных технологических параметров с помощью постоянно включенных показывающих или регистрирующих приборов; избирательный контроль, а также множественный контроль (контроль по вызову на аналоговых и цифровых приборах или электронно-лучевых трубках, графическая регистрация на аналоговых приборах и т. п.).

2. Технологическая сигнализация. В качестве дополнительной информации предусматриваются световая и

звуковая сигнализация технологических параметров, вышедших за пределы установленных значений, а также сигнализация состояния регулирующих и запорных органов и оборудования. Световая сигнализация является одной из форм множественного контроля и осуществляется на световых табло, встроенных в мнемосхемы ТОУ.

3. Расчет технико-экономических показателей. С целью сопоставления достигнутых 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 [26]. Расчеты ведутся в темпе с технологическим процессом на основе информации о технологических параметрах, входящих, например, в системы уравнений (2.23)—(2.34). В целях получения представительных результатов значения оперативных интервалов расчета ТЭП устанавливаются равными не менее 15 мин [4]. Кроме того, значения ТЭП вычисляются в соответствии с интервалами существующих форм отчетности: за смену (8 ч), сутки, месяц, год.

4. Определение достоверности информации. С целью проверки точности функционирования информационных подсистем предусматривается дополнительный контроль численных значений технологических параметров по важнейшим каналам измерений. Проверка осуществляется путем сравнения с показаниями дублирующих измерительных систем и приборов или со значениями параметров, полученными на основании косвенных вычислений с помощью ИВК.

5. Диагностика состояния оборудования. С целью предупреждения возможных неполадок в работе энергоблока предусматривается спорадический и непрерывный контроль состояния оборудования путем оценки отклонений текущих значений параметров от установленных.

6. Регистрация аварийных положений. С целью обобщения опыта эксплуатации энергоблоков, выявления экономического ущерба от аварий и предупреждения ошибочных действий оперативного персонала предусматривается специальная регистрация 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 хранится информация о событиях и значениях технологических параметров в течение заданного промежутка времени T_1, начиная от момента последнего опроса. В каждом новом цикле представления данных «стирается» информация, вышедшая за пределы интервала T_1, и вместо нее заносятся 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.

Функции управления АСУ ТП по энергоблоку сводятся к следующему:

1. Статическая оптимизация режимов работы энергооборудования. С целью достижения заданных критериев управления предусматривается контроль и управление режимами работы оборудования.

По котлу — поддержание КПД брутто вблизи оптимального значения путем сравнения 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 производительности циркуляционных насосов достигается, например, путем изменения 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 может достигаться, например, (при работе на скользящих параметрах) путем воздействия на расход топлива, подаваемого в топку котла.

2. Динамическая оптимизация технологических процессов. С целью достижения заданных показателей ка-

чества переходных процессов предусматривается подстройка динамических параметров настройки регуляторов нижнего уровня. Подстройка осуществляется при изменениях режимов работы энергоблока (например, при переходе с одного уровня нагрузки на другой) или условий его эксплуатации (изменение вида и характеристик топлива или состава работающего оборудования). Подстройка может осуществляться дистанционно оператором с помощью приспособлений, имеющихся на пульте управления и на регуляторах, или автоматически с помощью УВК.

3. Переключение и дискретные операции. С целью достижения заданных критериев управления при переходе с одного уровня электрической или тепловой нагрузки на другой или в случае изменения состава работающего оборудования предусматриваются переключения в тепловой или электрической схеме энергоблока. Переключения осуществляются 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), 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.

Информационные функции АСУ ТП по ТЭС следующие:

1. Общестанционный контроль технологических параметров и состояния оборудования. С целью представления информации операторам (дежурному инженеру ТЭС) о ходе технологического процесса и достижения заданных значений технико-экономических показателей ТЭС предусматривается сбор и переработка информации о состоянии и режиме работы общестанционного технологического оборудования и главной электрической схемы станции.

2. Расчет общестанционных ТЭП. Осуществляется с различными интервалами времени в зависимости от принятой в энергосистеме отчетности. Полученная ин-

формация представляется лицам, принимающим решения по управлению ТЭС: дежурному инженеру, начальникам смен (старшим операторам энергоблоков), в производственно-технический отдел и руководству ТЭС.

3. Контроль достоверности информации общестанционного назначения. Осуществляется параллельно с расчетом ТЭП ТЭС и отдельных энергоблоков.

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

5. Обмен оперативно-диспетчерской информации с АСУ вышестоящих и нижестоящих уровней. Осуществляется 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.

Функции управления АСУ ТП по ТЭС состоят в следующем:

1) оптимальное распределение нагрузок между энергоблоками с помощью УВК общестанционного назначения, определяющего расходные характеристики энергоблоков, относительные приросты ε_i электрической мощности и расчет ее абсолютных приростов по энергоблокам в соответствии с процедурой, приведенной, например, в § 2.4;

2) 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;

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

4) выполнение логических операций по переключениям в главной электрической схеме станции путем воздействия на исполнительные устройства или УЛУ низ-

шего уровня, сочлененных с коммутирующей аппаратурой;

б) групповое управление автоматическими системами регулирования возбуждения электрических генераторов с целью стабилизации напряжения на выходе отдельных агрегатов и шинах станции.

Наряду с перечисленными функции управления АСУ ТП по энергоблоку дополняются широким кругом функций, выполняемых подсистемами нижнего уровня (АСР, УЛУ, ДУ и ТЗ), которые рассматриваются дальше.

Вместе с контролем и управлением непрерывным технологическим процессом УВК может решать разовые задачи чисто производственного характера, например определение оптимальных сроков планово-предупредительных и капитальных ремонтов. При этом расчеты выполняются по результатам сопоставления затрат на очистку поверхностей нагрева и на простой оборудования во время ремонта с издержками на непрерывную эксплуатацию неочищенных теплообменников [6].

При определении оптимальных объемов и сроков заказов запасных изделий для измерительной (регулирующей) аппаратуры и средств вычислительной техники расчеты выполняют по результатам анализа статистических данных (вычисления интенсивности потока отказов). При этом минимум целевой функции определяют путем сопоставления затрат на приобретение запасных частей и замену износившихся элементов с издержками от простоя оборудования или его эксплуатации на дистанционном (ручном) управлении в результате отказов составных элементов КТС в автоматизированной системе управления.

Решение задач статической оптимизации производственного характера выходит за рамки функций АСУ ТП по энергоблоку и ТЭС. Однако часть таких задач решается в практике эксплуатации по мере необходимости и при должном математическом и программном обеспечении УВК.

Приведенный выше 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 УВК.

4.3. Реализация АСУ ТП ТЭС

В доблочной энергетике каждый котел обслуживался вахтой из трех-четырех человек, турбина — из двух-трех. Еще сравнительно недавно считалось, что уверенное управление энергоблоком одним-двумя операторами неосуществимо. В настоящее время на электростанциях, оснащенных АСУ ТП, это стало реальностью. На про-

ектируемых и вновь строящихся крупных ТЭС управление базируется на АСУ ТП.

Укрупненная функциональная структура АСУ ТП ТЭС, реализуемая с помощью КТС, изображена на рис. 4.2. Основу автоматизированной системы составляют три ее части: информационная, управляющая и исполнительная. Они же образуют одноименные подсистемы. Назначение первой из них — сбор, обработка и представление оператору информации, поступающей

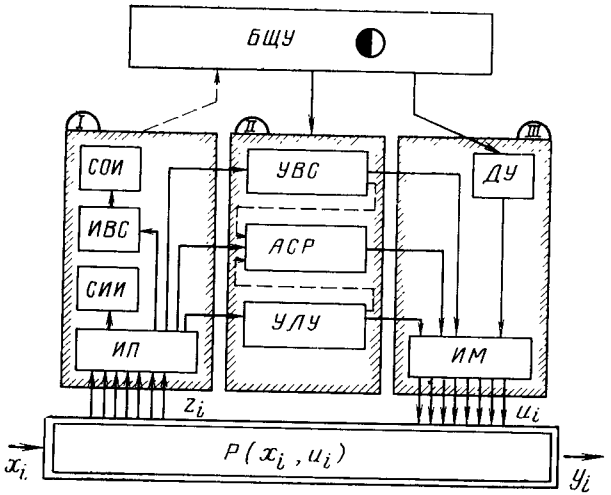


Рис. 4.2. Функциональная схема АСУ ТП.

I — информационная часть; *II* — управляющая часть; *III* — исполнительная часть; *СИИ* — средства индивидуального измерения; *ИП* — измерительные преобразователи; *СОИ* — средства отображения информации; *ИВС* — информационно-вычислительная подсистема; *УВС* — управляющая вычислительная подсистема; остальные сокращения — общепринятые.

с ТОУ; второй, в которой немаловажная роль отводится ЭВМ, — выработка управляющих воздействий, направленных на достижение заданных критериев управления. Третья — исполнительная часть предназначена для реализации управляющих воздействий на ТОУ с помощью регулирующих и запорных органов и электроприводов вспомогательных механизмов и машин.

АСУ ТП ТЭС отличается от традиционных систем управления наличием управляющего вычислительного комплекса (УВК). Его образуют совокупность технических средств и элементов, предназначенных для выработки и реализации управляющих воздействий или вы-

дачи рекомендаций по управлению технологическими процессами [20, 27].

Центральной частью УВК является ЭВМ. Она состоит из пяти основных элементов (рис. 4.3):

1) запоминающего устройства *ЗУ*, служащего местом хранения данных, используемых при вычислении команд, выполнение которых определяет функции вычислительной машины в системе управления;

2) арифметического устройства *АУ*, выполняющего вычислительные операции (сложение, вычитание, умножение, деление и сравнение);

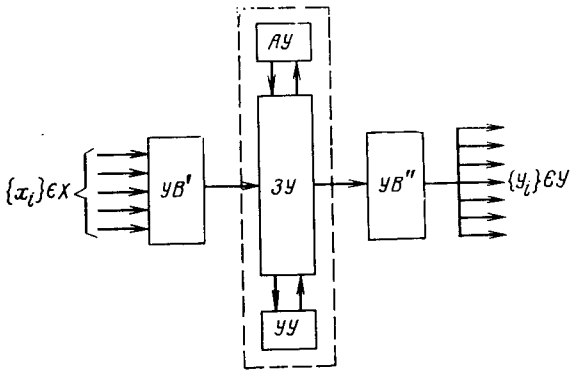


Рис. 4.3. Функциональная схема ЭВМ.

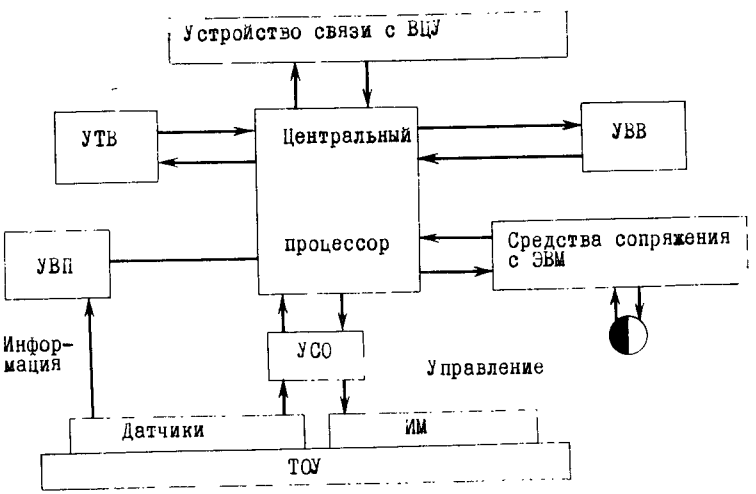


Рис. 4.4. Функциональная схема УВК.

3) устройства ввода *УВ'*, служащего для введения в ЗУ программ и данных, обрабатываемых вычислительной системой (численных значений констант, измеряемых технологических параметров, коэффициентов и др.);

4) устройства вывода *УВ''*, обеспечивающего появление на выходе *ЗУ* результатов вычислений, принимаемых для непосредственного управления (численных значений сигналов управляющих воздействий) или для рекомендаций оператору;

5) устройства управления *УУ*, подающего в определенном порядке команды на выполнение вычислительных функций, направленных на принятие ЭВМ логических решений и арифметических операций.

Арифметическое и запоминающее устройство и устройство управления образуют *центральный процессор*. Прежде чем участвовать в решении задач управления, центральный процессор должен быть оснащен пятью дополнительными функциональными устройствами (рис. 4.4):

1) текущего времени (УТВ) (электронные часы). Время вводится в программы, реализуемые в АСУ ТП, как параметр. Главное назначение устройства отсчета времени — расписание и учет событий, сопровождающий любой процесс, в течение рабочего дня (смены), подача управляющих воздействий в определенные моменты после выявления тех или иных случайных или запланированных событий;

2) внешнего прерывания (УВП). У АСУ ТП должна быть возможность реагировать на непредвиденные события или аварии оборудования путем прерывания выполнения текущей программы. Дело в том, что некоторые события более важны, чем другие, т. е. обладают относительным приоритетом. Устройству прерывания с более высоким приоритетом, например, по сигналам от противоаварийной автоматики, имеющей абсолютный приоритет, разрешается останавливать обработку менее важной задачи, имеющей низший приоритет. После завершения программы обслуживания, связанного с высокоприоритетным прерыванием, система возвращается к выполнению прерванной программы;

3) связи с объектом (УСО). Совместно с устройством ввода—вывода (УВВ) служит для связи с внешней средой (процессом) в реальном масштабе времени. АСУ ТП воспринимает внешнюю среду как совокупность аналоговых и цифровых сигналов. Для этого существуют аналого-цифровые преобразователи (АЦП), подключаемые к множеству первичных измерительных преобразователей с помощью устройства обегания (входного коммутатора). Для восприятия дискретных сигналов типа «да — нет» или в виде последовательности импульсов существует отдельный цифровой вход.

Большинство ЭВМ имеет два вида выходных сигналов для вырабатываемых управляющих воздействий $u=\{u_i\}=U$: аналоговый и цифровой. Переход от цифрового значения сигнала к аналоговому осуществляется с помощью цифроаналогового преобразователя (ЦАП).

Когда приводом исполнительного механизма служит шаговый двигатель, для его управления вырабатывается сигнал в виде последовательности прямоугольных импульсов по напряжению;

4) сопряжения человека с машиной. Любая АСУ — человеко-машинная система. Оператор должен иметь возможность «общаться» с ЭВМ. Чаще всего эта связь осуществляется с пульта управления

технологическим процессом, например с пульта ГЩУ, БЩУ или ГрЩУ. Средствами связи служат: экранный дисплей, на котором высвечиваются результаты вычислений или советы оператору по управлению, функциональные клавиши со специальной маркировкой для подачи команд по выполнению определенных функций, соответствующих конкретному объекту управления; клавиши цифрового ввода новых значений технологических параметров или изменения численных значений, введенных ранее. После нажатия той или иной клавиши с помощью соответствующих элементов ЭВМ инициируется определенное действие по управлению или расчету ТЭП;

5) связи с вышестоящим центром управления (ВЦУ), служит для осуществления диалога между двумя машинами, находящимися на разных уровнях управления. Кроме того, УВК соединены между собой устройствами телетайпной связи. Взаимодействие ЭВМ осуществляется на основе отработанных процедур установления связи, обмена и завершения передачи информации. Во время сеанса связи подсистема управления низшего уровня должна быть готова к прерыванию своей задачи через устройство внешнего прерывания при появлении команды (сигнала) от системы управления, обладающей приоритетом.

Оснащение системы управления технологическим процессом ТЭС комплексом технических средств является необходимым, но не достаточным условием функционирования АСУ ТП.

При внедрении АСУ ТП ТЭС в эксплуатацию предусматривается:

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 (см. рис. 4.3), технической (см. рис. 4.3, 4.4) и организационной (см. рис. 3.1) структур, инструкций и регламентов для оперативного персонала, обеспечивающих заданное функционирование автоматизируемого технологического комплекса;

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).

АСУ ТП ТЭС является подсистемой и продолжением большой системы управления — АСУ ЭС (см. рис. 1.5) как по количеству управляемых объектов, численности контролируемых и регулируемых величин, так и по наличию взаимосвязей между процессами. Это означает, что при ее проектировании или изучении можно применить иерархический подход, который определяет «порядок подчинения взаимосвязных подсистем автоматизированной системы управления технологическим процессом» [1]. Так, например, организационная иерархия АСУ ТП ТЭС по линии взаимодействия оперативного персонала полностью совпадает с организационной структурой управления ТЭС, изображенной на рис. 3.1, и формализуется также с помощью условия (1.45). В ней непременно добавляется лишь одно звено — оператор ЭВМ или программист, выполняющий распоряжения старшего оператора по вводу необходимых программ управления и осуществляющий контроль за работой УВК.

Рассмотрим пример реализации АСУ ТП ТЭС, построенной по иерархическому принципу на основе разделения функций по управлению и контролю [28]. Функции контроля и управления для трех энергоблоков ТЭС мощностью по 800 МВт каждый разделены на три группы:

1. Сбор информации от датчиков, установленных на ТОУ; контроль аналоговых и дискретных величин; обнаружение отклонения значений регулируемых величин с их сигнализацией и регистрацией. Общий объем информации такого вида составляет около 1000 величин, интенсивность потока обрабатываемых сигналов $\lambda_{\Sigma} = 150\,000 \div 200\,000$ 1/ч.

2. Оперативная обработка информации, предназначенной для управления и накопления данных, используемых при составлении отчетности. Сюда входят: расчет и анализ ТЭП на оперативных интервалах, оптимизация режимов работы оборудования, подготовка данных для контроля состояния оборудования при пуске и испытаниях, регистрация аварийных состояний.

Оптимизация режима горения в топке котла осуществляется путем воздействия БВС на задатчик регулятора подачи воздуха по сигналу КПД, определяемому в темпе с технологическим процессом каждые 15 мин.

Управление пуском турбины (увеличение оборотов) осуществляется путем воздействия по заданной программе на моторный задатчик регулятора мощности. Общий объем информации второй

группы функций составляет несколько сотен величин с интенсивностью потока γ_{Σ} 80 000 100 000 1/ч.

3. Операции по расчету и анализу ТЭП на отчетных интервалах (смена, сутки, неделя, месяц), контролю за состоянием оборудования и по обработке данных теплозых испытаний (с целью составления режимных карт по энергоблокам, наладки АСР и т. п.). Информация третьей группы достаточно велика по объему, но мала по интенсивности одновременно обрабатываемых потоков. Так, например, периодичность решения регулярных задач составляет примерно 8 ч, эпизодических 5—15 мин. Это создает предпосылки для объединения и решения таких задач в одном вычислительном комплексе для группы однотипных энергоблоков.

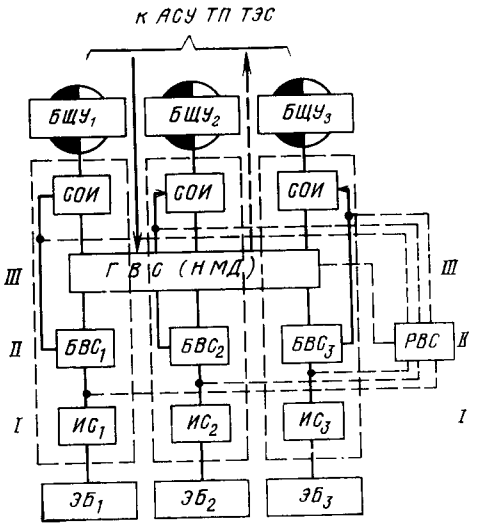


Рис. 4.5. Функциональная схема реализации АСУ ТП ТЭС для трех энергоблоков.

I, *II*, *III* — уровни управления; *ИС* — информационная подсистема по каждому энергоблоку; *БВС* — общеблочная вычислительная подсистема; *ГВС* — групповая общестанционная вычислительная система; *РВС* — резервная вычислительная подсистема; *СОИ* — средства отображения информации по энергоблоку.

Вышеописанное разделение функций по контролю и управлению послужило основой реализации МИС управления для трех энергоблоков, изображенной на рис. 4.5, в которой каждый уровень реализует функции одной группы.

В данном случае имеет место сочетание вертикальной декомпозиции задач управления и контроля (ИС БВС) и их агрегирования в ГВС. В результате общее управление на уровне энергоблока разделяется на три подуровня (подсистемы) в соответствии с общим принципом организационной иерархии, допускающим для каждого

центра управления собственную внутриуровневую иерархию (см. § 1.5).

Реализация первой группы функций осуществляется с помощью специальных средств вычислительной техники — комплекса АСВТ-Д [3, 4, 20].

Вторая группа реализуется в блоках вычислительного комплекса М-6000 без внешних накопителей. Отсутствие резерва по каждой БВС оправдано тем, что эксплуатация оборудования одного энергоблока без непрерывного выполнения вычислительных операций по второй группе функций вполне допустима в течение нескольких часов, необходимых для восстановительного ремонта БВС в случае ее временного отказа. Однако резервирование БВС необходимо по условиям проведения плановых профилактических ремонтов, занимающих несколько суток. В связи с этим вполне допустимо и целесообразно групповое резервирование БВС с помощью одной РВС для трех энергоблоков. Ввод информации от ИС к БВС осуществляется через устройства связи. Вывод информации для оперативного персонала энергоблока осуществляется с помощью СОИ: станции индикации данных СИД-1000 (дисплей) и устройства печати, установленных в помещении БЩУ. Ввод команд и запросов оператора производится с помощью клавишной системы СИД-1000.

Реализация программного обеспечения БВС с использованием лишь одной оперативной памяти объемом 32К (32 768 ячеек) стала возможной благодаря использованию специального машинного языка (МНЕМОКОД), компактной организации массивов данных и сжатию информации, использованию типовых и стандартных процедур БВС.

Третья группа функций реализуется в ГВС. Возможность объединения задач обработки неоперативной информации для трех энергоблоков определяется общностью алгоритмов обработки данных, а также технологическими соображениями, например общностью собственных тепловых и электрических нужд, что не позволяет сводить баланс собственных нужд по каждому энергоблоку в отдельности без учета информации по другим блокам, а также наличием общеблочного оборудования (топливоподача, химическая водоочистка и др.). Существенным преимуществом объединения информационных связей функций на уровне ТЭС является возможность осуществления информационных связей между отдельными энергоблоками только с помощью программных средств, что приводит к значительной экономии затрат на реализацию АСУ ТП ТЭС. Кроме того, создание ГВС служит промежуточным этапом построения АСУ ТП с охватом всех энергоблоков ТЭС. Таким образом, ГВС может быть развита до общестанционной вычислительной системы путем ее дополнения вторым (резервным) вычислительным комплексом и добавления подсистемы сбора информации от других энергоблоков.

ГВС реализуется с помощью комплекса М-6000 с внешней памятью в виде накопителей на магнитных дисках (НМД) и некоторых дополнительных периферийных устройств. Ввод информации от БВС осуществляется с помощью модулей быстрой передачи данных, вывод — на устройство печати и дисплей СИД-1000. Резервирование ГВС осуществляется выводом данных из БВС на перфоленту. Последние накапливаются за время отключений ГВС, а затем отрабатываются на вновь включенном вычислительном комплексе.

Приведенный пример автоматизированного управления объектами крупноблочной ТЭС с помощью БВС и ГВС представляет собой лишь один из вариантов построения МИС, к которым относятся АСУ ТП ТЭС. На вновь строящихся станциях, а также находящихся в эксплуатации структура АСУ и состав КТС могут совершенствоваться и изменяться, а выполняемые ими функции дополняться и развиваться с учетом специфических особенностей эксплуатации и состава основного энергооборудования.

4.4. Принципы автоматизированного управления технологическим объектом

Общие положения. Функции управления в АСУ ТП разделяются 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 машиной является его описание и наличие функции цели в виде математических моделей, представленных на языке машин. Перевод математических моделей на язык машин осуществляется с помощью программ. Программа определяет: порядок, в котором машина извлекает из ЗУ ту или иную часть информации; вычислительные операции, которые должны выполняться в определенной последовательности; места хранения результатов вычислений и т. д. [20, 27].

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 осуществляется по сигналам, которые вырабатываются (вычисляются) в центральном процессоре УВК на основе алгоритмов, соответствующих поставленным задачам управления. Последние задаются формулами (математическими моделями) и также составляются в виде программ. Вычисленные по программам значения управляющих воздействий при помощи устройств вывода УВК передаются объекту.

Ниже рассматриваются разновидности управления с использованием УВК, встречающиеся в практике проектирования и функционирования АСУ ТП ТЭС.

Управление в режиме советчика оператора. Использование УВК в режиме советчика показано на рис. 4.6.

Сигналы измерительной информации $x_0=\{x_{0i}\}\in X_0$ и $z_0=\{z_{0i}\}\in Z_0$, поступающие с объекта, преобразуются ЦАП в цифровую форму (код). Поступив в ЭЦВМ, они используются в алгоритмах расчета управляющих воздействий $u=\{u_i\}\in U$ и ТЭП. Последние представляются оператору в наглядной форме и регистрируются в случае необходимости. Численные значения u_{pi}, u_{ti} также представляются в наглядном виде. Оператор, руководствуясь ими, управляет процессом путем изменения задания АСР или с помощью систем дистанционного управления регулирующими органами.

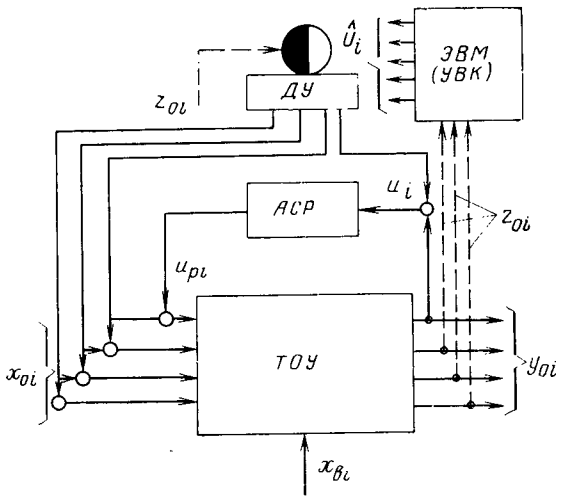


Рис. 4.6. Управление в режиме советчика оператора.

Преимущество этого вида управления в том, что УВК постоянно «помогает» оператору в его стремлении оптимизировать технологической 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 $\lambda_{0\Sigma}$ становится чрезмерной (см. табл. 3.1), 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.

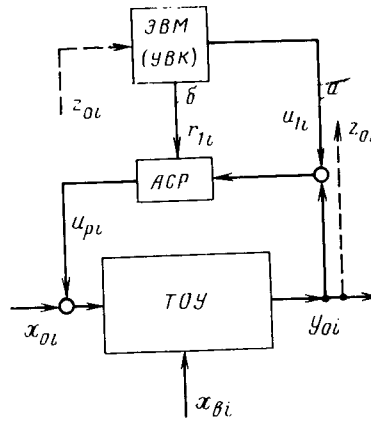


Рис. 4.7. Функциональная схема супервизорного управления.

Супервизорное управление. В режиме супервизорного управления УВК периодически подключается к автоматическим системам непрерывного регулирования. С точки зрения управления технологическими объектами наибольший практический интерес представляют два варианта этого режима: автоматическая коррекция заданных значений регулируемых величин (рис. 4.7, стрелка *а*) и автоматическая коррекция динамических параметров настройки АСР нижнего уровня (рис. 4.7, стрелка *б*). В первом случае УВК используют в решении задач статической оптимизации ТОУ, во втором — привлекают к решению задач динамической оптимизации.

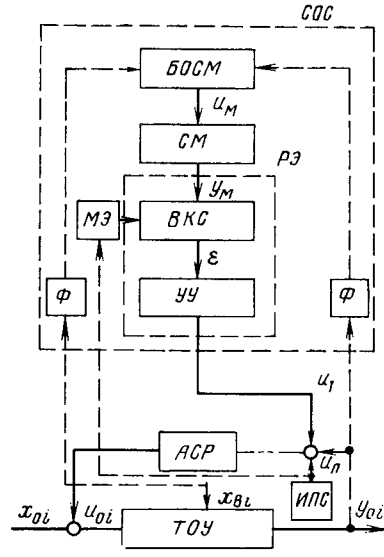


Рис. 4.8. Функциональная схема системы самоорганизации (СОС).

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 заданных значений y_0 может осуществляться самоорганизующей системой (СОС) (см. рис. 1.4), реализуемой с помощью УВК, штатной и переносной аппаратуры. Обобщенная функциональная схема СОС с моделью-эталоном изображена на рис. 4.8. Она состоит из блока определения параметров статической модели *БОСМ*; статической модели замкнутой системы управления *СМ*; модели-эталона *МЭ*, к которой желательно приблизить статические характеристики АСР (примерный вид *СМ* был показан на рис. 2.5 и 2,6,*а*); вычислителя критерия соответствия *ВКС* статической модели ее эталону; управляющего устройства *УУ*, формирующего управляющие воздействия u_1 по изменению заданного значения того или иного параметра y^3_0; источника пробного сигнала, формирующего ступенчатый сигнал $u_п$ с регулируемой амплитудой, *ИПС*; фильтров *Ф*, осуществляющих сглаживание и усреднение сигналов $y_0(t)$ и $x_в(t)$, имеющих характер случайных процессов. Кроме того, на рис. 4.8 приняты следующие обозначения: $u_м$—вектор управления *СМ*, $y_м$ и $y_{мэ}$—векторы выходных величин *СМ* и модели-эталона.

Алгоритм формирования $u_1(y^3_0)$ для обобщенной СОС показан на рис. 4.9. В качестве исходных данных (блок *1*) использованы ограничения, накладываемые на изменения значения y^3_0 ступенчатого сигнала $u_п$ и на возмущения по нагрузке $x_в$, вид и параметры модели-эталона, выбранной на основании задания подсистемы управления верхнего уровня с учетом требований режимного характера.

Процесс формирования u_1 условно разделяется на два этапа: на первом из них определяется СМ в координатах «нагрузка — заданное значение y_0», на втором осуществляется расчет численного значения u_1 по результатам сравнения $y_м$ и $y_{мэ}$ и передача u_1 в АСР.

Активная идентификация ТОУ проводится путем подачи на вход АСР по каналу управляющего воздействия ступенчатого сигнала $u_п$. Для того чтобы минимизировать искусственно вызванное нарушение режима работы ТОУ, опыты по определению СМ целесообразно прово-

дить в замкнутой системе с отлаженной АСР. При этом значение $u_п$ ограничивается сверху в зависимости от допустимых отклонений $y_0(t)$ и режимных факторов и снизу в зависимости от интенсивности помех с тем, чтобы выделить на их фоне полезный сигнал $y_0(t)$. В целях получения представительной СМ сигналы $y_0(t)$ и $x_в(t)$ пропускают через фильтрующие устройства, осуществляющие сглаживание и усреднение.

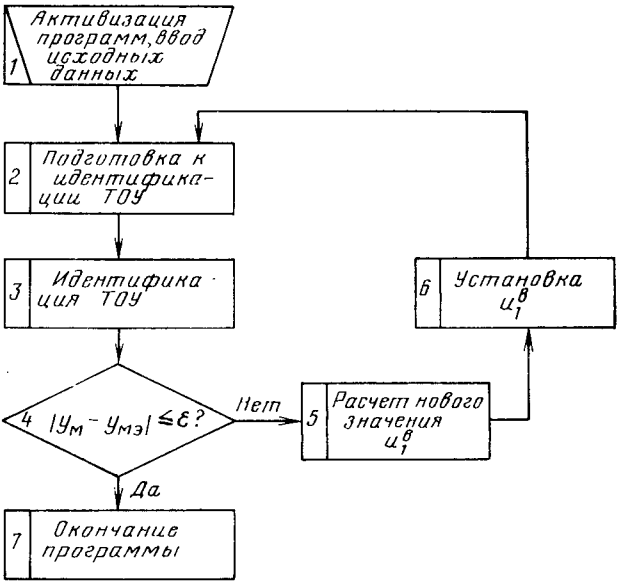


Рис. 4.9. Алгоритм формирования сигнала задания.

Операции идентификации предшествует режим подготовки (блок 2): общая стабилизация режима работы ТОУ, ожидание разрешения на подачу пробного сигнала и его формирование, проверка выполнения условий по ограничениям, выдержка времени, необходимая для повторной стабилизации режима после подачи пробного сигнала.

В процессе идентификации (блок 3) определяют СМ в расчетном или эксплуатационном диапазоне работы АСР.

Следующий этап — сравнение полученной модели с эталоном (блок *4*) — осуществляется ВКС по соотношению

$$|y_{\text{м}} - y_{\text{мэ}}| \leqslant \varepsilon. \tag{4.1}$$

Значение критерия соответствия ε выбирают, исходя из следующего очевидного условия:

$$\left.\begin{aligned} 2\Delta_i \leqslant \varepsilon \leqslant \Delta_{\text{а.р}} \quad &\text{при} \quad \Delta_{\text{а.р}} > 2\Delta_i; \\ \varepsilon \leqslant 2\Delta_i \quad &\text{при} \quad \Delta_{\text{а.р}} < 2\Delta_i, \end{aligned}\right\} \tag{4.2}$$

где Δ_i — абсолютная погрешность измерительного комплекса по y_{0i} [22]; $\Delta_{\text{а.р}}$ — зона нечувствительности по y_{0i}, установленная на автоматическом регуляторе.

Программа оканчивается (блок *7*), если выполняется логическое условие (4.1), в противном случае возобновляется (блок *5*), но с новым значением $u^{\text{в}}_1$ (блок *6*), вычисленным в УВК.

Автоматическая коррекция параметров настройки АСР. Автоматическая коррекция параметров настройки АСР осуществляется самонастраивающейся системой (СНС), реализуемой с помощью УВК, «штатной» и переносной аппаратуры. Обобщенная функциональная схема СНС с подстраиваемой моделью изображена на рис. 4.10. Она содержит: блок определения параметров динамической модели *БОДМ*, динамическую модель с подстраиваемыми параметрами *ДМ*, вычислитель критерия соответствия *ВКС* модели объекту, вычислительное устройство (решающий элемент *РЭ*), управляющее устройство *УУ* и источник пробных сигналов различной формы *ИПС*. Алгоритм самонастройки, соответствующий обобщенной СНС, изображен на рис. 4.11. В качестве исходных данных (блок *1*) используются ограничения, накладываемые на отклонения $y_0(t)$ и $u_0(t)$; фактические значения параметров ДМ ТОУ или выбранные на основании априорных данных, если опыты по идентификации ТОУ проводятся впервые; фактические значения параметров настройки АСР, определенные опытным путем; форма и амплитуда воздействий пробного сигнала; ограничения режимного характера на проведение эксперимента и др.

Процесс самонастройки (адаптации) осуществляется в два этапа: на первом решается задача идентификации ТОУ, на втором проводится расчет и коррекция динамических параметров настройки АСР.

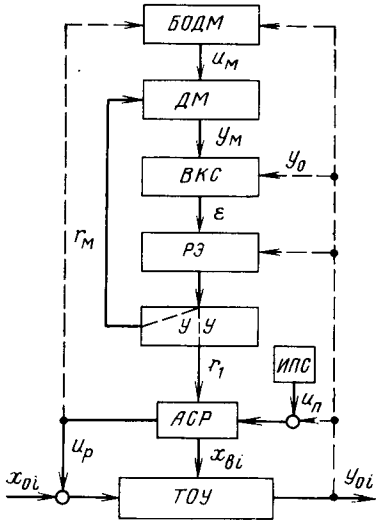


Рис. 4-10.

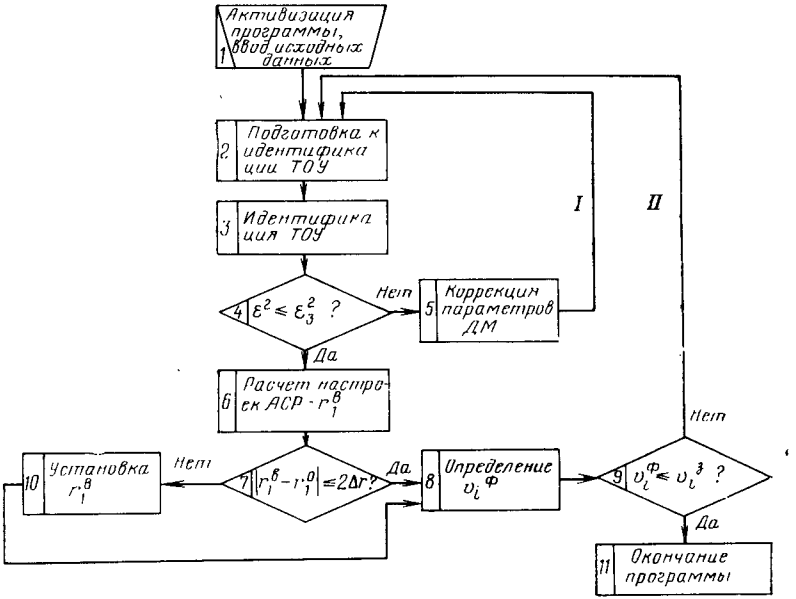


Рис. 4-11.

Рис. 4.10. Обобщенная функционная схема СНС с подстраиваемой моделью.

$u_м$ — вектор управляющих воздействий модели; $y_м$ и $u_п$ — векторы выходных воздействий соответственно ДМ и ИПС; $r_м$ и r_1 — векторы корректирующих воздействий соответственно ДМ и АСР.

Рис. 4.11. Алгоритм самонастройки (адаптации).

Активная идентификация связана с нарушением нормального режима работы ТОУ. Для того чтобы минимизировать это нарушение, ограничивают $u_п$ сверху и включают ТОУ в замкнутую АСР с тем, чтобы стабилизировать отклонение $y_0(t)$ в допустимых пределах во время опытов. Кроме того, $u_п$ ограничивается снизу для выделения полезного сигнала $y_0(t)$ на фоне помех.

В начале программы выдерживается режим подготовки (блок *2*): ожидание разрешения на подачу пробного сигнала $u_п$ и его формирование, проверка выполнения условий допустимых отклонений $y_0(t)$ и $u_0(t)$, выдержка времени на окончание переходных процессов в ТОУ после подачи пробных сигналов. Настройки АСР, предшествующие эксперименту по идентификации, остаются такими, какими они были до его начала, или выбираются на основе приближенных методов с использованием априорной информации о динамике объекта [5, 6, 13, 14].

Идентификация ТОУ (блок *3*) разделяется на две подзадачи: анализа, т. е. определения параметров объекта по результатам измерений сигналов $y_0(t)$, $u_0(t)$, и синтеза — выбора вида аппроксимирующей аналитической модели, реализуемой в УВК. Задача анализа решается БОДМ с помощью методов определения параметров ДМ в виде временных (частотных) характеристик. Задача синтеза решается в УВК с учетом требований простоты и реализуемости модели и СНС в целом. Для этого сокращают до минимума время экспериментов и выбирают необходимое и достаточное условие аппроксимации характеристик ТОУ его ДМ. Этим требованиям удовлетворяет, например, методика определения ДМ в виде импульсных характеристик [5, 6] и условие аппроксимации, минимизирующее квадратичную ошибку:

$$\int_0^\infty [\mathscr{W}_0(t) - \mathscr{W}_м(t)]^2 \, dt \leqslant \varepsilon^2 \leqslant \varepsilon^2_з, \qquad (4.3)$$

где $\mathscr{W}_0(t)$ и $\mathscr{W}_м(t)$ — соответственно импульсные (весовые) характеристики ТОУ и его ДМ; $\varepsilon_з$ — допустимая ошибка, определяемая с помощью соотношения (4.2).

Проверку выполнения логического условия (4.3) осуществляют в блоке *4*, после чего цикл *I* идентификации либо возобновляют через операцию подстройки ДМ (блок *5*), либо прекращают с переходом на операцию

расчета настроек (блок *6*). Последние вычисляются на основе соотношений, устанавливающих связь между параметрами ДМ и значениями настроек $r^{в}_1$, удовлетворяющими принятому критерию управления. Значения $r^{в}_1$ сравнивают со значениями r^{0}_1, установленными в автоматическом регуляторе на этапе подготовки (блок *7*):

$$|r^{в}_1 - r^{0}_1| \leqslant 2\Delta r, \tag{4.4}$$

где Δr — максимальная погрешность установки настроек на реальном регуляторе по отношению к ее расчетному значению (обычно Δr регламентируется заводом-изготовителем серийных средств регулирования по каждому из параметров настройки, например, $k_{р}$ и $T_{и}$) [6, 14, 20].

После выполнения логического условия (4.4) программа идет непосредственно по циклу *11*, описанному ниже. Если условие не выполняется — через дополнительную операцию установки расчетных значений $r^{в}_1$ в автоматическом регуляторе (блок *10*).

Выполнение логического условия (4.4) можно считать необходимым, но недостаточным для прекращения программы. Так, например, при разнице в значениях $r^{в}_1$ и r^{0}_1, укладывающейся в допуски заводов-изготовителей, расхождение в значениях $y_0(t)$ может быть более чем двукратным, если оценивать $y_0(t)$ по линейному интегральному критерию, т. е. по отношению $k_{р}/T_{и}$.

Если $r^{в}_1$ и r^{0}_1 совпадают с точностью до $\pm\Delta r$, то достаточным условием их соответствия будет дополнительная проверка по соотношению

$$v^{ф}_i \leqslant v^{з}_i, \tag{4.5}$$

где $v^{ф}_i$ и $v^{з}_i$ — соответственно фактические и заданные значения целевых функций.

Операцию вычисления $v^{ф}_i$ (блок *8*) осуществляют по результатам измерения $y_0(t)$ и его обработки в УВК по специальному алгоритму, соответствующему (2.81) (2.83) или (2.89). Выполнение или невыполнение логического условия (4.5) (блок *9*) дает окончательный ответ на вопрос об оптимальности настройки. В зависимости от ответа на него дается команда на возобновление программы (да) или ее окончание (нет) (блок *11*). Окончание настройки предусматривает: печать сообщения об окончании настройки с указанием фактических значений параметров настройки, которые будут исполь-

зованы в качестве исходных данных при очередном подключении УВК в режиме супервизорного управления; указание фактических значений оценки качества v^{Φ}_i; прекращение формирования пробного сигнала $u_{\text{п}}$; перевод программы УВК в режим ожидания с сохранением корректирующих сигналов $r^{\text{в}}_1$, обеспечивающих установку оптимальных настроек по результатам опыта.

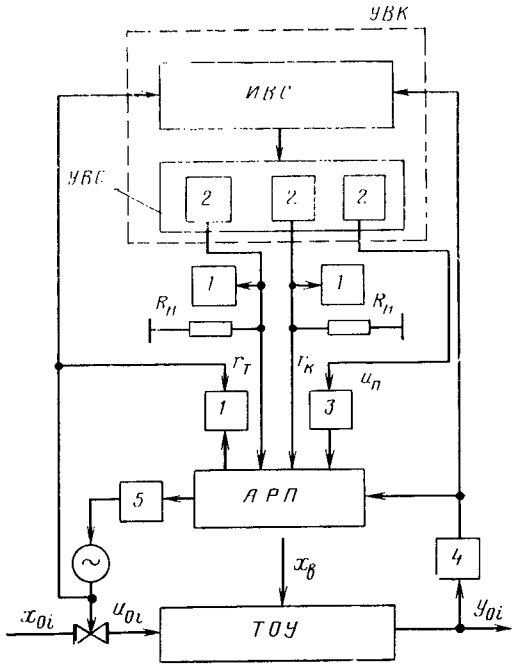


Рис. 4.12. Обобщенная функциональная схема реализации СНС.

1 — указатель токового выхода; *2* — преобразователь «код — ток»; *3* — измерительный блок; *4* — нормирующий преобразователь; *5* — усилитель мощности; *АПР* — автоматический регулирующий прибор, $R_н$ — нагрузочный резистор; $r_т$, $r_к$ — корректирующие воздействия по Ти и Кр.

Приведенные выше структуры СНС и алгоритма адаптации являются обобщенными. Функциональная структуры СНС и алгоритмов адаптации промышленных СНС во многом зависят от выбранных способов идентификации ТОУ, динамической оптимизации АСР и технологических и эксплуатационных особенностей объекта управления [11]. Структура СНС, разработанная применительно к задаче динамической оптимизации объек-

та по температуре перегрева пара для мощного энергоблока, решаемой с помощью УВК, описывается в [29]. Обобщенная функциональная схема реализации СНС с использованием УВК и серийной аппаратуры с унифицированным токовым сигналом связи изображена на рис. 4.12.

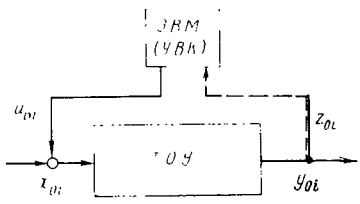


Рис. 4.13. Функциональная схема системы непосредственного цифрового управления.

Непосредственное цифровое управление (НЦУ). Система НЦУ изображена на рис. 4.13. Сигнал от первичного измерительного преобразователя через АЦП поступает в арифметическое устройство ЭВМ, сравнивается с заданным значением и преобразуется в соответствии с требуемым алгоритмом управления для данного контура. Результаты вычислений преобразуются устройством выхода *УВ* (см. рис. 4.3) в электрический сигнал, воздействующий на исполнительный механизм, установленный на объекте.

Так, например, линейный ПИ-закон регулирования, представленный в виде графика $u_{pi}(t)$ на рис. 4.14,*а*, аппроксимируется прямоугольными импульсами, равновеликими по времени $\Delta t_и$. Эти импульсы формируются в УВК, реализующем цифровое регулирование в соответствии с математической зависимостью:

$$u_{pi}(t) = u_{pi}[(n-1)\Delta t_и] + K_р[y^*_i(n\Delta t_и) - y^*_i[(n-1)\Delta t_и]] + \frac{K_р}{T_и} y^*_i(n\Delta t_к), \quad (4.6)$$

где $u_{pi}[(n-1)\Delta t_и]$ — выходное воздействие эквивалентного цифрового регулятора (ЦР) в момент времени $(n-1)\Delta t_и$; $y^*_i = y_{0i} - u_{1i}$ — сигнал ошибки на входе в ЦР; $K_р$, $T_и$ — параметры настройки ПИ-регулятора.

Алгоритм ЦР с ПИ-законом (4.6) показан на рис. 4.14,*б*.

В отличие от принципов управления, рассмотренных выше, в режиме НЦУ отсутствуют АСР нижнего уровня. Сигналы, используемые для управления исполнительными механизмами, поступают непосредственно от УВК. Это дает определенные преимущества. Основные из них — отсутствие лишнего звена в системе передачи сигналов управления к объекту; возможность формирования разнообразных по виду (П, И, ПИ и более сложных) законов регулирования в зависимости от сложно-

сти задачи и типа технологического объекта управления (наличие или отсутствие существенного запаздывания или самовыравнивания) возможность сочетания в одном и том же контуре различных принципов регулирования (по отклонению и возмущению) и принципов управления (дуального и критериального), а также изменения алгоритмов управления путем простой замены программы вычисления по заданному контуру [20, 27].

Гибкость системы НЦУ практически неограничена. Тем не менее принцип непосредственного централизованного цифрового управления в теплоэнергетике с помощью централизованного УВК нельзя считать перспективным из-за недостаточной надежности отдельных элементов и живучести системы в целом.

Распределенное управление. Централизация управления технологическим процессом с помощью УВК, высшей формой которого служит непосредственное 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 с одним УВК, рассчитанным на централизованное управление энергоблоком или всей ТЭС, помимо недостаточной живучести ведет к росту издержек на внедрение за счет увеличения капитальных затрат на приобретение ЭВМ с повышенной вычислительной мощностью и прокладку дополнительного количества электрического контрольного кабеля в системе связи УВК с объектами. В то же время появление новейших средств вычислительной техники микроЭВМ, построенных на больших интегральных схемах (БИС), позволяет, сохранив преимущества цифровых методов обработки информации, разделить общую вычислительную мощность АСУ между несколькими территориально-разобщенными подсистемами.

Управление с использованием микроЭВМ, получившее условное название распределенного, становится особенно удобным в системах, построенных по функционально-групповому принципу [30]. АСУ ТП в целом сохраняет многоуровневую структуру и с точки зрения иерархии целей и принятия решений служит примером четырехслойной системы [30]. Нижний слой образуют

автоматические системы стабилизации технологических параметров котла и турбины, реализующие простые законы регулирования. Второй слой составляют микроЭВМ$_1$, целью управления которых является статическая оптимизация ТОУ с помощью АСР и УЛУ нижнего уров-

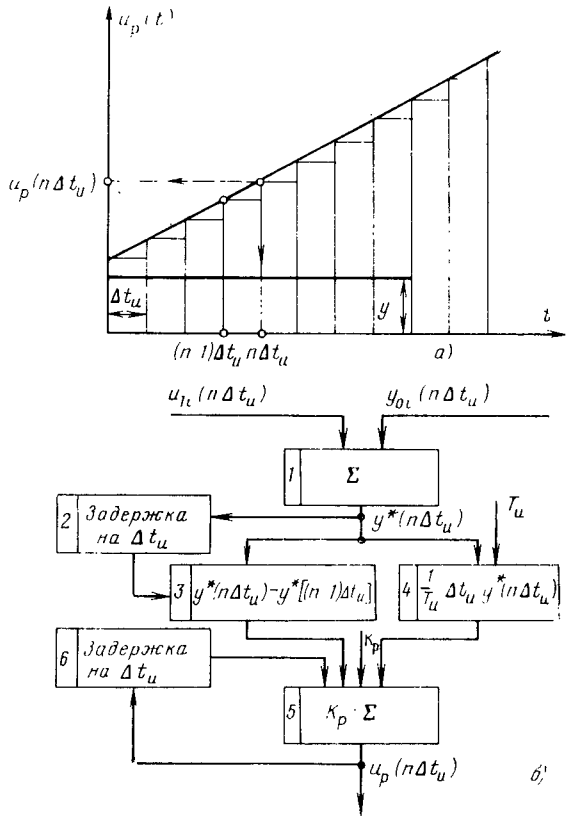


Рис. 4.14. Реализация ПИ-закона регулирования в системе НЦУ.
а — график аппроксимации ПИ-закона; *б* — алгоритм реализации ПИ-закона.

ня в пределах ФГ и ФПГ (изменение заданных значений регулируемых параметров, перевод на другой режим работы путем переключения регулирующих и запорных органов и др.). При этом микроЭВМ становится высшим уровнем по отношению к ФГ или ФПГ и используется в сочетании с главной или вспомогательной ролью опе-

ративного персонала, имеющего возможность влиять на протекание технологического процесса посредством подсистем дистанционного управления (СДУ). Третий слой, состоящий из общеблочной микроЭВМ$_2$, имеет целью оптимизацию общеблочных параметров и режимов (поддержание заданной мощности блока или нагрузок отдельных агрегатов путем воздействия на системы второго или непосредственно первого слоя, воздействие на

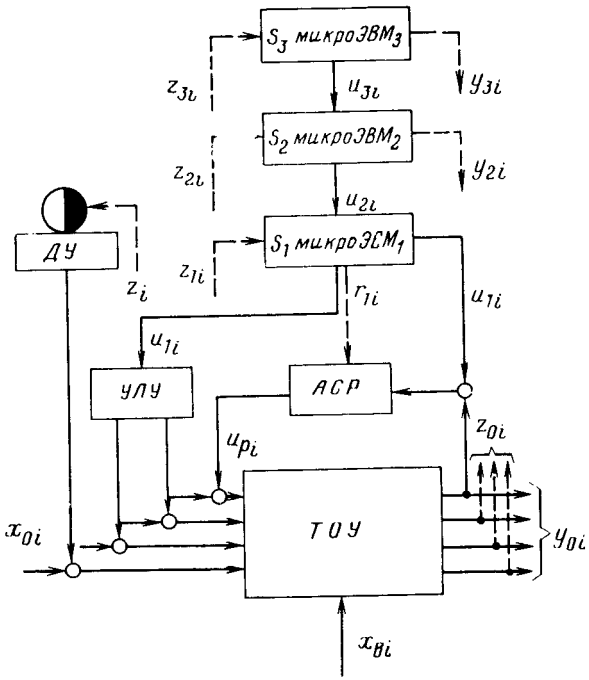


Рис. 4.15. Функциональная схема распределенного управления.

вспомогательное общеблочное оборудование и т. п.). Верхний слой системы распределенного управления образует общестанционная микроЭВМ$_3$. Она осуществляет оптимизацию технологических процессов в масштабе всей станции путем перераспределения электрической и тепловой нагрузок между отдельными блоками и выполняет другие общестанционные функции (дуальное или критериальное управление по отношению к блочным системам управления и АСР нижнего уровня, определение

статических или динамических характеристик отдельных блоков и др.).

Несомненно, что управление энергооборудованием ТЭС должно быть высокоавтоматизированным, но в то же время децентрализованным или централизованным в разумных пределах. Широкие возможности для такого подхода содержатся в организации управления с использованием микропроцессорной техники.

Глава пятая

ИНФОРМАЦИОННЫЕ ПОДСИСТЕМЫ АВТОМАТИЗИРОВАННОГО УПРАВЛЕНИЯ

5.1. Способы представления информации оператору

Информационные подсистемы современных АСУ ТП ТЭС разрабатываются с учетом противоречивых факторов. С одной стороны, необходимо охватить измерениями до 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 (3.3).

Общие принципы построения, содержание и объем технического проектирования информационных подсистем служат предметом отдельного изучения и подробно рассматриваются в специальной технической литературе [20, 22, 26]. Ниже рассматриваются лишь отдельные вопросы построения информационных подсистем, связанные с организацией автоматизированного управления на ТЭС.

Виды информационных сигналов. Процесс восприятия (приема) информации опытным оператором характеризуется двумя основными свойствами: осмысленностью (отнесение сигнала к определенной категории) и избирательностью, понимаемой как преимущественное выделение одних признаков по сравнению с другими.

Наиболее четко оператором воспринимаются *зрительные* и *слуховые* раздражители, а также *тактильные* (путем прикосновения 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 дис-

кретных 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 и используется сравнительно редко, например при работе с клавишными аппаратами. Для этого на клавишах укрепляются 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:

$$\Delta y_i = y_{i\text{макс}} - y_{i\text{мин}}. \qquad (5.1)$$

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: $\Delta y_i = 10^{-6} \div 10^{6}$ кд/м^2.

Оптимальное значение видимого сигнала находится в диапазоне чувствительности в пределах от 10 до 10^3 кд/м^2.

Видимость сигналов (предметов) определяется 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 от 16 до 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 оценивается равным по громкости с сигналом, имеющим амплитуду 60 дБ и частоту 1000 Гц [23].

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

Наиболее общие требования, предъявляемые к стрелочным индикаторам, следующие:

1) достаточная площадь циферблата (диаметром не менее 50—80 мм и 120—130 мм для параметров, требующих высокой точности отсчетов);

2) клиновидная форма стрелки;

3) угловой размер цифр 30—60′;

4) 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 [23].

Графическая индикация используется: 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 ТОУ. Скорость движения ленты в системах графической индикации параметров ТЭС обычно устанавливается 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 распространенны-

ми 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. Так, 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 также учитывать привычные ассоциации человека-оператора. Например, 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 применяются в следующих случаях:

а) поступающая информация требует немедленной реакции;

б) 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;

в) 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 путем чередования длинных и коротких звучаний.

Источниками звуковых сигналов могут быть: гудок, колокол, генератор звуковых колебаний различной тональности. Для привлечения внимания оператора используются 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 подго-

товительных операций или же необычайно важно и реакция на него требует повышенного умственного и психического напряжения. Так, например, командные сигналы об останове или пуске основного оборудования энергоблоков передаются, как правило, в виде устных (речевых) распоряжений лиц, принимающих решения.

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

1) текст речевых команд или сообщений обдумывается заранее, словесный состав информации может быть подобран в соответствии с имеющимися эксплуатационными инструкциями;

2) 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;

Таблица 5.1

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

3) текст сообщения может быть многократно повторен, громкость звучания и тональность сообщения могут регулироваться 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: использовать существительные только в именительном падеже, применять устойчивые в практике управления словосочетания длиной не более чем в 3–4 слова. Одновременных (идущих 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. 5.1 [31].

Положительная сторона описанной 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.

5.2. 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 вычисленных по формулам (2.32), (2.34) или формулируемых неравенствами (2.79), (2.80) и др. (например, для котлов — отклонение содержания O_2, %, в дымовых газах от установленного по режимной карте). Эта группа средств, сравнительно малочисленных по количеству, представляет собой стрелочные, графические или знаковые индикаторы и 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 являются однородными и разделяются по способу использования представляемой информации на следующие подгруппы:

а) для контрольного чтения — все индикаторы отображения бинарных состояний контролируемых объектов и параметров, отвечающие на вопрос «да — нет» (ра-

ботает агрегат или нет, отклонение параметра — в норме или нет и т. п.); для индикаторов этой группы широко используется цветовое кодирование информации, появление и мерцание светового сигнала;

б) 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. п.);

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

г) для комбинированного чтения — совмещающие все виды чтения: стрелочные индикаторы, снабженные для этого 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 различаются 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, например, в приведенном случае показывают электрическую мощность на шинах отдельных генераторов или отличаются 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 сокра-

щается. Так, 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 воспроизводительностью различных свойств ТОУ.

Одним из широко распространенных видов изобразительной информации является *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 ТОУ. Достоинство мнемосхемы, выполненной, например, в виде упрощенной тепловой схемы энергоблока (см. рис. 2.1) 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 является его изображением в подлинном смысле этого слова, так как не воспроизводит свойств отдельных объектов. Указанные недостатки частично устраняются дополнением мнемосхемы встроенными зрительными индикаторами, использующими цветовое, буквенное или цифровое кодирование, но лучшее решение — выполнять панели щитов, на которых размещается мнемосхема, из сменных ячеек (взаимозаменяемых блоков), позволяющих просто изменять конфигурацию схемы.

Базовыми элементами мнемосхем с переменной структурой служат символы, идентификаторы, фрагменты и гипертексты.

В качестве *символов* используются общепринятые условные изображения технологических аппаратов, регулирующих органов, механизмов и т. п. (см. рис. 2.1).

Идентификаторы — цифро-буквенные наименования элементов тепловых схем и ТОУ; 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 широко используются электронно-лучевые трубки (ЭЛТ). Сигналы, воспроизводимые на экране ЭЛТ, так или иначе могут отражать свойства и состояние объектов. Степень полноты и детализации воспроизведения ТОУ с помощью ЭЛТ может быть различной — от телевизионного цветного и объемного изображения до простого контурного рисунка (чертежа или мнемосхемы), детально изобра-

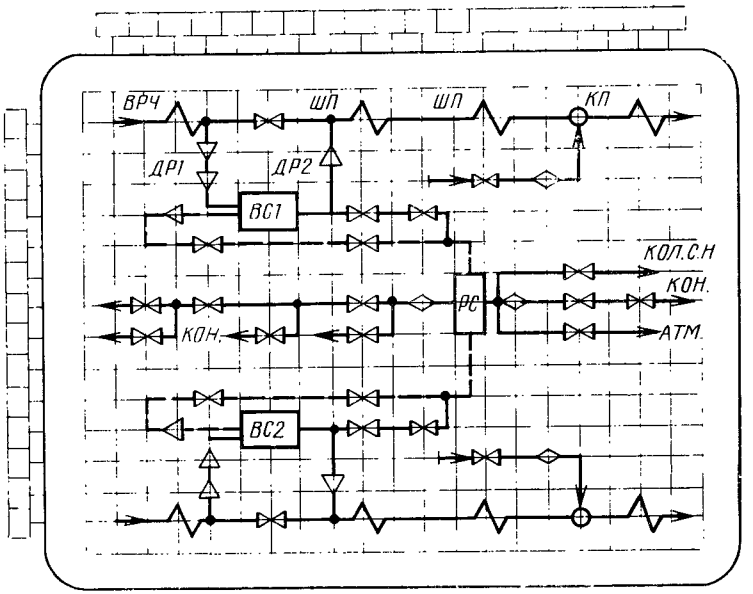


Рис. 5.1. Мнемосхема ТОУ на экране мнемоскопа (пароводяной тракт).

ВРЧ — верхняя радиационная часть; *ШП*, *КП* — ширмовый и конвективный пароперегреватели; *ДР* — дроссельные устройства; *ВС*, *РС* — встроенный и расширительный сепараторы; *КОЛ. С. Н.* — коллектор собственных нужд; *АТМ* — выхлоп в атмосферу; *КОН.* — конденсат.

жающего тот или иной участок технологического процесса. При этом анализ информации с целью 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 ЭЛТ.

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 соответст-

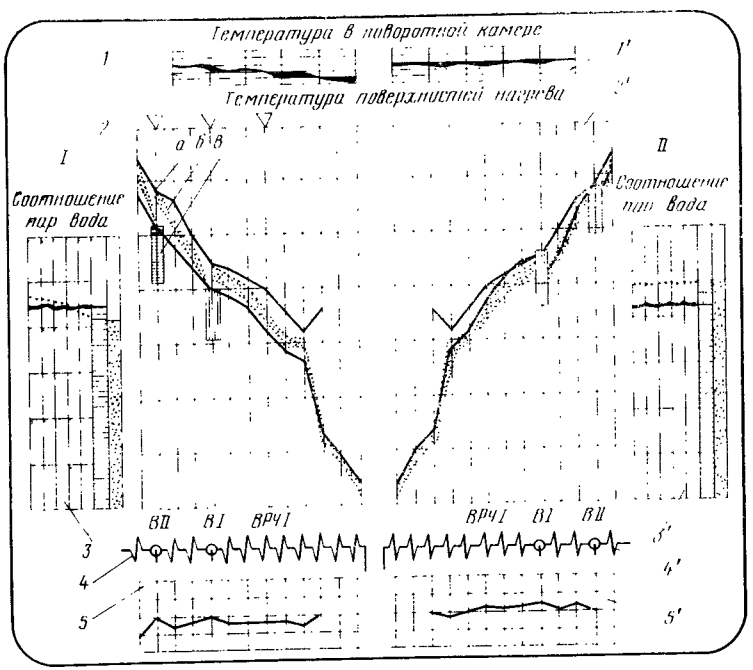


Рис. 5.2. Гипертекст на экране параметрографа (отображение ситуации на пароперегревателе прямоточного котла).

вует естественному для человека-оператора симультанному (одновременному) способу оценки комплекса параметров.

Техническими средствами отображения образной информации служат *мнемоскопы* и *параметрографы*.

Участковый мнемоскоп представляет собой специализированный дисплей на основе ЭЛТ, используемый для изображения технологических или алгоритмических мнемосхем, например представленных на рис. 5.1.

Участковый параметрограф также является дисплеем и служит для исчерпывающего представления значений параметра в оптимальной для оператора форме.

Пример образного отображения информации на параметрографе в виде целостной условной картины представлен на рис. 5.2. В данном случае описывается ситуация на двухходовом пароперегревателе *I* и *II*, изображенном на экране с помощью дополнительного гипертекста, более детально представляющего участок перегрева. При этом одновременно изображаются: графики температуры дымовых газов в поворотной камере *I* и *I'*; графики распределения температур пара по длине змеевика и пароперегревателя по ходу пара *2* и *2'*; приток воды и расход пара из парогенератора *3* и *3'*; упрощенная мнемосхема пароперегревателя с расположением поверхностей нагрева в соответствии с температурным графиком *2* или *2'*; диаграммы «чистых» отклонений температуры пара от нормы *5*, *5'*; аварийные значения температуры *а*; зоны допустимых значений отклонений *б*; диапазоны регулирования температуры соответствующих вырысков *в*; *ВРП* – верхняя радиационная часть, *ВI* и *ВII* – вырыски *1* и *2*.

Итак, с помощью пары дисплеев представляется вся необходимая информация и создается возможность непосредственного управления технологическим процессом.

Для совместного отображения статической и динамической информации о работе ТОУ в современных АСУ ТП используется также цветной алфавитно-цифровой графический дисплей «Орион»[1]. Последний рассчитан на связь с объектом через УВК, имеющий в своем составе ЭВМ, и служит для представления различной информации: фрагментов мнемосхем, таблиц, графиков, гипертекстов и т. п. При этом статическая информация поступает в виде рисунков, изображенных на слайдах, динамическая – в виде алфавитно-цифровых и графических изображений. Отклонения параметров или регулирующих органов от допустимых пределов выделяются цветом или миганием изображений.

[1] Разработка ЦНИИКА.

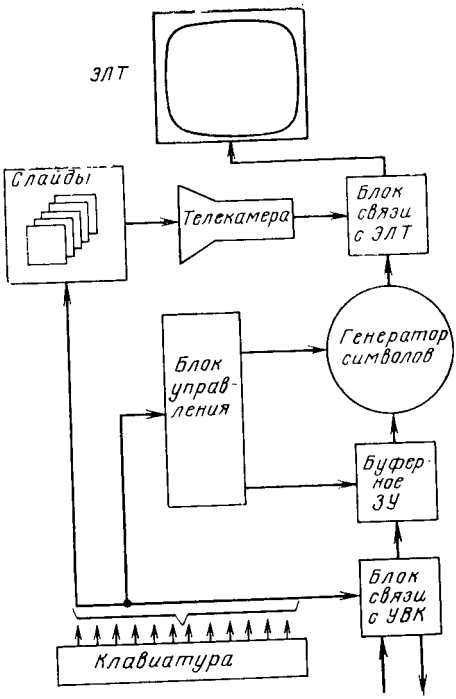


Рис 5.3. Функциональная схема «Орион».

Упрощенная функциональная схема «Орион» приведена на рис. 5.3. Она включает следующие основные устройства: блок смены слайдов; телевизионную передающую камеру; телевизионный индикатор (ЭЛТ); блок связи с ЭЛТ; генератор символов, используемых для изображений; буферное запоминающее устройство (ЗУ); блок связи с процессором УВК (М-6000, М-7000 и др.); клавиатуру с сопроводительными надписями.

Постоянная часть информации хранится в виде слайдов (32 шт.) и вызывается оперативным персоналом в нужный момент нажатием соответствующей клавиши. При этом изображение на выбранном слайде через оптическое устройство и телекамеру передается на экран ЭЛТ. Система вызова обеспечивает смену статической информации каждые 2 с. Динамическая информация поступает от УВК, соединенного с ТОУ посредством устройства связи с объектом, и накладывается на статические изображения. При этом генератор символов преобразует поступающие из ЗУ двоичные коды в последовательность световых сигналов. В результате на экране ЭЛТ воспроизводится затемненное (негативное) изображение символов (цифр, букв, слов, математических знаков и т. п.) на цветном фоне.

Блок связи с ЭЛТ формирует общий информационный сигнал синхронного изображения, складывающийся из сигналов статики и динамики.

Блок клавиатуры содержит набор клавиш (кнопок-табло), с помощью которых оперативный персонал вызывает необходимую информацию по ТОУ: фрагмент мнемосхемы и сопутствующий ему массив динамической информации из ЗУ.

Блок связи с процессором реализует через дуплексный регистр стандартное сопряжение отображаемой информации с вычислительным комплексом АСВТ-М.

Блок управления обеспечивает синхронную работу всего устройства при возобновлении статической и динамической информации на экране ЭЛТ.

В результате взаимодействия вышеописачных устройств на экране ЭЛТ воспроизводится целостная картина, отображающая ситуа-

цию на выбранном для контроля участке объекта управления, изменяющуюся в темпе с технологическим процессом.

Современный человек психологически подготовлен к восприятию информации через телевидение. Поэтому использование ЭЛТ как средства отображения информации в АСУ ТП является перспективным.

Недостатком представления укрупненных сигналов-изображений с помощью ЭЛТ является низкая точность оценки численных значений параметров, представленных в виде графиков, по сравнению, например, с цифровыми или стрелочными индикаторами с большим циферблатом. Поэтому при выборе средств передачи и отображения информации следует ориентироваться на сочетание сигналов-символов и сигналов-изображений в зависимости от задач, решаемых оператором в процессе контроля и управления.

5.3. 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 осуществляется 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.

Современные системы теплотехнического контроля создаются 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, например, для наиболее употребительных в теплоэнергетике электрических сигналов устанавливаются следующие пределы: 0 –5 мА; 0—20 мА; 0 – 100 мА; 0—10 В постоянного электрического тока; для пневматического сигнала 0,2 1 кгс/см^2 (0,02—0,1 МПа).

Унификация выходных сигналов первичных преобразователей осуществляется либо за счет использования независимых нормирующих преобразователей (например, при измерении температуры), либо конструктивного объединения первичных и передающих преобразователей с нормирующими в остальных измерительных системах [21, 22].

Унификация информационных сигналов обладает рядом преимуществ по сравнению с традиционными измерительными системами, применявшимися в доблочной энергетике: взаимозаменяемость первичных и вторичных приборов, возможность уменьшения числа первичных преобразователей путем многократного использования их выходного сигнала для различных целей (теплотехнического контроля, сигнализации, автоматического регулирования и переработки информации непосредственно на ЭВМ и т. д.), существенное увеличение возможности централизованного контроля.

В то же время для целей оперативного контроля наиболее важных величин продолжают применять независимый измерительный комплект, состоящий из отборного устройства, устанавливаемого на технологическом оборудовании, первичного 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, осуществляются с помощью приборов общепромышленного назначения, подробные сведения о которых приводятся в [21, 22].

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

$$\Delta i = y_i - y_{i\text{д}}, \tag{5.2}$$

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

Уместно вспомнить, что погрешность измерительного комплекта (средства измерения) представляет собой геометрическую сумму погрешностей отдельных его составляющих (первичного измерительного преобразователя, трубных и электрических соединительных линий, вторичного показывающего или регистрирующего прибора и др.).

Предельные допустимые погрешности при измерениях теплотехнических величин ТЭС различными измерительными комплектами приводятся в табл. 5.2 [3].

Таблица 5.2

Предельные допустимые и относительные погрешности измерений теплотехнических величин

Среда	Измеряемая величина	Предельно допустимая погрешность измерительного комплекта, %
Перегретый пар	Температура	1,0
	Давление	1,5
	Расход	1,5
Питательная вода	Температура	1,0
	Давление	1,5
	Расход	1,5
Топливо:		
газ	Расход	1,5
мазут	Расход	2,0
Воздух	Температура	1,5
	Давление	1,5
Дымовые газы	Температура	1,5
	Содержание	3,0

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:

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

2) аварийные отклонения параметров, требующие немедленного останова оборудования;

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

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

5) нарушение электропитания технических средств автоматизации.

Для оповещения персонала о перечисленных нарушениях применяют акустические и зрительные индикаторы. Звуковая сигнализация обычно выполняется двухтональной. Первый тон — звонок или зуммер — включается при подаче предупредительного сигнала; второй — сигнал более мощного звучания, обычно сирена, оповещает персонал об авариях или аварийных отключениях.

Визуальная сигнализация, обычно световая, осуществляется 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).

В качестве примера реализации описанных принципов организации технологической сигнализации на рис. 5.4 приводится двухрелейная электрическая схема сигнализации на базе двухлампового светового табло и серийной аппаратуры (резисторы, конденсаторы, полупроводниковые элементы и т. п.). Работа этой схемы протекает следующим образом.

В исходном режиме лампы $Л_1$ и $Л_2$ подключены к отрицательному полюсу источника питания — шинке *ШСТ*. При замыкании контактов датчика сигнала *1КДС* срабатывает реле *1РП* и подключает лампы к шинке «мигания» *ШТМ*, на которой с частотой 1—2 Гц появляется плюс источника питания. В результате лампы начинают мигать и табло светится прерывистым светом. Одновременно с этим срабатывание реле *1РП* подготавливает цепь включения реле *2РП*

Кроме того, при замыкании контактов *1КДС* по цепи, образованной контактом реле *2РП* и сопротивлением R_3, протекает ток через первичную обмотку трансформатора *Тр* реле импульсной сигнализации *РИС*. В момент появления ток в первичной обмотке трансформатора *Тр* на его вторичной обмотке возникает ток, который усиливается транзистором T_1 и вызывает срабатывание поляризованного реле *РП-7*. При этом якорь поляризованного реле перебрасывается и замыкает контакт, включающий звуковой сигнал.

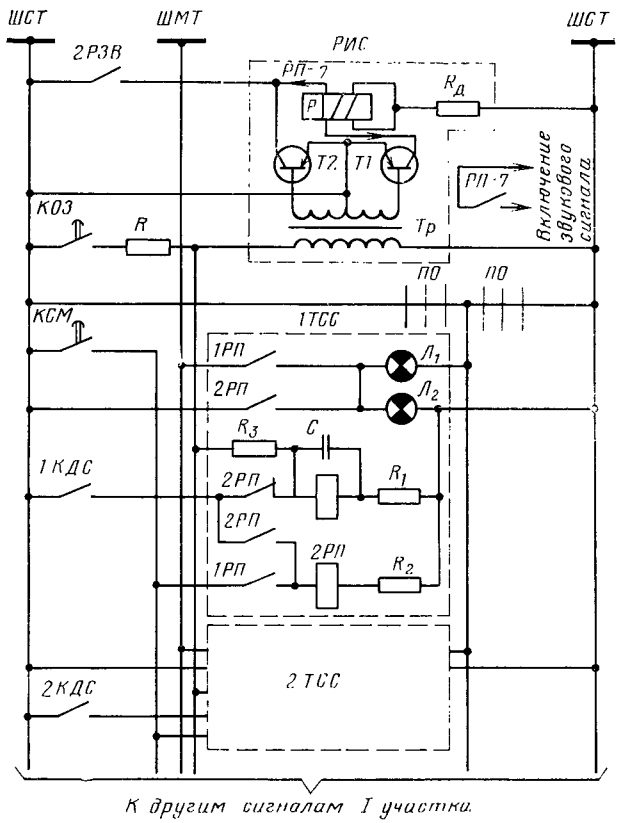


Рис. 5.1. Принципиальная электрическая схема технологической сигнализации.

Одновременно с включением звукового сигнала замыкаются контакты реле *2РЗВ* в центральной части схемы технологической сигнализации и тем самым подается напряжение на вторую обмотку реле *РП-7*. Якорь этого реле переходит в исходное положение. Следовательно, реле *РИС* оказывается подготовленным к включению при появлении следующего сигнала. Если контакты *1КДС* разомкнутся до съема звукового сигнала оператором, то возникаю-

щий при этом в трансформаторе *Тр* сигнал тока, усиленный транзистором *Т2*, вызовет также включение второй обмотки реле *РП-7* и возврат якоря этого реле в исходное положение с одновременным отключением звукового сигнала.

После того, как вновь появившийся и выделенный миганием световой сигнал обнаружен, оператор нажимает кнопку съема мигания *КСМ*, в результате чего включается реле *2РП*. При этом реле *1РП* отключается. Однако якорь реле отпадает с некоторой задержкой благодаря тому, что параллельно его обмотке подключен конденсатор *С*. Эта задержка обеспечивает надежное срабатывание реле *2РП* по цепи, образованной контактом *1КДС* и замыкающим контактом реле *2РП*.

Отключение реле *1РП* и включение реле *2РП* приводят к переключению лампы с шинки мигающего света *ШМ1* на шинку *ШСТ*, в результате чего табло начинает светиться ровным светом.

Включение реле *2РП* приводит также к прекращению протекания тока через сопротивление R_3 и первичную обмотку трансформатора в реле *РИС*. Вследствие этого постоянный ток протекает через первичную обмотку трансформатора ограниченное время. Сопротивление R_3 выбрано таким, чтобы при появлении сигнала и замыкании контакта *1КДС* изменение тока через первичную обмотку трансформатора составляло примерно 50 мА. В этом случае обеспечивается четкое срабатывание реле *РП-7*, а насыщение трансформатора наступает только при протекании через него тока от 18—20 табло одновременно. Так как после каждого съема мигания происходит отключение табло от реле *РИС*, трансформатор практически не насыщается и реле *РИС* оказывается всегда готовым к работе.

При исчезновении причины, вызвавшей появление сигнала, контакт *1КДС* размыкается, в результате чего отключается реле *2РП*, размыкается его контакт в цепи лампы и свечение табло прекращается. При этом замыкается также контакт *2РП* в цепи реле *1РП* и табло оказывается готовым к приему сигнала.

Опробование ламп сигнальных табло осуществляется с помощью переключателя опробования *ПО*. При повороте рукоятки этого переключателя из положения «Работа» в положение «Опробование» на каждом из табло, связанных с этим переключателем, лампы $Л_1$ и $Л_2$ соединяются последовательно и подключаются к обоим полюсам источника питания. Опробование реле *РИС* и звуковой сигнализации производится кнопкой опробования звукового сигнала *КОЗ*, при нажатии которой первичная обмотка трансформатора реле *РИС* через резистор подключается к источнику питания схемы. В приведенной схеме предусматривается применение табло, в которых кроме лампы $Л_1$ и $Л_2$ устанавливаются также реле *1РП* и *2РП*, добавочные сопротивления R_1, R_2, R_3 и конденсатор *С*.

Особенность приведенной схемы состоит в том, что некоторые ее элементы принадлежат к общей системе сигнализации какого-либо крупного ТОУ либо группы объектов, управляемых с одного щита. В то же время первичные измерительные преобразователи (например, *1КДС*, *2КДС* и др.), размещаются на разных территориально-разобщенных объектах, часто подвергающихся различным по интенсивности механическим, термическим и прочим воздействиям окружающей производст-

венной среды. Вероятность отказа этих элементов намного выше по сравнению с элементами схемы, находящимися в сравнительно благоприятных условиях на БЩУ или ГрЩУ. Следовательно, электрическая схема должна быть выполнена так, чтобы повреждения ее отдельных элементов не приводили к отказу всей системы. Для этого схемы технологической сигнализации разбиваются на отдельные участки, каждый из которых в случае необходимости временно может быть отключен при сохранении работоспособности всей системы.

Схема, приведенная на рис. 5.4, относится к одному из таких участков, выделенных по функционально-групповому признаку. Аналогично выполняются схемы других участков (групп), в каждой из которых объединяется до 60—80 контролируемых параметров какого-либо одного крупного или группы вспомогательных агрегатов, например по контролю температуры нагрева подшипников вращающихся механизмов котла (дымососов, вентиляторов и т. п.).

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

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

Глава шестая

ПОДСИСТЕМЫ ДИСТАНЦИОННОГО ВВОДА ИНФОРМАЦИИ И УПРАВЛЕНИЯ

6.1. Дистанционный ввод информации

Необходимость ввода большого количества информации в дополнение к поступающей с ТОУ является одной 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 относятся *однофункциональный* и *многофункциональный*, к автоматизированным — *программный*.

Однофункциональный способ предусматривает раздельный 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 вводимая информация разделяется на ассоциативные группы. При этом на панели ввода информации устанавливается лишь одна клавиатура, состоящая из сравнительно небольшого числа кнопок. В зависимости от вида вводимого сообщения по заранее составленной программе осуществляется автоматическая коммутация управляющей клавиатуры с соответствующими разрядами входного регистра формирователя сообщений. Содержание транспарантов (надписей) над клавишами также изменяется 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, свойствен-

ные первым двум способам. Кроме того, более простая клавиатура сокращает время и облегчает процесс ввода информации. Детальное описание систем дистанционного ввода информации в АСУ приводится в [20, 21, 23].

6.2. Дистанционное управление

Организация дистанционного управления (ДУ). Под дистанционным управлением понимается управление на расстоянии силовыми приводами машин и механизмов. Объектами ДУ служат электроприводы запорных и регулирующих органов, входящих в состав АСУ ТП, а также электроприводы вспомогательных вращающихся механизмов (углеразмольных мельниц, насосов, вентиляторов и т. п.), являющихся основными потребителями электроэнергии на собственные нужды ТЭС и относящихся к ее электрооборудованию.

Основными составными элементами систем ДУ являются электропривод, силовое коммутационное устройство и аппаратура управления. В качестве *электроприводов* исполнительных механизмов АСУ ТП используются асинхронные двигатели переменного тока мощностью от 0,15 до 0,4 кВт, работающие при напряжении 220/380 В. Электроприводами вращающихся механизмов собственных нужд ТЭС служат асинхронные и синхронные двигатели переменного тока мощностью от 10 до 8000 кВт, работающие при напряжении от 0,4 до 6 кВ, а также электродвигатели постоянного тока мощностью от 2 до 10 кВт, работающие при напряжении 220 В.

В качестве *силовых коммутационных устройств* для исполнительных механизмов и электроприводов запорных и регулирующих органов используются контактные реверсивные магнитные контакторы и бесконтактные магнитные и тиристорные усилители различных типов в зависимости от мощности двигателей. Для коммутации мощных (от 55 кВт и более) высоковольтных двигателей собственных нужд применяют масляные выключатели с соленоидными приводами; для коммутации низковольтных — воздушные автоматические выключатели, а для коммутации маломощных двигателей — магнитные контакторы в комплекте с защитными автоматическими устройствами. Силовая коммутационная аппаратура на ТЭС размещается в щитах собственных нужд или же в комплектных распределительных устрой-

ствах (КРУ), отдельно от электродвигателей, обычно находящихся в тяжелых условиях окружающей производственной среды. Коммутационные устройства для маломощных двигателей и исполнительных механизмов размещаются в силовых шкафах, на специальных сборках внутри щитов управления или же в индивидуальных защитных металлических корпусах (коробках) на месте расположения двигателей.

К аппаратуре управления относятся: релейная аппаратура цепей управления и защиты; органы управления (ключи, кнопки, тумблеры и т. п.); индикаторы состояния и положения (амперметры, вольтметры, ваттметры, сигнальные лампы и т. п.); аппаратура технологической защиты объектов (первичные измерительные преобразователи температуры, оснащенные контактным устройством, реле расхода, давления и т. п.). Релейная аппаратура цепей управления размещается обычно вместе с силовой коммутационной аппаратурой в силовых или отдельных шкафах.

Органы управления размещаются на панелях пультов или щитов управления (БЩУ, ГрЩУ и др.).

Аппаратура технологической защиты располагается непосредственно на объектах управления.

Все агрегаты собственных нужд ТЭС являются объектами двухпозиционного управления, т. е. находятся в двух состояниях: включено или выключено. Управление электроприводом при этом сводится к включению или отключению силового коммутационного аппарата, подводящего питание к электродвигателю от источника переменного или постоянного тока.

Основной канал дистанционного управления соединяет орган управления с силовым коммутационным аппаратом. Канал управления представляет собой многопроводный электрический контрольный кабель, по которому передаются командные сигналы и принимается информация о выполнении команд и состоянии объекта. На основе аппаратуры управления с помощью каналов связи реализуются электрические схемы управления. Они должны составляться исходя из основного требования — надежности, которая складывается из надежности технических средств ДУ и работы оператора. В связи с этим действия оператора по управлению должны быть максимально простыми. Они должны сводиться, например, к одноразовому повороту ключа или

нажатию кнопки. В то же время оператор не должен испытывать недостатка в исходной информации. Для этого электрические схемы должны обеспечивать информационную связь с объектом управления в виде визуальных или акустических сигналов, подтверждающих выполнение команд. Кроме того, должна быть обеспечена светозвуковая сигнализация при неисправностях самой электрической схемы, а также самопроизвольных или преднамеренных включениях или отключениях того или иного агрегата собственных нужд.

Надежность технических средств дистанционного управления на ТЭС прежде всего зависит от надежности их электрического питания. В связи с этим электрическое питание аппаратуры управления (обмоток реле, катушек электромагнитных пускателей и других элементов коммутационной техники) осуществляется от наиболее надежного источника электропитания на ТЭС переменным или постоянным оперативным током при напряжении 220 В. Оно должно сохраняться при отключении силового напряжения электродвигателя. В то же время потеря напряжения в цепях управления не должна приводить к отключению электродвигателя. Следовательно, электрическое питание силовых и управляющих цепей для крупных электродвигателей собственных нужд ТЭС должно быть независимым друг от друга.

В соответствии с ПТЭ [26] резервирование источников питания цепей управления постоянным током 220 В осуществляется лишь для управления крупными высоковольтными электродвигателями собственных нужд (мельниц, питательных насосов, дымососов и т. п.) и высокоответственными исполнительными механизмами АСУ ТП (систем бесконтактного регулирования подачи топлива в топку котла и т. д.).

Для остальных исполнительных механизмов АСУ ТП, мощность которых не превышает 4 кВт, питание цепей управления может осуществляться непосредственно от источника силового напряжения двигателей. Однако в этом случае должно обеспечиваться его надежное резервирование.

Способы дистанционного управления. На ТЭС применяются следующие виды дистанционного управления: индивидуальное, избирательное (по вызову), групповое (управление функциональными группами). Все электри-

ческие схемы, реализующие эти способы, должны допускать автоматическое управление.

При *индивидуальном* управлении на каждый объект управления (исполнительный механизм или электропривод) устанавливается отдельный орган управления (ключ, сдвоенная кнопка) и отдельный указатель положения (индикатор состояния).

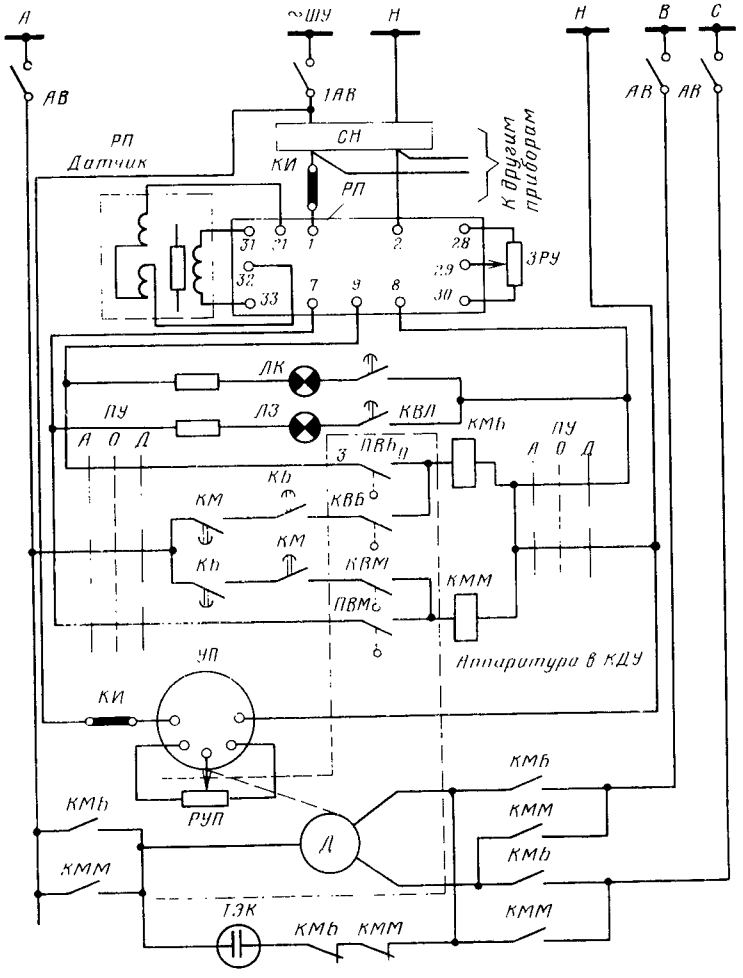


Рис. 6.1. Принципиальная электрическая схема управления исполнительным механизмом с колонкой дистанционного управления (КДУ).

В качестве примера на рис. 6.1 изображена принципиальная электрическая схема управления одним исполнительным механизмом с помощью магнитного реверсивного контактора (МКР), который состоит из механически сблокированных контакторов *КММ* и *КМБ*. Каждый контактор имеет три нормально разомкнутых силовых контакта, включенных в цепь питания электродвигателя, и вспомогательный блок-контакт.

Включение МКР осуществляется постоянным (двухполупериодным) пульсирующим напряжением со средним значением 24 В при автоматическом управлении или переменным напряжением 220 В при дистанционном управлении. Исполнительный механизм и цепи дистанционного управления питаются напряжением 380/220 В через автоматический выключатель *АВ*, располагаемый на силовой сборке вместе с магнитным контактором и конденсаторным электрическим тормозом.

Регулирующий прибор *РП* и указатель положения *УП* питаются от шин управления *ШУ*, при этом питание к *РП* подводится от стабилизатора напряжения *СН* (один *СН* на три-четыре регулирующих прибора). Независимое питание *УП* позволяет сохранить контроль за положением выходного вала исполнительного механизма или связанного с ним регулирующего органа при отключении электрического питания исполнительного механизма. Поскольку от *ШУ* подается питание *ПАВ* на группу регуляторов, каждый регулятор и его указатель положения могут отсоединяться на время наладки или проверки с помощью специальных испытательных клемм *КИ*.

Когда переключатель управления *ПУ* находится в положении *А* (автоматика), то при появлении сигнала на выходе регулятора (например, «Больше») напряжение с клемм *8* и *9* подводится к катушке *КМБ*, контактор срабатывает и замыкает контакты *КМБ*; при этом на обмотку статора двигателя поступит трехфазное напряжение источника 380 В в последовательности фаз *А—В—С* (считая слева). Двигатель и выходной вал сервопривода начнут вращаться в сторону «Больше». При срабатывании регулятора в сторону «Меньше» под напряжением окажется катушка *КММ*, замкнутся контакты *КММ* и на обмотки статора двигателя поступит напряжение источника в последовательности фаз *А—С—В*. Таким образом, произойдет смена фаз *В* и *С*. Асинхронный двигатель исполнительного механизма начнет вращаться в противоположном направлении в сторону «Меньше».

Перемещение выходного вала сервопривода при дистанционном управлении кнопками *КБ* и *КМ* ограничивается концевыми выключателями *КВБ—КВМ*, при автоматическом управлении путевыми выключателями *ПВБ—ПВМ*.

МКБ снабжен тормозным электролитическим конденсатором (ТЭК), который «поглощает» остаточный заряд обмоток статора, способствующий дополнительному вращению (выбегу) ротора, и вызывает его электрическое торможение. Тормозной эффект зависит от соотношения емкости конденсатора и мощности двигателя. Для контроля за действием регулятора к клеммам *7* и *8* и *9* и *8* подключаются индикаторные лампы *ЛК* и *ЛЗ*, расположенные на пульте. Нажимая кнопку контроля включения ламп (*КВЛ*), оператор может проследить за частотой и знаком сигналов, поступающих с выхода регулятора в цепь управления исполнительным механизмом, и проверить наличие так называемого «пульсирующего» режима, характеризующего нормальный режим работы регулятора [6].

Схема бесконтактного управления асинхронным двигателем исполнительного механизма аналогична описанной схеме управления с реверсивным магнитным контактором, вместо которого используется бесконтактный трехфазный реверсивный тиристорный усилитель, а вместо ТЭК — электромагнитный тормоз. Детальное описание схем ДУ с использованием бесконтактной коммутирующей аппаратуры приводится в [3]. Вся аппаратура управления, на которую может воздействовать оператор (рис. 6.1): переключатель управления *ПУ* (*4*), кнопки *КМ*– *КБ* (*5*), лампы *ЛК*, *ЛЗ* (*1*), кнопка *КВЛ* (*5*) и задатчик регулятора *ЗРУ* (*6*) — собрана в один блок управления (*БУ*) и располагается совместно с указателем положения *УП* (*10*) на пульте управления.

Сущность *управления по вызову* состоит в том, что вместо множества отдельных БУ и указателей положения (УП) устанавливаются суперэлементы: один БУ, один УП и клавишный номеронабиратель на группу регулирующих и запорных органов. При этом каждый орган может быть переведен с помощью общего ключа на автоматическое или дистанционное управление.

Принципиальная электрическая схема управления по вызову приведена на рис. 6.2, где изображены лишь цепи, относящиеся к избирательному управлению. Цепи и аппараты, обслуживающие группу исполнительных механизмов, выделены на этой схеме жирными линиями.

Управление по вызову осуществляется оператором с пульта с помощью маркированных клавиш, которые образуют наборное поле. При нажатии одной из клавиш *n*К, где *n* – номер клавиши регулирующего или запорного органа в группе, включается его реле выбора *РВО*, а на мнемосхеме зажигается соответствующая лампа *ЛВО*. Контакты *РВО* подключают к общим шинам питания катушек *1ШР* -*2ШР*—*3ШР* цепей управления, вызванного магнитного контактора *КМБ*—*КММ*, к шинам *1ШУП*—*2ШУП* цепи питания реостатного датчика указателя положения (*РУП*), а катушки двухпозиционного реле *РА* выбранного исполнительного механизма – к шинам *ША* и *ШД*. Контакты *РА* могут находиться в двух положениях — *А* (автоматически) и *Д* (дистанционно) в зависимости от нажатия соответствующих кнопок *КА* или *КД*. Далее с помощью ключа *КУ* регулирующий орган направляется в сторону «Больше» или «Меньше» дистанционно и от клемм *7—9 РП* автоматически. При этом по указателю положения можно наблюдать за перемещением регулирующего органа. Контрольные лампы *ЛА* (красная) и *ЛД* (зеленая) указывают на характер воздействия регулирующего органа—автоматическое или дистанционное.

Существуют схемы парного вызова исполнительных механизмов. В них имеются по две системы шин (*ШР*

и *ШУП*), по два ключа дистанционного управления и два указателя положения. С помощью системы парного вызова оператор имеет возможность управлять и следить за положением двух регулирующих органов одновременно, с помощью системы избирательного управления — задвижками с установленными на них электроприводами. В состав электропривода входят трехфазный асинхронный двигатель и редуктор, понижающий число его оборотов. Различие в схемах управления исполнительным механизмом и электроприводом задвижки

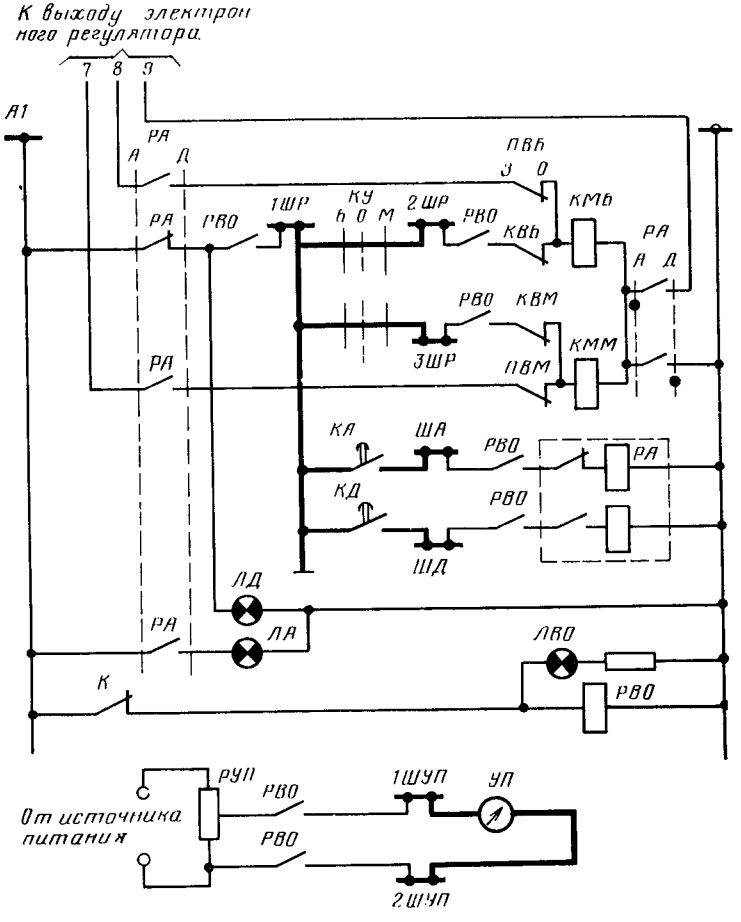


Рис. 6.2. Прииципиальная электрическая схема управления по вызову.

существует лишь для мощных двигателей. В этом случае (см. рис. 6.3) возникает необходимость двухступенчатого усиления управляющего сигнала с выхода РП или с ключа дистанционного управления, так как магнитные пускатели исполнительных механизмов рассчитаны на управление двигателем мощностью не более 1 кВт. В качестве первой ступени усиления используются маломощные пускатели, выходные контакты которых и коммутируют цепи управления катушек *КМБ* и *КММ* более мощного реверсивного магнитного контактора, включающего и отключающего электродвигатель задвижки.

Групповое управление применяют для нескольких однотипных объектов, как правило, связанных между собой общей технологией и управляемых последовательно или одновременно. При этом способе предусматривается один общий ключ (блок) управления на всю группу, сигналы с выхода которого размножаются и передаются в системы дистанционного управления отдельными объектами.

Несколько электрифицированных механизмов или задвижек, взаимосвязанных технологическим процессом, составляют функциональную группу (подгруппу) дистанционного управления.

Например, функциональную подгруппу образуют электропривод конденсатного насоса и электрифицированные задвижки на линиях подвода и отвода конденсата, которыми манипулируют при пусках и остановах насоса. Дистанционное групповое управление в этом случае сводится к подаче командного сигнала на пуск (останов) агрегата в целом. Последовательность сигналов на включение электропривода насоса и на открытие (закрытие) электрифицированных задвижек вырабатывается автоматически с выхода устройства логического управления (УЛУ). Обычно УЛУ состоит из набора простых логических элементов, реализующих заранее заданную программу управления. Детальное описание схем электрических соединений и аппаратуры для систем группового управления приводится в [3].

Глава седьмая

АВТОМАТИЧЕСКИЕ СИСТЕМЫ ЗАЩИТЫ ТЕПЛОВОГО ОБОРУДОВАНИЯ

7.1. Назначение автоматических защит

Наряду с автоматизированным контролем наиболее ответственных параметров, чрезмерное отклонение которых от установленного значения влечет нарушение

нормального технологического процесса, в составе АСУ ТП ТЭС предусматриваются автоматические системы защиты теплового оборудования от повреждений. Автоматические системы защиты, обслуживающие тепловую часть электрической станции, называются *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 разделяются на *главные* и *локальные*. К главным относятся также 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 от допустимых значений. Воздействие защит связано с открытием (закрытием) запорных органов, остановом основного или вспомогательного оборудования или включением его резерва.

Простейшим примером устройств ТЗ служат предохранительные клапаны с уравновешивающим грузом или гидрозатворы, устанавливаемые по правилам котлонадзора на всех сосудах, находящихся под избыточным давлением [6, 26].

Большинство современных защитных устройств на ТЭС представляют собой 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 увязывается с работой электроблокировочных устройств, позволяющих включать или отключать электрические приводы вспомогательных агрегатов только в определенной последовательности — «по цепочке». Например, аварийный оста-

нов дымососов котла приводит через устройства электроблокировки к останову дутьевых вентиляторов и топливоподающих устройств.

7.2. Логические элементы защит

Составные управляющие и исполнительные элементы тепловых защит имеют только два состояния «включено — выключено», «открыто — закрыто», «замкнуто — разомкнуто» и т. п. Устройство защиты в целом, характеризующееся бинарным состоянием, реализует двоичную функцию некоторого числа двоичных аргументов. Математические операции с двоичными аргументами исследуются с помощью аппарата алгебры логики или булевой алгебры, названной по имени английского математика Д. Буля. Ниже приводятся понятия и математические операции булевой алгебры, непосредственно связанные с работой тепловых защит энергоблоков и ТЭС.

Алгебра логики оперирует с высказываниями (сообщениями), являющимися истинными или ложными, простыми или сложными. Простыми называют отдельно взятые сообщения, принимающее значение только «истинно» или только «ложно», например «0 меньше 1» (истинное) или «0 больше 1» (ложное). Сообщения, являющиеся результатом двух и более простых сообщений, относятся к сложным. Простые сообщения, как правило, служат аргументами; сложные — логическими функциями этих аргументов.

Элемент, реализующий определенную логическую зависимость между входным и выходным сигналами, называется логическим.

Рассмотрим типовые операции, логические функции и логические элементы, наиболее употребительные в автоматических системах тепловых защит.

Инверсия. Ложное сообщение является противоположным по смыслу истинному, т. е. служит его отрицанием. Обозначив истинную форму через 1, а ложную через 0, можно записать логическую операцию отрицания (инверсии) НЕ

$$\left.\begin{array}{cc} x & y=\bar{x} \\ 1 & 0 \\ 0 & 1 \end{array}\right\} \qquad (7.1)$$

Реализация этой операции с помощью логического элемента НЕ будет означать: при наличии сигнала на входе сигнал на выходе отсутствует или сигнал на выходе появится только при исчезновении сигнала на входе. Релейный эквивалент операции НЕ изображен на рис. 7.1.

Логическое усиление. Реализация этой операции с помощью логического элемента (релейный эквивалент показан на рис. 7.2) будет означать: сигнал на выходе появится вместе с сигналом на входе,

но усиленный в k раз:

$$y=kx, \tag{7.2}$$

где $0 \leqslant k \leqslant \infty$; $0 \leqslant x \leqslant \infty$.

В зависимости от сочетания двоичных аргументов образуются различные сложные логические функции.

Конъюнкция (функция И). Сложное сообщение истинно только тогда, когда истинны все отдельные сообщения, его составляющие. Сигнал на выходе элемента, реализующего функцию И, появится только тогда, когда имеется сигнал на всех его входах.

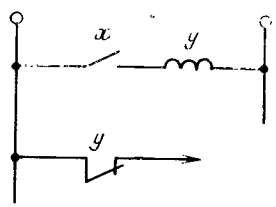


Рис. 7.1. Релейный эквивалент операции НЕ.

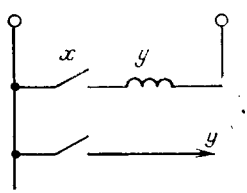


Рис. 7.2. Релейный эквивалент логического усиления.

Например, для случая аргументов x_1 и x_2, если истинное сообщение обозначить через 1, а ложное через 0, сложную логическую функцию И можно записать следующим образом:

x_1	x_2	$y = x_1 x_2$
1	1	1
0	1	0
0	0	0
1	0	0

(7.3)

По аналогии с алгеброй конъюнкцию называют логическим умножением: функция (7.3) читается x_1 и x_2. Релейный эквивалент функции И для двух сигналов на входе показан на рис. 7.3.

Дизъюнкция (функция ИЛИ). Сложное сообщение истинно, когда истинно хотя бы одно из сообщений, его составляющих.

Сигнал на выходе логического элемента, реализующего функцию ИЛИ, появится только тогда, когда имеется сигнал хотя бы на одном из его входов.

В случае двух аргументов эту функцию можно записать следующим образом:

x_1	x_2	$y = x_1 \cup x_2$
1	1	1
0	1	1
0	0	0
1	0	1

(7.4)

Дизъюнкция называется логическим сложением и читается: x_1 или x_2. Релейный эквивалент функции ИЛИ для двух аргументов показан на рис. 7.4.

Существуют и другие более сложные логические функции, но все они могут быть реализованы с помощью унифицированных логических элементов И, ИЛИ и НЕ. Так, например, функция НИ ... ... НИ может быть реализована путем последовательного соединения логических элементов ИЛИ и НЕ. Сигнал на выходе логического элемента, реализующего эту функцию, отсутствует при наличии сигнала хотя бы на одном из его входов.

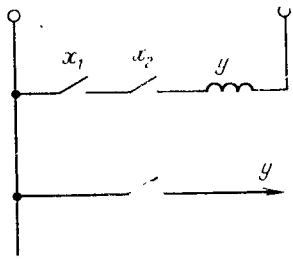


Рис. 7.3. Релейный эквивалент функции И для двух сигналов.

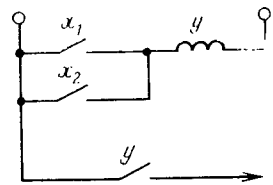


Рис. 7.4. Релейный эквивалент функции ИЛИ.

Запись этой функции в случае двух аргументов имеет вид:

x_1	x_2	$y = x_1 \downarrow x_2$
1	1	0
0	1	0
0	0	1
1	0	0

(7.3)

Релейный эквивалент функции НИ ... НИ для двух сигналов на входе показан на рис. 7.5,*а*.

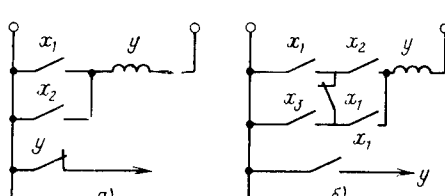


Рис. 7.5. Релейный эквивалент функции НИ—НИ (*а*) и «два из трех» (*б*).

На основе вышеописанных логических функций строятся логические схемы действия промышленных систем автоматических защит, в том числе и ТЗ, воздействующих на ТОУ ТЭС. При этом необходимая последовательность операций по отключению (включению) объектов управления ТЗ достигается путем использования рассмотренных логических функций или их сочетаний

Сопряжение логических элементов ТЗ с ТОУ осуществляется посредством промежуточных реле (РП), играющих роль усилителей мощности. Обычно выходной сигнал РП y заводится в цепь управления силового коммутационного устройства электропривода агрегата собственных нужд или исполнительного механизма АСУ ТП ТЭС.

7.3. Обеспечение надежности действия тепловых защит

Повреждения теплового оборудования вследствие аварий и связанные с ними простои приносят большие убытки. В то же время замена систем ТЗ действиями операторов в аварийных ситуациях невозможна. Поэтому системы ТЗ должны быть более надежны, чем информационные подсистемы и АСР.

Надежность ТЗ определяется как числом отказов в срабатывании, так и количеством ложных срабатываний.

Под ложным срабатыванием понимают отказ какого-либо элемента системы ТЗ, например отказ типа короткого замыкания в электрической схеме, приводящий к срабатыванию системы в целом. Мерой надежности систем защит служит среднее время, ч, наработки на один отказ (ложное срабатывание)

$$\tilde{t}_{\text{ТЗ}} = \frac{\sum_{i=1}^{n} t_i}{n}, \tag{7.6}$$

где t_i — время i-й наработки между отказами; n — число отказов.

Другой часто употребляемый показатель надежности ТЗ — интенсивность потока отказов

$$\lambda_{\text{ТЗ}} = \frac{n}{\tau_\Sigma}, \tag{7.7}$$

где τ_Σ — суммарное время исправной работы системы ТЗ между ремонтно-восстановительными работами (суммарная наработка).

Интенсивность потока отказов $\lambda_{\text{ТЗ}}$ при чередующихся пусках и остановах энергоблоков определяется по результатам наблюдений за работой ТЗ на оборудова-

нии, находящемся под нагрузкой:

$$\tilde{\lambda}_{\text{ТЗ}} = \frac{\sum_{i=1}^{k'} n_i}{\sum_{i=1}^{k'} t'_i}, \qquad (7.8)$$

где k' — число включений оборудования (пусков); n_i — число отказов при i-м включении; t'_i — длительность работы оборудования после i-го включения (пуска).

В соответствии с ГОСТ 17605-72 системы ТЗ должны обладать минимальной интенсивностью потока отказов по сравнению с другими подсистемами АСУ ТП

$$\lambda_{\text{ТЗ}} = \frac{1}{\tilde{t}_{\text{ТЗ}}} \leqslant 0{,}5 \cdot 10^{-5}\ 1/\text{ч}. \qquad (7.9)$$

Они же должны восстанавливаться в кратчайший срок (1 ч). Значения λ по отдельным элементам реальных систем ТЗ приводятся в [33].

Отказ (несрабатывание) или ложное действие системы ТЗ определяется не только надежностью входящих в нее технических устройств (приборов, аппаратуры, соединительных линий и т. п.), но во многом зависит от вида логической функции, реализуемой системой в целом. На выбор вида логической функции оказывают влияние те последствия, к которым могут привести отказы ТЗ. Рассмотрим несколько примеров.

1. Простейший случай — *один из одного.* При использовании одного датчика его отказ определяет отказ системы в целом, а каждое ложное действие контактного устройства сопровождается ложным действием защиты всего устройства. Поэтому системы ТЗ с одним датчиком предусматриваются только для защит, в которых используются специальные высоконадежные приборы. Один датчик устанавливается также в случаях, когда отказ в срабатывании защитного устройства приводит к тяжелому повреждению оборудования, а убытки от этого значительно превышают убытки от простоя, связанного с ложным действием ТЗ, как, например, в системе защиты от осевого сдвига ротора.

Кроме того, один датчик устанавливается в защитных устройствах локального назначения, направленных на предотвращение аварии, ложное срабатывание которых не влечет за собой останова оборудования или снижения его нагрузки, например: включение резервных механизмов в параллель с работающими, подсветка факела в топке котла путем включения дополнительных горелок, работающих на легко воспламеняющихся топливах, и т. д.

2. Два датчика с одинаковыми уставками, контакты которых включаются в параллель с друг с другом в соответствии с логической функцией ИЛИ *(один из двух)*; применяются в тех случаях,

когда тепловое оборудование требует повышенной надежности действия защиты или отсутствия отказов в ее работе, а ложные срабатывания ТЗ либо маловероятны, либо не ведут к тяжелым последствиям, например в защитных устройствах, воздействующих на открытие клапанов при повышении давления пара на выходе котла или других объектов, работающих под давлением.

3. Два датчика с одинаковыми уставками, контакты которых соединяются по схеме И (*два из двух*). Применяются в системах защит для уменьшения вероятности их ложного срабатывания, например в случаях, когда защита воздействует на снижение нагрузки или приводит к останову основного оборудования, а ее датчики не обладают достаточной надежностью.

4. Два датчика с разными уставками. Оба контактных устройства включаются последовательно по схеме И. Применяются в двуступенчатых системах ТЗ. При этом контактное устройство первого прибора настраивается на срабатывание при достижении параметром первой аварийной уставки, при которой осуществляются локальные операции, а контактное устройство второго прибора настраивается на вторую аварийную уставку, превышающую первую. Тогда защита на останов будет срабатывать только при замыкании обоих контактов, например: защиты от повышения уровня в регенеративных подогревателях высокого давления (ПВД) (см. рис. 2.1) и защиты от погасания факела (первая ступень — потускнение и подхват факела газомазутными горелками, вторая — останов котла).

5. Три датчика с одинаковыми уставками, контакты которых соединяются последовательно-параллельно и реализуют логическую функцию «два из трех» (см. рис. 7.5,*б*). Система в целом позволяет повысить надежность действия защит по сравнению с вариантами, реализующими функции И и ИЛИ, однако требует большего количества приборов, увеличивает объем профилактических и ремонтно-восстановительных работ.

Таблица 7.1

Надежность элементов защит

Наименование логической функции	Вероятность безотказной работы q		Наименование логической функции	Вероятность безотказной работы q	
	для случаев отказа в срабатывании	для случаев ложного срабатывания		для случаев отказа в срабатывании	для случаев ложного срабатывания
Один из одного	0,9	0,9	Один из двух	0,99	0,81
Два из двух	0,81	0,99	Два из трех	0,997	0,97

Сравнительная характеристика надежности рассмотренных логических систем при одинаковой исходной вероятности безотказной работы одного контактного устройства q=0,9 приводится в табл. 7.1.

Надежность систем ТЗ должна быть определяющим фактором при их проектировании. Однако безотчетное

стремление повысить надежность ТЗ путем синтеза сложных логических функций может привести к противоречивым результатам: с одной стороны — достижению желаемых показателей, с другой — удвоению или утроению количества используемых приборов, увеличению времени на их обслуживание и восстановление в случае отказа. Поэтому повышение надежности систем за счет усложнения и удорожания технических средств следует проводить в разумных пределах.

Мероприятием, повышающим надежность действия систем ТЗ за счет увеличения исходной вероятности безотказной работы применяемых технических средств, является использование для них высоконадежных источников электрического питания. Таким источником на ТЭС служит аккумуляторная батарея с напряжением на выходе 220 В, которая продолжает снабжать цепи защиты электрической энергией при авариях, сопровождаемых полной потерей напряжения переменного тока в системе собственных нужд. Кроме того, питающее напряжение подводится к панелям защит по двум независимым линиям, одна из которых является резервной. Оповещение персонала о прекращении электрического питания каждой из групп ТЗ осуществляется автоматически с помощью сигнальных устройств, привлекающих повышенное внимание (световые мерцающие табло, прерывистые гудки и т. п.).

Рациональный выбор проектируемых систем ТЗ должен проводиться с учетом особенностей технологических процессов и эксплуатации теплового оборудования. Для этого необходимо соблюдение следующих положений, обусловливаемых опытом эксплуатации и ПТЭ [26]:

1) возможность дистанционного перевода всех агрегатов, оказавшихся под воздействием защит, в исходное положение; последнее должно восстанавливаться только после устранения причины, вызвавшей срабатывание ТЗ (во избежание воспроизведения аварийной ситуации);

2) приоритет действия защит, вызывающих бо́льшую степень разгрузки при одновременном срабатывании ТЗ, направленных на снижение нагрузки, одностороннее воздействие защит на оборудование (только отключение или только включение, только открытие запорного

органа или наоборот и т. п.) во избежание поступления противоречивых команд и сигналов;

3) сохранение действия автоматических систем защит до выполнения самой длительной операции (с целью исключения ошибочных действий в случае вмешательства персонала и при случайном исчезновении сигнала, вызвавшем срабатывание ТЗ);

4) однозначная фиксация первопричины срабатывания ТЗ с помощью систем графической индикации (записи) или воспроизведения на магнитной ленте (с целью последующего детального и объективного анализа возникновения аварии);

5) наличие автоматического или ручного устройства отключения для всех ТЗ, уставки срабатывания которых препятствуют нормальному пуску или останову (с целью исключения искусственного воспроизведения аварийных ситуаций во время пусков и остановов);

6) наличие переключателя видов топлив в системах ТЗ котлов, работающих на двух видах топлива (с целью изменений в структурных схемах защит при переводе с одного вида топлива на другой);

7) наличие светозвуковой сигнализации, оповещающей персонал о всех случаях срабатывания ТЗ и о причинах, вызвавших эти срабатывания (с целью своевременного предупреждения персонала о возникновении аварийных или предаварийных режимов).

Требуемая надежность систем ТЗ в целом достигается сочетанием высокой надежности как управляющих, так и исполнительных устройств, непосредственно устанавливаемых на ТОУ. Для этого логические устройства управления должны осуществлять преобразования сигналов первичной измерительной информации в соответствии с заданными значениями критериев (см. табл. 7.1), а исполнительные устройства безотказно выполнять свои функции. Последнее означает, что при каждом срабатывании систем ТЗ задвижки, стопорные и обратные клапаны должны обеспечивать полное открытие или же абсолютно плотное перекрытие трубопроводов, а коммутационные силовые устройства — подвод электрического питания или же его прекращение в нужный момент по линиям электроснабжения.

7.4. 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 допустимого, как уже отмечалось, снабжается предохранительными клапанами, действующими по принципу регуляторов давления «до себя». Клапаны,

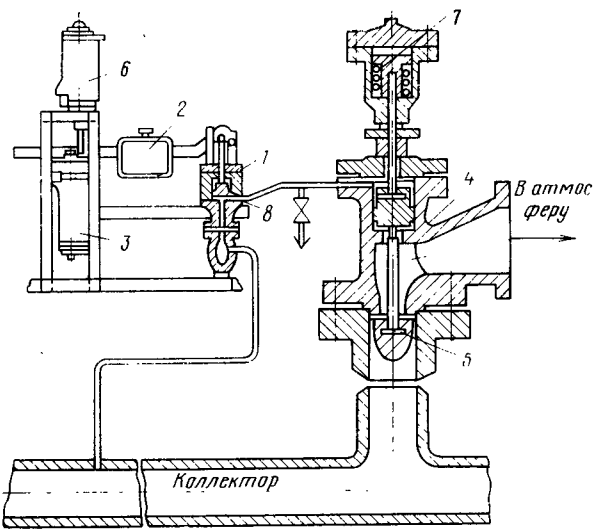


Рис. 7.6. Схематическое изображение ИПУ.

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 используются специальные импульсные предохранительные устройства (ИПУ). Принципиальная схема действия предохранительного клапана с ИПУ приведена на рис. 7.6.

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 открытия *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 смещаться 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 перепитка барабана относятся к самым тяжелым авариям на ТЭС, каждый котел оснащается системой автоматической защиты, срабатывающей при наличии сигналов чрезмерного повышения или понижения уровня.

Понижение уровня на 100—120 мм ниже установленного предела $\downarrow H_{\text{I}}$ 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 включаются по схеме И. При достижении уровнем первого установленного значения (до 100 мм) $\uparrow H_{\text{I}}$ 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 $\uparrow H_{\text{II}}$ (до 120—150 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 $\uparrow H_{\text{II}}$ вы-

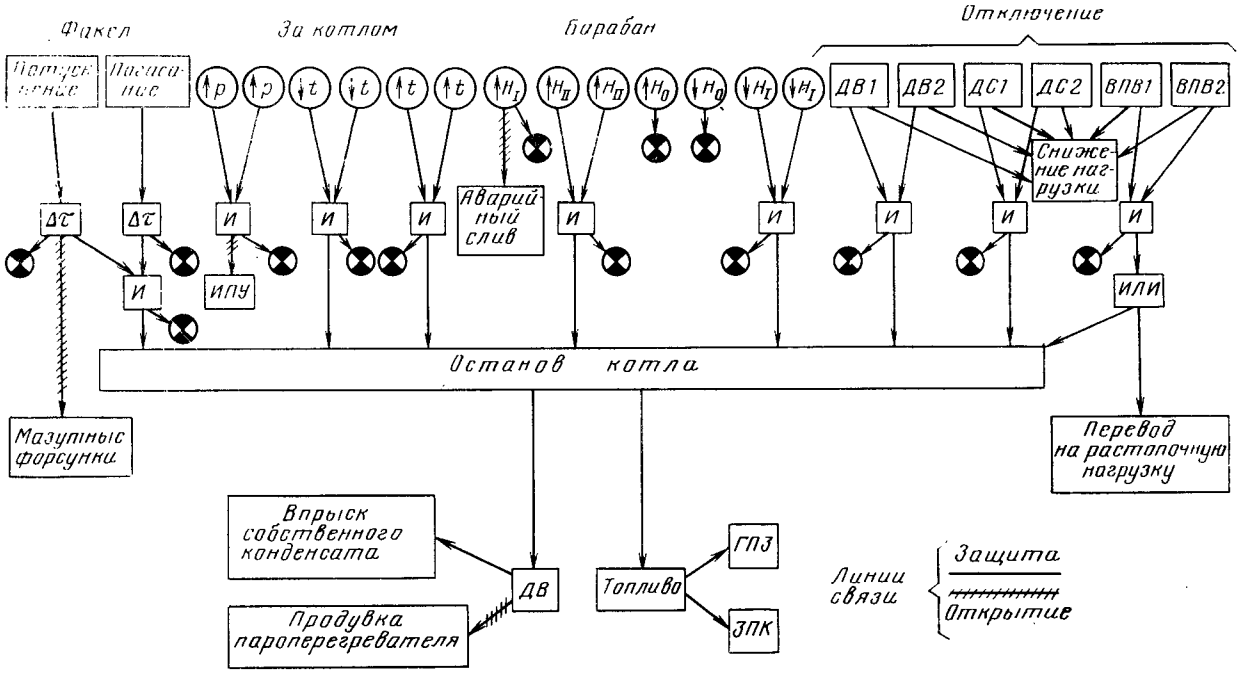


Рис. 7.7. Логическая схема действия тепловых защит барабанного котла.

зовет действие защиты лишь при наличии «подтверждающего» сигнала от первого датчика локальной защиты $\uparrow H_1$. 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 пароохладитель.

Защита от потускнения и погасания факела. Тепловая защита этого вида предусматривается 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 осуществляется в следующей последовательности: *датчики*, установленные с двух сторон топки с контактами — включенное по схеме И *промежуточное реле — отключающее устройство* дутьевых вентиляторов и далее по линиям связей электроблокировки, изображенным на рис. 7.6. В качестве датчиков используются фоторезисторы, визируемые на ядро факела и включаемые последовательно с обмоткой фотореле, которое срабатывает при заданном уровне излучения факела. В качестве подтверждающего сигнала может использоваться разрежение вверху топки, которое резко возрастает при обрывах факела. С этой целью контакты сигнализатора падения давления в топке включаются последовательно с контактами фотореле.

Котлы, работающие на пылевидном топливе, снабжаются 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, которое задерживает 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 сигнализа-

ции 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 используется специальный автомат защиты котла (АЗК), определяющий потускнение факела по уровню светимости, а погасание — по пульсациям факела в видимой и инфракрасной частях спектра свечения [3].

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. 7.6).

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

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

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

Помимо рассмотренных выше защит, к останову котла или к снижению нагрузки приводит непредвиденное или ошибочное отключение дутьевых вентиляторов *ДВ*, дымососов *ДС* и вентиляторов первичного воздуха *ВПВ* (см. рис. 7.7).

Автоматические защиты прямоточных паровых котлов. Прямоточные котлы оснащаются 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.

На рис. 7.8 приведена логическая схема действия тепловых защит прямоточного котла, отражающая отмеченные особенности.

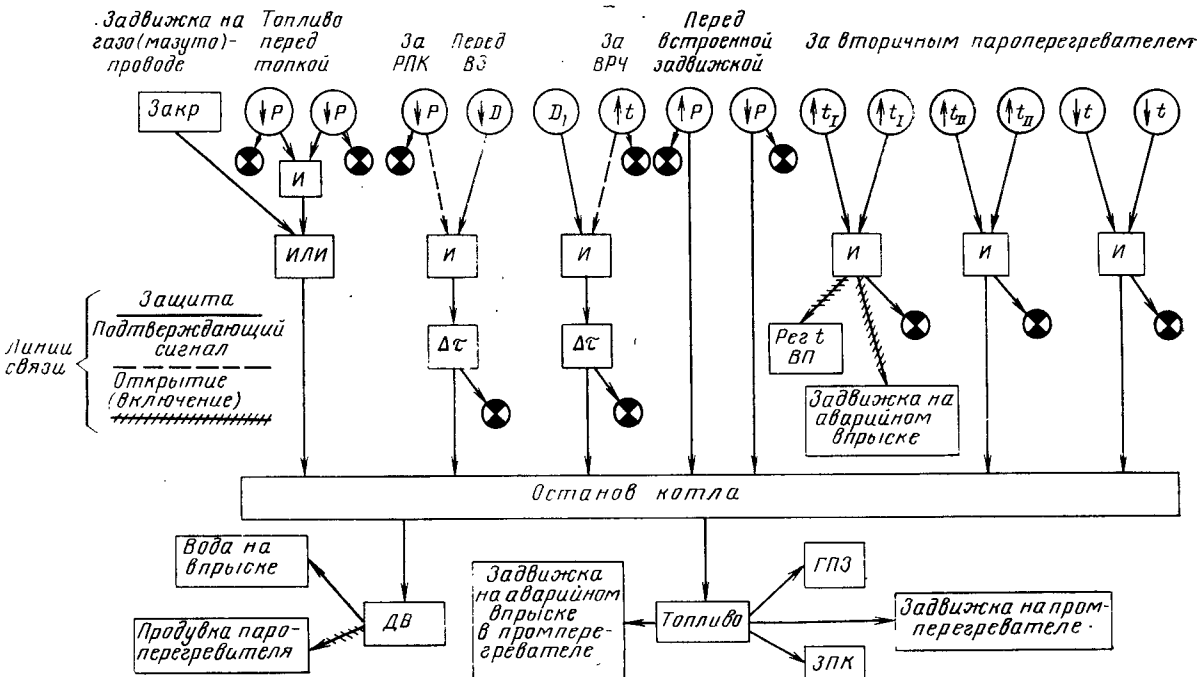


Рис. 7.8. Логическая схема действия тепловых защит прямоточного парогенератора.

Защита от прекращения подачи воды. Для каждого контура прямоточных котлов предусматривается автоматическая защита, воздействующая на останов агрегата при снижении расхода воды $\downarrow D_{\text{п.в}}$ на контур до 30% расчетной производительности. Сигналом, подтверждающим необходимость действия защиты, может служить снижение давления $\downarrow p$ 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 $\Delta\tau$=15÷20 с защита производит останов котла путем возведения 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 $\uparrow\Delta D$ 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 $\Delta\tau$=20 с, необходимой для предотвращения ложного останова из-за небаланса расходов по режимным условиям. Иногда в качестве подтверждающего сигнала этой защиты используется 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. Защитами этого вида необходимо оснащать котлы с сверхкритическим давлением пара. При повышении $\uparrow p$ или понижении $\downarrow p$ давления пара 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.

На рис. 7.8 показаны также защиты прямоточного парового котла, работающего на газовом или жидком топливе (мазуте). Использование газомазутного топлива требует применения защит, действующих на останов

котла в случае понижения давления топлива (газа или мазута) перед горелками.

Отключение дутьевых вентиляторов или дымососов прямоточного парового котла также 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, снабжается 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 установки $\uparrow t_{\text{I}}$ открывается запорная задвижка на линии аварийного впрыска и включается в работу регулятор аварийного впрыска (регулятор $t_{\text{в.п}}$). Превышение температуры вторичного пара второй уставки $\uparrow t_{\text{II}}$, так же как и понижение ее до первой $\downarrow t_{\text{I}}$, должно приводить к останову котла.

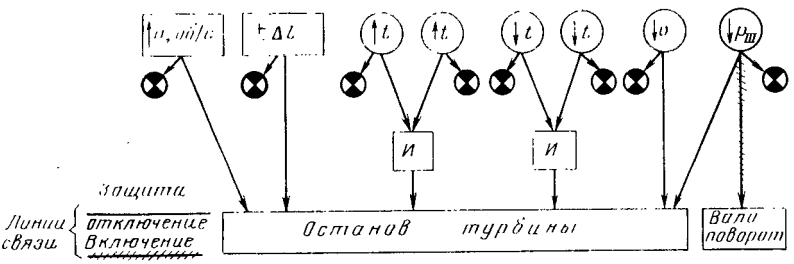
Котлы, имеющие регенеративные воздухоподогреватели (РВП), оснащаются дополнительной защитой, воздействующей на останов при отключении всех РВП.

Автоматические защиты турбогенераторов. Защита турбогенератора предусматривается от увеличения частоты вращения ротора; сдвига ротора; ухудшения вакуума в конденсаторе; понижения давления масла в системе смазки и охлаждения подшипников.

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.

Защита при сдвиге ротора. Вращающийся ротор имеет некоторую свободу продольного перемещения относительно статора. Это перемещение весьма мало (до $\pm 1{,}2$ мм для различных типов турбин) и ограничивается 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 лопаточного аппарата турбины. Все турбогенераторы оснащаются специальным защитным устройством, воздействующим на останов турбины при чрезмерном осевом сдвиге ротора. Первичным прибором, фиксирую-



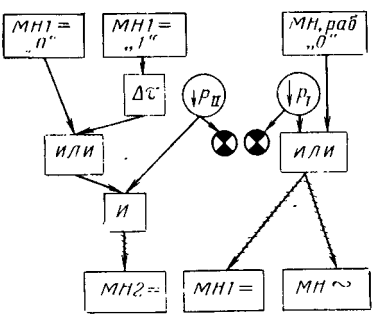


Рис. 7.9. Логическая схема действия защит турбины.

щим изменения положения ротора относительно статора, является электрический индукционный датчик, контакты которого соединяются по схеме «один из одного» (см. рис. 7.2). Действие ТЗ этого вида сводится к формированию сигнала по напряжению, побуждающего к срабатыванию специального реле осевого сдвига, которое через промежуточное реле воздействует на включение электромагнитного привода, управляющего механизмом закрытия стопорного клапана турбины.

Защита от ухудшения вакуума в конденсаторе. Ухудшение вакуума $\downarrow v$ в конденсаторе приводит к росту температуры пара в хвостовой части турбины, термическим деформациям громоздких частей

корпуса и требует снижения нагрузки. 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 формируется с помощью специального вакуум-реле, которое через промежуточное реле воздействует на электромагнитный привод, управляющий механизмом закрытия стопорного клапана.

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^2) 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 $\downarrow p_{\text{I}}$ или второго $\downarrow p_{\text{II}}$ 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 (МН2-0) при снижении давления масла ниже второго предела $\downarrow p_{\text{II}}$ является включение первого маслонасоса (МН1-1) постоянного тока.

Когда давление масла остается ниже p_{II} по истечении $\Delta\tau$ включается второй аварийный насос постоянного тока. Выдержка времени $\Delta\tau=2\div3$ 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.

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

Помимо рассмотренных выше систем защит, на рис. 7.9 изображена защита от повышения $\uparrow t$ и понижения температуры $\downarrow t$ 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 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.

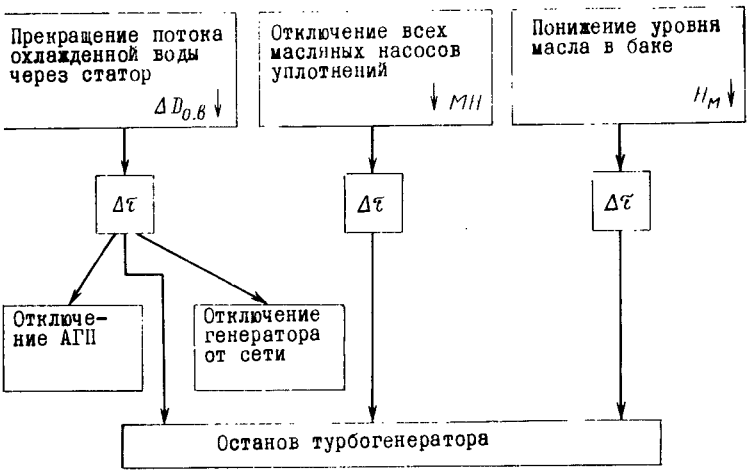


Рис. 7.10. Схема действия тепловых защит генератора.

Автоматическая защита вспомогательных установок. Защитные устройства вспомогательных установок ТЭС относятся 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 резервируются или же сравнительно быстро ремонтируются. Кроме того, чрезмерное отклонение регулируемых параметров вспомогательных установок не оказывает прямого влияния на производительность котлов и выработку электроэнергии. Ниже в качестве примеров приводятся описания тепловых защит ПВД, питательно-деаэраторной 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 предусматривается 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.

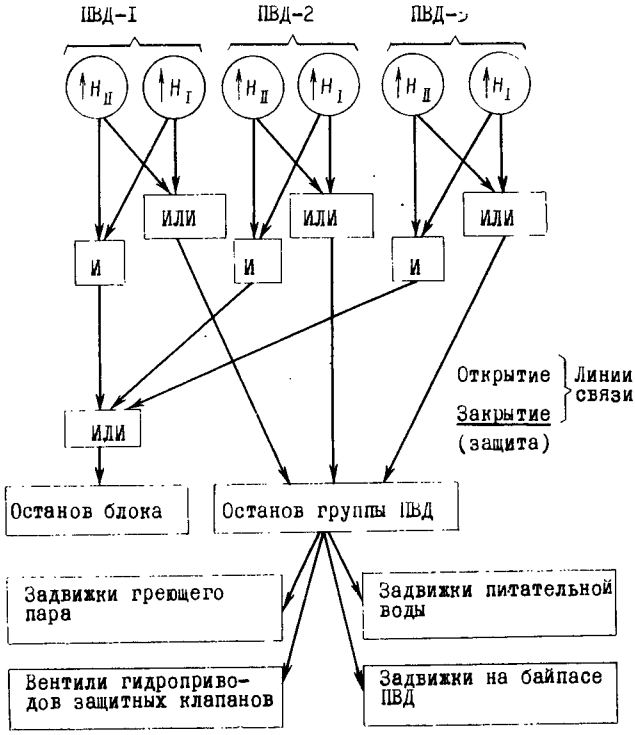


Рис. 7.11. Логическая схема действия защит ПВД.

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

Система защиты ПВД от переполнения водой является 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 путем перекрытия доступа греющего пара в каждый из корпусов, отключение по воде — путем закрытия быстродействующего защит-

ного гидроклапана на входе и выходе ПВД, а также путем закрытия запорных задвижек на входе и выходе питательной воды данной группы.

Принципиальная схема гидроуправления положением защитного клапана показана на рис. 7.12.

Повышение уровня до первого предела $\uparrow H_1$ в любом подогревателе вызовет замыкание контактов первичных приборов-уровнемеров, что явится сигналом для действия электромагнитного привода, управляющего клапаном *4*. Он откроется, и конденсат от насосов

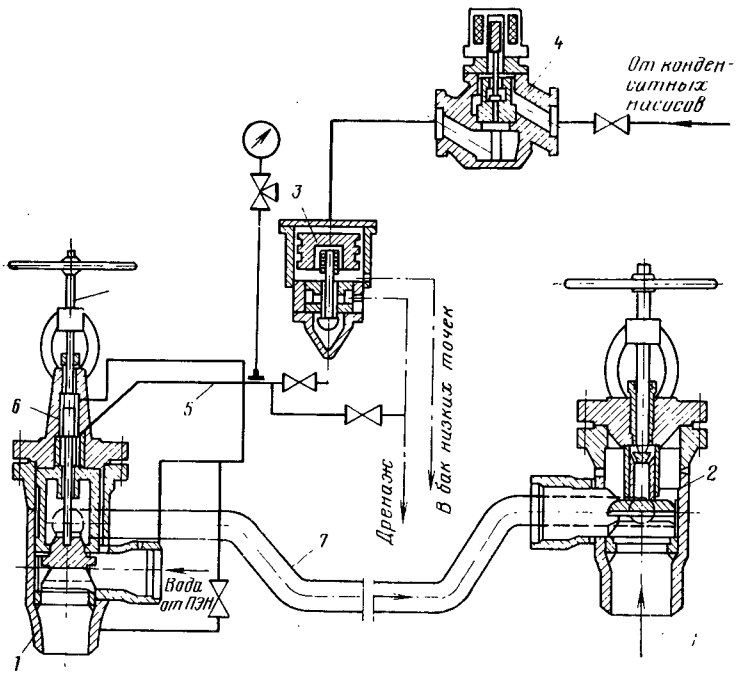


Рис. 7.12. Принципиальная схема гидроуправления положением защитного клапана.

поступит в верхнюю полость гидравлического сервопривода *3*, поршень которого, перемещаясь вниз, соединит через импульсную трубку *5* рабочие полости клапанов *1* и *3* с трубопроводом слива. Давление под поршнем *6* клапана *1* упадет, он опустится, закроет своей тарелкой доступ воды в ПВД со стороны питательных насосов и откроет ей проход к котлам через обводную линию *7*. При этом обратный клапан *2* перекроет доступ воды в ПВД со стороны котлов.

Принципиальная электрическая схема защиты ПВД показана на рис. 7.13.

На каждом из трех подогревателей одной группы ПВД устанавливается по два прибора, контакты которых *1Д-1* и *2Д-1* для пер-

вого, *1Д-2* и *2Д-2* для второго и *1Д-3* и *2Д-3* для третьего подогревателя включены в цепи соответствующих промежуточных реле (*1РП-1*, *2РП-1*, *1РП-2*, *2РП-2*, *1РП-3*, *2РП-3*).

При повышении уровня в любом из подогревателей до первого предела $\uparrow H_{\text{I}}$ замыкаются контакты одного из приборов *1Д*, в результате чего включается выходное реле защиты *РЗ*, срабатывание которого вызывает действие первой ступени защиты (локальной) — отключение всей группы подогревателей, в результате *РЗ* переходит на самоудерживание.

Цепь *РЗ* размыкается конечным выключателем *БЗ* при полном открытии задвижки на линии обвода отключенной группы ПВД. В цепь *РЗ* включен также переключатель защиты *ПЗ* с тремя фиксированными положениями: *АЗ* — автоматическая защита ПВД, *0* — защита отключена, *РО* — ручное отключение группы *ПВД*.

Независимо от того, включена ли защита с помощью *ПЗ*, повышение уровня вызывает включение блинкера, относящегося к тому подогревателю, в котором произошло повышение уровня (*1РУ*, *2РУ*, *3РУ*). Так как конденсат греющего пара из каждого ПВД поступает в предвключенный ему подогреватель и вследствие этого при повышении уровня в одном из подогревателей может повыситься уровень и в других подогревателях, цепь питания всех блинкеров после срабатывания первого блинкера отключается. Поэтому всегда срабатывает только один из блинкеров и однозначно фиксируется в зависимости от того, в каком подогревателе первым произошло повышение уровня.

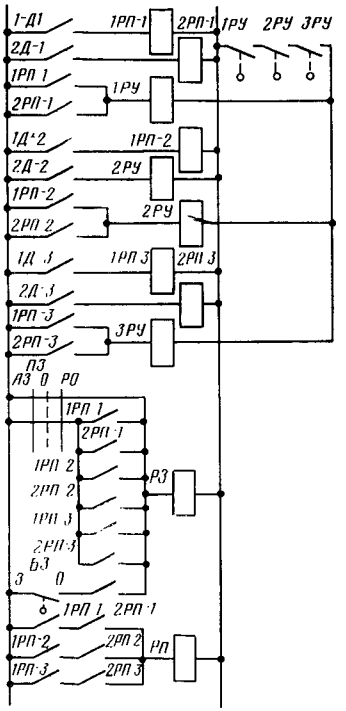


Рис. 7.13. Принципиальная электрическая схема действия защиты по повышению уровня ПВД.

Отключение цепи питания блинкеров производится размыкающими контактами сработавшего блинкера.

Если уровень воды в подогревателе продолжает повышаться и достигает второго аварийного предела $\uparrow H_{\text{II}}$, то замыкаются контакты второго прибора *2Д*. Одной из причин повышения уровня до второго предела может быть неисправность первой ступени защиты (по каким-либо причинам не замкнулись контакты прибора *1Д*). Поэтому при повышении уровня до второго аварийного предела вновь подается команда на включение *РЗ* и на отключение всей группы ПВД. Если же, несмотря на замыкание контактов прибора *1Д* и срабатывание первой ступени защиты, уровень повысится до второго аварийного предела и замкнутся контакты прибора *2Д*, то

действует вторая ступень защиты (главная), вызывающая останов блока. Включение реле останова блока (РОБ) происходит в результате срабатывания *РП*, которое включается соединенными последовательно контактами реле *1РП* и *2РП*.

Защиты ПДУ. В случае аварийного отключения работающих насосов или непредвиденного снижения давления воды в питательной магистрали предусматривается автоматическое включение резервных. При наличии питательных турбонасосов их приводные турбины обеспечиваются защитами от повышения частоты вращения вала, сдвига ротора и понижении 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 редукционно-охладительных установок. В качестве защитных устройств на обычных редукционно-охладительных установках (РОУ) предусматриваются предохранительные клапаны на коллекторах редуцированного пара. На быстродействующих РОУ, которые сами выполняют функции защитных устройств, предусматриваются 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 становится 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 $\uparrow t_м$ воздушной смеси за шаровой или молотковой мельницей, воздействующей на открытие заслонки на линии присадки холодного воздуха, на мельничных системах предусматривают защитное устройство, действующее на останов мельниц при понижении давления масла в системе смазки подшипников.

При падении давления масла до первого установленного 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 предусматривается также при забивании циклона пылью по сигналу датчика, измеряющего его сопротивление. На обоих типах мельниц может быть предусмотрено включение вибраторов на течках сырого угля при внезапном прекращении подачи топлива. Отключение вибраторов производится после восстановления подачи топлива или по истечении установленной выдержки времени.

7.5. Организация диагностики состояния оборудования и прогнозирования изменения технологических параметров

Постоянное ожидание неполадки или аварии вызывают у операторов излишнюю напряженность, переутомление и как следствие этого ошибочные действия. Во избежание этих нежелательных явлений необходимо прогнозировать чрезмерные отклонения важнейших параметров и перегрузки отдельных элементов автоматизированного технологического комплекса и тем самым предупреждать возможные неполадки оборудования и отказы в системе управления, которые назревают постепенно.

Один из способов прогнозирования, применяемых на ТЭС, состоит в записи показаний наиболее важных параметров, осуществляемой непрерывно на движущейся ленте самописца или дискретно-непрерывно с помощью цифровой индикации на печатающем устройстве. Как уже отмечалось, это дает возможность наблюдать не только текущее значение параметра, но и видеть тенденцию его изменения за предшествующий мо-

менту наблюдения отрезок времени. Следовательно, у оператора, заметившего склонность того или иного параметра к росту или падению, появляется возможность предпринять меры, направленные на предотвращение его отклонений от допустимых значений.

Развитием этого способа служит применение автоматических сигнализаторов скорости падения или нарастания численных значений контролируемых параметров. Основным элементом сигнализатора служит электронный дифференциатор, подключаемый к выходу первичного измерительного преобразователя. Превышение скорости изменения параметра сверх установленного допустимого значения может высвечиваться на транспаранте и сопровождаться световой или звуковой сигнализацией.

Описанный способ позволяет выявить тенденцию того или иного объекта управления к аварии до того, как отклонение параметра достигнет аварийного значения. Недостаток этого способа состоит в том, что они позволяют прогнозировать лишь небольшое число одновременно наблюдаемых параметров, а применяемые индикаторы требуют постоянного внимания оператора.

Прогнозирование множества параметров одновременно достигается с помощью *спорадического* контроля. Он состоит в том, что оператор с помощью специального органа ручного управления (задатчика) может временно изменить уставки сразу на всех сигнализаторах срабатывания ТЗ. По мере медленного поворота ручки задатчика в сторону уставки на табло высвечиваются сигналы параметров, находящихся на все большем удалении от первоначально установленного значения. Пользуясь этим способом, оператор может видеть, какой участок технологического процесса наиболее склонен к аварии, и заранее предпринять необходимые меры по ее предотвращению.

Предупреждение отказов в работе элементов системы управления достигается, во-первых, постоянной световой сигнализацией о наличии напряжения в цепях электрического питания систем ТЗ, во-вторых, — принудительным (с целью контроля) замыканием контактных устройств аварийной сигнализации. Эта операция осуществляется периодически с помощью специального ключа (кнопки) проверки аварийной или технологической сигнализации.

Решающую роль в предупреждении возможных неполадок и аварий, развивающихся постепенно, играет правильно и своевременно поставленный диагноз состояния оборудования. Процесс диагноза заключается в поэтапном установлении истинной причины прогрессирующего отклонения параметра от установленного значения.

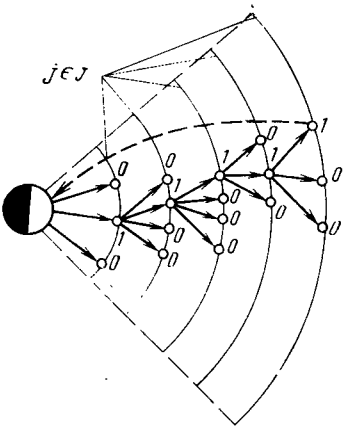


Рис. 7.14. Формализованная модель деятельности оператора, ставящего диагноз ТОУ.

В основу автоматического устройства диагностики может быть положена формализованная модель деятельности опытного оператора (рис. 7.14), ставящего диагноз состояния объекта управления. Концентрические окружности, расположенные по степени важности событий, означают подмножества признаков $j \in J$, характеризующих то или иное состояние. Так, например, обнаружив повышение температуры подшипника вращающегося механизма, оператор устанавливает причину этого события путем выявления факта отсутствия или наличия других событий, могущих быть первопричиной наблюдаемого основного события. С этой целью оператор проверяет работу системы охлаждения подшипников вначале по ряду прямых, а затем косвенных признаков (включена или отключена система охлаждения, обеспечивается или нет должный расход охлаждающей среды, имеются или нет утечки в системе охлаждения и т. п.), далее выявляет внешние факторы, влияющие на повышение температуры, и т. д. Запрашивая информацию из отдельных точек объекта, оператор «продвигается» по той или иной ветви причинно-следственного графа от центра (исходного события) к периферии (подмножеству возможных признаков). Отвергая (0) или принимая (1) тот или иной признак (гипотезу), оператор «подходит» к исходному событию и устанавливает диагноз.

На основе подобных моделей могут быть синтезированы логические устройства диагностики или же состав-

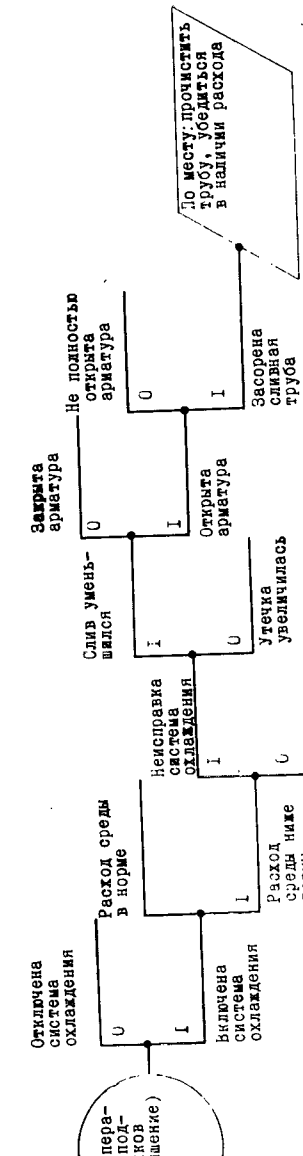


Рис. 7.15. Фрагмент причинно-следственного графа (диагностическое дерево).

лены алгоритмические программы для ЭВМ, ставящей диагноз в особо сложных ситуациях путем целенаправленного перебора возможных причин того или иного события. Таким образом, в работе оператора найдут применение способы его общения с ЭВМ в форме диалога. При этом машине задают вопросы и получают от нее ответы, высвеченные на языке обмена информацией (общения) между человеком-оператором и системой управления [32].

Диалог осуществляется с помощью трех информационных полей-экранов. На первом изображается мнемосхема участка, на втором — графики параметров (в статике или динамике), на третьем — текст. Органы управления диалогом располагаются на пульте ввода реплик и двоичных команд типа «да» и «нет». Клавиатура на пульте снабжается буквенной индикацией языковых операторов («измерить», «определить», «переключить», «проверить», «остановить» и т. п.) и этапов диалога (наблюдение, прогноз, диагноз и т. п.).

Одной из форм отображения ситуации на ТОУ в процессе диагноза

служит причинно-следственный граф неполадок, вызываемый на экран ЭЛТ оператором. Процесс диагноза состоит в поэтапном редактировании этого графа на пути к установлению причины неполадки с целью ее устранения. Недостающую информацию, требуемую в процессе редактирования граф, выполняет обходчик оборудования.

Вид графа для приведенного выше примера выявления причины роста температуры подшипников показан на рис. 7.15. Расщепление графа на возможные причины прекращается после установления истинной причины, которая характеризуется четким и однозначным указанием источника отклонения параметра или режима работы от заданного значения. В реальных условиях для того, чтобы оценить ситуацию или принять решение, опытный оператор может отказаться от полной и заранее составленной процедуры установлениия неполадки. Он может сразу обращаться к конечным ветвям графа в случае, если ситуация многократно повторяется.

Процесс диагноза технического состояния ТОУ всегда осуществляется с целью принятия решения о его дальнейшем активном использовании. Процедуру процесса диагноза и принятия решения по управлению объектом можно положить в основу алгоритма функционирования диагностической системы управления (ДСУ). Функции такой системы сводятся к обычным операциям дистанционных (в случае работы ДСУ в режиме советчика) или автоматических воздействий по отключению неисправного или включению резервного оборудования, по перестройке структуры объекта и т. п. Во всех случаях по результатам диагноза принимаются и осуществляются определенные решения по управлению объектом. Это соответствует организации автоматизированной системы управления технологическим процессом, содержащей в себе ДСУ как составную часть [34].

В качестве примера на рис. 7.16 приводится функциональная схема ДСУ.

Рассмотрим работу ДСУ на приведенном примере установления причины повышения температуры подшипников вращающегося механизма. Целью управления в данном случае является поддержание температуры подшипников на заданном уровне (65°С по ПТЭ). В основу алгоритма функционирования ДСУ здесь может быть положено диагностическое дерево (причинно-следственный граф), изображенное на рис. 7.15. В случае установления конечной причины прогрессирующего роста температуры, например расход охлаждаю-

щей среды не полный, УУ вырабатывает сигнал, направленный вначале на проверку достоверности информации (на вход СД). При ее подтверждении УУ вырабатывает командный сигнал u_i на включение резервной системы охлаждения, являющейся одной из функциональных подгрупп.

ДСУ современных АСУ ТП помимо технической диагностики ТОУ и управления ФПГ решают более сложные задачи *технической генетики* (выявление и анализ неполадок и аварий ТОУ в прошлом) и *прогно-*

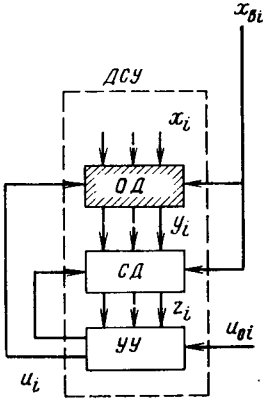


Рис. 7.16. Техническая реализация ДСУ. *ОД* — объект диагноза; *СД* — средства диагноза (датчики предельных отклонений технологических параметров, конечных положений регулирующих или запорных органов, состояния оборудования, устройства записи и регистрации информационных сигналов); *УУ* — управляющее устройство (индивидуальное устройство логического управления или отдельный контур в УВК, действующий по специальной программе); u_{0i} — сигнал задания по управлению (цель управления); u_i — управляющее воздействие (командные сигналы на включение резервного или отключение неисправного оборудования, закрытие или открытие запорных органов и т. п.); y_i — результаты диагноза технического состояния ТОУ; x_i — возмущающие воздействия; $x_{вi}$ — сигналы, характеризующие воздействия окружающей среды.

стики (предсказание изменений технологических параметров и состояния оборудования через заданный отрезок времени в будущем), связанные с комплексом вычислительных и логических операций.

Применение различных способов прогнозирования и ДСУ превращает аварию из внезапного события в предвидимое. Это снимает излишнюю напряженность в работе оператора, позволяет ему принять заранее обдуманное решение в спокойной обстановке и в конечном итоге снижает вероятность его ошибочных действий.

Главная цель применения ДСУ состоит в снижении аварийности и сокращении убытков от простоя ТОУ в результате предотвращения аварий, дополнительную выгоду приносит уменьшение затрат на ремонтно-восстановительные работы и на незапланированные остановы и пуски основного оборудования.

АВТОМАТИЧЕСКОЕ РЕГУЛИРОВАНИЕ БАРАБАННЫХ ПАРОВЫХ КОТЛОВ

8.1. 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 сжигается обычно факельным способом. Для поддержания процесса горения в топку подается воздух в количестве $Q_в$. Он нагнетается с помощью вентилятора *ДВ* и предварительно нагревается в воздухоподогревателе *9*. Образовавшиеся в процессе горения дымовые газы $Q_г$ отсасываются из топки дымо-

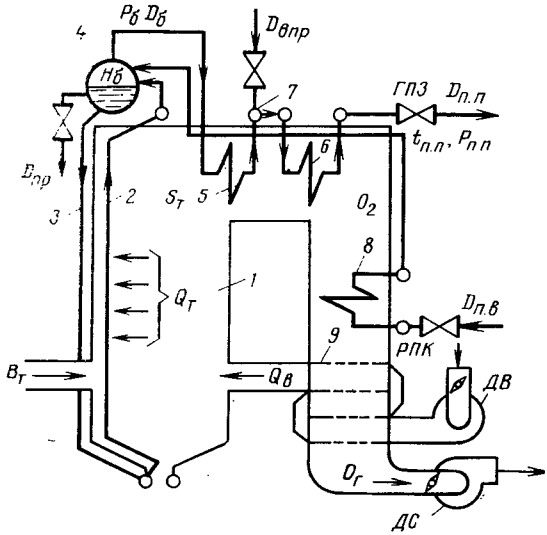


Рис. 8.1. Принципиальная технологическая схема барабанного котла. *ГПЗ* — главная паровая задвижка; *РПК*— регулирующий питательный клапан.

сосом *ДС*. Попутно они проходят через поверхности нагрева пароперегревателей *5*, *6*, водяного экономайзера *8*, 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 $D_б$ из барабана *4* поступает в пароперегреватель, где нагревается до уста-

новленной температуры за счет радиации факела и конвективного обогрева топочными газами. При этом температура перегрева пара регулируется в пароохладителе 7 с помощью впрыска воды $D_{впр}$.

Основными регулируемыми величинами котла являются расход перегретого пара $D_{п.п}$, его давление $p_{п.п}$ и температура $t_{п.п}$. Расход пара является переменной величиной, а его давление и температура поддерживаются в пределах допустимых отклонений, что обусловливается 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 $H_б$ — регулируется изменением подачи питательной воды $D_{п.в}$;

разрежения в верхней части топки $S_т$ — регулируется изменением производительности дымососов, отсасывающих дымовые газы из топки;

оптимального избытка воздуха за пароперегревателем $\alpha(O_2)$ — регулируется изменением производительности дутьевых вентиляторов, нагнетающих воздух в топку;

солесодержания котловой воды (в пересчете на NaCl) — регулируется изменением расхода воды $D_{пр}$, 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*, является системой направленного действия. Однако выходные регулируемые величины некоторых участков являются одновременно входными по отношению к другим. Например, расход перегретого пара $D_{п.п}$, являясь выходной величиной по отношению к расходу топлива $B_т$, служит входным воздействием по отношению к давлению и температуре перегретого пара; давление пара в барабане $p_б$, являясь выходной величиной по отношению к расходу топлива, является также одним из входных воздействий участка регулирования уровня воды в барабане $H_б$.

Следовательно, котел как объект управления представляет собой сложную динамическую систему с несколькими взаимосвязанными входными и выходными

величинами (рис. 8.2). Однако явно выраженная направленность отдельных участков по основным каналам регулирующих воздействий, таким как *расход воды на впрыск* $D_{впр}$ — *перегрев* $t_{п.п}$, *расход топлива* $B_т$ — *давление* $p_{п.п}$ и др., позволяет осуществлять стабилизацию регулируемых величин с помощью независимых одноконтурных систем, связанных лишь через объект управления. При этом регулирующее воздействие того или иного участка (сплошные линии на рис. 8.2) служит основным способом стабилизации его выходной величины, а другие воздействия (пунктирные линии) являются по отношению к этому участку внутренними или внешними возмущениями.

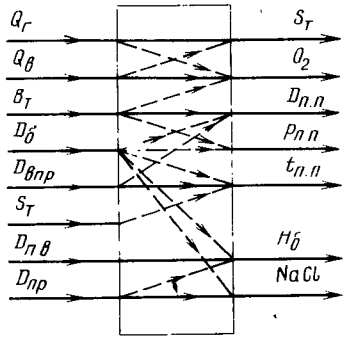


Рис. 8.2 Схема взаимосвязей между выходными и входными величинами в барабанном котле.

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

8.2. 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 $D_б$. Косвенным показателем тепловыделения $Q'_т$ служит тепловая нагрузка D_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 $D_{п.п}$. 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 осуществляться с максимальной экономичностью, а потери теплоты при ее передаче поверхностям нагрева должны быть минимальными.

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

1) давления перегретого пара $p_{п.п}$ и тепловой нагрузки D_q;

2) избытка воздуха в топке (содержания O_2, %) за пароперегревателем, влияющего на экономичность процесса горения;

3) разрежения в верхней части топки $S_т$.

Регулирование давления перегретого пара и тепловой нагрузки. Котел как объект регулирования давления и тепловой нагрузки может быть представлен в виде последовательного соединения простых участков, разграниченных конструктивно (см. рис. 8.1): топочной камеры; парообразующей части, состоящей из поверхностей нагрева, расположенных в топочной камере; барабана и пароперегревателя.

Рассмотрим динамику испарительного участка, в котором вода нагревается до температуры кипения и происходит процесс парообразования. Изменение тепловыделения $Q'_т$ приводит к изменению паропроизводительности $D_б$ и давления пара в барабане $p_б$. Если прирост расхода топлива и тепловыделения идет целиком на нагрев пароводяной смеси и металла поверхностей нагрева, то из уравнения теплового баланса следует, что

$$\frac{A dp_б}{dt} = Q'_т - D_б(i_н - i_{п.в}), \qquad (8.1)$$

где A — размерный коэффициент, характеризующий тепловую аккумулирующую способность пароводяной смеси, металла испарительной части и барабана; $dp_б/dt$ — скорость изменения давления пара в барабане; $Q'_т$ — теплота, затраченная на нагрев пароводяной смеси; $i_н$ — энтальпия насыщенного пара на выходе из барабана; $i_{п.в}$ — энтальпия питательной воды; $D_б(i_н - i_{п.в})$ — теплота, ушедшая с паром.

Разделив правую и левую части уравнения (8.1) на $i_н - i_{п.в}$, получим другую форму записи уравнения теплового баланса:

$$\frac{A}{i_н - i_{п.в}} \frac{dp_б}{dt} = \frac{Q'_т}{i_н - i_{п.в}} - D_б, \qquad (8.2)$$

или

$$C_п \frac{dp_б}{dt} = D_q - D_б, \qquad (8.3)$$

где $C_п$ — постоянная, характеризующая массовую аккумулирующую способность пароводяной смеси и металла испарительной части котла, кг/(кгс/см^2); $D_q = Q'_т/(i_н - i_{п.в})$ — тепловая нагрузка котла, характеризующая тепловосприятие испарительных поверхностей в единицу времени, кг/с.

Значения $C_п$ и D_q могут быть определены экспериментально. Например, значение $C_п$ может определяться по экспериментальной кривой переходного процесса по давлению при нанесении возмущения расходом пара $\Delta D_{п.п}$ (перемещением регулирующих клапанов турбины):

$$C_п = \frac{\Delta D_{п.п}}{\frac{dp_б}{dt}}. \qquad (8.4)$$

Значение $\Delta D_{п.п}$ определяется как разность паровых нагрузок котла до и после нанесения возмущения по показаниям прибора, измеряющего расход перегретого пара, а значение dp_0/dt по тангенсу угла наклона касательной к кривой переходного процесса $p_б(t)$ в точке перегиба.

В динамическом отношении интерес представляет не значение тепловой нагрузки в определенный момент времени, а ее изменение или приращение ΔD_q после нанесения внутреннего или внешнего возмущающего воздействия. Имеется несколько способов измерения ΔD_q: непрерывный, по излучению факела, по перепаду давления на циркуляционном контуре барабанного котла и др. [3, 6].

Непрерывный способ измерения ΔD_q основан на использовании зависимости (8.3), откуда

$$\Delta D_q = C_п \frac{dp_б}{dt} = \Delta D_{п.п}. \qquad (8.5)$$

Принципиальная схема формирования D_q, называемого в дальнейшем сигналом по теплоте, приведена на рис. 8.3.

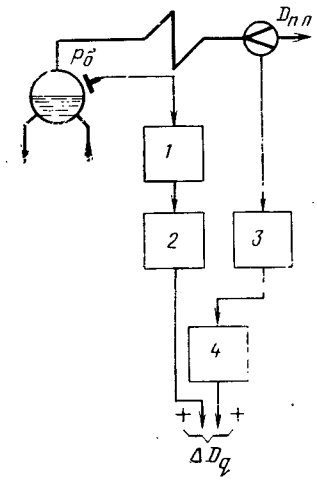


Рис. 8.3. Формирование сигнала по теплоте.

1 — датчик давления пара; *2* — дифференциатор; *3* — датчик расходомера пара; *4* — измерительный блок регулирующего прибора.

Экспериментальные кривые переходных процессов котла типа ТП-87 по давлению и расходу пара и результирующий сигнал по теплоте D_q при нанесении возмущения топливом и регулирующими клапанами приводятся на рис. 8.4.

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. Они определяются: заданным режимом работы котла (базовым или регулирующим) и схемой 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 является воздействие на расход топлива, подаваемого в топку, в зависимости от отклонения давления пара в магистрали.

Принципиальная схема замкнутой АСР давления пара перед турбиной для рассматриваемого случая изображена на рис. 8.5 (вариант *а*). На этой схеме давление пара поддерживает регулятор давления *4*, воздейст-

вующий на регулятор подачи топлива в топку *1*, а частоту вращения ротора турбины — регулятор частоты вращения *2*.

В базовом режиме воздействие регулятора давления *4* должно быть переключено на механизм управления

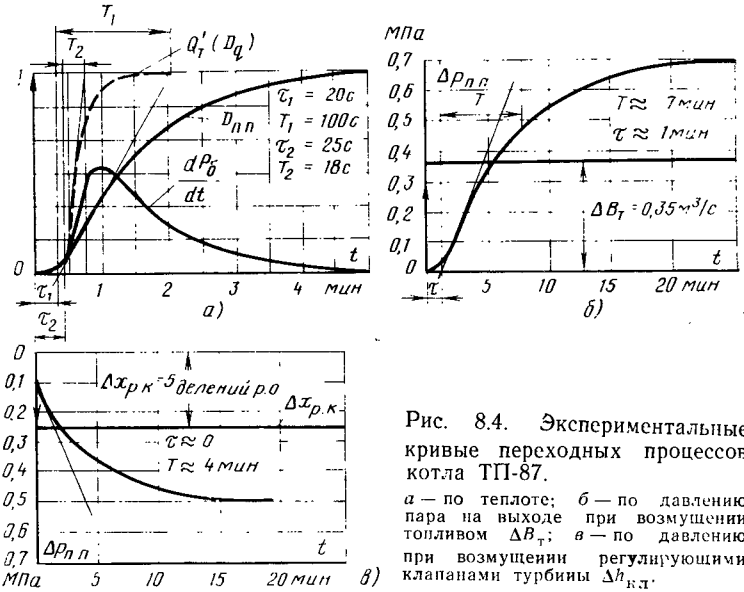


Рис. 8.4. Экспериментальные кривые переходных процессов котла ТП-87.

а — по теплоте; *б* — по давлению пара на выходе при возмущении топливом $\Delta B_т$; *в* — по давлению при возмущении регулирующими клапанами турбины $\Delta h_{кл}$.

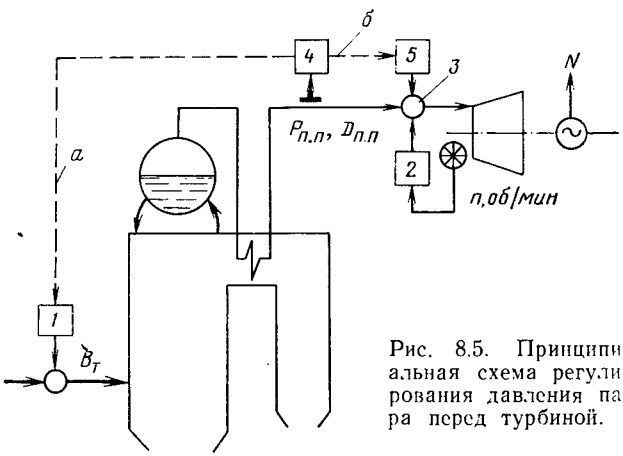


Рис. 8.5. Принципиальная схема регулирования давления пара перед турбиной.

регулирующими клапанами турбины *3* через электропривод синхронизатора турбины *5* (рис. 8.5, вариант *б*).

Регулирование группы котлов с общим паропроводом. Принципиальная схема регулирования для этого случая (схема с главным регулятором) изображена на рис. 8.6. Поддержание постоянства давления пара

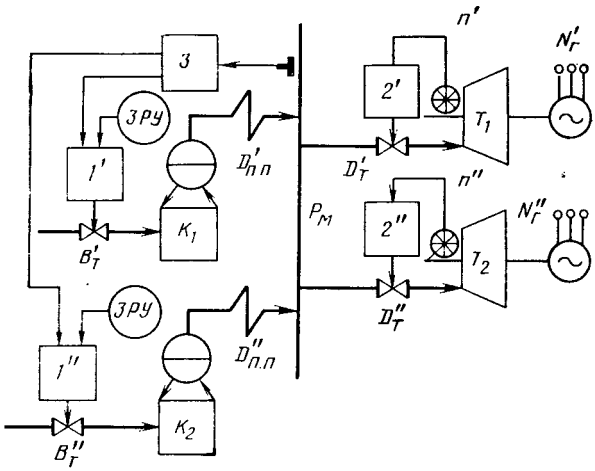


Рис. 8.6 Принципиальная схема регулирования давления пара в общем паропроводе с главным регулятором.

***1'*, *1''* — регуляторы подачи топлива; *2'*, *2''* — регуляторы частоты вращения турбины; *3* — главный регулятор давления пара; K_1, K_2 — котлы; T_1, T_2 — турбины.**

в общей магистрали в установившемся режиме обеспечивается подачей заданного количества топлива в топку каждого котла. В переходном режиме, вызванном изменением общей паровой нагрузки, давление пара регулируется изменением подачи топлива в каждый котел или часть из них. При этом может быть два случая:

1. Все котлы работают в регулирующем режиме. Отклонение давления пара в общем паропроводе $p_м$ 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 переводится в базовый режим путем отключения 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.

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

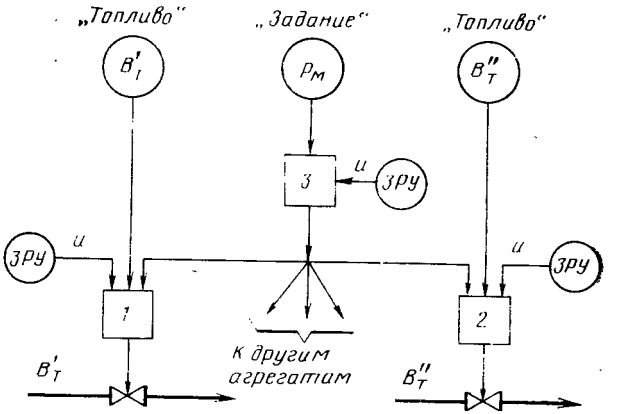


Рис. 8.7. Схема регулирования давления пара с главным регулятором и стабилизацией расходов топлива.
1, 2 — регуляторы топлива; *3* — главный регулятор.

Проследим за работой АСР с главным регулятором при внутритопочных возмущениях. Предположим, что возмущение поступает по каналу подачи топлива. Оно может быть вызвано внезапным остановом одного или группы пылепитателей, забиванием течки сырого угля молотковой мельницы и т. п. При уменьшении подачи топлива в одном из агрегатов, например $B'_т$, произойдет перераспределение суммарной паровой нагрузки между агрегатами за счет уменьшения $D'_{п.п}$ и роста $D''_{п.п}$. Восполнение недостатка топлива в первом агрегате с помощью АСР будет осуществляться двумя агрегатами и начнется не с момента уменьшения его расхода, а с начала работы главного регулятора, т. е. со значительным запаздыванием τ (см. рис. 8.4,*б*). Это приведет к существенному отклонению давления пара в динамике и к перегрузке одних котлов за счет неполного использования мощности других в статике.

Самопроизвольные изменения количества поступающего в топку топлива могут возникать и при работе

котлов на газе или мазуте. В связи с этим целесообразно предусматривать стабилизацию расхода топлива на *каждом* из агрегатов. Стабилизация осуществляется с помощью АСР, действующей по схеме *задание — топливо* (рис. 8.7). Система в целом совмещает принципы регулирования по отклонению и возмущению. Ее отличие и преимущество состоят в том, что к регуляторам топлива *1* и *2* дополнительно подводятся сигналы по расходу топлива $B'_т$ и $B''_т$. Это позволяет стабилизировать расход топлива и существенно улучшить качество переходных процессов по давлению пара при возмущениях по качалу подачи топлива. Недостаток схемы — ограни-

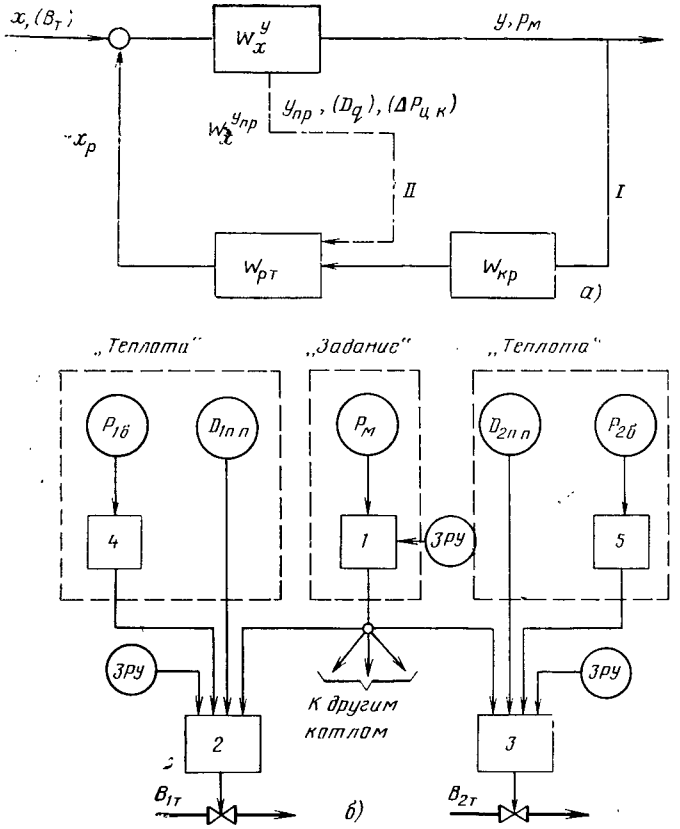


Рис. 8.8. Регулирование подачи топлива по схеме «задание — теплота».

ченная область применения из-за отсутствия в настоящее время надежных способов непрерывного измерения расхода твердого топлива [35]. Кроме того, АСР с сигналом по расходу жидкого и газового топлива не реагирует на изменения его качества.

Сравнение кривых переходного процесса по давлению перегретого пара (см. рис. 8.4,*б*) и тепловой нагрузке (см. рис. 8.4,*а*) при возмущении расходом топлива показывает, что участок по теплоте является менее инерционным: обладает существенно меньшим запаздыванием (τ=25 с против τ=1 мин) и большей скоростью изменения давления dp/dt.

Малая инерционность и доступный способ измерения сигнала по теплоте [см. уравнение (8.5) и рис. 8.3] позволяют использовать его в системах стабилизации подачи топлива. Структурная схема регулирования тепловой нагрузки, известная под названием *теплота — топливо*, изображена на рис. 8.8,*а*, а функциональная — на рис. 8.8,*б*. Расход пара измеряют по перепаду на сужающем устройстве, а сигнал dp_0/dt — с помощью дифференциаторов *4* и *5*. Регулятор давления пара *1*, образующий внешний контур *I*, выполняет функции автоматического задатчика (корректора) по отношению к регуляторам топлива *2* и *3*, образующим внутренний контур *II*. Доля участия каждого агрегата в общей паровой нагрузке, как и в предыдущих схемах, устанавливается с помощью ручных задатчиков *ЗРУ*. Колебания паровой нагрузки со стороны турбин возмещаются соответствующим изменением задания регуляторам топлива за счет действия корректирующего регулятора. Все топочные возмущения, приводящие к изменению тепловыделения в топке, устраняются действием стабилизирующих регуляторов.

Еще меньшей инерционностью по сравнению с сигналом по теплоте обладает сигнал по тепловосприятию топочных экранов $\Delta p_{\text{ц.к}}$. Его использование в АСР тепловой нагрузки вместо сигнала по теплоте позволяет улучшить качество регулирования за счет роста быстродействия стабилизирующего контура *II* (рис. 8.8,*а*) [17].

Регулирование экономичности процесса горения. Экономичность работы котла оценивается по его КПД, равному отношению полезной теплоты, затраченной на генерирование и перегрев пара, к располагаемой теплоте,

которая могла быть получена при сжигании всего топлива.

Без учета теплоты, вносимой в топку воздухом, и потерь на продувку КПД котла

$$\eta_к = \frac{D_{п.п}(i_0 - i_{п.в})}{B_т Q^р_н}, \qquad (8.6)$$

где i_0, $i_{п.в}$ — соответственно энтальпии перегретого пара и питательной воды; $Q^р_н$ — низшая рабочая теплота сгорания топлива, или, выражая его через тепловые потери, сопровождающие процесс сжигания топлива, получаем:

$$\eta_к = 1 - (q_2 + q_3 + q_4 + q_5 + q_6). \qquad (8.7)$$

Однако регулирование экономичности непосредственно по КПД (8.6) или суммарной оценке тепловых потерь (8.7) не получило пока широкого распространения из-за отсутствия надежных способов и средств их непрерывного измерения.

Одним из наиболее представительных косвенных способов оценки экономичности процесса горения является анализ состава топочных газов, покидающих топку. На основе зависимости КПД и суммарных потерь от избытка воздуха, определяемой индивидуально для каждого агрегата, целесообразно поддерживать коэффициент избытка воздуха $\alpha_{опт}$, при котором КПД котла $\eta_к \to \eta_{макс}$ и суммарные потери $\sum_{i=2}^{6} q_i$ стремятся к минимуму.

Значение коэффициента избытка воздуха можно оценить по содержанию свободного кислорода в газах, покидающих топочную камеру, по формуле

$$\alpha = \frac{21}{21 - [O_2]}. \qquad (8.8)$$

Значение α в основном влияет на q_2 (потери теплоты с уходящими газами), q_3 и q_4 (потери теплоты от химического и механического недожога топлива); зависимости $\sum_{i=2}^{6} q_i = f(\alpha)$ и $\eta_к = f(\alpha)$ представлены на рис. 8.9.

Участок регулирования экономичности процесса горения по содержанию кислорода в топочных газах состоит из топочной камеры и примыкающего к ней газохода конвективного перегревателя до места измерения содержа-

ния O_2, %. Входное регулирующее воздействие участка — расход воздуха, поступающий в топку $Q_в$, а выходная (регулируемая) величина — содержание свободного кислорода в поворотной камере газохода за пароперегревателем O_2, % (см. рис. 8.1).

Оптимальное значение O_2 в поворотной камере при номинальной нагрузке и сжигании пылевидного топлива лежит в пределах 3—5%; при сжигании мазута и газа оно значительно меньше (от 0,2 до 2%).

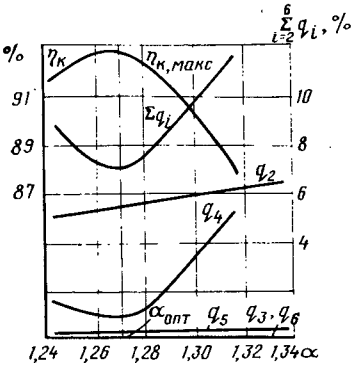


Рис. 8.9. Графики зависимости $\sum_{i=2}^{6} q_i = f(\alpha)$, $\eta_к = f(\alpha)$ для пылеугольного котла типа ТП-87, $D_{п.п} = 420$ т/ч.

Следует отметить, что оптимальный избыток воздуха в общем случае определяется не только экономичностью, но и рядом других факторов, таких как интенсивность коррозии поверхностей нагрева, образования вредных соединений (окислов серы и азота) и др.

Кривые переходного процесса участка по содержанию кислорода O_2 в дымовых газах за пароперегревателем при нанесении возмущения в сторону увеличения расхода воздуха $\Delta Q_в$, м³/ч, и газового топлива $\Delta B_т$, м³/ч, приведены на рис. 8.10. Инерционность участка объясняется влиянием объема топочной камеры и примыкающего к ней газохода, а также запаздыванием в измерительном устройстве. При математическом описании динамических свойств

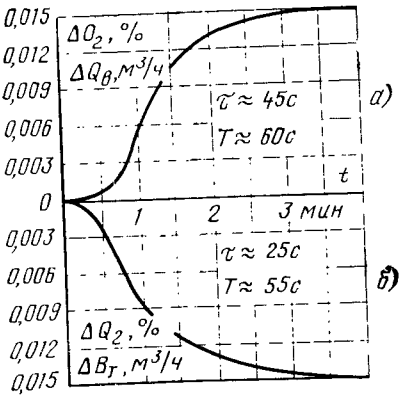


Рис. 8.10. Временные характеристики по содержанию кислорода в дымовых газах.
а — при возмущении расходом воздуха; *б* — при возмущении расходом топлива (газа).

этот участок можно представить в виде последовательного соединения двух звеньев транспортного запаздывания τ и инерционного первого порядка с постоянной времени T.

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

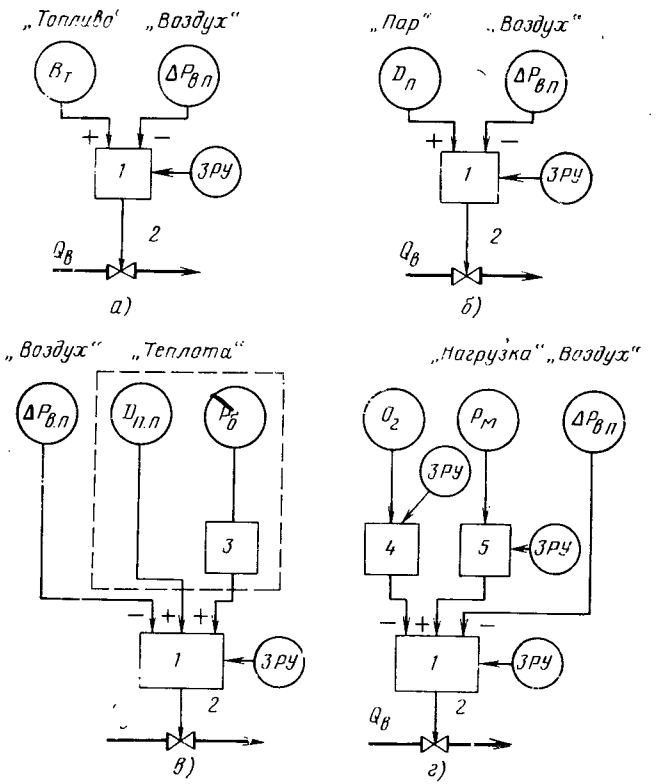


Рис. 8.11. Регулирование подачи воздуха по соотношению.

а — топливо — воздух; *б* — пар — воздух; *в* — теплота — воздух; *г* — 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).

ности 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 осуществляется достаточно точно, то поддержание оптимального избытка воздуха можно осуществить, используя схему регулирования подачи воздуха, известную под названием *топливо — воздух* (рис. 8.11,*а*). При газообразном топливе требуемое соотношение между количествами газа и воздуха осуществляется наиболее просто. Сравниваются перепады давлений на сужающем устройстве, устанавливаемом на газопроводе и на воздухоподогревателе $\Delta p_{в.п}$ или же на специальном измерительном устройстве расхода воздуха. Разность этих сигналов подается на вход автоматического регулятора экономичности, управляющего производительностью дутьевых вентиляторов.

Однако непрерывное измерение расхода пылевидного твердого топлива, как отмечалось выше, до сих пор 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 любого вида топлива, требуется одно и то же количество воздуха. Поэтому если оценивать тепловыделение в топке по расходу пара и изменять расход воздуха в соответствии с изменениями расхода пара, то тем самым можно поддерживать оптимальный избыток воздуха.

Этот принцип регулирования подачи воздуха используется в схемах *пар — воздух* (рис. 8.11,*б*).

3. Регулирование экономичности по соотношению сигналов *теплота — воздух* (рис. 8.11,*в*). Если тепловыделение в топке $Q'_т$ оценивать по расходу перегретого пара и скорости изменения давления пара в барабане, то инерционность этого суммарного сигнала (D_q на рис. 8.4,*а*) при топочных возмущениях будет существенно меньше инерционности одного сигнала по расходу пара $D_{п.п}$. Соответствующее заданному тепловыделению количество воздуха измеряется по перепаду давлений на воздухоподогревателе или по давлению воздуха в напорном патрубке вентилятора. Разность этих сигналов используется в качестве входного сигнала регулятора экономичности.

4. Регулирование экономичности по соотношению *задание — воздух* с дополнительным сигналом по содержанию O_2 в дымовых газах (рис. 8.11,*г*). Содержание O_2 в продуктах сгорания топлива характеризует избыток воздуха и слабо зависит от состава топлива. Поэтому использование O_2 в качестве входного сигнала автоматического регулятора, воздействующего на расход воздуха, представляется вполне целесообразным[1]. 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. Этого недостатка лишена, например, система регулирования экономичности, действующая, например, по схеме *задание — воздух* с дополнительной коррекцией по O_2. В системе в целом совмещаются 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 $\Delta p_{в.п}$, действует, как и в других схемах: во-первых, устраняет возмущения по расходу воздуха, не свя-

[1] В. Д. Мироновым предложено в 1956 г.

занные с регулированием экономичности (включение или отключение систем пылеприготовления и т. п.); во-вторых, способствуют 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 регу-

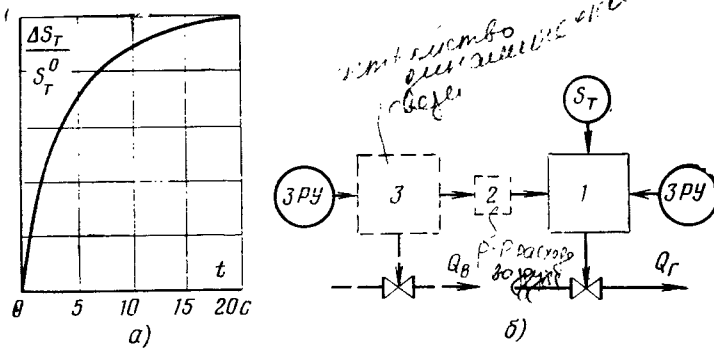


Рис. 8.12. АСР разрежения в топке.
а — переходный процесс по разрежению вверху топки при возмущении расходом газа $\Delta B_т$; *б* — схема регулирования разрежения.

лятор *4* по O_2 в схеме регулирования *задание — 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 $S_т$ в верхней части топки необходимо по условиям нормального топочного режима. Оно препятствует выбиванию газов из топки, способствует устойчивости факела и является косвенным показателем материального баланса между нагнетаемым в топку воздухом и уходящими газами. Объект регулирования по разрежению представляет собой топочную камеру с включенными последовательно с нею газоходами от поворотной камеры до всасывающих патрубков дымососов. Входным регулирующим воздействием этого участка служит расход дымовых газов, определяемый производительностью дымососов. К внешним возмущающим воздействиям относится изменение

расхода воздуха в зависимости от тепловой нагрузки агрегата, к внутренним — нарушения газовоздушного режима, связанные с работой систем пылеприготовления, операциями по удалению шлака и т. п.

Кривая изменения сигнала по разрежению верхней части топки $S_т$ при возмущении расходом топочных газов приведена на рис. 8.12,*а*. Участок по разрежению не имеет запаздывания, обладает малой инерционностью и значительным самовыравниванием. Однако отрицательным свойством участка являются колебания регулируемой величины около среднего значения $S^0_т$ 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 шайбы, импульсные трубы повышенного диаметра или баллоны (емкости). Для этого используют также электрический демпфер, имеющийся в электрических схемах измерительных блоков регулирующих приборов.

Способы и схемы регулирования. Регулирование разрежения обычно осуществляется посредством изменения количества уходящих газов, отсасываемых дымососами. При этом их производительность возможно регулировать:

поворотными многоосными дроссельными заслонками (см. рис. П.2,*д*);

направляющими аппаратами (см. рис. П.7);

гидромуфтами, изменяя числа оборотов рабочего колеса дымососа (см. рис. П.6), или первичным двигателем, меняя частоту вращения.

Сравнение различных способов регулирования по удельным расходам электрической энергии на привод дымососов показано на рис. П.8.

Наибольшее распространение получила схема регулирования разрежения с одноимпульсным ПИ-регулятором, реализующая принцип регулирования по отклонению (рис. 8.12,*б*).

Требуемое значение регулируемой величины устанавливается с помощью ручного задатчика *ЗРУ* регулятора

разрежения *1*. При работе котла в регулирующем режиме могут происходить частые изменения тепловой нагрузки и, следовательно, изменения расхода воздуха. Работа регулятора воздуха *2* приводит к временному нарушению материального баланса между поступающим воздухом и уходящими газами. Для предупреждения этого нарушения и увеличения быстродействия регулятора разрежения рекомендуется ввести на его вход дополнительное исчезающее воздействие от регулятора воздуха через устройство динамической связи *3*.

В качестве устройства динамической связи может быть использована *RC*-цепочка, выходной сигнал которой поступает на вход регулятора разрежения лишь в моменты перемещения исполнительного механизма регулятора воздуха.

Регулирование давления первичного воздуха. Скорости пылевоздушной смеси в пылепроводах к горелкам у котлов с промбункером должны изменяться лишь в определенных пределах независимо от паровой нагрузки и суммарного расхода воздуха. Это ограничение необходимо соблюдать из-за опасности забивания пылепроводов и по условиям поддержания должных скоростей первичного воздуха в устье горелок.

Регулирование подачи первичного воздуха в пылепроводы осуществляется с помощью регулятора давления, получающего сигнал по давлению воздуха в коробе первичного воздуха и воздействующего на производительность вентилятора первичного воздуха или на дроссельные заслонки, установленные на отводах общего воздуха в короб первичного воздуха.

8.3. Регулирование перегрева пара

Температура перегрева пара на выходе котла относится к важнейшим параметрам, определяющим экономичность работы паровой турбины и энергоблока в целом. В соответствии с требованиями ПТЭ допустимые длительные отклонения температуры перегрева пара от номинального значения, например, для параметров пара $p_{п.п}$=13 МПа (130 кгс/см^2) и $t_{п.п}$=540°С составляют в сторону увеличения +5°С, а сторону уменьшения —10°С. Температура перегрева пара для барабанных котлов зависит от тепловосприятия пароперегревателя и паровой нагрузки. При постоянстве паровой нагрузки

тепловосприятие перегревателей определяется топочным режимом и может изменяться в зависимости от загрязнения поверхностей нагрева, избытка воздуха, изменений состава топлива и т. п. Изменения паровой нагрузки приводят к перераспределению тепловосприятия между конвективной и радиационной частями перегревателя и изменениям температуры пара на выходе, которые должны компенсироваться действием АСР.

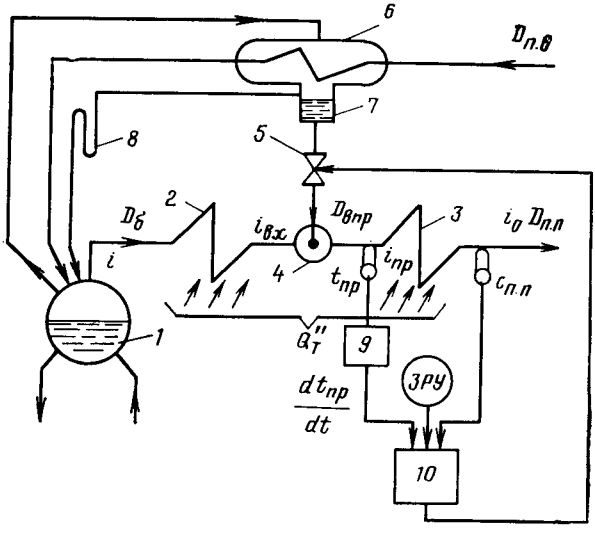


Рис. 8.13. Принципиальная схема регулирования температуры перегрева первичного пара.

1 — барабан; *2, 3* — ступени пароперегревателя; *4* — пароохладитель; *5* — регулирующий клапан впрыска; *6* — охладитель пара; *7* — сборник конденсата; *8* — гидрозатвор; *9* — дифференциатор; *10* — регулятор.

Регулирование температуры первичного пара. Для барабанных котлов наиболее распространен способ регулирования температуры пара на выходе при помощи 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 поддержать заданную температуру $t_{п.п}$. Схема участка представлена на рис. 8.13. К возмущающим воздействиям от-

носятся расход потребляемого пара $D_{п.п}$ и количество теплоты, воспринимаемое от топочных газов $Q''_т$. Входной и выходной величинами участка являются энтальпии на входе $i_{вх}$ и на выходе из пароперегревателя i_0. Регулирующим воздействием является расход охлаждающего агента $D_{п.в}$.

Динамические характеристики пароперегревателя по каналам возмущающих и регулирующего воздействий различны, но обладают общим свойством — значительной инерционностью. Термоэлектрические термометры (термопары), являющиеся датчиками измерительных регулирующих приборов, также обладают инерционностью. Инерционность термопар учитывается обычно при определении экспериментальных динамических характеристик пароперегревателей, так как $t_{п.п}$ определяется по ЭДС, развиваемой термопарой. Инерционность пароперегревателей по каналу регулирующего воздействия в основном зависит от конструкции пароохладителя.

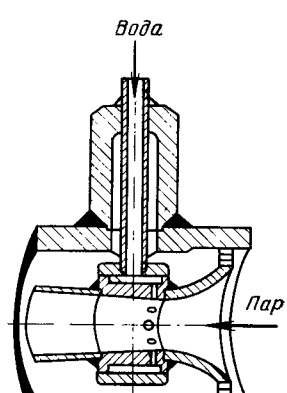


Рис. 8.14. Впрыскивающий пароохладитель.

Известны два типа пароохладителей: *поверхностные* и *впрыскивающие*.

Поверхностный пароохладитель представляет собой паровой коллектор, внутри которого расположены змеевики греющего пара или охлаждающей воды. Температура пара на выходе из коллектора регулируется изменением расхода теплоты или хладоагента через змеевик. Преимущество поверхностных пароохладителей состоит в том, что в роли хладоагента может использоваться сильно минерализованная питательная вода, недостаток — большая инерционность по температуре пара на выходе при изменениях расхода охлаждающей воды.

Современные энергетические барабанные котлы оснащаются для регулирования температуры первичного пара впрыскивающими пароохладителями, представляющими собой теплообменники смешивающего типа. Принцип их действия основан на изменении энтальпии частично перегретого пара за счет теплоты, отбираемой на испарение охлаждающей воды, впрыскиваемой в паропровод. Конструкции впрыскивающих пароохладителей весьма разнообразны. Одна из них изображена на рис. 8.14. Кривые изменения $t_{пр}$, $t_{п.п}$ по каналу $D_{впр}$—$t_{пр}$, $t_{п.п}$ приведены на рис. 8.15.

Недостаток впрыскивающего пароохладителя — загрязнение пара охлаждающей водой — частично устраняется путем использования в роли охлаждающего агента собственного конденсата. Для этого насыщенный пар из барабана D_6 (см. рис. 8.13) поступает в охладитель пара — конденсатор *6* и из сборника конденсата *7* подается на впрыск в пароохладитель *4*.

Схемы автоматического регулирования первичного перегрева пара. В общепринятой схеме АСР температуры регулятор перегрева *10* получает основной сигнал по отклонению температуры пара на выходе пароперегревателя $t_{п.п}$ и воздействует на расход охлаждающей воды. Дополнительный сигнал, пропорциональный скорости изменения температуры пара в промежуточной точке (непосредственно за пароох-

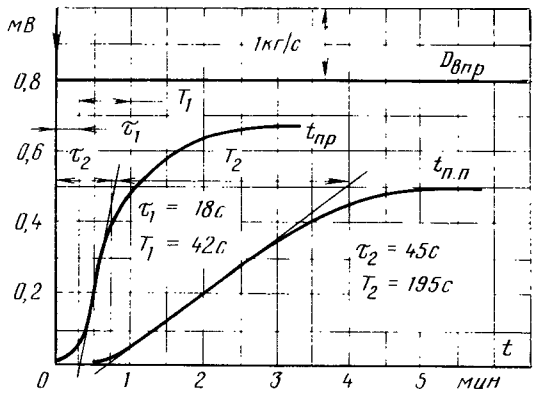


Рис. 8.15. Временные характеристики по температуре первичного пара.

ладителем) $dt_{пр}/dt$, упреждая изменения температуры на выходе при изменениях этальпии частично перегретого пара $i_{пр}$, исчезает в установившемся режиме. Для формирования исчезающего сигнала обычно используют реальное дифференцирующее звено.

Приближение точки впрыска к выходу пароперегревателя уменьшает инерционность участка и, следовательно, улучшает качество процессов регулирования. В то же время это приводит к ухудшению температурного режима металла поверхностей нагрева, расположенных до пароохладителя. Поэтому на мощных энергетических котлах с развитыми пароперегревателями применяют многоступенчатое регулирование. С этой

целью по ходу пара устанавливают два и более впрыскивающих устройств, управляемых автоматическими регуляторами температуры. Это позволяет более точно регулировать температуру пара на выходе из котла и одновременно защитить металл предвключенных ступеней пароперегревателя. Автоматический регулятор на выходе каждой ступени также действует по двухимпульсной схеме: с основным сигналом по отклонению температуры пара на выходе и дополнительным исчезающим сигналом по температуре пара после пароохладителя. При наличии независимых потоков пара регулирование температуры первичного перегрева осуществляется раздельно. Установка автоматических регуляторов предусматривается на каждом из паропроводов.

8.4. Регулирование питания паровых котлов

Принято, что максимально допустимые отклонения уровня воды в барабане составляют ± 100 мм среднего значения, установленного заводом-изготовителем. Среднее значение уровня может не совпадать с геометрической осью барабана. Максимально допустимые отклонения уточняются 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 внутрибарабанных сепарационных устройств и преждевременному заносу солями пароперегревателя. Перепитка барабана и заброс частиц воды в турбину может явиться причиной тяжелых механических повреждений ее ротора и лопаток. Снабжение барабана водой осуществляется по одной и, реже, двум ниткам трубопроводов питательной воды, одна из которых служит резервной.

Отклонение уровня воды в барабане от среднего значения связано с наличием небаланса между притоком питательной воды и расходом пара; оно происходит также вследствие изменения содержания пара в пароводяной смеси подъемных труб за счет колебаний

давления пара в барабане или изменений тепловосприятия испарительных поверхностей нагрева. Изменение уровня под действием небаланса между расходом пара и воды описывается уравнением

$$F(\rho_в - \rho_п)\frac{dH_б}{dt} = D_{п.в} - D_{п.п}, \qquad (8.9)$$

где F — площадь зеркала испарения, м²; $\rho_в$, $\rho_п$ — плотности воды и насыщенного пара, кг/м³; $D_{п.в}$ и $D_{п.п}$ — расходы пара и воды, кг/с.

Приняв, что

$$F(\rho_в - \rho_п)\frac{H^0_б}{D^0_{п.в}} = \frac{1}{k_и};\quad D_{п.в} - D_{п.п}\frac{1}{D^0_{п.в}} = x;\quad \frac{H_б}{H^0_б} = y$$

и перейдя к безразмерным величинам после интегрирования (8.9), получим:

$$y(t) = k_и \int_0^t x(t)\,dt. \qquad (8.10)$$

Из уравнения (8.9) можно определить время прохождения уровня от минимального $H_б^{мин}$ до максимального $H_б^{макс}$ допустимого значения при ступенчатом возмущении расходом воды:

$$\Delta t = \frac{F(\rho_в - \rho_п)(H_б^{макс} - H_б^{мин})}{D_{п.в} - D_{п.п}}. \qquad (8.11)$$

Кривая переходного процесса по уровню воды в барабане при возмущении расходом питательной воды для котлов типа ТП-87 ($D_{п.п}$=420 т/ч) приведена на рис. 8.16,*а*. Динамика этого же участка при возмущении расходом пара — на рис. 8.16,*б*. Выпуклая форма кривой

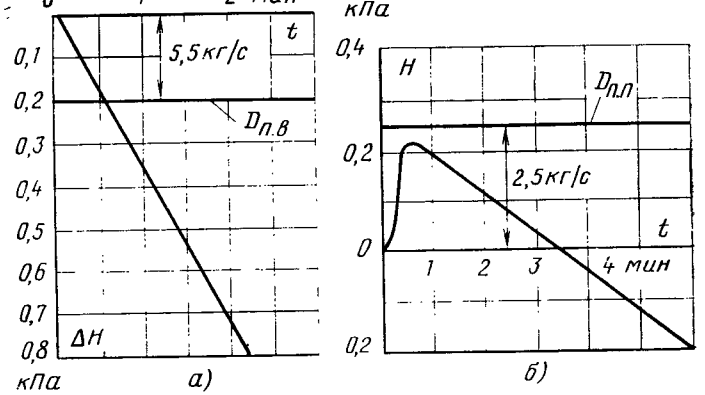


Рис. 8.16. Динамические характеристики котла типа ТП-87 по уровню воды в барабане при возмущениях.

изменения уровня при возмущении увеличением расхода пара объясняется тем, что в первый момент после нанесения возмущения уровень воды в барабане возрастает в результате резкого уменьшения давления пара. Это в свою очередь приводит к увеличению паросодержания в подъемных трубах циркуляционного контура и росту уровня. После того как давление пара в барабане примет новое установившееся значение, соответствующее новому значению расхода пара, изменение уровня будет протекать в соответствии с уравнением материального баланса (8.9). Описанное явление носит название *набухания* или *вспучивания* уровня.

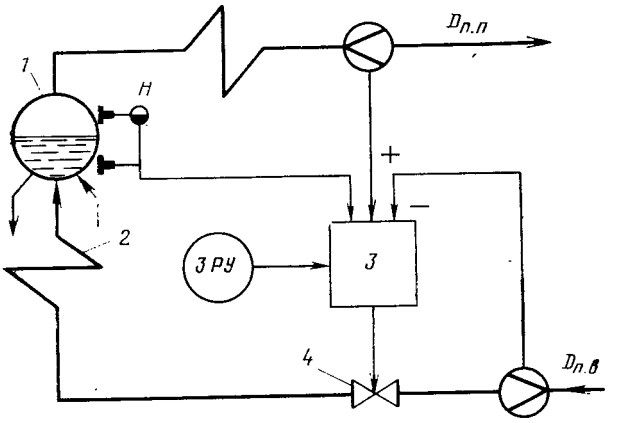


Рис. 8.17. Трехимпульсная АСР питания водой барабанного парогенератора.
1 — барабан; *2* — водяной экономайзер; *3* — регулятор питания; *4* — регулирующий клапан питательной воды.

При математическом моделировании динамики участка по уровню при возмущении расходом пара он обычно описывается разностью апериодического и интегрирующего звеньев.

Схема автоматического регулирования. Исходя из требований к регулированию уровня воды в барабане, автоматический регулятор должен обеспечить постоянство среднего уровня независимо от нагрузки котла и других возмущающих воздействий. В переходных режимах изменение уровня может происходить довольно быстро, поэтому регулятор питания для обеспечения малых отклонений уровня должен поддержать по-

стоянство соотношения расходов питательной воды и пара. Эту задачу выполняет трехимпульсный регулятор, принципиальная схема которого изображена на рис. 8.17. Регулятор *3* перемещает клапан *4* при появлении сигнала небаланса между расходами питательной воды $D_{п.в}$ и пара $D_{п.п}$. Кроме того, он воздействует на положение 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.

8.5. 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 относятся общее солесодержание (концентрация солей в пересчете на соли Na, мг/кг) и избыток концентрации фосфатов (содержание ионов 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 осуществляется с помощью непрерывной и периодической продувок из барабана в специальные расширители. Потери котловой воды с продувкой восполняются питательной водой в количестве, определяемом уровнем воды в барабане.

Периодическая продувка служит для удаления скоплений шлама в нижних коллекторах, производится 1—2 раза в смену и, как правило, не автоматизируется.

Непрерывная продувка служит для удаления избытка солей Na и 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 про-

изводительности котла и в пределах 2—5% при пуске [26]. При ступенчатом испарении количество удаляемой из барабана воды регулируется в 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 τ при нанесении возмущения расходом пара или количеством продуваемой воды определяется в основном инерционностью измерительных устройств и составляет 1—3 мин; постоянная времени $T = 10 \div 40$ мин в зависимости от типа котла.

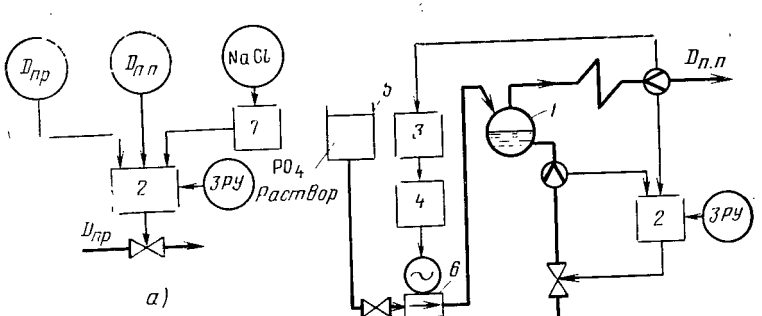


Рис. 8.18. Регулирование водного режима барабанного пароперегревателя.

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.

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 осуществляется путем воздействия регулятора на регулирующий клапан на линии продувки (рис. 8.18). На котлах электростанций обычно применяется двух- или трехимпульсная схема АСР.

В первой схеме (рис. 8.18,*а*), помимо корректирующего сигнала по солесодержанию, на вход ПИ-регулятора *2* поступает сигнал по расходу продувочной воды $D_{пр}$ и сигнал по расходу пара $D_{п.п}$. В некоторых случаях значение непрерывной продувки определяется не общим со-

лесодержанием котловой воды, а концентрацией кремниевой кислоты. При этом концентрация кремниевой кислоты в допустимых пределах гарантирует поддержание в пределах нормы и общего солесодержания котловой воды.

Однако из-за отсутствия датчиков концентрации кремниевой кислоты ее содержание в котловой воде оценивается по косвенным показателям: паровой нагрузке и количеству продуваемой воды. При этом зависимость между содержанием кремниевой кислоты, паровой нагрузкой и значением непрерывной продувки устанавливается по результатам специальных теплохимических испытаний котла. Автоматическое регулирование продувки в этом случае осуществляется по двухимпульсной схеме (рис. 8.18,*б*).

Для выполнения условий безнакипной работы поверхностей нагрева и поддержания требуемой щелочности котловой воды барабанный котел оснащается 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 [26].

Непрерывное измерение избытка фосфатов в воде также в настоящее время затруднено из-за отсутствия соответствующего датчика. Требуемая концентрация PO_4^{3-} устанавливается в зависимости от паровой нагрузки путем ввода фосфатов в чистый отсек барабана в соответствии с принципиальной схемой, изображенной на рис. 8.18,*б*.

Мерный бак *5* заполняется 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 такая система ввода фосфатов применяется совместно с двухимпульсной 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 устанавливаются по результатам теплохимических испытаний.

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

Глава девятая

АВТОМАТИЧЕСКОЕ РЕГУЛИРОВАНИЕ ПРЯМОТОЧНЫХ ПАРОВЫХ КОТЛОВ

9.1. Прямоточный паровой котел как объект управления

Принципиальная схема технологического процесса, протекающего в прямоточном котле, изображена на рис. 9.1, схема циркуляционного контура — на рис. 9.2.

Последовательно соединенные поверхности нагрева прямоточного котла можно представить в виде змееви-

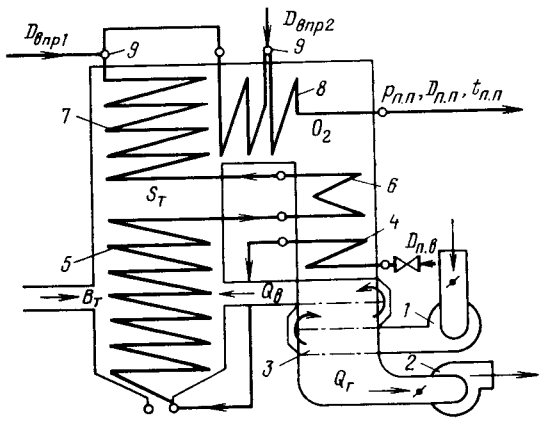


Рис. 9.1. Принципиальная технологическая схема прямоточного котла.

1 — дутьевой вентилятор; *2* — дымосос; *3* — воздухоподогреватель; *4* — водяной экономайзер; *5* — нижняя радиационная (испарительная) часть; *6* — переходная зона; *7*, *8* — радиационный и конвективный пароперегреватель; *9* — пароохладители.

ка, в один конец которого поступает питательная вода, а из другого выходит перегретый пар. Этот змеевик укрупненно может быть 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.

В прямоточном котле в отличие от барабанного расход питательной воды оказывает непосредственное воз-

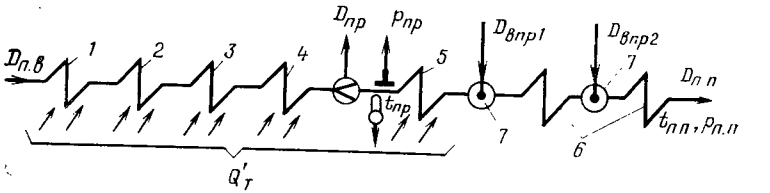


Рис. 9.2. Принципиальные схемы пароводяного тракта прямоточного котла.

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

действие на расход, температуру и давление пара на выходе. В нем тесно связаны регулирование теплового и материального балансов. 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 3—4 и расхода воды на впрыск до 10% общего количества выработанного пара. Впрыски на прямоточном котле оказывают заметное влияние на расход и параметры перегретого пара.

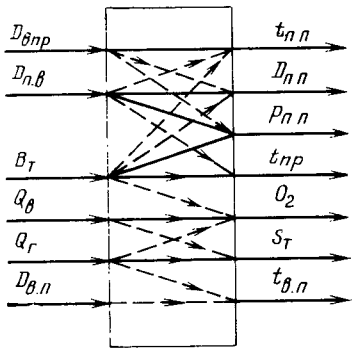


Рис. 9.3. Структурная схема связей *вход — выход* прямоточного котла.

Упрощенная схема связей между входными и выходными величинами прямоточного котла представлена на рис. 9.3. Для прямоточных котлов сохраняются задачи регулирования процесса горения, тепловой нагрузки и перегрева пара. Кроме того, добавляется задача регулирования температурного режима пароводяного (первичного) тракта от его начала до первого регулируемого впрыска.

9.2. Регулирование тепловой нагрузки и температурного режима первичного тракта

Общие положения. Регулирование тепловой нагрузки, характеризуемой давлением и расходом пара, требует совместного и согласованного изменения $B_т$ и $D_{п.в}$. 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 налаживать совместно.

Схемы автоматического регулирования подачи топлива и питательной воды разделяются 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 используются расход питательной *воды* $D_{п.в}$, количество *теплоты* D_q или же непосредственно температура $t_{пр}$. В качестве основного сигнала, характеризующего фактическую тепловую нагрузку котла, применяются: расход питательной воды $D_{п.в}$, количество теплоты D_q и расход топлива $B_т$ (на газомазутных установках). О нагрузке котла, работающего в моноблоке с турбиной, можно судить также по мощности турбогенератора $N_э$, давлению в камере регулирующей ступени турбины $p_р$, положению регулирующих клапанов турбины $h_{кл}$, если давление пара перед турбиной поддерживается постоянным, и др.

Характеристика участка регулирования по тепловой нагрузке. Сигнал по теплоте у современных прямоточных котлов формируется в промежуточной точке пароводяного тракта. Промежуточный сигнал $D_q^{пр}$ формируется в результате суммирования трех сигналов:

1) „видимого" расхода пара $D_{пр}^{вид}$ в промежуточном сечении тракта до первого впрыска (см. рис. 9.2); отличие «видимого» расхода от действительного $D_{пр}^{д}$ связано с отклонениями плотности пара в месте установки су-

жающего устройства от принятого расчетного значения:

$$D^{\text{вид}}_{\text{пр}} = D^{\text{д}}_{\text{пр}} \sqrt{\frac{\rho^{0}_{\text{пр}}}{\rho^{\text{д}}_{\text{пр}}}}, \qquad (9.1)$$

где $\rho^{\text{д}}_{\text{пр}}$ — действительная плотность пара в промежуточной точке; $\rho^{0}_{\text{пр}}$ — плотность, при которой выполнен расчет сужающего устройства;

2) скорости изменения давления в том же месте (см. рис. 9.2) (вводится для компенсации отклонения расхода пара, связанного с изменением аккумулированной теплоты при возмущениях нагрузкой);

3) давления пара $p_{\text{пр}}$ в месте установки сужающего устройства (вводится для компенсации влияния отклонения этого давления от расчетного значения на «видимый» расход).

Различие между сигналами по теплоте на выходе D_q и в промежуточной точке тракта $D^{\text{пр}}_q$ заключается в том, что основной составляющей первого является действительный расход пара $D^{\text{д}}_{\text{п.п}}$ (при поддержании $p_{\text{п.п}}$ и $t_{\text{п.п}}$ вблизи постоянных значений), а второго — видимый $D^{\text{вид}}_{\text{п.п}}$, который зависит не только от действительного расхода, но и от параметров пара (9.1), вследствие чего соотношение расхода воды $D_{\text{п.в}}$ и промежуточной теплоты $D^{\text{пр}}_q$ можно использовать в схемах регулирования температуры.

Динамические свойства участка по $D^{\text{пр}}_q$ описываются передаточной функцией типа (2.5а). Его временные характеристики при возмущении топливом в отличие от участка с сигналом по теплоте на выходе котла имеют вид монотонных кривых и слабо реагируют на изменение расхода питательной воды. Это объясняется тем, что $D^{\text{пр}}_q$ формируется в начале пароводяного тракта и на него не влияет аккумуляция теплоты в последующей части тракта.

Способы и схемы регулирования. В зависимости от функций, выполняемых регуляторами топлива и воздуха, существуют разновидности способов и схем регулирования.

Два основных варианта схемы регулирования питания и топлива с контролем температурного режима первичного тракта по соотношению сигналов *промежуточная теплота — расход воды* представлены на рис. 9.4.

Первый вариант — регулятор питания (РП), действующий по сигналам *задание — вода*, поддерживает нагрузку агрегата с соответствии с заданием. Регулятор топлива (РТ), действующий по соотношению сигналов *промежуточная теплота — вода*, стабилизирует температурный режим первичного тракта.

Второй вариант — регуляторы РП и РТ меняются местами: тепловую нагрузку поддерживает регулятор топлива, а температурный режим — регулятор питания.

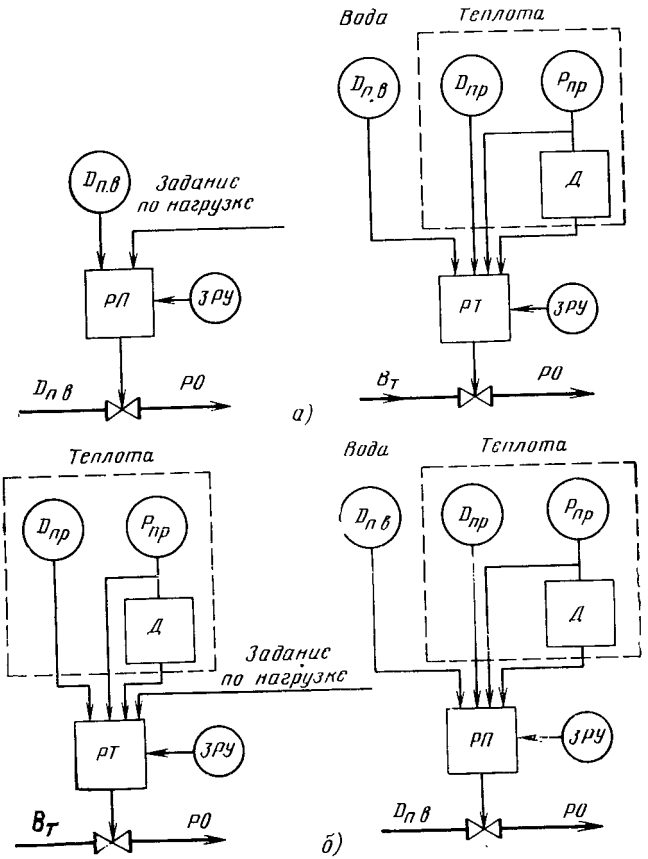


Рис. 9.4. Схемы регулирования тепловой нагрузки и температурного режима.

а — первый вариант; *б* — второй вариант; *Д* — дифференциатор; *ДП* — динамический преобразователь; *РТ* — регулятор топлива; *РП* — регулятор питания; *РО* — регулирующий орган.

Сопоставим приведенные варианты схем регулирования питания и топлива.

В первом варианте контур регулирования тепловыделения не оказывает влияния на контур регулирования питания. Во втором — между ними существует некоторая связь, так как промежуточная теплота реагирует не только на расход топлива $B_т$, но и на расход питательной воды.

Для поддержания необходимого температурного режима первичного тракта требуется, чтобы существовал достаточный диапазон регулирования топлива в первом варианте и питания — во втором.

Сопоставляемые АСР по-разному реагируют на возмущения топливом и нагрузкой.

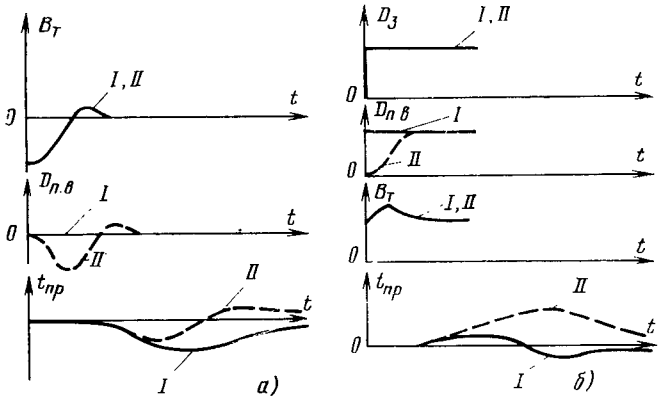


Рис. 9.5. Переходные процессы в АСР температурного режима. *а* — при возмущении топливом; *б* — при возмущении нагрузкой.

В первом вариаите в ликвидации топочных возмущений ($B_т$) принимает участие только регулятор топлива (рис. 9.5,*а*). При возмущениях нагрузкой $D_з$ (рис. 9.5,*б*) расходы воды и топлива изменяются одновременно.

Во втором варианте топочные возмущения по сигналу по теплоте приводят в действие оба регулятора. При этом изменение расхода воды носит временный характер, так как регулятор топлива возвращает сигнал по теплоте в исходное состояние. При возмущении нагрузкой изменяется подача топлива, а затем с некоторым отставанием, определяемым инерцией сигнала по теплоте, — расход воды.

Динамическая точность поддержания температуры $t_{пр}$ в промежуточной точке тракта при возмущениях нагрузкой в первом варианте выше, чем во втором; при топочных возмущениях — наоборот.

Второй вариант несколько сложнее первого, так как требует формирования сигнала по теплоте для регуляторов РП и РТ. Сложнее он и в настройке.

Сравниваемые варианты примерно равноценны. Поэтому определяющим фактором при выборе одного из них служат длительные испытания в условиях эксплуа-

тации и сравнительный анализ переходных процессов с привлечением интегральных или статистических показателей качества (см. § 2.5) [36].

Общим и основным недостатком схем регулирования температурного режима первичного тракта по соотношению сигналов *теплота — вода* является необходимость их тщательной статической настройки (совмещения статических характеристик сигналов по теплоте и воде) и ограниченная статическая точность из-за погрешностей датчиков и приборов расхода.

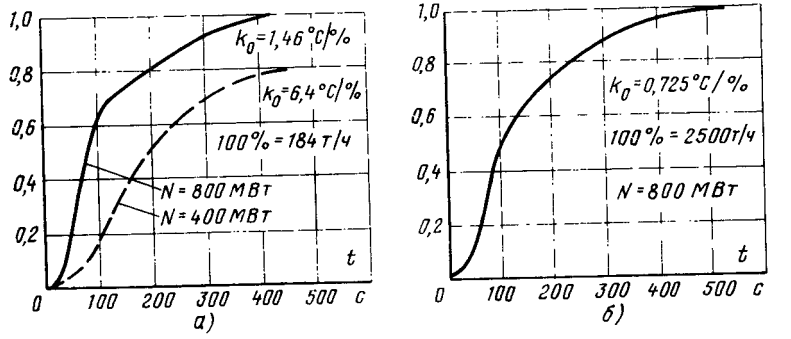


Рис. 9.6. Кривые разгона по $t_{пр}$ (за потолочным пароперегревателем) для котла типа ТГМП-204 при возмущениях топливом (*а*) и водой (*б*).

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 *вода — теплота*. Это объясняется значительно меньшей допустимой погрешностью датчиков температуры по сравнению с датчиками расхода [22]. К тому же в этих схемах отпадает необходимость в периодическом и тщательном совмещении статических характеристик двух или нескольких первичных приборов расхода и давления.

В большинстве случаев в схемах регулирования с непосредственным контролем $t_{пр}$ поддержание нагрузки котла возлагается на регулятор питания, действующий по схеме *задание — вода* (см. рис. 9.4,*а*), а поддержание температурного режима — на регулятор топлива. Типичные кривые разгона по $t_{пр}$ — температуре за пото-

лочным пароперегревателем — для котлов ТГМП-204 со сверхкритическими параметрами производительностью 2500 т/ч при возмущениях топливом и водой приведены на рис. 9.6. Температура пара на выходе первичного тракта (перед первым впрыском) обладает существенной инерцией по отношению к возмущениям топливом и водой (τ=20÷60 с). Поэтому для поддержания ее отклонений в допустимых пределах в динамике на вход регулятора топлива вводятся опережающие сигналы, по виду которых в основном и различают варианты схем регулирования. Рассмотрим некоторые варианты схем.

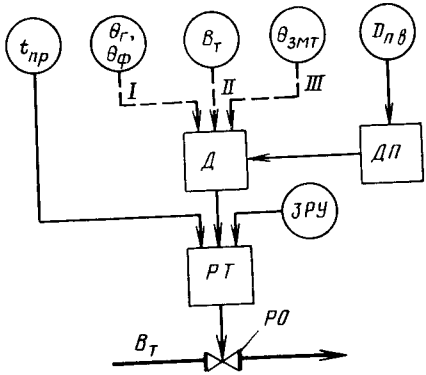


Рис. 9.7. Схема регулирования температурного режима с непосредственным контролем температуры пара в промежуточной точке тракта.
I—III — варианты схем регулирования.

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

Достоинства рассматриваемого варианта АСР: быстрая реакция на топочные возмущения (τ=8÷10 с); независимость настройки внешнего опережающего сигнала; относительная простота настройки собственно регулятора топлива и дифференциатора с использованием отработанной методики расчета настроек [5, 13]. Его недостаток — сравнительно быстрый износ газовых термоприемников, контактирующих с агрессивной средой, и

пульсация сигнала $\theta_г$. В настоящее время взамен сигнала по $\theta_г$ применяется менее инерционный сигнал по излучению факела $\theta_ф$. Он формируется с помощью нескольких параллельно включенных радиационных пирометров, устанавливаемых в верхней части топки и визируемых на факел. Вариант опробован и внедрен на большем числе пылеугольных котлов различной мощности [36].

Вариант II. Отличается от первого только тем, что вместо сигнала по $\theta_г$ используется сигнал по расходу топлива $B_т$ (рис. 9.7). Схема опробована и внедрена на

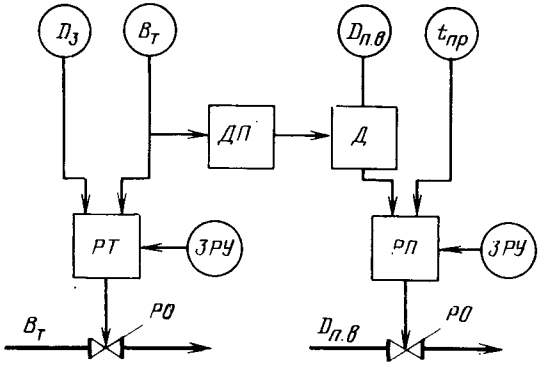


Рис. 9.8. Схема регулирования температурного режима для котлов, работающих на газомазутном топливе (обозначения те же, что и на рис. 9.7).

котлах, работающих на газомазутных топливах, расход которых можно измерить непосредственно.

Вариант III (рис. 9.7). 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 $\theta_г$ и $\theta_ф$, все-таки сравнительно быстро реагирует на возмущения топлива (τ=15 с) и водой (τ==40 с). В то же время температуру воды проще и надежнее измерить, чем температуру топочных газов или излучение факела.

К недостаткам схемы следует отнести зависимость динамики участка по каналу $B_т$—$\theta_{змт}$ от режимных факторов, влияющих на положение ЗМТ, и как следствие этого ухудшение качества процессов регулирования

в резкопеременных режимах, вызываемых возмущениями нагрузкой и температурой питательной воды. Схема опробована и внедрена на ряде мощных котлов.

Для всех трех вариантов схем отсутствует прямая взаимосвязь между контурами питания и топлива. Характер переходных процессов, вызванных топочными возмущениями, остается таким же, как для схемы *теплота — вода* (см. рис. 8.5,*а*). При возмущениях нагрузкой во всех трех вариантах достигается соответствие расходов воды $D_{п.в}$ и топлива $B_т$ в динамике, что необходимо по условиям допустимых отклонений температуры $t_{пр1}$.

Выбор того 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 регулятор топлива и питания можно поменять местами (рис. 9.8). Это не ведет к усложнению схемы в целом. Выбор варианта должен основываться на сравнении переходных процессов и результатах испытаний при включенной АСР подачи воздуха.

9.3. Регулирование экономичности процесса горения

Схемы регулирования экономичности процесса горения прямоточных котлов строятся в зависимости от выбранных вариантов схем регулирования тепловой нагрузки. В частности, могут использоваться схемы: *нагрузка — воздух* (см. рис. 8.11,*г*) при регулировании подачи топлива по схеме *нагрузка — теплота; вода — воздух* (рис. 9.9) при регулировании подачи топлива по схеме

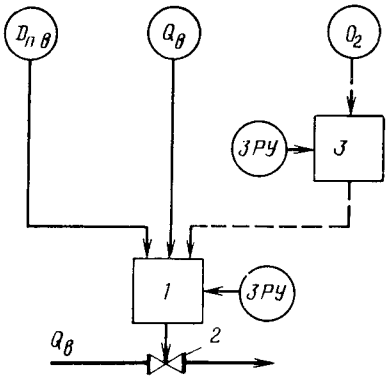


Рис. 9.9. Регулирование подачи воздуха прямоточного котла по схеме *вода — воздух* с коррекцией по O_2.

1 — регулятор экономичности процесса горения; *2* — регулирующий орган подачи воздуха; *3* — корректирующий регулятор по содержанию O_2 в газоходе за конвективным пароперегревателем.

теплота — вода; топливо — воздух (см. рис. 8.11,*а*) при газовом или жидком топливе.

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

Разрежение вверху топки регулируется так же, как и в барабанных котлах (см. рис. 8.12,*б*).

9.4. Регулирование перегрева пара

Регулирование температуры первичного перегрева. Регулирование температуры перегрева пара в прямоточных котлах представляет собой более сложную задачу по сравнению с барабанными, так как по условиям температурного режима металла поверхностей нагрева ее следует стабилизировать по всей длине пароперегревательного тракта. При этом необходимо поддерживать неизменным местоположение точки начала перегрева или границы между испарительным и перегревательным участками.

Перегревательная часть прямоточных котлов состоит из отдельных последовательно включенных участков,

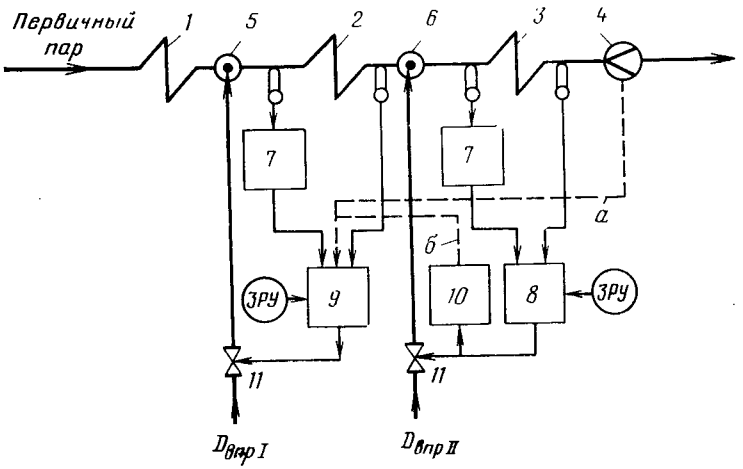


Рис. 9.10. Регулирование температуры первичного пара.

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

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 представляет собой сложную динамическую систему, подверженную воздействию многих возмущений. Температура на выходе каждого участка стабилизируется с помощью автономных автоматических регуляторов, воздействующих на впрыскивающие устройства, устанавливаемые между отдельными поверхностями нагрева. Динамические характеристики пароперегревательных участков могут быть получены экспериментально или по данным теплового расчета. Экспериментальные временные кривые для прямоточных котлов по каналу *впрыск — температура* по своей форме аналогичны кривым, приведенным на рис. 8.15.

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

На рис. 9.10 изображена принципиальная схема автоматической системы регулирования температуры первичного пара одного из контуров прямоточного котла с двумя впрысками. Введение дополнительного входного сигнала по заданию (расходу пара — вариант *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 (вариант *б*). В этом случае сигнал от датчика положения исполнительного механизма поступает на вход вспомогательного корректирущего регулятора, а с его выхода — на вход регулятора первого впрыска *9*.

Регулирование температуры вторичного перегрева. На современных мощных паротурбинных установках предусматривается повторный перегрев пара после (ЦВД) турбины (см. рис. 2.1). Температура вторичного перегрева пара также должна поддерживаться с высокой точностью в допустимых пределах при различных нагрузках турбины и изменениях топочного режима котла.

Конструктивные особенности участка регулирования и его динамические свойства определяются выбранным способом регулирования вторичного перегрева пара.

Способы и схемы регулирования. Для регулирования 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 теплосиловой установки. Для регулирования температуры вторичного перегрева пара обычно используются 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 пар $D_{г.п}$ — частично перегретый пар (до 450—520°С) первичного тракта; внутри трубы большого диаметра встречно проходит пар $D_{в.п}$ вторичного тракта с температурой 320—350°С.

Принципиальная схема автоматической системы регулирования температуры вторичного перегрева пара с помощью ППТО приведена на рис. 9.11 (пунктирная линия *а*).

Регулирование температуры вторичного перегрева пара производится путем изменения его расхода через ППТО с помощью трехходового клапана и обводного паропровода. В качестве резервного средства регулирования на случай чрезмерного повышения $t_{в.п}$ предусматривается аварийный впрыск.

2. Регулирование с помощью газопаропарового теплообменника (ГППТО). Теплообменник сконструирован по принципу труба в трубе и представляет собой размещенную в газоходе систему змеевиков из труб диаметром 60×3,5 мм, внутри каждой из которых проходят две трубки диаметром 16×3 мм. По трубкам малого диаметра движется греющий пар первичного тракта; навстречу ему по трубам бо́льшего диаметра проходит пар вторичного тракта. Трубы бо́льшего диаметра обогреваются топочными газами снаружи, что требует их надежного охлаждения. В связи с этим через змеевики бо́льшего диаметра пропускается весь пар вторичного тракта

й регулирование его температуры осуществляется путем изменения расхода греющего пара.

Принципиальная схема регулирования температуры вторичного перегрева пара с помощью ГППТО изображена на рис. 9.11 (пунктирная линия *б*).

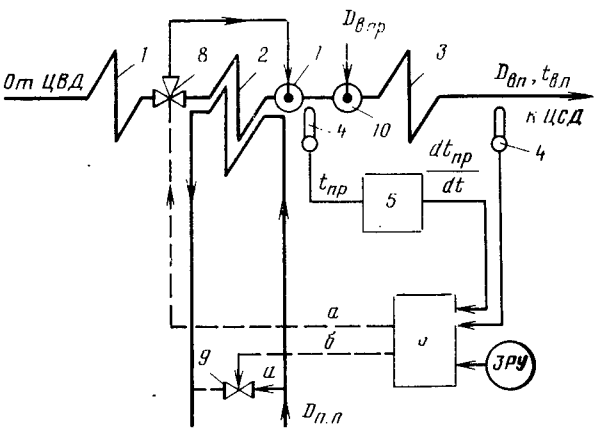


Рис. 9.11. Схемы регулирования температуры вторичного пара с помощью паропарового (пунктирная линия *а*) или газопарового (пунктирная линия *б*) теплообменников.

1, 3 — ступени вторичного пароперегревателя; *2* — паропаровой или газопаровой теплообменник; *4* — термопара; *5* — дифференциатор; *6* — регулятор температуры пара на выходе; *7* — пароохладитель; *8* — трехходовой регулирующий клапан; *9* — обводной клапан; *10* — аварийный впрыскивающий пароохладитель.

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). Принципиальная схема регулирования при использовании парового байпасирования изображена на рис. 9.12.

Конструктивно вторичный «холодный пакет» *1* 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 может быть 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.

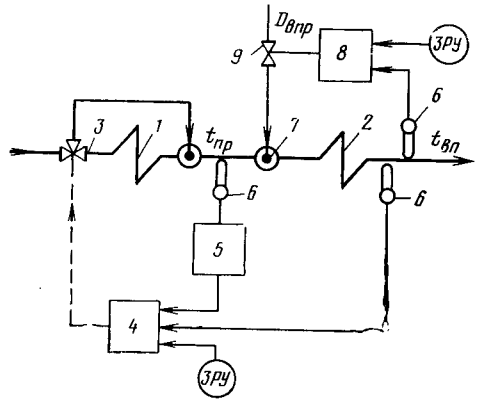


Рис. 9.12. Схема регулирования температуры вторичного пара перепуском части пара помимо холодиого пакета пароперегревателя.

На случай чрезмерного повышения $t_{в.п}$ предусматривается дополнительный впрыск *7*, управляемый автоматическим регулятором *8*. Заданное значение $t_{в.п}$ 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 тепловосприятия пароперегревателя вторичного тракта может быть достигнуто за счет изменения количества теплоты, передаваемого поверхностям нагрева топочными газами. При этом можно воспользоваться тремя способами:

а) регулирование путем изменения 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. 9.13,*а*. Регулирующие органы — поворотные заслонки, с помощью которых осуществляется перераспределение газового потока, должны быть

выполнены из жаропрочного материала и оборудованы специальной системой воздушного охлаждения;

б) регулирование путем изменения температуры топочных газов перед пароперегревателем. Этот способ предусматривает изменение температуры топочных газов при помощи поворотных горелок или переключения ярусов работающих горелок, иными словами, путем смещения 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;

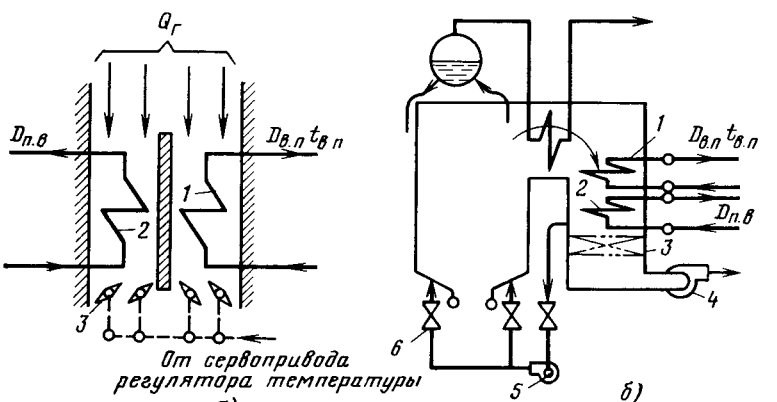


Рис. 9.13. Газовое регулирование температуры вторичного пароперегревателя.

а — перераспределением потока газов; *1* — вторичный пароперегреватель; *2* — водяной экономайзер; *3* — поворотные заслонки; *б* — рециркуляцией топочных газов; *1* — пароперегреватель вторичного пара; *2* — водяной экономайзер; *3* — воздушный подогреватель; *4* — дымосос; *5* — дымосос рециркуляции; *6* — регулирующие заслонки.

в) регулирование путем одновременного изменения количества и температуры топочных газов перед пароперегревателем посредством рециркуляции уходящих газов в нижнюю часть топки. Принципиальная схема этого способа регулирования изображена на рис. 9.13,*б*. В этом случае часть потока уходящих газов специальным вентилятором рециркуляции *5* направляется в нижнюю часть топки. В результате снижается температура факела, уменьшается тепловосприятие радиационных поверхностей нагрева, затягивается процесс сгорания топлива, что приводит к увеличению температуры и скорости газов на выходе из топки и в конечном итоге к увеличению тепловосприятия конвективных поверхностей нагрева первичного и вторичного пароперегревателей.

Применение рециркуляции приводит к некоторому увеличению потерь с уходящими газами и расхода электроэнергии на тягу. Однако этот способ, помимо возможности регулирования температуры вторичного пара воздействием на производительность вентиля-

тора рециркуляции, позволяет уменьшить поверхность вторичного перегревателя по сравнению с другими способами регулирования [37].

На вход автоматических регуляторов вторичного перегрева пара при газовом регулировании подаются два сигнала: первый основной — по $t_{в.п}$, второй упреждающий (исчезающий) — по температуре газов перед вторичным пароперегревателем.

Наличие промежуточного пароперегревателя и нежелательность поддержания температуры вторичного пара с помощью впрысков существенно усложняют задачу регулирования перегрева пара в целом. Различные способы газового регулирования $t_{в.п}$ 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.

Глава десятая

АВТОМАТИЗАЦИЯ ВСПОМОГАТЕЛЬНЫХ ПРОЦЕССОВ И УСТАНОВОК

10.1. Автоматизация загрузки бункеров сырого угля и транспортировки топлива по тракту топливоподачи

Подача твердого топлива к котлам осуществляется с помощью погрузочных, транспортных и разгрузочных устройств, располагаемых по ходу топлива в следующем порядке: приемные щелевые бункера, 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; бункера сырого угля (БСУ), снабжающие системы пылеприготовления котлов.

В системе управления топливоподачей автоматизируются следующие операции:

1) подготовка к процессу загрузки БСУ;
2) процесс загрузки БСУ;
3) отключение механизмов и останов транспортеров по окончании загрузки;
4) обеспечение непрерывности процесса загрузки;
5) прекращение процесса загрузки БСУ в случае отказов оборудования топливоподачи.

Подготовка к процессу загрузки БСУ сводится к автоматическому пуску незагруженных механизмов и транспортеров. Сигнал на включение ленточных транс-

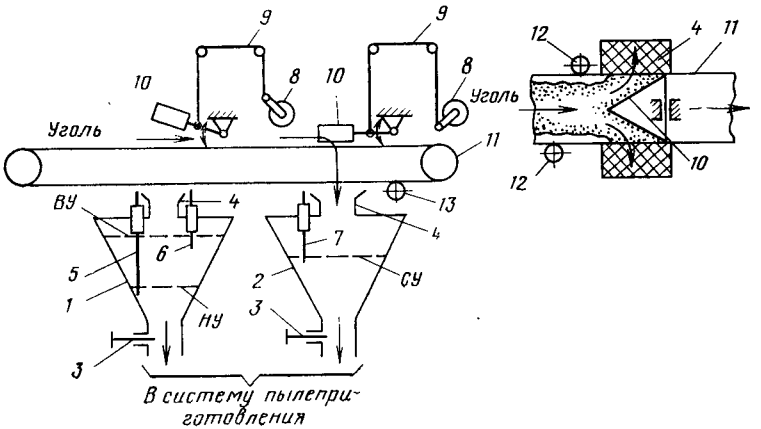


Рис. 10.1. Схема регулирования загрузки бункеров углем.

портеров поступает от датчиков нижних уровней в момент срабатывания угля в каком-либо из бункеров ниже заданного уровня *НУ* (рис. 10.1). Датчики уровня представляют собой 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*, *7*, которые располагаются в непосредственной близости от загрузочных люков *4*. Разгрузка бункеров в последующую за ними систему пылеприготовления производится через шиберы-дозаторы *3* или тарельчатые питатели сырого угля.

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, оповещающей дежурный персонал топливоподачи о предстоящем включении транспортеров и механизмов.

Автоматизация процесса загрузки. Бункера сырого угля являются конечным звеном технологической цепи топливоподачи. Они располагаются вдоль последнего транспортера *11* (рис. 10.1) и загружаются с помощью неподвижного загрузочного устройства — плужковых сбрасывателей *10*. Их рабочим органом служит остроугольный отвал (плужок), устанавливаемый навстречу движению угля. Плужок может находиться в двух положениях: верхнем, когда он не касается транспортерной ленты, и нижнем, когда он прижат к ней. При верхнем положении плужка слой угля на ленте проходит под ним к другим бункерам. При нижнем — уголь скользит вдоль боковых отвалов плужка и осыпается в БСУ. Опускание плужка на ленту осуществляется электрическим исполнительным механизмом *8* посредством тросовой или рычажной передачи *9*.

Плужки подготавливаются к автоматическому опусканию установкой переключателя в положение «Автоматика». Разрешение на опускание поступает после включения промежуточного реле, действующего по сигналу РАП данного транспортера. Загрузка производится только в бункер, где уголь еще не достиг верхнего уровня *ВУ*. Питание цепей опускания плужков осуществляется через нормально открытые контакты, чем обеспечивается принятая последовательность загрузки БСУ. В целях повышения надежности управления питание электрических цепей подъема каждого плужка — независимое.

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* осуществляется автоматический останов системы топливоподачи посредством реле времени и промежуточного реле останова. Тракт топливоподачи останавливается последовательно, начиная с лопастных питателей. Разгрузка угля, оставшегося на лентах, производится в последний по ходу топлива бункер (см. рис. 10.1, поз. *2*). 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 обеспечивается автоматическим включением вибраторов при застревании угля в узлах пересыпки. При забивании течки уголь касается электрода специального датчика. Это служит сигналом для включения реле, управляющего пусковым устройством вибратора, который включается лишь на заданный промежуток времени. Если в течение этого времени забивание течки устраняется, вибратор останавливается. 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 останавливаются все предыдущие. При пробуксовке, обрыве и сходе ленты срабатывают устройства локальной автоматической защиты. При сходе ленты она через ролики *12*, расположенные по обеим ее сторонам, нажимает на коицевой выключатель, который разрывает цепь питания электропривода соответствующего транспортера и (через устройства блокировки) цепи питания всех предыдущих.

При пробуксировке и обрыве ленты останов транспортера осуществляется с помощью реле частоты вращения, первичным датчиком которого является вращающийся ролик *13*, устанавливаемый на нижней ненагруженной части ленты. Датчик работает по принципу центробежного регулятора частоты вращения, вращающиеся грузы которого воздействуют на микровыключатель при пробуксовке ленты и снижении частоты вращения ролика. Контакты микровыключателя заведены в цепь управления электроприводом ленты. При срабатывании микровыключателя останавливаются электроприводы данного транспортера и по цепям электроблокировки всех предыдущих механизмов.

10.2. Автоматизация вспомогательных процессов и установок парового котла

Регулирование пылесистем с шаровыми барабанными мельницами. В системах пылеприготовления с промежу-

точным бункером размол и подсушку топлива осуществляют в шаровых барабанных тихоходных мельницах (рис. 10.2). Производительность шаровой мельницы и расход топлива, поступающего в топку, не связаны между собой. Поэтому мельница должна работать в наиболее экономичном режиме независимо от нагрузки котла. Экономичность работы мельницы оценивается по удель-

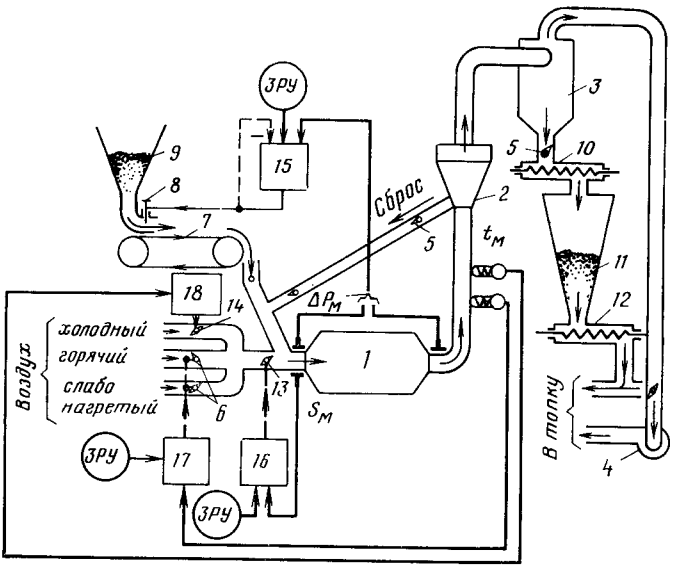


Рис. 10.2. Принципиальная схема регулирования пылесистемы с шаровой барабанной мельницей.

1 — шаровая мельница; *2* — сепаратор; *3* — циклон; *4* — мельничный вентилятор; *5* — мигалки (массовые дозаторы пыли); *6* — спаренные заслонки: *7* — ленточный питатель топлива; *8* — шибер ленточного питателя; *9* — бункер сырого угля; *10* — распределительный шнек; *11* — промежуточный бункер пыли; *12* — шнековый питатель пыли; *13*, *14* — заслонки; *15* — регулятор загрузки мельницы; *16* — регулятор разрежения во входной горловине мельницы; *17* — регулятор температуры воздушной смеси за мельницей; *18* — регулятор аварийной присадки холодного воздуха.

ному расходу электроэнергии на помол пыли. Наиболее экономичным является режим максимальной производительности мельницы, так как на привод ее барабана, загруженного одними стальными шарами, расходуется до 90—95% мощности, требуемой при максимальной загрузке барабана углем. Производительность мельницы и ее загрузка однозначно связаны лишь до определенных пределов. Дело в том, что чрезмерная загрузка

мельницы может привести к ее «завалу». Это явление сопровождается резким уменьшением производительности вследствие того, что чрезмерная толщина слоя топлива внутри мельницы препятствует захвату стальных шаров вращающимся барабаном и масса шаров «проскальзывает» относительно его. Показателем «завала» служит резкое уменьшение тока электропривода мельницы.

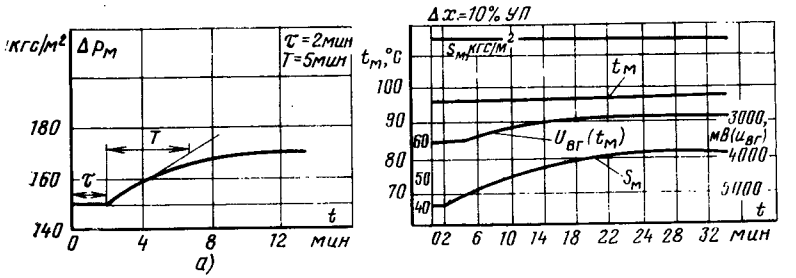


Рис. 10.3. Временные характеристики шаровой барабанной мельницы при возмущении расходом сырого угля.

а — по изменению сопротивления мельницы Δ$p_м$; *б* — по температуре $t_м$ и разрежению $S_м$; $U_{ВГ}$ — сигнал на выходе измерительного блока автоматического регулятора.

Загрузку мельницы оценивают по перепаду давлений Δ$p_м$ воздушной смеси до и после мельницы путем измерения разности скоростей смеси в этих точках. При постоянном расходе воздуха Δ$p_м$ растет пропорционально ее загрузке, но до определенного предела. Характер динамики этого участка можно установить по кривой разгона, снятой по каналу *положение ножа питателя сырого угля (Δx=10% УП) — перепад давления* Δ$p_м$ и приведенной на рис. 10.3,*а*. Этому участку свойственны значительные инерция и самовыравнивание.

Известен также ряд других показателей загрузки мельниц (условный уровень пыли внутри барабана, уровень «шума» мельницы, вибрации подшипников, мощность электропривода и др.) [6].

Помимо экономичности, мельница должна обеспечивать заданное качество пыли, определяемое дисперсностью помола и влажностью. Чем тоньше пыль, тем меньше тепловые потери от механического недожога в топке q_4. Однако требования к дисперсности помола и экономичности работы мельницы противоречивы. По-

этому оптимальная дисперсность помола определяется по минимуму суммы удельного расхода электроэнергии и потерь q_4, приведенных к единому энергетическому эквиваленту. Дисперсность пыли, поступающей в промбункер, определяется в основном положением створок сепаратора, сбрасывающего ее крупные фракции в мельницы для повторного размалывания. Положение створок, соответствующее оптимальному помолу, устанавливается в результате испытаний по наладке пылесистемы и остается неизменным в процессе нормальной эксплуатации для определенного сорта угля.

Влажность пыли на выходе из мельницы или степень ее подсушки устанавливается по условиям процесса сжигания и нормальной работы пылепитателей, а также по условиям взрывобезопасности воздушной смеси, заполняющей систему пылеприготовления. Повышенная влажность пыли ухудшает ее воспламенение, приводит к ее зависанию в бункерах и нарушению нормальной работы топливоподающих устройств («замазывание» пылепитателей, забивание пылепроводов и т. п.). Чрезмерная подсушка пыли чревата взрывом смеси для взрывоопасных углей и вызывает ее излишнюю текучесть, что может приводить к самопроизвольным изменениям производительности пылепитателей. Косвенным показателем влажности пыли служит температура аэросмеси за мельницей $t_м$, которую можно легко измерить, например, с помощью термометра сопротивления.

Правила технической эксплуатации устанавливают следующие максимально допустимые значения температуры смеси, °С, за мельницей:

Для топлив с влажностью до 25% . . .	70
Для топлив с влажностью свыше 25%	80
Для тощих углей	100

При настройке системы регулирования температуры в качестве оптимальной принимается $t_м$ на 3—5°С ниже максимально допустимой. Представление о динамических свойствах участка регулирования мельницы по температуре смеси дает экспериментальная кривая разгона, снятая по каналу *заслонка на подводе греющего воздуха — температура* $t_м$ (рис. 10.3,*б*).

Динамические свойства мельницы зависят также от инерционности термоприемника, сорта угля, температуры и расхода сушильного агента и других факторов.

Регулирование загрузки. Стабилизация загрузки осуществляется воздействием на положение ножа питателя сырого угля (ленточного или тарельчатого) в зависимости от значения выбранного показателя загрузки, например $\Delta p_м$. Однако производительность мельницы желательно поддерживать не постоянной, а изменять ее в зависимости от вентиляции (уменьшать производительность с увеличением вентиляции и наоборот). Это позволит стабилизировать дисперсность помола при

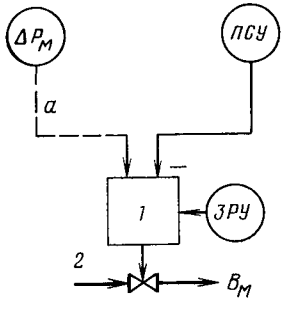


Рис. 10.4. АСР загрузки мельницы.

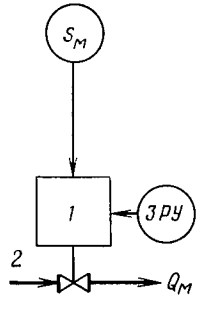


Рис. 10.5. АСР разрежения перед мельницей.

нарушениях воздушного режима мельницы: угрубление размола пыли, вызванное увеличением расхода воздуха, будет компенсироваться уменьшением загрузки мельницы. Этому условию удовлетворяет схема автоматического регулирования производительности мельницы с двухимпульсным регулятором *1* (рис. 10.4): по перепаду давлений на мельнице и с жесткой обратной связью по положению регулирующего органа *2* (питателя сырого угля).

Регулирование разрежения перед мельницей. Шаровая мельница должна находиться под разрежением для предотвращения выбивания пыли из ее горловин. Для этого может быть предусмотрена АСР разрежения перед мельнице (рис. 10.5). Входным сигналом ПИ-регулятора *1* служит разрежение перед мельницей $S_м$. Регулятор воздействует на заслонку *2* на линии подвода общего греющего воздуха к мельнице.

Регулирование температуры воздушной смеси за мельницей. Температура за мельницей $t_м$ стабилизируется в заданных пределах путем

воздействия на расход смеси слабо подогретого и горячего воздуха. Схема регулирования показана на рис. 10.6,*а*. ПИ-регулятор *1* получает сигнал от датчика температуры смеси и через исполнительный механизм перемещает в нужном направлении спаренные заслонки *2* и *2'*, установленные на линиях слабо подогретого и горячего воздуха. Сочленения исполнительного механизма со спаренными заслонками выполняются так, чтобы при открытии одной из них вторая закрывалась и наоборот, с тем чтобы общий расход воздуха через мельницу оставался неизменным.

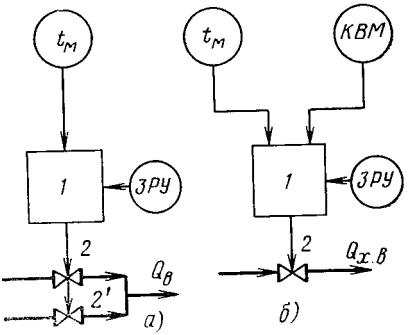


Рис. 10.6. Системы регулирования и защиты мельницы по температуре.
а — АСР температуры аэросмеси за мельницей; *б* — система защиты от повышения температуры аэросмеси за мельницей.

В пылесистемах со взрывоопасными топливами кроме регулятора температуры смеси предусматривают защитное устройство *1* для снижения температуры путем автоматического открытия заслонки *2* на линии присадки холодного воздуха (рис. 10.6,*б*). Защита срабатывает при повышении $t_м$ сверх допустимого значения. Подтверждающим сигналом служит размыкание концевого или путевого выключателя «меньше» (КВМ) исполнительного механизма регулятора температуры.

Регулирование молотковых мельниц. При камерном способе сжигания легко воспламеняющихся сортов топлива применяют пылесистемы с непосредственным вдуванием пыли в топку (рис. 10.7). Размол топлива $B_м$, поступающего из бункера сырого угля *1*, осуществляется в молотковой быстроходной мельнице *2* (МБМ). В ней же начинается подогрев аэросмеси и завершается в шахте *3*, соединяющей ее с топкой *4*. В отличие от шаровой мельницы, работающей на промежуточный бункер пыли, производительность МБМ непосредственно влияет на расход топлива, поступающего в топку паро-

вого котла. Система регулирования загрузки МБМ должна выполнять функции АСР подачи топлива и в то же время поддерживать требуемую тонину помола пыли.

Пример такой системы показан на рис. 10.7. Обычно на одном корпусе котла устанавливается группа мельниц. Их загрузка (вариант *а*) регулируется с помощью питателей сырого топлива (см. рис. П.10, П.11) *5* (бурого угля, торфа или сланца). Стабилизация требуемой дисперсности помола в заданных пределах осуществляется

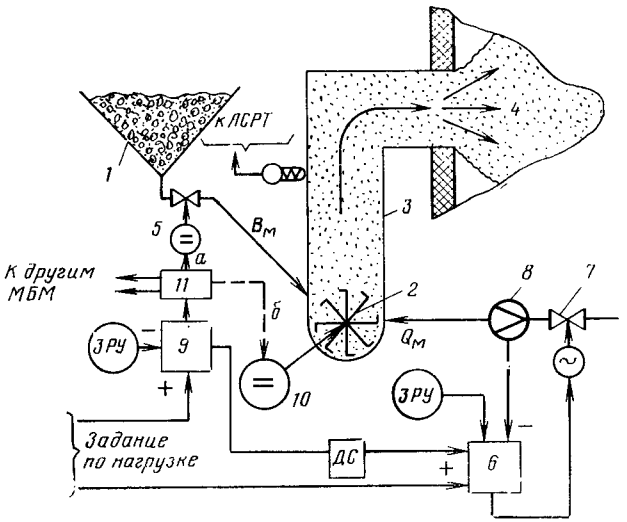


Рис. 10.7. Молотковая мельница (принципиальная схема регулирования).

с помощью АСР подачи воздуха *6*, воздействующей на регулирующую заслонку *7*. Сигналом задания по нагрузке этой АСР служит активная мощность или ток электродвигателя привода мельницы. Вторым сигналом — перепад на сужающем устройстве *8*, установленном на подводе греющего воздуха $Q_м$. Изменение производительности МБМ воздействием на питатели сырого топлива происходит со значительной инерцией. Для ее уменьшения выход регулятора загрузки *9* соединяется через устройство динамической связи *ДС* со входом регулятора воздуха. Таким путем обеспечивается дополнительный прирост расхода аэросмеси в топку в переходных режимах. Уменьшению инерционности выноса пыли в топку в переходных режимах способствует также применение электроприводов МБМ *10*, снабженных устройством регулирования частоты вращения *11* (вариант *б*).

Система регулирования частоты вращения приведена на рис. П.15.

Для стабилизации влажности пыли в заданных пределах предусматривается регулятор температуры аэросмеси (АСРТ), воздействующий на изменение соотношения расходов горячего и слабо подогретого воздуха таким же способом, как в системе регулирования температуры шаровых барабанных мельниц (см. рис. 10.6,*а*).

Автоматизация установок подготовки мазута. Конечный продукт перегонки нефти — мазут широко используется как основное и вспомогательное топливо паровых котлов. Для этого мазут необходимо подогреть до температуры 115—150°С и подать к форсункам под давлением. Значение давления мазута перед распыливанием зависит от типа и конструкции форсунок и может достигать 12 МПа (для форсунок с механическим распыливанием). Подогрев мазута осуществляется в паровых подогревателях, подъем давления — в двухступенчатой системе мазутных насосов, так называемых насосах первого и второго подъема. Эти насосы управляются дистанционно с местного щита управления мазутной насосной. При отключении одного из работающих насосов или при понижении давления в напорных магистралях предусматривается автоматическое включение резервного насоса. Кроме того, предусматривается автоматическое регулирование следующих величин:

1) температуры мазута на выходе из подогревателей;
2) давление пара, подаваемого на подогрев мазута;
3) давления мазута в магистрали горячей рециркуляции (на всасе насосов второго подъема).

Автоматизация газораспределительных пунктов. Снабжение тепловых электростанций газом осуществляется (рис. 10.8) от газораспределительных станций (ГРС) и через газораспределительные пункты (ГРП).

В ГРП газ редуцируется до давления 0,15—0,2 МПа (1,5—2 кгс/см^2) с помощью регулирующих клапанов, управляемых автоматическими регуляторами давления (*1*, *2*, *6*—*8*). С выхода ГРП раз поступает в общий газопровод ТЭС, снабжающий котлы газовым топливом, проходящим через измерительные диафрагмы *9*. В ГРП имеются рабочие нитки газопровода *3*, нитки малого расхода *4* и резервная нитка *5* с ручным управлением арматурой *10*. На рабочих нитках и нитках малого расхода устанавливаются автоматические регуляторы давления *6*—*8*, действующие по принципу «после себя», и защитные регуляторы *1*, *2*, действующие по тому же

принципу. Защитные регуляторы настраиваются на поддержание повышенного давления по сравнению с рабочим и при работе в расчетном диапазоне полностью открыты.

Автоматическое регулирование подачи газового топлива к котлам при его расходах в расчетном диапазоне осуществляется обычно одним из регуляторов, установленных на рабочей нитке. Другой настраивается на не-

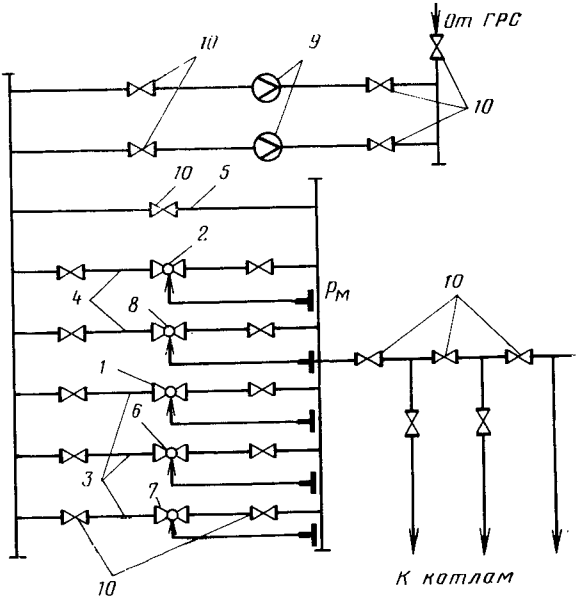


Рис. 10.8. Схема подачи и регулирования газового топлива на ТЭС.

сколько меньшее давление и, как правило, полностью или частично закрыт. Он выполняет роль автоматического резерва снабжения топливом при его нехватке или недостаточном напоре со стороны источника (ГРС).

При ограниченном снабжении котлов газовым топливом включаются нитки *4* и регуляторы малого расхода *2* и *8*. В качестве автоматических и защитных регуляторов, как правило, используются П-регуляторы давления прямого действия с мембранным исполнительным механизмом. В качестве источника энергии для управления исполнительными механизмами используется давление самого природного газа.

10.3. Автоматизация процессов и установок химической очистки и подготовки воды

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

Нерастворимые примеси и растворенные в воде соли должны быть удалены из нее для предотвращения накипи на внутренних поверхностях нагрева котлов и других теплообменников. Растворенный в воде кислород удаля-

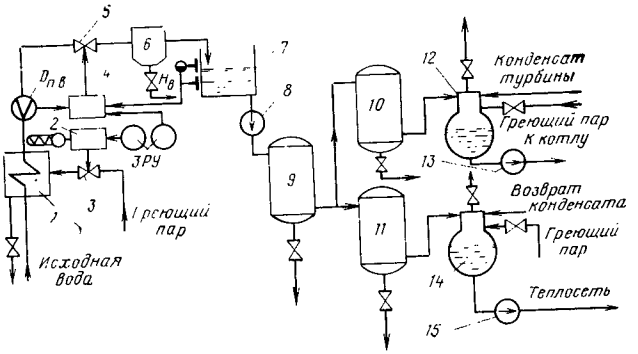


Рис. 10.9. Установка химической подготовки питательной воды (принципиальная технологическая схема).

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 подпиточный насосы.

ется 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.

Исходная природная вода от насосов водоснабжения предварительно подогревается в водоподогревателе сырой воды и поступает в осветлители *6*, 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 про-

качивается через группу механических фильтров, в которых задерживаются выделенные в осветлителях нерастворимые твердые вещества (шлам). Затем поток воды раздваивается: часть воды, необходимая для подпитки теплосети, пропускается через фильтры химического умягчения, а другая часть, требующаяся для восполнения потерь питательной воды котлов, проходит через обессоливающую установку. Удаление кислорода из обоих потоков воды осуществляется раздельно в деаэраторах. Технологические операции по химической очистке воды по условиям автоматизации можно разделить на операции, требующие непрерывного управления, и операции, осуществляемые периодически (один или несколько раз в сутки).

Автоматическое регулирование непрерывных процессов. К непрерывным процессам химической очистки воды относятся 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 осуществляется в поверхностном пароводяном теплообменнике, который по своим динамическим свойствам является типичным тепловым объектом.

При наличии резких колебаний расхода воды с целью улучшения качества процессов регулирования температуры предусматривается дополнительное (исчезающее) воздействие на регулятор температуры. Дополнительный сигнал, пропорциональной скорости изменения расхода воды, реализуется с помощью дифференциатора.

Регулирование производительности. Потребность в добавке химически очищенной воды в теплосеть и к котлам может изменяться в зависимости от режимов работы и нагрузки ТЭС.

Косвенным показателем соответствия производительности установки количеству требуемых добавков в тепловую схему ТЭС является уровень воды в промежуточных баках.

На рис. 10.9 была показана также принципиальная схема одного из вариантов АСР производительности. Система в целом является двухконтурной. Входным сигна-

лом регулятору производительности, воздействующему на расход исходной воды, служит уровень воды в накопительном баке. Сигналом отрицательной обратной связи — перепад на сужающем устройстве, установленном на линии исходной воды. Регулятор производительности установки 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 диапа-

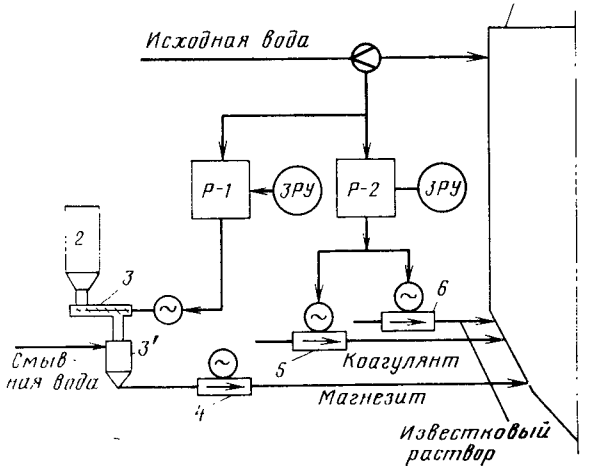


Рис. 10.10. Схема регулирования дозирования реагентов в осветлитель.

зона изменений уровня). Это необходимо для того, чтобы регулятор производительности не реагировал на частые колебания уровня воды в накопительных баках в пределах ±10—15% установленного значения.

Автоматическое дозирование реагентов, поступающих в осветлитель. В ответлитель одновременно могут подаваться два или три реагента. В качестве реагентов обычно используются раствор извести в виде известкового молока, порошковый магнезит, транспортируемый в осветлитель с помощью смывной воды, и раствор коагулянта, добавляемый в осветлитель для укрупнения (конгуляции) мелкодисперсных коллоидных частиц. Наиболее целесообразно регулиро-

вать подачу реагентов по результатам химического анализа осветленной воды. Однако до сих пор отсутствуют надежные и быстродействующие датчики непрерывного анализа.

Принципиальная схема прерывистого (дискретного) автоматического дозирования указанных реагентов изображена на рис. 10.10. С этой целью используются индивидуальные автоматические регуляторы—импульсаторы, которые управляют работой электродвигателей плунжерных насосов-дозаторов, действующих в режиме пуск — останов. В качестве импульсаторов можно, например, использовать релейные регулирующие приборы типов РПИБ-III, Р-25, Р-21 или другие [6, 14, 21]. Входным сигналом для приборов служит расход исходной воды. Регулирующий прибор *Р-1* управляет электродвигателем шнекового дозатора (включает или отключает) каустического магнезита. Магнезит из бункера *2* с помощью шнекового дозатора *3* поступает в смывное устройство *3'*, а оттуда в виде суспензии перекачивается в осветлитель *1* насосом-дозатором *4*.

Второй регулирующий прибор *Р-2* управляет одновременно включением или отключением электродвигателей насосов-дозаторов на линиях известкового молока *6* и раствора коагулянта *5*.

Отклонения химического состава осветленной воды от норм при автоматической дозировке реагентов по расходу исходной воды могут устраняться с помощью изменения длительности включения электродвигателей насосов-дозаторов. В приведенном примере — путем воздействия

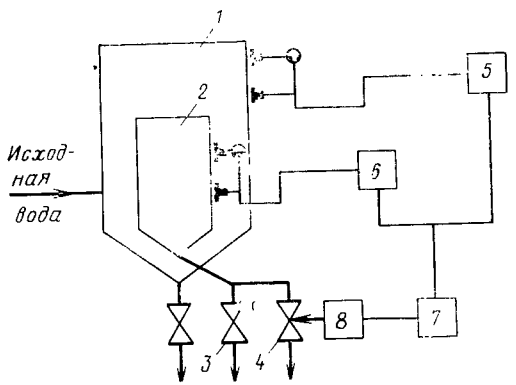


Рис. 10.11. Схема регулирования шламового режима осветлителей.

на орган настройки регулирующих приборов «Длительность импульса».

Регулирование шламового режима в осветлителях. Регулирование шламового режима состоит в поддержании постоянства среднего значения уровня взвешенного осадка (шлама) в корпусе осветлителя и шламоотделителя и осуществляется с помощью непрерывной и периодической продувок осветлителя.

Принципиальная схема регулирования шламового режима изображена на рис. 10.11.

Количество воды, непрерывно сбрасываемой из осветлителя *1* в дренаж через вентили *3*, как правило, не регулируется и устанавливается вручную при включениях осветлителя в схему очистки.

Периодическая продувка осуществляется с помощью системы двухпозиционного регулирования, состоящей из сигнализаторов верхнего *5* и нижнего *6* уровней шлама в осветлителе *1* и шламоотделителе *2*. Сигнализатор уровня шлама устроен по принципу фотореле, непрерывно контролирующего прозрачность потока воды, проходящего через датчик. Фотореле управляет через устройство пуска *7* исполнительным механизмом *8*, который открывает вентиль периодической продувки *4* при достижении шламом верхнего уровня и закрывает при достижени нижнего уровня.

Автоматическое регулирование периодических процессов химводоочистки. Периодические операции включают приготовление растворов реагентов, отключение на промывку механических и регенерацию (восстановление фильтрующих способностей) химических фильтров.

Система автоматического управления приготовлением регенерационных растворов для ионитных фильтров. Промывка и восстановление ионитных фильтров, используемых в технологических схемах химической очистки воды на ТЭС, осуществляются осветленной водой с введенным в нее регенерационным раствором.

Схема системы автоматического управления процессом приготовления растворов по соотношению расходов концентрированного раствора и осветленной воды изображена на рис. 10.12. Исходный концентрированный раствор содержится в баке *2*.

Система состоит из трех регуляторов: давления, уровня и регенерации. Регулятор давления *5* эжектирующей

осветленной воды работает по принципу регулирования давления «после себя» и обеспечивает постоянство ее расхода через гидроэлеватор *6*. Регулятор уровня *4* в бачке концентрированного раствора *3* обеспечивает постоянный его расход на стоке. Автомат регенерации *1* управляет закрытием и открытием запорных задвижек на линиях осветленной воды и концентрированного раствора и на линиях подвода раствора реагентов к промежуточному баку *3'* и к фильтрам.

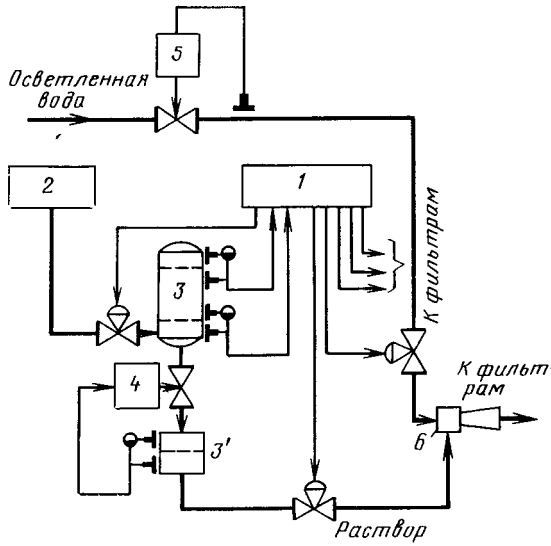


Рис. 10.12. Схема регулирования приготовления регенерационных растворов для ионитных фильтров.

В качестве автомата регенерации используется командный электрический прибор (КЭП) (рис. 10.13), который замыкает и размыкает контакты электрогидравлических реле (ЭГР) посредством распределительного вала *РВ*.

Электрогидравлическое реле представляет собой двусторонний электромагнитный клапан, открывающий доступ воды под давлением 0,15—0,2 МПа (1,5—2 кгс/см²) в верхнюю полость мембранного исполнительного механизма (МИМ) или соединяющий эту полость с дренажем.

Таким образом, КЭП по заданной программе осуществляет управление несколькими МИМ, которые могут принимать два положения: «Открыто» и «Закрыто». Последовательность включения и отключения контактов КЭП устанавливается с помощью кулачков, закрепленных на *РВ*, вращающемся с постоянной частотой, против соответствующих контактов. Электродвигатель КЭП, приводящий

в движение РВ, отключается по достижении верхнего уровня в мерном баке *3* и включается по достижении его нижней отметки.

Автоматическое отключение фильтров на промывку и регенерацию (рис. 10.14) осуществляется автоматическим устройством *2*, действующим по соотношению гидравлического сопротивления фильтра *1* и водомерной шайбы, установленной на трубопроводе воды после фильтра, сопротивление которого возрастает с ростом

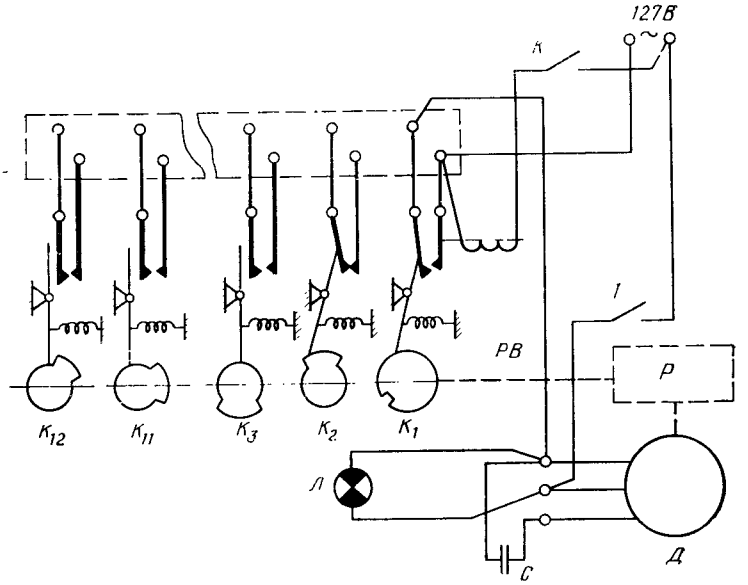


Рис. 10.13. Контактный электрический прибор (*КЭП*) (схема действия).

К — ключ управления (включения); *РВ* — распределительный вал; *Р* — редуктор; *Д* — конденсаторный двигатель; *Л* — сигнальная лампа; $К_1$ — контактная пара самоблокировки двигателя при включении: $К_2$—$К_{12}$ — контактные пары автоматического управления.

загрязненности фильтрующего слоя и увеличением общего расхода воды через него. Поэтому увеличение перепада давлений на фильтре служит вполне надежным косвенным показателем его загрязненности лишь при неизменном расходе воды.

Автоматизация процесса промывки и восстановления фильтров. Процессы промывки и восстановления (регенерации) фильтров осуществляются в следующей последовательности (рис. 10.15,*а*).

Вначале закрывается клапан *2*, управляемый МИМ, на линии обрабатываемой воды. Далее закрывается клапан *1* на линии исходной воды. Затем открываются клапаны *4* и *5* и происходит взрыхление фильтрующего слоя сжатым воздухом. По окончании операции взрыхления клапаны *4* и *5* закрываются. Процесс промывки фильтра осветленной воды снизу вверх осуществляется открытием клапанов *3* и *5* на линии дренажа. Регулятор расхода *8* устанавливает с помощью регулирующего клапана *7* количество воды, требуемое для промывки. Следующая операция — отмывка (восстановление) осуществляется пропуском воды через фильтр сверху вниз в дренаж путем открытия клапанов *1* и *6*. После этого фильтр может сверху вниз в дренаж путем открытия клапана *2* и закрытия клапана *6*. Описанные процессы могут быть автоматизированы с помощью устройств КЭП-11, управляющего открытием и закрытием клапанов *1—6* с помощью ЭГР (электрогидравлического реле). Разрешение на выполнение операций, следующих после закрытия клапана *2*, формируется сигнализатором нулевого расхода воды *9*. Разрешение на завершающую операцию — отмывку дается сигнализатором расхода промывочной воды *10*. Автомат промывки может включаться вручную с помощью ключа *13* или по сигналу от группового КП *14* через переключатель управления *12*.

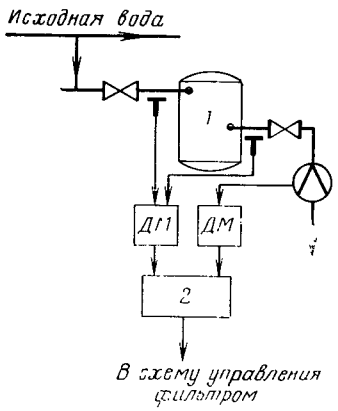


Рис. 10.14. Схема автоматического отключения фильтров на промывку.

В качестве командного прибора *11* может быть применен также электрогидравлический прибор типа КП-ЭГГИ2/8 (12 электрических, 8 гидравлических ячеек), благодаря чему командный прибор непосредственно управляет запорными органами типа МИК (мембранный исполнительный клапан). В рассматриваемой индивидуальной системе управления регенерацией фильтра предусматривается контроль исполнения команд по расходу от сигнализирующего расходомера.

Для управления регенерацией групп фильтров используются автоматизированные системы, например система с логическим автоматом регенерации фильтров (ЛАРИФ), который является надстройкой над индивидуальными КП. Структурная схема системы изображена на рис. 10.15,*б*. Блок управления фильтров *БФ* получает сигналы от датчиков фильтров *ДФ* и осуществляет управление ими по жесткой программе (выключение из работы, переключение операций промывки, контроль, аварийная сигнализация и др.) [38].

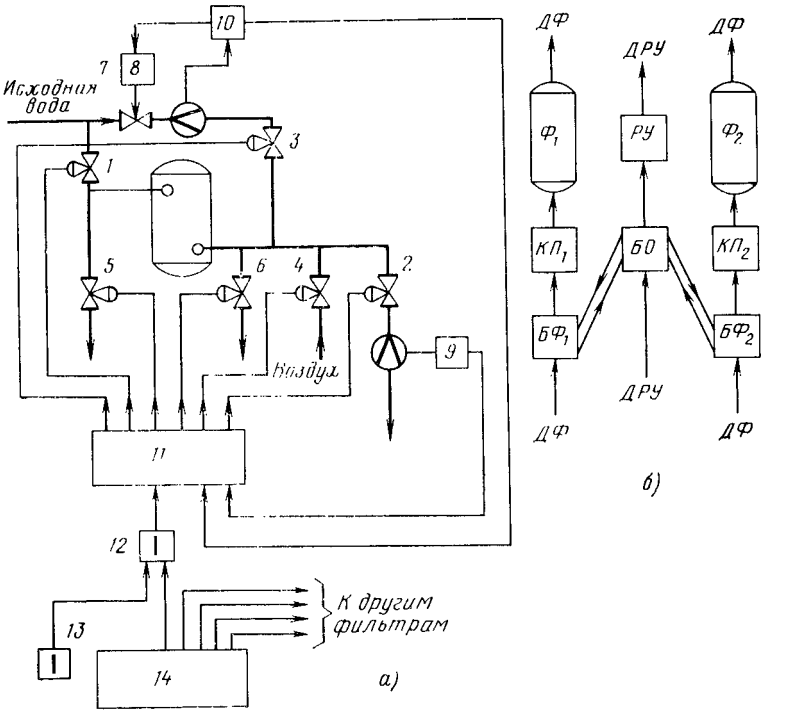


Рис. 10.15. Схемы управления процессов промывки и восстановления фильтров.

а — с использованием *КЭП*; *б* — с использованием *ЛАРИФ*; *РУ* - регенерационный узел (дозаторы растворов, запорные клапаны и др.); $Ф_1$ и $Ф_2$ — фильтры; $КП_{1,2}$ командные приборы; *БФ* логические блоки управления фильтром; *ДФ* - датчики, установленные на фильтрах; *ДРУ* — датчики регенерационного узла; *БО* — блок операций по управлению.

Автоматизированная система восстановления фильтров с помощью логического автомата восстановления фильтров (ЛАВФ) показана на рис. 10.16.

Подсистема автоматизированного контроля представляет информацию подсистемам автоматического управления и оператору. Она состоит из датчиков давления и расхода, температуры, конечных выключателей арматуры и т. п. АС непрерывного регулирования состоит из регуляторов расхода промывочной воды и давления воздуха. Изменение задания этим регуляторам осуществляется оператором или системой логического управления, которая состоит из

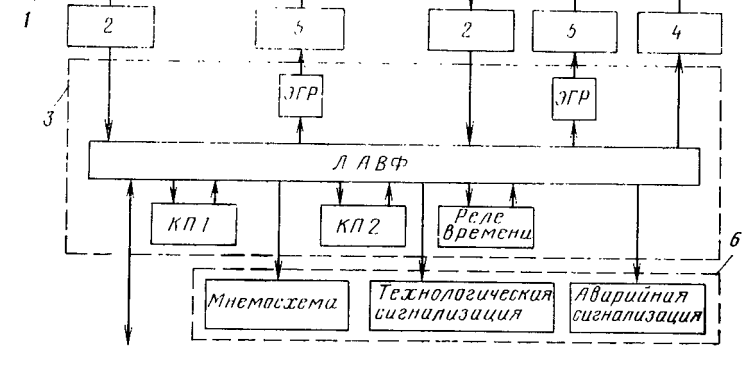


Рис. 10.16. Схема автоматизированного управления механическими фильтрами.

1 — объект управления; *2* — подсистема дискретного управления; *3* — ЛАВФ; *4* — автоматическая система непрерывного регулирования; *5* — группа исполнительных механизмов; *6* — система отображения информации.

ЛАВФ и программного устройства. ЛАВФ формирует логические условия воспроизведения программы управления и контроля за работой оборудования. Программа управления реализуется с помощью приборов КП и реле времени. К системе управления относятся также электрогидравлические реле (ЭГР) или пневмореле (в зависимости от того, что применяется в качестве источника энергии для управления запорной арматурой: вода или воздух) [38].

Система в целом обеспечивает управление всеми операциями по восстановлению фильтров, изменяет задание отдельным регуляторам и представляет информацию оператору. Определяет моменты срабатывания блокировок, переводит фильтры из положения «работа» в положение «восстановление» и наоборот.

Автоматизация химводоочистки облегчает труд и сокращает численность оперативного персонала, в особен-

ности в установках с большим количеством фильтров и осветлителей, позволяет повысить надежность управления установкой в целом за счет сокращения числа ошибок операторов при выполнении трудоемких операций непрерывных и периодических процессов очистки воды. Автоматизация способствует более полному использованию оборудования и сокращению расхода реагентов, позволяет снизить затраты на сооружение установки в целом на 20—30% [38].

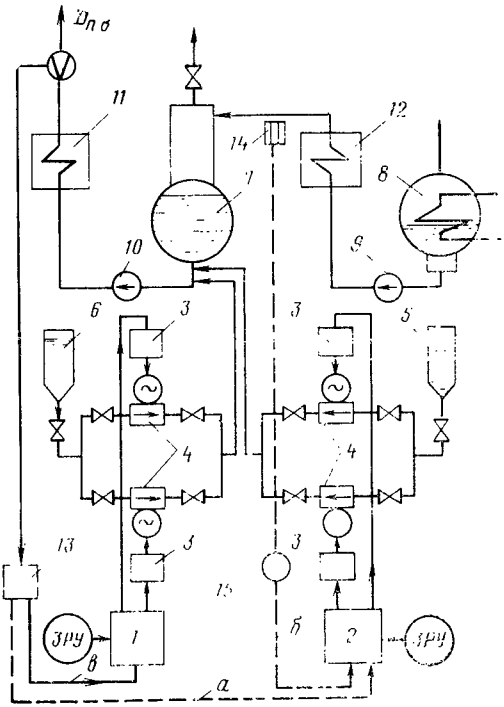


Рис. 10.17 Автоматизация ввода в питательную воду аммиака и гидразина.

а, в — количественное регулирование; *б* — качественное регулирование, *1* — регулятор ввода гидразина; *2* — регулятор ввода аммиака; *3* — электромагнитные муфты скольжения; *4* — плунжерные насосы-дозаторы; *5* — бак раствора аммиака; *6* — бак раствора гидразина; *7* — деаэратор; *8* — конденсатор; *9, 10* — конденсатный и питательный насосы; *11* — группа ПВД; *12* — группа ПНД; *13* — размножитель сигнала; *14* — отборное устройство аммиакомера; *15* — кондуктометрический датчик.

Автоматизация ввода аммиака и гидразина. Введение раствора аммиака в питательную воду повышает ее щелочность и замедляет процессы коррозии поверхностей нагрева. Схема автоматического регулирования ввода аммиака показана на рис. 10.17 (вариант *а*). Регулятор производительности *2* насоса-дозатора *4* получает сигнал по расходу питательной воды и действует по принципу импульсатора, т. е. увеличивает или уменьшает часто-

ту включения электропривода плунжерного насоса-дозатора и тем самым изменяет его производительность в зависимости от колебаний расхода питательной воды. Действие регулятора может корректироваться по сигналу датчика электропроводности питательной воды.

По тому же принципу осуществляется автоматическое регулирование ввода раствора гидразина, поглощающего остаточный кислород, не удаленный термическим деаэрированием (вариант *б*). Кроме того, гидразин

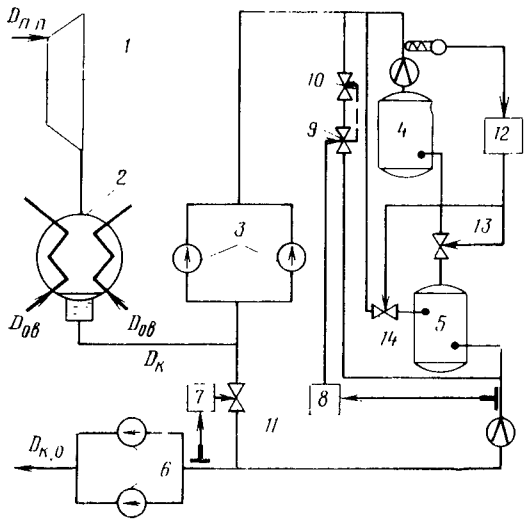


Рис. 10.18. Автоматизация конденсатоочистки.

восстанавливает окислы железа и меди и предотвращает образование их отложений на поверхности нагрева. В обеих системах предусматривается установка двух насосов-дозаторов: рабочего и резервного и возможность дистанционного регулирования с помощью задатчиков ручного управления *ЗРУ*.

Автоматическая коррекционная обработка питательной воды, производимая для обеспечения ее антикоррозионных свойств, ведет к повышению экономической эффективности работы энергоблоков. Например, для блоков 300 МВт снижение эксплуатационных затрат от внедрения автоматики составляет 15 тыс. руб. в год за счет увеличения срока безремонтной службы поверхно-

стей нагрева системы регенерации питательной воды [38].

Автоматизация установки для очистки конденсата. Современные блочные установки, как правило, оборудуются конденсатоочисткой (рис. 10.18) для предотвращения останова блока из-за ухудшения качества питательной воды вследствие присосов в нее охлаждающей воды в местах повреждения трубок в конденсаторе *2* турбины *1*. Установка для конденсатоочистки включается между конденсатными насосами первого *3* и второго *6* подъемов. Она состоит из химических фильтров двух ступеней: Н-катионитовых *5*, задерживающих взвеси окислов железа и растворенный в воде аммиак, и смешанного действия *4*, связывающих кремнекислоту. На конденсатоочистке устанавливают два регулятора давления (РД): «до себя» *7* и *8*. Регулятор давления защищает установку от создания вакуума на всасе конденсатных насосов второго подъема и действует на регулирующий клапан *9* на линии обвода фильтров и закрывает запорную задвижку *10*. При достижении давления конденсатора на всасе насосов *6* заданного значения рабочий регулятор давления *7* настраивается на поддержание бо́льшего избыточного давления на всасе насосов второго подъема по отношению к РД *8* и воздействует на регулирующий клапан *11* на линии обвода. Защитный регулятор *12* работает по сигналу температуры конденсата. Он направляет воду в обвод фильтров *4*, воздействуя на закрытие задвижки *13* и открытие задвижки *14*, при температуре конденсата перед фильтрами смешанного действия свыше 40°С.

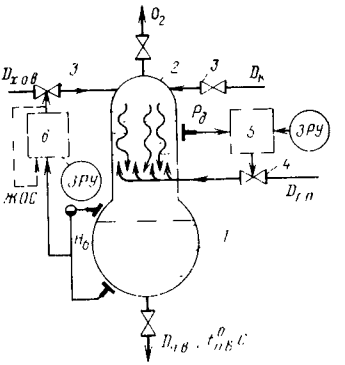


Рис. 10.19. Автоматическое регулирование деаэраторной установки.

Автоматическое регулирование деаэраторных установок. Деаэратор предназначен для удаления растворенного в питательной воде кислорода. В нижнюю часть деаэраторной головки, установленной над аккумуляторным

баком питательной воды, подводится греющий пар (рис. 10.19). Поток пара, стремясь к выходу в атмосферу, расположенному в верхней части головки, нагревает до температуры кипения движущуюся навстречу ему питательную воду. Выделившийся из воды в процессе кипения кислород вместе с излишками пара сбрасывается в атмосферу или расширитель. Для непрерывного нагрева и деаэрирования воды в деаэраторе поддерживаются избыточное давление пара $p_д$ и соответствующая ему температура насыщения $t_н$.

Схемы регулирования уровня воды $H_б$ в аккумуляторном баке *1* и избыточного давления пара в деаэраторной головке *2* изображены на рис. 10.19.

Входным сигналом П- или ПИ-регулятора уровня *6*, воздействующего на перемещение клапана *3* на линии химической очищенной воды, служит уровень воды $H_б$. Обычно регулятор уровня охватывается жесткой отрицательной обратной связью *ЖОС* по положению регулирующего клапана, способствующей стабилизации расхода воды. Входным сигналом регулятора давления *5*, который воздействует на регулирующую заслонку *4* на линии греющего пара, служит давление $p_д$. Из-за необходимости точного поддержания $p_д$ и $t_н$ регулятор давления должен реализовать ПИ-закон регулирования.

При параллельной работе группы деаэраторов регулятор давления и регулятор уровня воздействуют на соответствующие регулирующие клапаны на линиях общего подвода пара и химически очищенной воды.

10.4. Автоматизация теплофикационных установок

Автоматическое регулирование редукционно-охладительных установок (РОУ). В РОУ осуществляется понижение давления пара, пропускаемого через редукционный клапан, и понижение температуры за счет впрыска охлаждающей воды в коллектор редуцированного пара. С помощью РОУ резервируются промышленные и теплофикационные отборы паровых турбин, осуществляется связь между общими паропроводами ТЭС высокого и среднего давления. Для перепуска первичного пара в обвод турбин в случае их внезапного останова предусматриваются быстродействующие РОУ- БРОУ. В этом случае излишек пара от котлов сбрасывается через БРОУ в конденсатор турбины (см. рис. 2.1).

При наличии производственного потребителя, не допускающего перерывов в снабжении паром, промышленные отборы турбин резервируются 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 объекты регулирования РОУ и БРОУ представляют собой динамические системы с двумя входными регулирующими воздействиями: $D_{п.п}$ и $D_{п.в}$ и тремя регулируемыми величинами: $p_{р.п}$, $t_{р.п}$ и $D_{р.п}$. Функциональная схема этих связей показана на рис. 10.20,*а*.

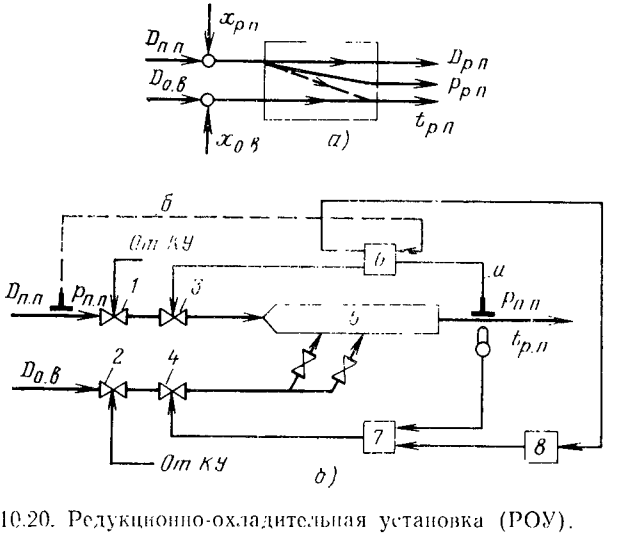


Рис. 10.20. Редукционно-охладительная установка (РОУ).
а — структурная схема связей между входными регулируемыми величинами; *б* — принципиальная схема АСР.

Динамические свойства РОУ по каналам $D_{п.п}$ -$t''_{р.п}$ и $D_{п.в}$—$t''_{р.п}$ определяются в основном инерционностью температурного датчика (термопары).

Кривые переходного процесса РОУ по давлению пара по каналу $D_{п.п}(N_{тг})$ $p''_{р.п}$ приведены на рис. 10.21.

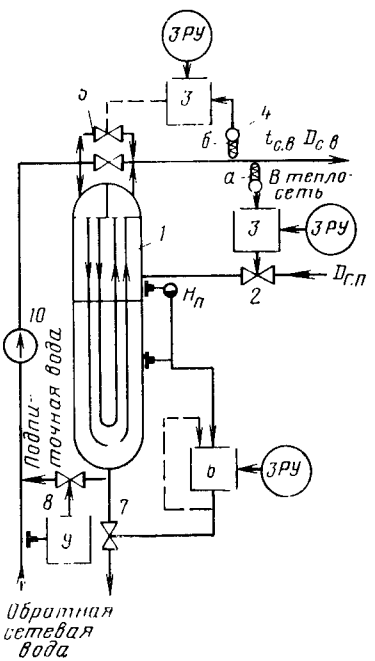
Сигнал по давлению редуцированного пара $p_{р.п}$ в коллекторе *5* (рис. 10.20) поступает на вход регулятора давления *6*, который воздействует на перемещение парового редукционного клапана *3*, осуществляя принцип регулирования давления «после себя» (рис. 10.20.*б*, вариант *а*).

Входным сигналом регулятора температуры *7* служит $t_{р.п}$, в зависимости от которой он перемещает регули-

рующий 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 открываются 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 представляет собой 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



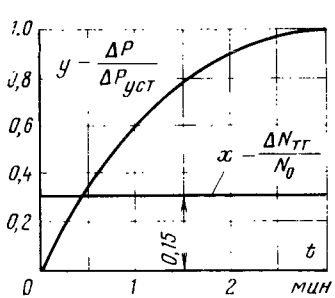


Рис. 10.21. Кривая разгона РОУ по давлению пара при возмущении расходом перегретого пара $D_{п.п}$ (регулирующими клапанами турбины $N_{тг}$).

Рис. 10.22. Подогреватель сетевой воды (принципиальная схема АСР).

1 — корпус подогревателя; *2* — регулирующая заслонка; *3* — регулятор температуры; *4* — термоприемники; *5* — регулирующий клапан на линии обвода; *6* — регулятор уровня конденсата; *7*, *8* — регулирующие клапаны; *9* — регулятор давления обратной сетевой воды; *10* — сетевой насос.

пара в конденсатор при внезапных сбросах электрической нагрузки турбогенератора, быстродействующие клапаны открываются 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» (вариант *б*). Его входным сигналом служит давление пара перед редукционным клапаном.

Автоматическое регулирование подогревателей сетевой воды. Подогреватель теплофикационной сетевой воды предназначен для ее подогрева до требуемой температуры, значение которой задается в зависимости от температуры наружного воздуха. Подогреватель представляет собой поверхностный теплообменник *1* (рис. 10.22), по змеевикам которого с помощью сетевого насоса *10* прокачивается вода. Снаружи змеевики обогреваются паром. Источником греющего пара обычно служат отборы паровых турбин или резервирующие их РОУ. Основной регулируемой величиной подогревателя является температура прямой сетевой воды $t_{с.в}$, которую требуется поддерживать на заданном уровне с высокой точностью, диктуемой в основном условиями экономичной работы теплофикационных турбин.

Другой регулируемой величиной является уровень конденсата греющего пара в корпусе подогревателя $H_{п}$. Его следует поддерживать вблизи среднего значения по условиям оптимального теплообмена в подогревателе и опасности заброса воды в трубопровод греющего пара.

Сетевая вода циркулирует обычно по замкнутому контуру: *насос — подогреватель — тепловая сеть — насос.* При этом неизбежные потери в тепловой сети восполняются за счет подпиточной воды, которая поступает на всас сетевых насосов благодаря некоторому избыточному давлению. Потери воды в сети имеют характер случайных и неконтролируемых возмущений. Поэтому желательно предусматривать автоматическое регулирование расхода подпиточной воды в зависимости от давления обратной сетевой воды.

Подогреватель как объект регулирования разделяется на три самостоятельных участка: температуры прямой сетевой воды $t_{с.в}$, уровня конденсата в корпусе $H_{п}$ и давления обратной сетевой воды $p_{с.в}$.

Регулирование температуры прямой сетевой воды может осуществляться тремя способами. При первом способе (рис. 10.22) регулятор температуры *3* получает сигнал по $t_{с.в}$ и воздействует на перемещение регулирующей заслонки *2* на трубопроводе греющего пара. Судя по графику $t_{с.в}=f(t)$ (рис. 10.23), этому участку свойственна значительная инерция. Для обеспечения требуемой точности поддержания значений регулируемой величины при этом варианте могут потребоваться относительно большие перемещения регулирующей заслонки, что может привести к существенным колебаниям давления пара источника. Чтобы избежать этого, температуру прямой сетевой воды можно регулировать перепуском части обратной сетевой воды через клапан *5* в обвод подогревателя в трубопровод прямой сетевой воды, т. е. путем смешения подогретого и холодного потоков сетевой воды (рис. 10.22, вариант *б*).

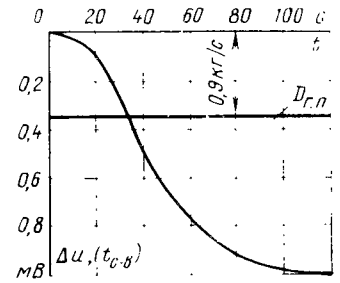


Рис. 10.23. Кривая разгона подогревателя по температуре сетевой воды по каналу регулирующего воздействия.

Второй способ регулирования, кроме уменьшения инерционности регулируемого участка, позволяет сохранить неизменный расход греющего пара и тем самым способствует стабилизации давления в теплофикационных отборах турбины. Однако этот метод не экономичен и эффективен лишь при значительных перепадах температур обратной и прямой сетевой воды (не менее 20—30°С). Для регулирования $t_{с.в}$ обычно используются ПИ-регуляторы с автоматическим или ручным изменением задания в зависимости от температуры наружного воздуха.

В третьем наиболее экономичном способе регулирование $t_{с.в}$ происходит путем изменения давления пара в теплофикационном отборе при полностью открытой регулирующей заслонке *2*. Давление пара в отборе изменяется с помощью системы регулирования паровой турбины и специального автоматического задатчика температуры, действующих в зависимости от электрической

нагрузки турбогенератора и температуры наружного воздуха.

Регулирование уровня осуществляется регулятором *6*. Его входными сигналами служат уровень конденсата в корпусе и положение регулирующего органа. Регулятор воздействует на открытие или закрытие клапана *7* на линии слива конденсата.

Расход подпиточной воды стабилизируется регулятором *9*, работающим по принципу регулирования давления «после себя». Он воздействует на клапан *8*, установленный на трубопроводе подпитки.

Автоматическое регулирование пиковых водогрейных котлов. Подогрев сетевой воды свыше $t_{с.в}=104°C$, соответствующей температуре насыщения при максимальном давлении в теплофикационном отборе, осуществляется по двухступенчатой схеме: вначале сетевыми подогревателями, а в диапазоне температур 104 -150°С пиковыми водогрейными котлами, которые работают на газе или мазуте и естественной тяге. Пуск котлов производится с помощью растопочных горелок по сигналу наличия 30% расхода сетевой воды через контур. Регулирование температуры сетевой воды на выходе водогрейных котлов осуществляется либо дистанционно по графику тепловой нагрузки, либо автоматически в зависимости от температуры наружного воздуха. В обоих случаях регулирующим воздействием являются включение и отключение части рабочих горелок.

Для стабилизации работы горелочных устройств на котле устанавливается регулятор давления газа или мазута «до себя», воздействующий на соответствующую заслонку или клапан на общей линии подвода топлива. Регулирование разрежения вверху топки осуществляется с помощью автоматического регулятора разрежения, воздействующего на положение газового шибера перед дымовой трубой (см. рис. 8.12).

10.5. Автоматизация вспомогательных установок паровой турбины

Автоматическое регулирование подачи пара на лабиринтовые уплотнения. Лабиринтовые уплотнения устанавливаются 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

переменным. При этом значение давления зависит от нагрузки и может оказаться выше или ниже атмосферного. Это вынуждает снабжать устройство подачи пара к уплотнениям автоматической системой регулирования (рис. 10.24).

Камеры уплотнения *2*, *2'* и *3*, *3'* находятся под избыточным давлением, подводимым от внешнего источника. Обычно используется пар переднего уплотнения турбины *1*, находящегося под давлением, или греющий пар деаэраторов.

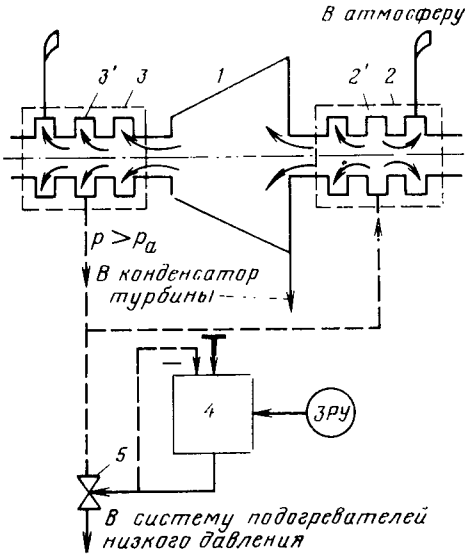


Рис. 10.24. Система регулирования давления пара в лабиринтовых уплотнениях турбины.

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

Автоматическое регулирование уровня воды в конденсаторе. Среднее значение уровня воды в конденсаторе должно поддерживаться по возможности постоянным независимо от расхода пара через турбину или режима ее работы (теплофикационного или конденсационного).

Стабилизация уровня необходима по условиям устойчивой работы конденсатных насосов и эжекторов.

Положение уровня регулируется путем изменения производительности конденсатных насосов. Нижний предел производительности насосов задается минимальным пропуском конденсата через эжекторы и систему регенеративных подогревателей. Поэтому при малых нагрузках турбины часть конденсата с напорной стороны конденсатных насосов должна вновь сбрасываться в конденсатор. С учетом этого требования и выполняется система регулирования уровня воды в конденсаторе, принципиальная схема которой изображена на рис. 10.25.

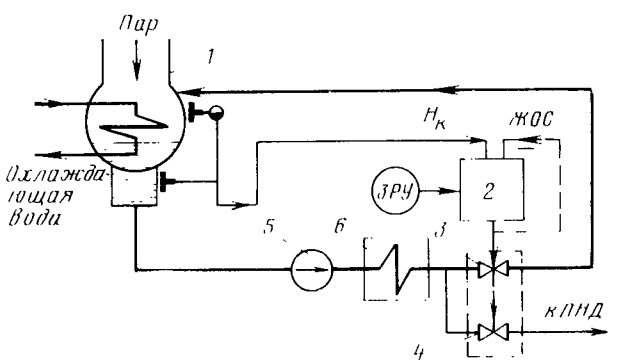


Рис. 10.25. Система регулирования уровня конденсата в конденсаторе турбины.

Как объект регулирования уровня конденсатор *1* представляет собой герметический бак с насосом на стоке. Динамика объекта описывается уравнением (2.5б), т. е. он не обладает свойством самовыравнивания. Регулирование уровня воды осуществляется путем изменения производительности конденсатных насосов *5* при воздействии на двухпоточный клапан (*3* или *4*).

При снижении уровня вследствие сброса нагрузки турбины рабочий клапан *4* закрывается, но обеспечивает требуемый нерегулируемый пропуск воды в системе охлаждения эжекторов *6* и регенеративных подогревателей. При дальнейшем снижении уровня начинает открываться 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 $H_к$ и по положению регулирующего органа ЖОС.

Глава одиннадцатая

АВТОМАТИЗАЦИЯ ЭНЕРГЕТИЧЕСКИХ БЛОКОВ

11.1. Характеристики объектов и способы регулирования

Ядро современной энергетики составляют энергетические блоки мощностью 300, 500, 800 и 1200 МВт. Концентрация выработки электроэнергии на крупных блочных ТЭС способствует внедрению высокоавтоматизированных систем управления с использованием современных средств вычислительной техники.

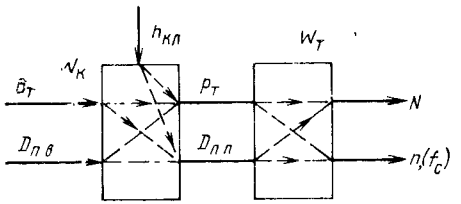


Рис. 11.1. Схема связей между входными (регулирующими) воздействиями и основными регулируемыми величинами энергоблока.

Современный энергетический блок включает один (моноблок) или два (дубль-блок) котла и турбогенератор с их вспомогательными установками. Блок связывается с энергетической системой отдельным электрическим трансформатором. Котлы блочных ТЭС (прямоточные или барабанные), как правило, не соединяются 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 (см. рис. 2.1).

Главной задачей регулирования энергоблока является выработка заданного количества электроэнергии в каждый момент времени при минимуме расхода топлива на выработанный киловатт-час или же достижение заданных показателей экономичности, определяемых уравнениями (2.32)—(2.34)

Основными регулирующими воздействиями блочной установки являются перемещения регулирующих орга-

нов подачи топлива и питательной воды $D_{п.в}$ 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. Схема связей между входными (регулирующими) воздействиями и выходными величинами изображена на рис. 11.1.

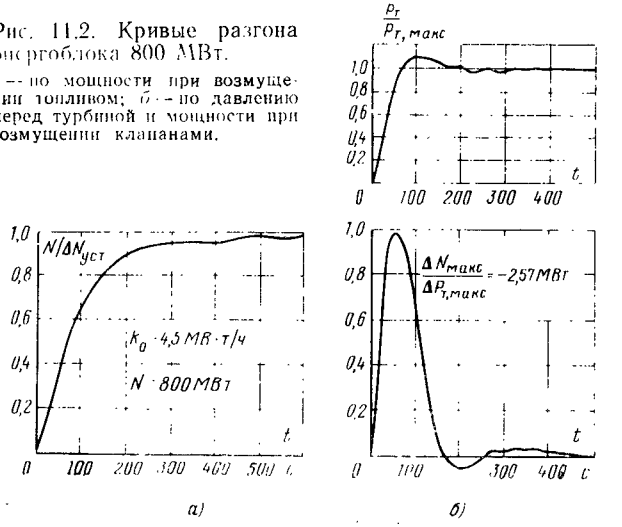


Рис. 11.2. Кривые разгона энергоблока 800 МВт.

а — по мощности при возмущении топливом; *б* — по давлению перед турбиной и мощности при возмущении клапанами.

Кроме того, на энергоблоке имеется большое количество промежуточных параметров, требующих непрерывной стабилизации для обеспечения нормальной работы (температура пара по тракту, разрежение вверху топки, уровни воды в барабане, подогревателях, конденсаторе и др.).

Динамика энергоблока по важнейшим каналам регулирующих воздействий определяется уравнением (2.6). Типичная кривая разгона энергоблока по каналу *топливо — мощность* приведена на рис. 11.2,*а*; по каналу *клапаны* (давление) *- мощность* — на рис. 11.2,*б*.

Основной способ регулирования активной мощности турбогенератора основан на передаче воздействий по каналу *клапаны — мощность*. Он осуществляется путем перемещения регулирующих клапанов турбины $h_{кл}$ под действием регулятора частоты вращения (поз. *2* на рис. 8.5) или электрического синхронизатора турбины (поз. *5* на рис. 8.5). Другой способ основан на передаче

воздействий по каналу *давление — мощность* путем изменения начального давления пара перед турбиной. Регулирующим воздействием в этом случае служит изменение подачи топлива в топку. К этому же способу относится работа блока на скользящих параметрах пара при развороте блока 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 изменение частоты сети, а затем за счет действия АСР энергоблоков с некоторым отставанием производится соответствующее изменение вырабатываемой мощности. При этом важнейшей характеристикой блоков с точки зрения регулирования частоты и мощности является приемистость, которая характеризует способность блока изменять тепловую нагрузку и электрическую мощность в переходных режимах вслед за изменением задания по мощности.

Приемистость энергоблока в целом обычно оценивается по формуле

$$П = \frac{\int_0^{t_з} \Delta N_ф dt}{\int_0^{t_з} \Delta N_з dt}, \qquad (11.1)$$

где $\Delta N_ф$, $\Delta N_з$ — приросты соответственно фактической и заданной мощности; 0 $t_з$ — заданный промежуток времени (отрезок времени на диспетчерском графике электрической нагрузки).

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 путем введения дополнительных форсирующих сигналов. Кроме того, в технологической схеме блочной установки в качестве дополнительных источников пароснабжения турбины можно использовать греющий пар регенеративных ПНД, подача которого в систему ПНД будет прекращаться по сигналу набора нагрузки.

При сбросах электрической мощности, наоборот, появляется опасность чрезмерного повышения давления первичного пара. При значительных сбросах нагрузки лишний пар может быть сброшен в конденсатор турбины через автоматически включающиеся БРОУ.

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

11.2. Режимы работы энергоблоков и системы регулирования

Анализ существующих графиков электрической нагрузки позволяет выделить две характерные составляющие: первая — *постоянная* (последовательность *стабильных уровней*); вторая — *колебательная* [39]. 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 осуществляется по принципу поддержания постоянства тепловой нагрузки котла. При этом внутренние возмущения устраняются системами регулирования подачи топлива или питательной воды, а внешние регулятором давления пара *РД*

«до себя», действующим на регулирующие клапаны через механизм управления турбиной (МУТ) (см. рис. 8.5).

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 набросах 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:

1) непрерывное поддержание соответствия производства и потребления электроэнергии при устойчивой работе электростанций и энергоблоков;

2) распределение переменного задания по нагрузке между отдельными энергоблоками при существующих издержках производства (расход топлива, себестоимость электроэнергии и др.);

3) 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.

В целях увеличения приемистости энергоблоков в регулирующем режиме добиваются повышения быстродействия их АСР. Для этого предусматривается введение формирующих сигналов, подаваемых на вход регуляторов мощности турбин и котлов [4, 40, 41]. Для энерго-

блоков, участвующих в регулировании перетоков мощности, блочные АСР дополняют регулятором перетока, действующим по разности сигналов задания по перетоку и фактической активной мощности $N_{з.пер}$—$N_{ф}$ [42].

Ниже в качестве примеров рассматриваются различные варианты существующих схем АСР мощности блочных установок, участвующих в регулировании частоты и активной мощности энергетической системы.

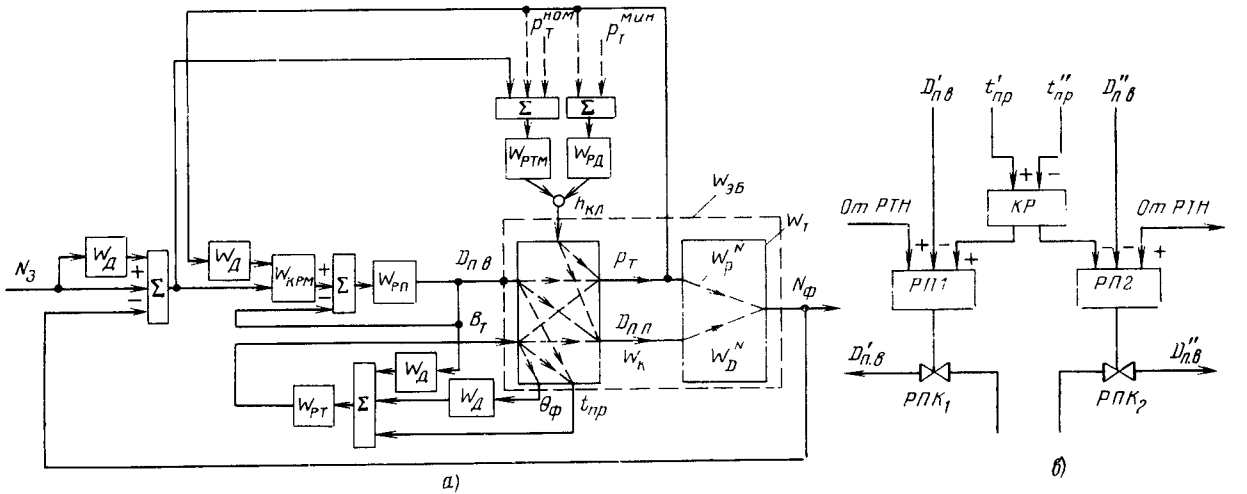
Структурная и функциональная схемы АСР для блока 300 МВт, работающего на пылеугольном топливе, с котельным и турбинным регуляторами мощности показаны соответственно на рис. 11.3,*а*, *б*. Основным входным сигналом котельного регулятора мощности *КРМ* служит разность заданного и фактического значений мощности $N_{з}$—$N_{ф}$. Для улучшения динамики регулирования котла по мощности предусматриваются дополнительные сигналы по скорости изменения давления пара $p_{т}$ и заданной мощности $N_{з}$, формируемые с помощью дифференциаторов *Д*. *КРМ* состоит из регулирующего прибора и интегратора, который одновременно служит задатчиком по мощности для регулятора питания *РП* котла водой. В рассматриваемом случае *РП* выполняет функции регулятора тепловой нагрузки, работающего по схеме *задание — вода* и описанного в § 9.1 (см. рис. 9.4,*а*). Регулирование температурного режима первичного тракта осуществляется регулятором топлива *РТ*, действующим по основному сигналу $t_{пр}$ и дополнительным сигналам $d0_{ф}/dt$ и $dD_{п.в}/dt$, формируемым с помощью дифференциаторов.

На случай возникновения температурного перекоса на выходе первичного тракта прямоточного котла предусматривается регулятор выравнивания температур пара по ниткам. Назначение последнего состоит в автоматическом распределении расходов воды по ниткам в зависимости от небаланса температур $t'_{пр}$—$t''_{пр}$ на выходе промежуточных поверхностей нагрева первичного пароводяного тракта (сигнал по температуре пара в промежуточной точке тракта для АСР подачи топлива в этом случае формируется на выходе последующих поверхностей нагрева по ходу пара).

Один из вариантов функциональной схемы АСР для этого случая показан на рис. 11.3,*в*. Внутренние возмущения, приводящие к перекосу температур, будут компенсироваться с помощью корректирующего регулятора *КР*, изменяющего задания ведомым регуляторам распределения воды по ниткам *РП1* и *РП2* с разным знаком. При этом суммарный расход питательной воды на котел не изменится. При внешнем возмущении — изменении сигнала задания по нагрузке на энергоблок, формируемого на выходе регулятора тепловой нагрузки (РТН), *РП1* и *РП2* будут однозначно изменять расходы воды в паровой котел по своим ниткам, воздействуя на $РПК_1$ и $РПК_2$.

Турбинный регулятор мощности (ТРМ) может работать в различных режимах. При нагрузках, близких к максимальной, основным сигналом ТРМ служит $p_{т}$— $p_{т}^{ном}$(см. рис. 11.3,*б*, вариант *I*), в регулирующем режиме $N_{з}$—$N_{ф}$. При этом предусматривается упреждающий сигнал $dN_{з}/dt$, формируемый дифференциатором и способствующий повышению приемистости блока в целом (рис. 11.3,*б*, вариант *II*).

Структурная и функциональная схемы АСР мощности для газомазутного блока 800 МВт с общеблочным регулятором мощности


$p_т^{ном}$
$p_т^{мин}$
Σ
Σ
$W_{РТМ}$
$W_{РД}$
$W_{Эб}$
$n_{КЛ}$
$N_З$
$W_Д$
$W_Д$
$W_{КРМ}$
Σ
$W_{РП}$
$D_{П\,В}$
$p_т$
W_p^N
W_1
$N_Ф$
$B_т$
$D_{П\,П}$
W_k
W_D^N
$W_Д$
$W_Д$
$W_{РТ}$
Σ
$\theta_Ф$
$t_{ПР}$
а)
$D'_{П\,В}$
$t'_{ПР}$
$t''_{ПР}$
$D''_{П\,В}$
От РТН
КР
От РТН
РП1
РП2
$D'_{П.В}$
$D''_{П.В}$
$РПК_1$
$РПК_2$
б)

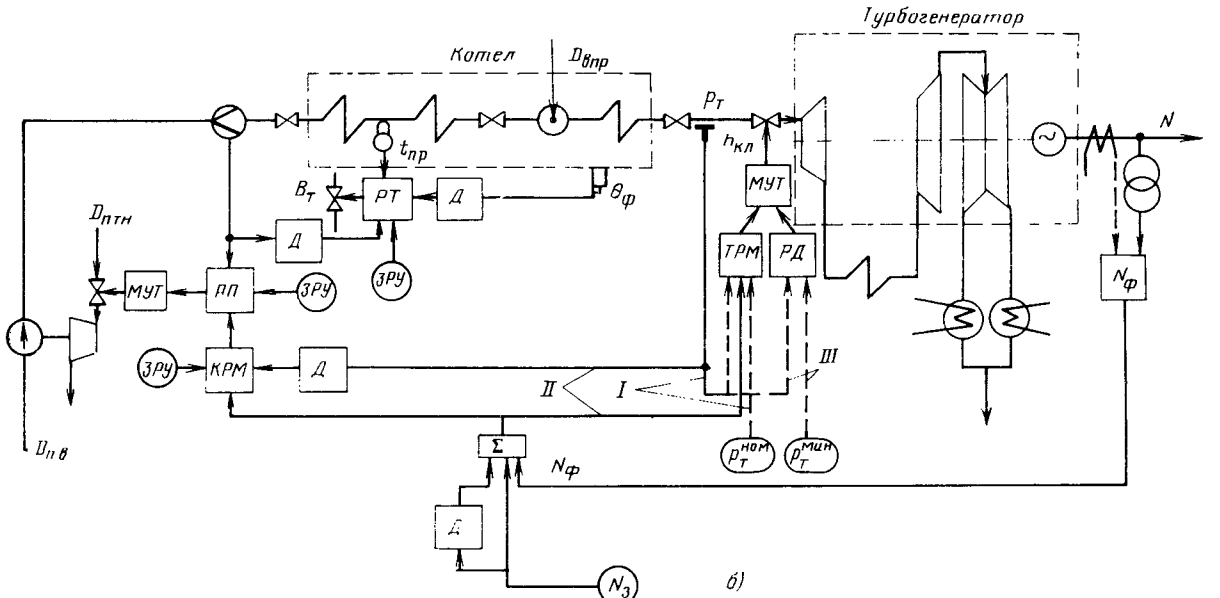


Рис. 11.3. Регулирование мощности блочной установки 300 МВт.

а — структурная схема; *б* — функциональная схема. *I* — базовый режим; *II* — регулирующий режим; *III* — режим ограничения по давлению $p_т^{мин}$; *в* — функциональная схема АСР по выравниванию перекоса температур по полупотокам.

РМ показаны соответственно на рис. 11.4 и 11.5. Входным сигналом *РМ* служит разность заданного и фактического значений мощности $N_з - N_ф$.

На прямоточных паровых котлах энергоблоков мощностью 500 и 800 МВт устанавливаются по два ПТН производительностью 50% каждый. Питательная вода поступает в котел по двум потокам. Ее общий расход регулируется с помощью $МУТ_1$ и $МУТ_2$, управляемых регулятором питания через блок переключения воздействий (на схеме не показаны).

Функции турбинного регулятора мощности осуществляются регулятором давления пара перед турбиной *РД*, который может рабо-

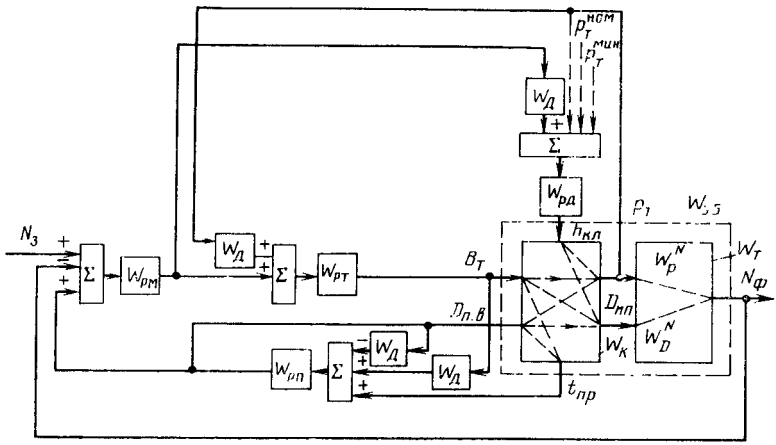


Рис. 11.4. Структурная схема АСР мощности блочной установки 800 МВт.

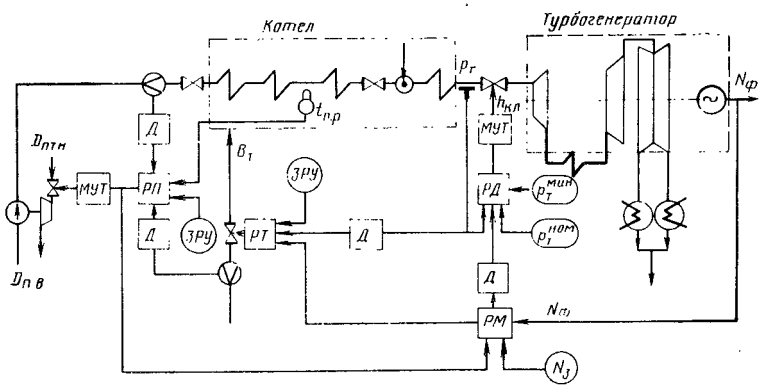


Рис. 11.5. Функциональная схема АСР мощности энергоблока 800 МВт.

тать в двух режимах: при нагрузках, близких к максимальной, — в режиме поддержания номинального значения $p_т^{ном}$; при наличии ограничения на снижение $p_т$ — в режиме поддержания $p_т^{мин}$.

В отличие от АСР блока, изображенной на рис. 11.3,*а*, котельные регуляторы питания *РП* и топлива *РТ* меняются местами, что является типичным решением для АСР блоков с прямоточными котлами, работающими на газомазутном топливе (см. рис. 9.8). Кроме того, для повышения приемистости блока в целом предусматривается воздействие скоростного сигнала по давлению пара $p_т$ (на вход *РТ*) и заданной мощности $N_э$ (на вход *РД*).

11.3. Регулирование активной мощности группы энергоблоков

Колебание электрической нагрузки вызывает изменение частоты электрической сети, которое воспринимается регуляторами частоты вращения турбин, действующими на положение паровпускных клапанов. Распределение нагрузки между турбогенераторами зависит от статических характеристик регуляторов (рис. 11.6) и характеризуется коэффициентом статизма, %:



Рис. 11.6. Статическая характеристика регулятора частоты вращения (мощности) турбогенератора.

$$\delta = \frac{n_{макс} - n_{мин}}{n_{макс}}. \quad (11.2)$$

Обычно δ находится в пределах 1,5—3%. Турбины с более пологой статической характеристикой регуляторов воспринимают большие колебания нагрузки при одном и том же изменении частоты Δn ($\Delta N_{г1} < \Delta N_{г2}$).

Регулирование мощности с помощью регуляторов частоты вращения называется *первичным* регулированием. Статическая точность первичного регулирования определяется выражением

$$\Delta N_э = \frac{\Delta f_{ош} + \Delta f_р}{\delta} N_э^{ном}, \quad (11.2а)$$

где $\Delta f_{ош}$ — статическая ошибка промышленного регулятора по частоте; $\Delta f_р$ — зона нечувствительности; δ — коэффициент статизма [см. (11.2)], $N_э^{ном}$ — номинальная мощность агрегата.

Для $\Delta f_{ош} = \Delta f_р = 0{,}1\%$ и $\delta = 1{,}5 \div 3\%$ значение $\Delta N_э = (0{,}066 \div 0{,}133) N_э^{ном}$.

Однако вышеописанный способ регулирования, отличающийся низкой точностью и допускающий самопроизвольное изменение электрической нагрузки отдельных турбоагрегатов при колебаниях частоты сети, нельзя считать удовлетворительным. В особенности это относится к ТЭС с большим числом агрегатов, участвующим в регулировании перетоков мощности по линиям электропередач системы. Распределение нагрузок между отдельными агрегатами станции в этом случае тесно связано с экономичностью их работы, а персонал ТЭС (дежурный инженер) не в состоянии быстро рассчитать оптимальное распределение нагрузок с учетом потребностей энергетической системы. В связи с недостатками одного первичного регулирования и сложностью управления мощностью большой группы энергоблоков по условиям экономичности разработаны общестанционные автоматические системы регулирования частоты и активной мощности (АСРЧМ). Последние являются надстройкой над АСР мощности энергоблоков и отдельных его агрегатов. Они действуют по сигналам задания от вышестоящей системы управления и осуществляют *вторичное* регулирование частоты и активной мощности.

Формирование сигналов задания $N_з$ для блочных подсистем управления происходит на верхнем уровне АСУ ТП ТЭС.

В качестве примера на рис. 11.7 приводится функциональная схема АСРЧМ, состоящей из нескольких взаимодействующих устройств. АСРЧМ в целом предусматривает участие энергоблоков в покрытии плановой $N_{з.пл}$ и внеплановой $N_{з.внпл}$ составляющих суммарной электрической нагрузки ТЭС. Значение $N_з$ для всех блоков ТЭС вначале формируется с помощью общестанционного регулятора внеплановой мощности *РВМ*, который реализуется на основе регулирующего прибора *РП* с интегратором на выходе. На вход *РП* поступает внеплановая составляющая активной мощности от АСДУ ЭС $N'_{з.внпл}$ и суммарный сигнал обратной связи от внеплановых составляющих активной мощности, отработанных отдельными энергоблоками $\sum_{i=1}^{n} (N''_{отз} - N_{з.пл} - \Delta N_{з.эк})_i$. Выходной сигнал интегратора *РВМ* через делители α_1, α_2, ..., α_i, ..., α_n поступает на ОТЗ энергоблоков и определяет долю участия каждого из них в покрытии внеплановой составляющей активной мощности $N''_{з.внпл}$, поступающей от АСУ ТП ТЭС. Заданное значение плановой составляющей мощности формируется в специальном устройстве *ЗПМ*, используемом для управления энергоблоком в режиме изменения активной мощности по графику нагрузки. Текущее значение нагрузки $N_{з.пл}$ формируется по сигналам заданной конечной мощности и заданной скорости изменения нагрузки $dN_з/dt$, которые могут устанавливать-

ся непосредственно персоналом энергоблока по любому индивидуальному закону.

Темп изменения $N_{э,пл}$ устанавливается импульсатором (регулирующим прибором релейно-импульсного действия) с интегратором на выходе. Скважность управляющих импульсов пропорциональна $dN_э/dt$. Воздействия импульсатора блокируются при наличии технологических ограничений.

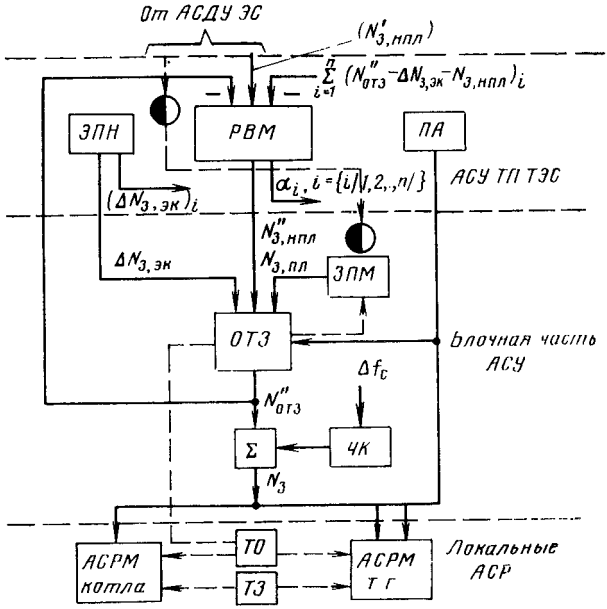


Рис. 11.7. Функциональная схема АСРЧМ блочной тепловой электростанции.

Суммарный сигнал с выходов *РВМ* и *ЗПМ* корректируется устройством экономичного распределения нагрузок между энергоблоками *ЭПН*, которое может быть реализовано в УВК АСУ ТП ТЭС на основе алгоритмов оптимального распределения нагрузок, составленных в соответствии с условием равенства относительных приростов ε_i [см. уравнение (2.48а)]. Алгебраическая сумма сигналов $N_{э,пл}$ и $N_{э,нпл}$, скорректированная устройством *ЭПН*, вырабатывающим сигнал коррекции $N_{э,эк}$, поступает на вход ограничителя темпа задания мощности *ОТЗ*, который предназначен для ограничения результирующего сигнала $N_э$ в динамике. Ограничитель темпа реализуется с помощью обычного регулирующего прибора с интегратором на выходе. При наличии ограничений предусматривается устройство, вырабатывающее соответствующий сигнал. Например, при ограничении по термическому напряжению металла турбины используется сигнал по положению регулирующих клапанов, измеренный тем или иным способом и пропущенный через дифференциатор. Выходной сигнал устройства ограничения сравнивается с ма-

ксимальным допустимым значением. В случае превышения последнего срабатывает устройство блокировки, разрывающее цепь управления интегратора на выходе *ОТЗ*. Вследствие этого сигнал по $N_э$ на выходе *ОТЗ* останется неизменным, несмотря на рост суммарного сигнала на входе. При отсутствии ограничения сигнал на выходе *ОТЗ* отслеживает сумму сигналов $N_{э.пл}+N_{э.нпл}+N_{э.эк}$ и дополняется сигналом с выхода частотного корректора *ЧК*, пропорциональным отклонению частоты сети Δf_c. Суммарный сигнал задания $N_э$ поступает на вход котельного и турбинного регуляторов мощности (КРМ и ТРМ).

Система формирования сигнала мощности $N_э$ в АСРЧМ увязывается с технологическим ограничением *ТО* и работой тепловых защит *ТЗ*.

При возникновении технологических ограничений, препятствующих отработке сигнала $N_э$ в статике, последние могут быть учтены в соответствии с рекомендациями § 2.4 (см. рис. 2.15). Для этого осуществляется переход на регулирование по ограничивающему параметру с поддержанием его на предельно допустимом уровне при минимальном рассогласовании между $N_ф$ и $N_э$. Так, например, ввод ограничений на снижение $p_т$ до $p_т^{мин}$ осуществляется заменой суммарного входного сигнала АСРМ турбины по мощности и давлению на сигнал $p_т - p_т^{мин}$. Для этого устанавливается дополнительный регулятор давления пара перед турбиной *РД*, действующий по принципу «до себя» (см. рис. 11,3,*б*, вариант *III*).

При ограничениях на регулирующие воздействия котла определяющим принимается принцип регулирования параметра, поддержание которого обеспечивается воздействием, достигшим предела.

Например, при исчерпании диапазона регулирующего воздействия по количеству подаваемого в топку воздуха с целью поддержания его заданного избытка $\alpha_т$ не следует увеличивать расход топлива на данный котел и тем самым поднимать его паровую нагрузку и электрическую мощность блока в целом. При этом ограничение $N_э$ достигается путем блокирования контактов «больше» в цепи управления интегратором на выходе *ОТЗ*.

При срабатывании *ТЗ*, действующих, например, на частичную разгрузку энергоблока, АСРЧМ ТЭС отключается от данного блока с помощью специального промежуточного реле. АСРМ котла и турбины переводятся на уровень значений $N_э$, заданный тепловой защитой (например, снижение до 60% максимальной нагрузки и др.).

Кроме того, предусматривается связь АСРЧМ ТЭС с противоаварийной системой релейной защиты энергосистем. Связь осуществляется путем воздействия противоаварийной автоматики *ПА* на цепь управления интегратора на выходе *ОТЗ*. Новый уровень $N_э$ для АСРМ котла и турбины устанавливается в соответствии с заданным по условиям устойчивой и безопасной работы ЭС [4, 42].

Управление активной мощностью группы энергоблоков АСРЧМ при отсутствии сигналов от *ТЗ* и *ПА*, имеющих абсолютный приоритет, протекает следующим образом. Мощность каждого энергоблока устанавливается в соответствии с графиком электрической нагрузки с помощью ЗПМ. График дополняется внеплановым изменением составляющей активной мощности по сигналам от АСДУ, имеющей относительный приоритет.

Затем проводится перераспределение активной мощности по условиям экономичности их работы от ЭПН. Все изменения сигнала задания активной мощности, как плановой, так и неплановой, проходят через *ОТЗ* и дополняются корректирующим сигналом по частоте с выхода *ЧК*. Результирующий сигнал $N_з$ поступает на вход АСРМ отдельных блоков [4, 42].

11.4. Способы и средства автоматического регулирования напряжения и реактивной мощности электрических генераторов

Общие положения. Для обеспечения устойчивой работы системы в ней должен соблюдаться баланс мощностей

$$N_с = N_а + N_р, \tag{11.3а}$$

где $N_с$ — полная мощность энергосистемы; $N_а$ — активная мощность, выработанная генераторами ЭС; $N_р$ — реактивная мощность, выработанная генераторами и другими устройствами ЭС.

В свою очередь

$$\left.\begin{aligned} N_а &= N_{а,н} + \Delta N_а; \\ N_р &= N_{р,н} + \Delta N_р, \end{aligned}\right\} \tag{11.3б}$$

где $N_{а,н}$ и $N_{р,н}$ — активная и реактивная нагрузки ЭС; $\Delta N_{а,н}$ и $\Delta N_р$ — потери активной и реактивной мощностей.

Из (11.3а) и (11.3б) следует, что балансы активной и реактивной мощностей связаны между собой. Однако изменения параметров ЭС по частоте, суммарной нагрузке и напряжению лежат в узких пределах и поддержание балансов активной и реактивной мощностей можно рассматривать как автономные задачи. Это позволяет регулировать активную мощность с помощью энергоносителя (расхода пара или его давления), а реактивную мощность изменять с помощью тока возбуждения синхронных генераторов электроэнергии или же с помощью специальных компенсирующих устройств (синхронных компенсаторов, батарей конденсаторов и др.).

Нарушение баланса активной мощности ведет к изменению частоты в ЭС, а реактивной — к отклонению напряжения от номинального значения. ГОСТ 13.109.67 «Нормы качества электрической энергии у ее приемников, присоединенных к электрическим сетям общего на-

значения» допускает отклонения напряжения для большинства потребителей не более чем на $\pm 5\%$ $U_{ном}$.

Это связано с тем, что напряжение источников энергии влияет на экономичность работы электроприемников (потребителей) и в конечном итоге на фактические показатели общего расхода электроэнергии. В связи с огромными масштабами выработки и потребления энергии в стране автоматическое регулирование и поддержание напряжения источников на заданном уровне является важной народнохозяйственной задачей и одной из главных функций АСУ ТП ТЭС.

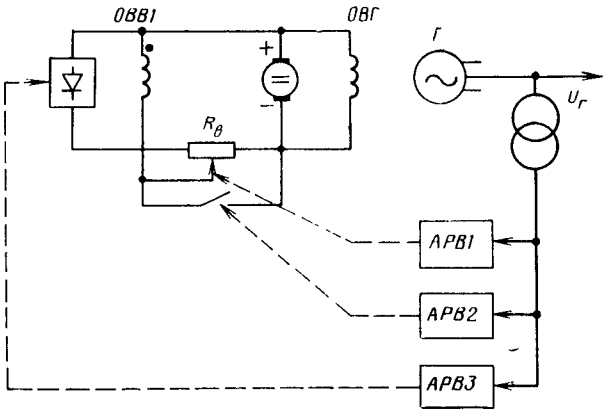


Рис. 11.8. Электромашинная система регулирования возбуждения. *ОВВ1* — обмотка возбуждения возбудителя; *ОВГ* — обмотка возбуждения генератора.

Обычно напряжение регулируется на выходе отдельных генераторов, общих шинах станции и в узловых точках распределительных сетей.

Рассмотрим способы регулирования напряжения на выходе (шинах) генераторов $U_г$ и общих шинах электростанций $U_ш$. Процесс регулирования напряжения состоит в следующем. Изменение тока возбуждения в обмотке ротора генератора приводит к изменению его ЭДС и $U_г$.

У генераторов, включенных на общие шины электростанции, изменение возбуждения одного из них приводит к перераспределению реактивных нагрузок $N_р$ между работающими генераторами.

В конечном итоге совместные действия индивидуальных устройств регулирования возбуждения генераторов

электростанции, работающей в энергетической системе, определяют напряжение на шинах станции $U_{ш}$ и суммарное значение вырабатываемой реактивной мощности.

Способы и средства регулирования напряжения на выходе генератора. Комплекс технических устройств, предназначенных для обеспечения возбуждения синхронной машины в нормальных и аварийных режимах, составляет так называемую систему возбуждения. Ее основными элементами служат возбудитель, питающий постоянным током обмотку возбуждения синхронной машины, и автоматический регулятор возбуждения (АРВ).

В качестве примеров рассмотрим два типа систем возбуждения:

а) электромашинная система с вращающимся возбудителем постоянного тока, находящимся на одном валу с генератором (рис. 11.8). Регулирование возбуждения в этой системе осуществляется изменением сопротивления $R_в$ в цепи основной обмотки возбуждения *ОВГ*. Автоматический регулятор возбуждения *АРВ1* дейсгвует по сигналу отклонения напряжения $U_г$ от заданного значения: *АРВ3* осуществляет дополнительное регулирование по основной обмотке возбуждения *ОВВ1*;

б) бесщеточная система с обмоткой возбуждения, расположенной на статоре турбогенератора (рис. 11.9). Изменение возбуждения в этой системе осуществляется через вращающийся вместе с ротором генератора полупроводниковый выпрямитель *ВВ*, питаемый от трехфазного генератора. Обмотки переменного тока *В*, расположенные на роторе, образуют с вращающимся выпрямителем бесщеточный возбудитель *БЩВ*. Регулирование *БЩВ* осуществляется путем изменения переменного напряжения, подводимого к рабочей обмотке возбуждения *ВР* от индукторного генератора (подвозбудителя *ПВ*), с частотой 500 Гц, в свою очередь изменение этого напряжения осуществляется управляемыми вентилями (тиристоров) *ВУР* путем изменения моментов отпирания вентилей по сигналу от *АРВ*.

БЩВ применяется для турбогенераторов большой мощности.

Промышленные автоматические регуляторы в системах возбуждения. Обычно в этих системах используются общепринятые принципы регулирования по «отклонению» и «возмущению» или их комбинацию. Сигналом по отклонению является напряжение генератора $U_г$ или частота сети $f_с$, сигналами по возмущению обычно служат ток статора $I_г$ и угол сдвига между напряжением и током статора синхронной машины.

Для увеличения быстродействия АРВ в них используются пропорционально-дифференциальные (ПД) законы с дополнительным сигналом по второй производной регулируемой величины (ускорению), а также релейные позиционные (Рп) законы регулирования.

Кроме рассмотренных выше систем широкое распространение получили следующие автоматические системы возбуждения.

Релейное устройство быстродействующего возбуждения (УБВ). Система возбуждения с УБВ состоит из возбудителя и АРВ, реализующего Рп-закон регулирования. Действие УБВ заключается в частичном или полном шунтировании сопротивления в цепи обмотки возбуждения возбудителя синхронной машины при отключении напряжения на ее выходе от установленного предела. Ныне бесконтактными УБВ оборудуются все синхронные генераторы независимо от наличия других АРВ.

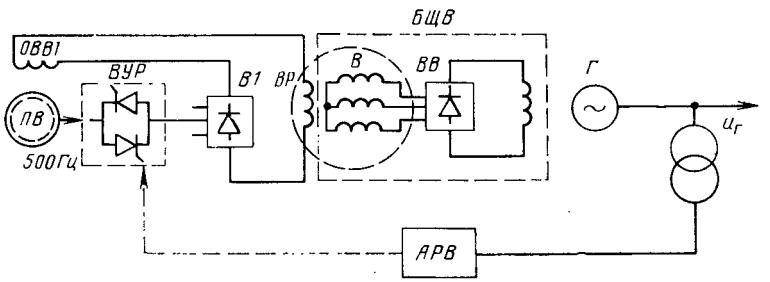


Рис. 11.9. Бесщеточная система регулирования возбуждения.
ПВ — подвозбудитель; *ОВВ1* — обмотка возбуждения *ПВ*; *В1* — выпрямитель.

Электромагнитный корректор напряжения (ЭМК). Система возбуждения с ЭМК состоит из возбудителя и АРВ, реализующего П-закон регулирования с входным сигналом по отклонению $U_г$:

$$U_в = k_в U_г.$$

Она применяется совместно с другими устройствами возбуждения. Собственно ЭМК состоит из измерительного устройства и магнитного усилителя и снабжается органами настройки требуемого значения $k_в$.

Управляемое фазовое компаундирование (УФК) представляет собой реализацию принципа непрерывного регулирования по возмущению (рис. 11.10). В УФК в качестве входных сигналов используются одновременно две величины: ток статора и угол сдвига фаз между током и напряжением генератора. При суммировании этих сигналов должно выполняться следующее условие: сигнал, пропорциональный току статора при активной нагрузке, должен опережать сигнал по напряжению на 90°. Достоинство УФК — быстродействие, недостаток — низкая точность регулирования напряжения, зависящего помимо тока статора от ряда других факторов. Поэтому УФК применяется в комбинации с электромагнитным корректором напряжения *ЭМК* и образует совместно с ним АРВ комбинированного действия.

Автоматический регулятор возбуждения сильного действия. Система сильного (форсированного) регулирования возбуждения состоит из собственно возбудителя (ионного или тиристорного управляемого преобразователя сигналов) и автоматического регулятора возбуждения сильного действия (АРВ СД), структурная схема которого изображена на рис. 11.11.

В АРВ СД реализуются принципы регулирования по отклонению и возмущению в сочетании с ПД-законом регулирования. В качестве сигнала по отклонению используется напряжение ΔU и его первая производная U', сигналом по возмущению — форсирующим сигналом, увеличивающим быстродействие системы, служит частота сети Δf и ее первая производная f'.

Иногда в качестве дополнительного сигнала, еще более увеличивающего быстродействие АРВ сильного действия и системы регули-

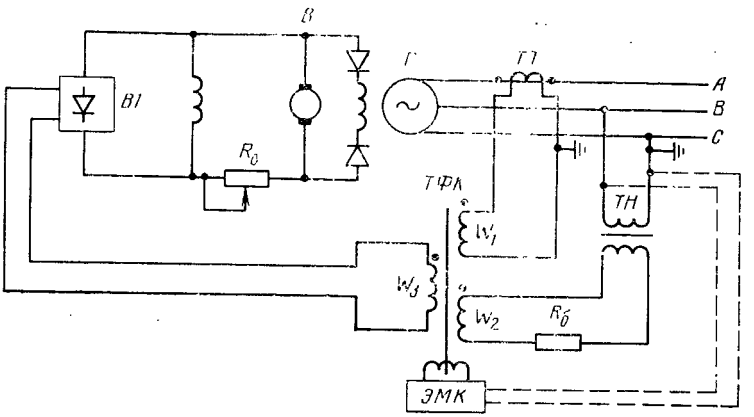


Рис. 11.10. УФК с электромагнитным корректором напряжения.
ВІ — выпрямитель; *В* возбудитель; $R_в$ — резистор системы возбуждения; *ТФК* — трансформатор фазового компаундирования; *ЭМК* — электромагнитный корректор; W_1, W_2 W_3—обмотки *ТФК*; $R_б$—балластный резистор; *ТТ*, *ТН*—трансформаторы тока и напряжения.

рования возбуждения в целом, используется сигнал по возмущению — току статора генератора.

АРВ СД обеспечивает улучшение качества регулирования напряжения по сравнению с другими системами АРВ.

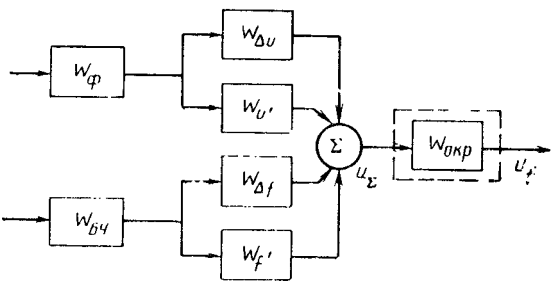


Рис. 11.11. Структура АРВ СД.
$W_ф$ — фильтры; $W_{БЧ}$ — блок частоты; $W_{окр}$ — основной канал регулирования (регулятор и возбудитель); $u_Σ$ — сигнал на выходе измерительного блока; u_f — сигнал на выходе системы возбуждения.

Динамика АСР возбуждения. Электромашинная, бесщеточная и другие виды систем возбуждения являются замкнутыми динамическими системами, состоящими из объекта — электрического генератора, автоматического регулятора (АРВ) и исполнительного устройства — собственно возбудителя.

Систему регулирования возбуждения генератора в целом можно представить в виде одноконтурной замкнутой АСР, изображенной на рис. 11.12, где звенья *1*, *2* изображают соответственно измерительный блок и АРВ, *3* — собственно возбудитель, *4* и *5* — электрический генератор, *6* — преобразовательный трансформатор.

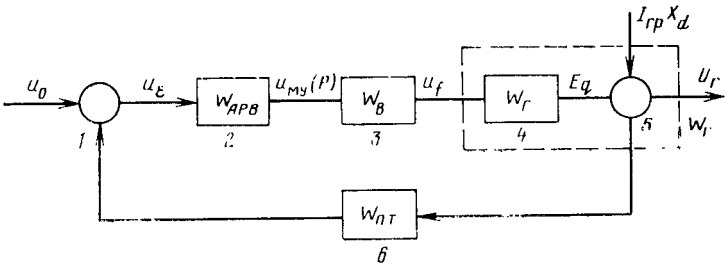


Рис. 11.12. Структура замкнутой АСР возбуждения.

Электрический генератор можно представить в виде сложного интегродифференцирующего звена, АРВ — в виде звена, имеющего структуру П- или ПД-регулятора, собственно возбудитель — в виде малоинерционной системы, состоящей из колебательного звена с запаздыванием и обладающей передаточной функцией:

$$W_в(s) = \frac{k_в e^{-s\tau_в}}{1 + s\sigma_в T_в + s^2 T^2_в}, \qquad (11.4)$$

где, например, $\tau_в$, $T_в$, $k_в$ и $\sigma_в$ смогут иметь следующие значения [43]:

$$\tau_в = 0{,}03 \text{ с}; \; T_в = 0{,}3 \div 0{,}4 \text{ с}; \; k_в = 1; \; \sigma_в = 0{,}5.$$

В установившихся режимах системы возбуждения характеризуются знаком и абсолютным значением коэффициента статизма (усиления), вычисляемого по линейной зависимости напряжения генератора от тока статора $U_г = f(I_г)$. Динамика систем возбуждения при малых возмущениях описывается передаточными функциями ее линеаризованных звеньев.

Обычно АСР напряжения устойчивы при малых возмущениях. Переходный процесс в устойчивой системе возбуждения (при ступенчатом возмущении напряжением на входе до 5—7,5%) изображен на рис. 11.13.

Общепринятые характеристики систем возбуждения, вычисляемые по кривой переходного процесса, следующие:

1) предельное напряжение и предельный ток возбуждения (динамическая ошибка регулирования)

$$U^*_{f\text{п}} = \frac{\Delta U_{f\text{п}}}{U^{\text{ном}}_{f\text{п}}}; \quad I^*_{f\text{п}} = \frac{\Delta I_{f\text{п}}}{I^{\text{ном}}_{f\text{п}}}; \tag{11.5}$$

2) скорость нарастания напряжения (быстродействие системы возбуждения)

$$v_{\text{ном}} = \frac{0{,}632 U^*_{f\text{п}}}{t_1}. \tag{11.6}$$

По действующим в СССР нормам $U^*_{f\text{п}}$ и $I^*_{f\text{п}}$ должны быть не менее 2, а $v_{\text{ном}}$ не менее 2 1/с [43].

Способы регулирования реактивной мощности и напряжения на шинах электростанций. Регулирование реактивной мощности генераторов осуществляется АРВ. Настройка АРВ (значения $k_{\text{р}}$ или $k_{\text{д}}$) должна быть такой, чтобы значение регулируемого напряжения $U_{\text{г}}$ зависело только от реактивной составляющей тока (реактивной мощности). Следовательно, в соответствии с пропорциональным законом регулирования:

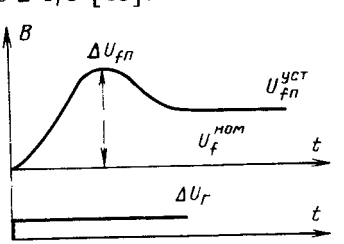


Рис. 11.13. Переходный процесс по U_f и I_f.

$$\Delta U_{f\text{р}} = k_{\text{р}} \Delta I_{\text{гр}}. \tag{11.7}$$

В этом случае на вход регулятора поступает только один сигнал — пропорциональный реактивной составляющей нагрузки, регулирование реактивной нагрузки ($N_{\text{р}} = I_{\text{гр}} X_d$) осуществляется независимо от значения активной. Напряжение на шинах электростанции с несколькими генераторами $U_{\text{ш}}$ зависит от совместного действия АРВ всех генераторов, а распределение реактивных нагрузок между ними (долевое участие отдельных генераторов в регулировании напряжения на шинах

станции) осуществляется в зависимости от установленного значения k_{pi} или от наклона статистических характеристик АРВ.

Функционально-групповое управление возбуждением генераторов. Системы возбуждения группы однотипных генераторов электрической станции образуют самостоятельную функциональную группу, управление которой может быть централизованным с помощью системы группового управления возбуждением (ГУВ). Принцип действия ГУВ основан на долевом участии отдельных генераторов в регулировании общего напряжения на шинах станции путем централизованного изменения их настроек k_{pi}. Система ГУВ является высшим уровнем управления по отношению к индивидуальным АРВ. Она состоит из центрального задающего устройства (для изменения задания ΔU_{0i} отдельным регуляторам, входящим в группу) и устройства автоматического распределения реактивной нагрузки между генераторами, которое действует по сигналам, пропорциональным реактивной нагрузке, от специальных датчиков и по дополнительным сигналам от обмоток управления выходными усилителями АРВ СД [43].

При наличии АСУ ТП ТЭС работа ГУВ может осуществляться вышестоящей подсистемой, выполняющей по отношению к АРВ функции супервизорного управления.

11.5. Автомвтизация пусковых режимов

Технологию процессов пуска можно рассматривать как последовательность этапов, каждый из которых характеризуется определенным состоянием запорной арматуры и оборудования и значением или скоростью изменения технологических параметров, контролируемых при пуске.

На каждом этапе требуемая тепловая схема блока может быть собрана путем изменения состояния арматуры и оборудования. Режим изменения параметров должен поддерживаться непрерывно при переходе от одного этапа к следующему.

Для обеспечения надежного и быстрого пуска блоков или отдельных агрегатов из различных исходных состояний необходимо автоматизировать пусковые процессы и операции контроля параметров при пуске.

Автоматический пуск блока представляет собой сово-

купность автоматических дискретных операций по управлению состоянием запорной арматуры («открыть» или «закрыть») и оборудования («включить», «отключить», «пустить», «остановить»), совершаемых в строгой последовательности, и непрерывных технологических процессов, управляемых с помощью АСР.

При этом переключения в тепловой схеме и изменения в схемах регулирования при переходе от одного этапа пуска к другому производятся при выполнении определенных условий.

Динамические характеристики участков регулирования существенно изменяются в процессе пуска. Как правило, параметры этих характеристик, определенные для начального этапа пуска, сильно отличаются от тех же параметров, определенных для конечного этапа пуска или нормального режима работы. Например, запаздывание τ по температуре пара по тракту котла по каналу регулирующего воздействия и коэффициент усиления k существенно больше по абсолютному значению в начальной стадии пуска по сравнению с концом пуска и нормальным режимом. В связи с переходом с растопочного топлива на основное и с изменениями тепловой схемы блока АСР большинства технологических параметров в процессе пуска не могут быть реализованы только с помощью штатных регуляторов даже при изменении их настроек и задания. Пусковые или растопочные АСР отличаются от штатных наличием устройств дистанционного изменения настроек регуляторов, необходимостью переключения выходного воздействия РП на линию малого расхода в зависимости от стадии пуска или нагрузки блока, а также количеством и местом отбора входных сигналов. В процессе пуска и набора мощности возникает необходимость в изменении настроек регуляторов и программ пуска в зависимости от теплового состояния оборудования, а также в формировании большого количества команд по управлению запорной арматурой и состоянием оборудования. Автоматический пуск блока может осуществляться лишь при наличии в составе блочных подсистем управления специально выделенных контуров или же автономных устройств логического управления (УЛУ) пуском, воздействующих на отдельные автоматические растопочные устройства.

Ниже в качестве примера приводятся АСР непрерывных процессов пуска из холодного состояния энергоблока мощностью 200 МВт

с барабанным котлом, работающим при растопке на газовом топливе.

Пуск энергоблока можно представить в виде последовательности следующих основных этапов:

1) осмотр оборудования, установка запорной и регулирующей арматуры в исходное положение;

2) вентиляция топки;

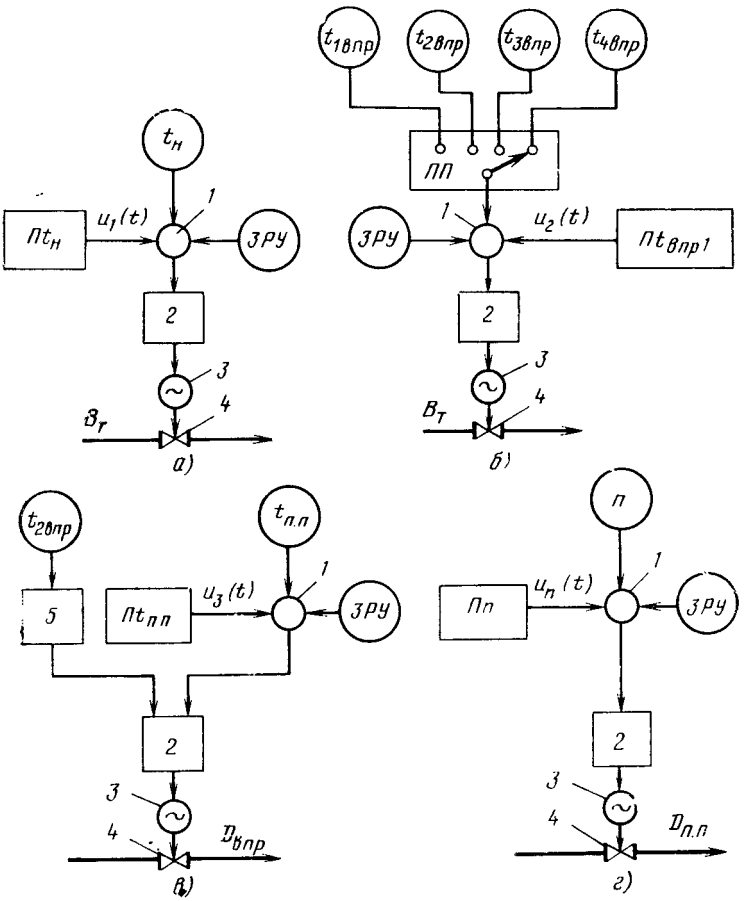


Рис. 11.14. Автоматические программные системы (АПС) пуска энергоблока.

а — АПС подъема температуры насыщения пара в барабане $t_н$; *б* — АПС подъема температуры пара за первым впрыском $t_{впр}$; *в* — АПС подъема температуры перегретого пара $t_{п.п}$; *г* — АПС разворота турбины *n*; *1* — измерительный блок; *2* — регулирующий прибор; *3* — исполнительный механизм; *4* — регулирующий орган; *5* — дифференциатор; *П* — устройство формирования программы пуска.

3) продувка газопровода и подготовка растопочных горелок к розжигу; розжиг горелок;

4) прогрев барабана и паропроводов;

5) разворот турбогенератора;

6) синхронизация и включение генератора в сеть;

7) нагружение турбогенератора.

Первые три этапа являются подготовительными и осуществляются персоналом согласно инструкциям по пуску.

Розжиг горелок может производиться персоналом или же автоматически с помощью специального устройства [4].

Прогрев барабана и паропровода проводят после розжига растопочных горелок нижнего яруса. При этом подача топлива определяется допустимой скоростью прогрева барабана. До момента вскипания воды в барабане устанавливается и поддерживается расход газа через клапан малого расхода. После включения воды при избыточном давлении в барабане 0,1 МПа (примерно 1 кгс/см^2) включается автоматическая программа системы подъема температуры насыщения. (АПС—$t_н$) (рис. 11.14,*а*), реагирующая на разность температуры насыщения пара в барабане $t_н$, и сигнала задания $u_1(t)$, изменяющегося со скоростью 1,5°С/мин. При достижении скорости повышения температуры пара за первым впрыском на одной из четырех ниток трубопроводов до 4°С/мин АПС — $t_н$ отключается и в работу автоматически включается АПС подъема температуры пара за первыми впрысками со скоростью 4°С/мин (рис. 11.14,*б*).

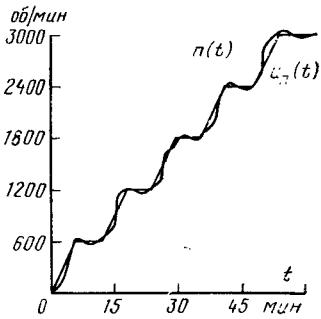


Рис. 11.15. Программа повышения частоты вращения ротора турбины *n*.

При прогреве барабана и паропроводов в работу также включается АПС поддержания температуры первичного пара на выходе $t_{п.п}$, действующая в соответствии с рис. 11.14,*в* по отклонению $t_{п.п}$ и исчезающему сигналу за впрыском $t_{2впр}$. Сигнал задания $u_з(t)$ устанавливается таким образом, чтобы температура пара на выходе котла превышала температуру ЦВД не более чем на 100°С. Этого достаточно для разворота турбины и создания предпосылок для соблюдения важнейшего условия при пуске: разность температуры пара и верхней образующей металла ЦВД не должна превышать 50°С.

Разворот турбогенератора. После завершения всех операций предыдущих этапов по прогреву паропроводов, стопорного клапана и цилиндров турбины и после проверки требуемых условий температурного режима оператор, воздействуя на байпасы ГПЗ, производит толчок турбины. Затем включает АПС частоты вращения турбины (рис. 11.14,*г*), работающей по заданной программе, примерный вид которой изображен на рис. 11.15. АПС осуществляет подъем частоты вращения до 3000 об/мин в режиме холостого хода. На этом этапе остаются включенными АПС—$t_{впр}$ и АПС—$t_{п.п}$.

Синхронизация и включение генератора в сеть. При наличии режима холостого хода и готовности генератора

к включению в сеть оператор блока отключает АПС частоты вращения турбины. Синхронизация генератора и включение в сеть производятся дежурным персоналом ГЩУ в соответствии с инструкциями.

Нагружение турбогенератора. После включения генератора в сеть его нагружение осуществляется путем включения автоматической системы нагружения, воздействующей на клапан подвода газового топлива к котлу (рис. 11.16). При подъеме параметров пара перед турбиной разность температур пара в регулирующей ступени ЦВД $t_р$ и металла в глубинной точке фланца $t_{цвд}$ не должна превышать 100°С. Это условие достигается при использовании разности этих температур в качестве входного сигнала автоматической системы нагружения турбогенератора. Одновременно на этом этапе работает АСР соотношения *топливо — воздух* (см. рис. 8.11,*а*). Включение и отключение всех АПС и устройств формирования программ повышения параметров осуществляется оператором путем воздействия на ключ «этапы пуска» и тумблеры включения и отключения программ. Пусковые программы формируются соответствующими контурами УВМ и УЛУ в виде унифицированных сигналов управления, подаваемых на вход автоматических регуляторов локальных пусковых систем.

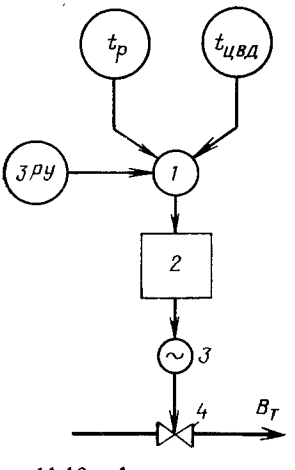


Рис. 11.16. Автоматическая система нагружения турбогенератора (обозначения те же, что на рис. 11.15).

На прямоточных котлах также автоматизируются основные пусковые операции и процессы, в том числе питание водой, поддержание режима работы пусковых сепараторов, регулирование температурного режима по тракту до растопочных сепараторов и температуры перегретого пара [4]. При этом большое значение с точки зрения динамики АСР имеет расположение впрыска на паропроводе перегретого пара. Оптимальным следует считать размещение пусковых впрысков примерно в середине паропровода на расстоянии 50—60 м от стопорного клапана и точки измерения $t_{п.п}$. Длина оставшегося до точки измерения участка, с одной стороны, обеспечивает окончание процесса испарения влаги, с другой — позволяет существенно улучшить динамику АСР по отклонениям $t_{п.п}$ от установленного значения по сравнению с традиционным расположением впрыска непосредственно на выходе котла [44].

АПС разворота турбины и регулятор нагружения турбогенератора действуют аналогично вышеописанным системам (см. рис. 11.14,*г*).

11.6. Общеблочные автоматические защиты

Защитные устройства отдельных агрегатов блока взаимосвязаны: срабатывание защиты одного из агрегатов, приводящее к его останову, служит сигналом для останова других. Это достигается блокированием контактов отключающих устройств котлов и турбогенераторов. Один из вариантов функциональной схемы защитных устройств моноблока изображен на рис. 11.17. Взаимодействие защит осуществляется в этой схеме следующим образом. Срабатывание защит генератора (см. рис. 7.10) или главного трансформатора, указывающее на серьезные неполадки электрооборудования,

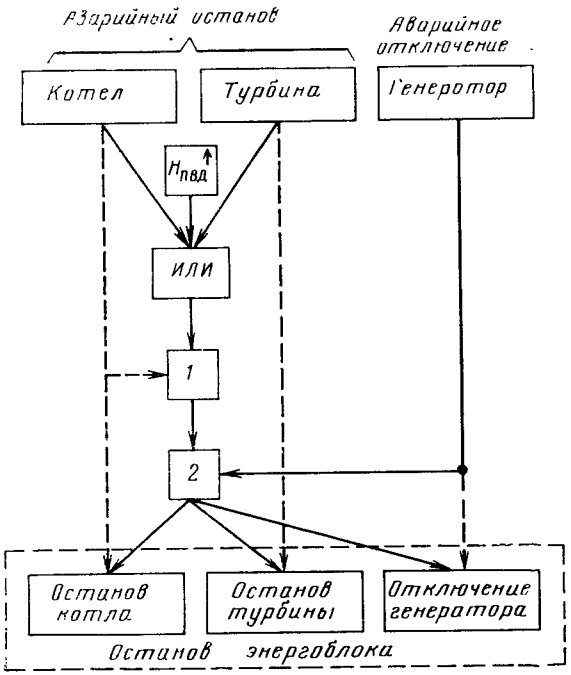


Рис. 11.17. Системы защиты моноблочной установки (функциональная схема).

1 — управляющие устройства отключения дутьевого вентилятора; *2* — блокировочное реле (собственных нужд котла).

приводит к возбуждению первичного реле. Последнее отключает генератор от сети, воздействует на устройство, отключающее напряжение возбуждения и включающее резервное напряжение собственных нужд и далее через реле блокировки *2* на отключающие устройства паровой турбины (стопорный клапан) и механизмы котла (дутьевой вентилятор и топливоподающие устройства) (см. рис. 7.7 и 7.8).

Срабатывание автомата безопасности турбины, как известно, происходит при превышении частоты вращения турбогенератора сверх номинальной на 10% (300 об/мин) и приводит к мгновенному закрытию стопорного клапана. При этом генератор отключается от сети. То же происходит при срабатывании остальных защит турбины (падение давления в системе смазки подшипников, чрезмерный осевой сдвиг ротора, потери вакуума, и т. п.).

Срабатывание защит котла, приводящее к его останову, передается на отключающие устройства турбогенератора и вызывает останов блока в целом. Помимо защитных устройств отдельных агрегатов от повреждений, блочные установки оснащаются защитными устройствами, предотвращающими останов блока при частичных (глубоких) сбросах электрической нагрузки.

Решение этой задачи, например, для моноблока 200 МВт приводит к необходимости установки БРОУ в обвод *ЦВД* и *ЦНД*, сбрасывающих избыточный пар в конденсатор (рис. 11.18). БРОУ включается при резких и глубоких сбросах электрической нагрузки блока и поддерживает давление пара перед турбиной и температуру после себя. Сигналом, включающим БРОУ-1, служит уменьшение перепада давлений ниже заданного значения на ЦВД, сигналом, включающим БРОУ-2, — уменьшение перепада давлений на вторичном перегревателе. БРОУ-2 поддерживает давление пара после промперегревателя и температуру после себя. В случае мгновенных сбросов электрической нагрузки или отказа БРОУ избыток пара должен сбрасываться в атмосферу через предохранительные клапаны. Помимо автоматически включающихся БРОУ, на рис. 11.18 показано защитное устройство от понижения вакуума в выхлопном патрубке турбины (вакуум — реле), прекращающее доступ пара в *ЦВД* и *ЦНД* при появлении этого сигнала.

Системы ТЗ дубль-блоков (два котла — одна турбина) и связи с наличием двух котлов построены по несколько иному принципу по сравнению с моноблочной установкой. Система автоматической защиты дубль-блока мощностью 300 МВт выполняет следующие функции: останов блока, останов турбины, перевод блока в режим холостого хода, снижение нагрузки блока, останов од-

ного из котлов или перевод его на растопочную нагрузку.

Аварийный останов дубль-блока под действием защит производится в соответствии со схемой, приведенной на рис. 11.19.

К останову блока приводит одновременный останов двух котлов или одного при отключенном втором, а также турбины и электрического генератора.

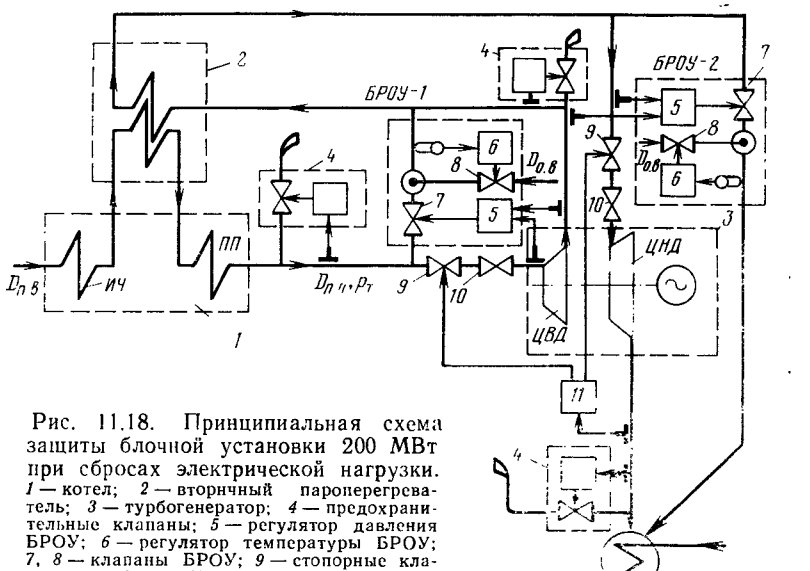


Рис. 11.18. Принципиальная схема защиты блочной установки 200 МВт при сбросах электрической нагрузки. *1* — котел; *2* — вторичный пароперегреватель; *3* — турбогенератор; *4* — предохранительные клапаны; *5* — регулятор давления БРОУ; *6* — регулятор температуры БРОУ; *7, 8* — клапаны БРОУ; *9* — стопорные клапаны турбины; *10* — регулирующие клапаны турбины; *11* — вакуум-реле.

Работа системы ТЗ при аварийном останове турбины в дубль-блоке почти не отличается от ее работы в моноблоке, а также от защит, приведенных на рис. 7.9. В системе ТЗ турбины, работающей в дубль-блоке, добавляется лишь сигнал на ее останов при одновременном останове или отключении обоих котлоагрегатов.

Аварийный останов каждого из котлов осуществляется по схемам, приведенным на рис. 7.7 или 7.8. Добавляется лишь сигнал о действии общеблочной защиты на останов.

Помимо перечисленных сигналов на останов блока воздействует сигнал от срабатывания защиты при повышении уровня в регенеративных подогревателях высокого давления (ПВД) до второго аварийного предела.

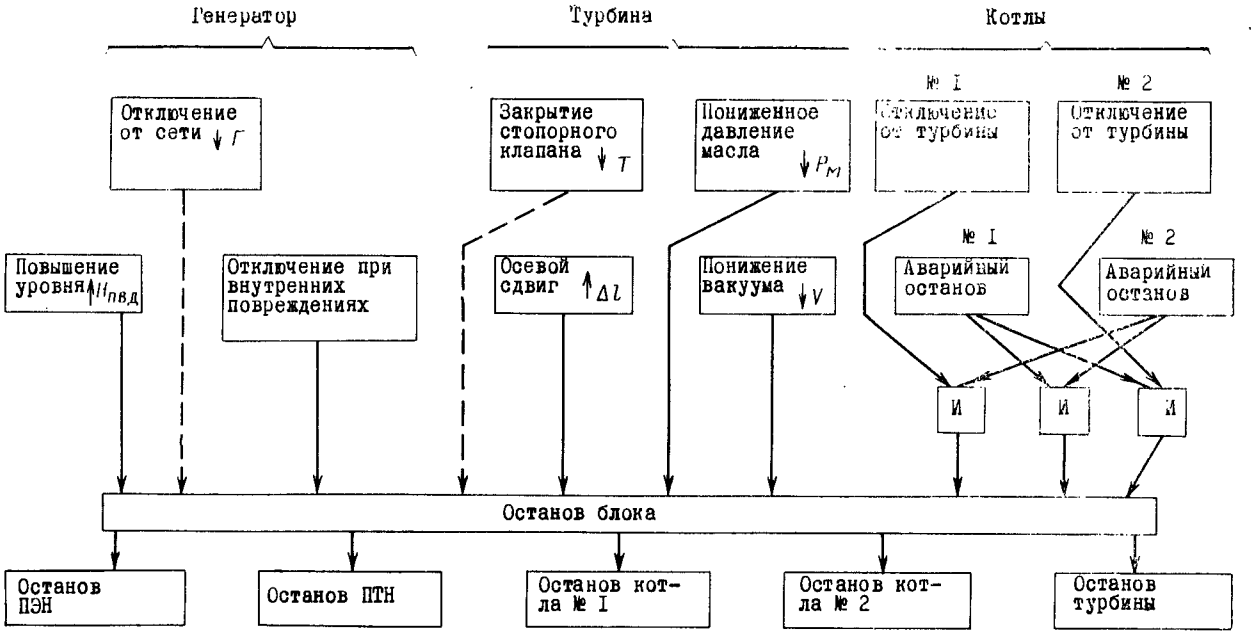


Рис. 11.19. Логическая схема действия защиты дубль-блока.

Вторая ступень защиты ПВД необходима ввиду тяжелых последствий этой аварии в случае отказа защиты первой ступени (см. рис. 7.11).

Перевод блока в режим холостого хода с помощью систем ТЗ осуществляется при отключениях генератора от электрической сети из-за повреждений за пределами блока (повреждения на линиях электропередачи). В этих случаях турбина и генератор остаются в работе, но нагрузка генератора ограничивается собственными нуждами блока (до 10—13% номинальной). В режиме холостого хода блока оба котла переводятся на растопочную нагрузку (затем один из них может быть остановлен оператором), устанавливается пониженное давление перегретого пара, отключается ПТН, автоматически включается ПЭН. Срабатывание защиты на перевод блока в режим холостого хода в случае необходимости может быть заменено воздействием на автоматический аварийный останов блока путем переключения каналов воздействий (рис. 11.19).

Снижение нагрузки блока до 50—60% автоматической защитой производится в случаях аварийного останова одного из котлов, если второй остается в работе, а также при отключении ПТН и автоматическом включении резервного ПЭН (с выдержкой времени до 10 с).

В первом случае автоматическая защита включает регулятор давления перегретого пара «до себя» (см. рис. 11.3,*б*, вариант *III*) с пониженным заданием $p_т^{мин}$ (на 0,3—0,4 МПа меньше номинального) и приводит в соответствие нагрузку турбины с паровой нагрузкой оставшегося котла.

При отключении ПТН и включении ПЭН нагрузка котлов снижается до значения соответствующей производительности ПЭН путем уменьшения подачи воды и топлива.

Глава двенадцатая

ОПРЕДЕЛЕНИЕ ЭКОНОМИЧЕСКОЙ ЭФФЕКТИВНОСТИ ОТ АВТОМАТИЗАЦИИ ТЕПЛОВОГО ОБОРУДОВАНИЯ ТЭС

12.1. Методика расчета экономии затрат (общие положения)

При расчете экономической эффективности от внедрения подсистем АСУ ТП на ТЭС используются основ-

ные положения «Типовой методики определения экономической эффективности капитальных вложений», утвержденной Государственным комитетом по науке и технике (ГКНТ) при Совете Министров СССР, Госпланом и Академией наук СССР[1].

Расчеты экономической эффективности новых научно-технических разработок, к которым относятся подсистемы АСУ ТП ТЭС, базируются на денежном измерении капитальных вложений и текущих (производственных или эксплуатационных) затрат.

Капитальные затраты K, руб., образуют денежные затраты на проектирование подсистем АСУ ТП, приобретение технических средств, их доставку, монтаж и накладку, на подготовку операторов и т. п.

Годовые текущие затраты (издержки) $И$, руб/год, составляют денежные расходы на выработку конечной продукции и все расходы по эксплуатации подсистем АСУ ТП.

Для приведения разноразмерных K и $И$ к единому показателю вводится понятие приведенных экономических затрат

$$W = И + E_{н}K, \tag{12.1}$$

где $E_{н}$ — нормативный коэффициент эффективности капитальных вложений, 1/год.

Заключение об экономической эффективности АСУ ТП или ее отдельных подсистем делается путем сравнения приведенных затрат для различных случаев: с АСУ ТП и без нее, старого (базового) и нового вариантов.

Значение годового экономического эффекта от внедрения той или иной научно-технической разработки находится как алгебраическая разность приведенных затрат:

$$\Delta W = W^{б} - W^{н}, \tag{12.2}$$

где $W^{б}$, $W^{н}$ — соответственно приведенные затраты для старого и нового вариантов.

Показателями экономической эффективности служат расчетный срок окупаемости $T_{ок,р}$ и коэффициент эффективности капитальных вложений:

$$T_{ок,р} = \frac{K^{н} - K^{б}}{И^{б} - И^{н}}; \quad E_{р} = \frac{1}{T_{ок,р}}; \tag{12.3}$$

[1] Типовая методика определения экономической эффективности капитальных вложений. — М.: Экономика, 1969.

где индексы «б», «н» означают соответственно затраты для базового и нового вариантов.

Условия экономической эффективности внедрения новых разработок имеют вид:

$$E_{\text{р}} \geqslant E_{\text{н}}; \quad T_{\text{ок,р}} \leqslant T_{\text{ок,н}}, \tag{12.4}$$

где $E_{\text{н}}$ и $T_{\text{ок,н}}$ — нормативные значения, принятые для данной отрасли промышленности.

Применительно к АСУ ТП ТЭС специфика расчета экономической эффективности состоит лишь в формировании исходных данных для расчета, так как оценка ТЭП для ТЭС производится по сложившейся в энергетике и регламентированной методике.

12.2. Расчет экономии текущих затрат от эксплуатации автоматизированного оборудования

Экономию текущих затрат на ТЭС в результате ее автоматизации составляют:

1) изменение (прирост) КПД установки $\Delta\eta$;

2) изменение (прирост) выработки электроэнергии $\Delta N_{\text{э}}$;

3) изменение (уменьшение) расхода тепловой и электрической энергии на собственные нужды $\Delta N_{\text{э}}^{\text{с.н}}$ (см. рис. 2.7).

Рассмотрим методы расчета экономии издержек по названным составляющим.

Определение технической и экономической эффективности внедрения АСР от прироста КПД. Экономия средств по текущим затратам на выработку электроэнергии от прироста КПД энергоблока определяется на основе уравнения балансов приростов выработки энергии, составленного с учетом (2.28)—(2.31) по котлу, турбине и блоку в целом:

$$\Delta Q = Q^{\text{б}}_{\text{р}}(\eta'_{\text{к}} - \eta_{\text{к}})\eta_{\text{т}} + Q^{\text{б}}_{\text{р}}(\eta'_{\text{т}} - \eta_{\text{т}})\eta_{\text{к}}, \tag{12.5}$$

где ΔQ — прирост выработки полезной энергии, приведенной к единому энергетическому эквиваленту по энергоблоку для конденсационного блока без учета потерь на транспорт; $Q^{\text{б}}_{\text{р}}$ — располагаемая энергия на входе в энергоблок (базовая); $Q^{\text{б}}_{\text{р}}(\eta'_{\text{к}} - \eta_{\text{к}})\eta_{\text{т}}$ — прирост выработки полезной энергии за счет увеличения КПД котла на $\Delta\eta_{\text{к}} = \eta'_{\text{к}} - \eta_{\text{к}}$; $Q^{\text{б}}_{\text{р}}(\eta'_{\text{т}} - \eta_{\text{т}})\eta_{\text{к}}$ — то же по турбине на $L\eta_{\text{т}} = \eta'_{\text{т}} - \eta_{\text{т}}$.

Преобразуя (12.5), получаем выражение, характеризующее технический эффект:

$$\Delta Q = Q^{б}_{0}\left(\frac{\Delta\eta_к}{\eta_к}+\frac{\Delta\eta_т}{\eta_т}\right), \qquad (12.6)$$

где $Q^{б}_{0}=Q^{б}_{р}\eta_к\eta_т$ — полезная энергия на выходе энергоблока (для энергоблоков с ТПН с учетом $N_{ТПН}$).

Переходя к оценке издержек в денежном выражении, получаем:

$$\Delta И_{\eta} = Q^{б}_{0}S^{б}_{т}\left(\frac{\Delta\eta_к}{\eta_к}+\frac{\Delta\eta_т}{\eta_т}\right), \qquad (12.7)$$

где $S^{б}_{т}$ — топливная составляющая себестоимости электроэнергии для базового варианта.

Перепишем (12.7) в форме, удобной для вычислений годового экономического эффекта с использованием данных теплового расчета (см. табл. 2.1):

$$\Delta И_{\eta} = N^{ном}_{э}h_у b^{ч}_{у}З_т\left(\frac{\Delta\eta_к}{\eta_к}+\frac{\Delta\eta_т}{\eta_т}\right), \qquad (12.8)$$

где $h_у$ — число часов использования установленной мощности $N^{ном}_{э}$ в году; $b^{н}_{у}$ — удельный расход условного топлива; $З_т$ — удельные замыкающие затраты, руб/т [46].

Расчет экономии средств по текущим издержкам от прироста КПД котла. Рассмотрим «механизм» прироста КПД установки на примере внедрения более совершенной с точки зрения качества АСР тепловой нагрузки котла, работающего на пылеугольном топливе.

В результате внедрения такой АСР уменьшится значение дисперсии по расходу топлива $D_{B_т}$, что приведет к приросту среднего значения его КПД на $\Delta\eta$ за счет сокращения потерь q_4. В конечном итоге сократится среднегодовой расход топлива на $\Delta\bar{B}_т$, т/год, при неизменной выработке электроэнергии или же увеличится ее выработка при неизменном расходе топлива. В свою очередь уменьшение расхода топлива ведет к снижению себестоимости электроэнергии S.

При этом даже незначительные по абсолютному значению $\Delta B_т$ ведут к ощутимому экономическому эффекту, в особенности на крупных блочных ТЭС вследствие преобладающего влияния топливной составляющей в себестоимости электроэнергии и больших масштабов ее выработки.

Значение дисперсии случайных колебаний регулируемой (стабилизируемой) величины определяется по формуле (2.89).

В реальных условиях дисперсия определяется по результатам дискретизации непрерывного процесса $y(t)$ по формуле:

$$D_y = \frac{\sum_{i=1}^{n} (y_i - \bar{y})^2}{n-1}, \qquad (12.9)$$

где $\bar{y}$ — среднеарифметическое значение y_i; n — число дискретных измерений параметра на отрезке его реализации 0—T.

Значения D_y, например КПД котла, для некоторых переменных величин, по которым судят об экономичности процесса в условиях промышленной эксплуатации часто невозможно определить непосредственно (ввиду трудности прямого измерения КПД). Поэтому D_y определяют по известным значениям входного сигнала $x(t)$ (например, по расходу топлива $B_т$ или паровой нагрузке $\lambda = \frac{D_{п.п}}{D_{п.п}^{ном}}$), функционально связанного с сигналом на выходе $y(t)$ статической зависимостью $y = f(x)$, которая обычно определяется по тепловому расчету или экспериментально, например $\eta = f(\lambda)$ (см. рис. 2.5).

Обычно для пылеугольных котлов зависимости $\eta = f(\lambda, B_т)$ имеют вид монотонно возрастающих или убывающих относительно экстремума кривых (рис. 8.9), хорошо аппроксимируемых полиномом 2-го порядка в окрестностях среднего значения $\widetilde{B}_т$:

$$\eta_к = a_0 + a_1 \frac{\Delta \widetilde{B}_т}{\widetilde{B}_т} + a_2 \left(\frac{\Delta \widetilde{B}_т}{\widetilde{B}_т} \right)^2, \qquad (12.10)$$

где a_0, a_1 и a_2 — постоянные коэффициенты; $\widetilde{B}_т = B_т^{ном} \frac{N_э}{N_э^{ном}}$.

Значение $N_э$ определяется по данным ТЭС.

Для случайных колебаний входного сигнала, носящих стационарный характер ($\bar{x}_i = \text{const}$), среднее отклонение

$$\Delta \widetilde{y}_i = \frac{1}{2} \left(\frac{\partial^2 y}{\partial x^2} \right)_{x=x_0} D_{x_i}. \qquad (12.11)$$

Среднегодовые значения $\widetilde{D}_{x_i}$ определяют с учетом длительности работы ТОУ в течение года: отдельно для высокой и низкой нагрузок, каждого вида топлива и при включенной (усовершенствованной) и отключенной (существующей до внедрения новой) АСР подачи топлива [47].

На основе уравнений (12.10) и (12.11) среднее изменение КПД $\Delta\eta$ может быть рассчитано по дисперсии расхода топлива $D_{B_т}$. Для пылеугольных паровых котлов $D_{B_т}$ ввиду отсутствия прямой регистрации расхода топлива определяют косвенным путем, например по записи указателя положения (УП) регулирующего органа расхода топлива (для группы пылепитателей):

$$D_{B_т} = k^2_{B_т УП}\, \xi_{B_т УП} D_{УП}, \qquad (12.12)$$

где

$$k_{B_т УП} = \frac{B_т^{ном}}{D_{п.п}^{ном}} k_{D_{п.п}УП};$$

здесь $k_{D_{п.п}УП}$ — коэффициент, характеризующий отношение установившегося прироста расхода пара к значению возмущения:

$$k_{D_{п.п}УП} = \frac{\Delta D_{п.п}}{\Delta УП},$$

ξ — коэффициент ослабления сигнала по каналу УП — $B_т$; $D_{УП}$ — дисперсия УП, определяемая из формулы (12.9).

Технический эффект — относительное изменение КПД брутто благодаря усовершенствованию АСР стабилизации тепловой нагрузки выразится соотношением

$$\frac{\Delta\eta_к}{\eta_к} = \frac{A_{B_т}}{B^2_т}(D^б_{B_т} - D^н_{B_т}), \qquad (12.13)$$

где $A_{B_т}$ — коэффициент, равный

$$A_{B_т} = -\frac{a_2}{a_0};$$

a_0, a_2 — коэффициенты аппроксимирующей функции (12.10); $D^б_{B_т}$ и $D^н_{B_т}$ — базовая и новая дисперсии, определяемые по уравнению (12.12).

Пример 12.1. Определить составляющую экономического эффекта от внедрения нового варианта схемы АСР стабилизации тепловой нагрузки котла для энергоблока мощностью 800 МВт (h_y = =7000 ч), используя данные теплового расчета, приведенные в табл. 2.1.

Исходные данные: $D_{\text{п.п}}^{\text{м}} = 2500$ т/ч; $B_{\text{т}}^{\text{ном}} = 240$ т/ч (условного топлива); $N_{\text{ТПН}} = 28{,}215$ МВт; $\eta_{\text{к}} = 91\%$; среднегодовые $D^{\text{б}}_{B_{\text{т}}} = 4{,}5\ [\%]^2$ и $D^{\text{н}}_{B_{\text{т}}} = 2{,}4\ [\%]^2$; $\widetilde{B}_{\text{т}} = 164{,}3$ т/ч; $b^{\text{н}}_{\text{у}} = 0{,}3$ кг/(кВт·ч); $З_{\text{т}} = 21$ руб/т; $A_{B_{\text{т}}} = 7{,}23$ [из аппроксимирующей функции $\eta_{\text{к}} = f(B_{\text{т}})$]; $k_{D_{\text{п.п}}\text{УП}} = 25$ т/(ч·%).

Решение. Определяем $D_{B_{\text{т}}}$ по формуле (12.12)

$$D^{\text{б}}_{B_{\text{т}}} = \left(\frac{240}{2500}\right)^2 25^2 \cdot 1 \cdot 4{,}5 = 25{,}92\ (\text{т/ч})^2;$$

$$D^{\text{н}}_{B_{\text{т}}} = \left(\frac{240}{2500}\right)^2 \cdot 25^2 \cdot 1 \cdot 2{,}4 = 13{,}82\ (\text{т/ч})^2.$$

Далее по формуле (12.13) находим $\Delta\eta_{\text{к}}/\eta_{\text{к}}$:

$$\Delta\eta_{\text{к}}/\eta_{\text{к}} = 0{,}32\%.$$

Тогда составляющая годового экономического эффекта от прироста КПД парового котла составит:

$$\Delta И = 7 \cdot 10^3 \cdot 8{,}282 \cdot 10^5 \cdot 0{,}3 \cdot 10^{-3} \cdot 21 \cdot \frac{0{,}32}{91} = 118\,836 \text{ руб/год.}$$

Расчет экономии средств по текущим издержкам от прироста КПД турбины. На КПД турбины влияет множество факторов [4, 10]. Немаловажное значение имеет качество пара и работа АСР водного режима котла.

При автоматизации водного режима регулируется расход корректирующих добавок, что ведет к улучшению качества пара из-за уменьшения уносимых им легко растворимых соединений, содержащихся в питательной воде. Эти соединения наиболее интенсивно откладываются в наименьшем по размеру лопаточном аппарате первых по ходу пара ступеней ЦВД. В результате постепенно уменьшается проходное сечение первых ступеней и возрастает давление в камере регулирующей ступени, что в свою очередь ведет к снижению срабатываемого на ней теплоперепада. В конечном итоге снижается КПД турбины. Интенсивность этого процесса можно снизить путем внедрения АСР, способствующей улучшению качества пара.

Следовательно, экономический эффект от автоматизации водного режима можно подсчитать по техническому эффекту, связанному с увеличением выработки электроэнергии от прироста КПД турбины. Расчеты в этом случае ведутся по формуле (12.8).

Пример 12.2. Определить экономическую эффективность от внедрения АСР водного режима (расхода воды на непрерывную продувку и ввода фосфатов по схеме рис. 8.18) барабанного котла типа ТП-101 производительностью 640 т/ч, работающего в блоке с турбиной типа К-200-130.

Исходные данные: $N_э^{ном} = 200$ тыс. кВт; $h_у = 7$ тыс.ч; $S_т = 0{,}7$ коп/(кВт·ч); $\eta^э_т = 0{,}39$. Повышение давления в камере регулирующей ступени в среднем за один год составляет: без АСР водного режима $\Delta p_р = 0{,}5$ МПа; то же с АСР, включенной в течение года, $\Delta p_р = 0{,}2$ МПа, а снижение КПД турбины К-200-130 при снижении перепада давления на регулирующую ступень на 0,1 МПа составляет 0,1%.

Решение. Средний прирост КПД турбины за 1 год эксплуатации с включенной АСР водного режима $\Delta\eta^э_т = 0{,}3\%$, а среднегодовой прирост КПД (технический эффект) $\Delta\eta^э_т/\eta_т = 0{,}15\%$.

Значение составляющей годового экономического эффекта находим по формуле (12.8):

$$\Delta И_\eta = 200\,000 \cdot 7 \cdot 10^3 \cdot 0{,}7 \cdot 10^{-2} \cdot \frac{0{,}15}{39} = 37\,690 \text{ руб/год.}$$

Расчет экономии средств по текущим издержкам от снижения расхода электроэнергии на собственные нужды ТЭС. ТЭС являются не только источниками, но и одними из крупных потребителей электроэнергии в энергосистемах.

Среднее значение расходов энергии на собственные нужды мощных КЭС (см. табл. 2.1) составляет 3—4% всего количества выработанной электроэнергии.

Экономия текущих затрат от сокращения расхода энергии на собственные нужды определяется уменьшением затрат энергосистемы на топливо при сохранении ее отпуска потребителям

$$\Delta И_{сн,т} = S_{т.с} \Delta N_{с.н}, \qquad (12.14)$$

где $S_{т.с}$ — топливная составляющая себестоимости электроэнергии на наименее экономичной ТЭС в энергосистеме; $\Delta N_{с.н}$ — сокращение потребляемой мощности на собственные нужды.

Пример 12.3. Определить составляющую годового экономического эффекта от внедрения усовершенствованной АСР мощности энергоблока за счет стабилизации частоты сети, ведущей к сокращению потребления мощности на собственные нужды ТЭС на 1,5%.

Исходные данные те же, что и в примере 12.1; кроме того, дано $\eta_{эБ} = 42{,}46\%$; $\eta^н_{эб} = 41{,}18\%$; $S_{тс} = 0{,}68$ коп/(кВт·ч).

Решение. Потребление мощности на собственные нужды найдем по формуле (2.33)

$$N_{с.н} = \frac{N_э(\eta_{эб} - \eta^н_{эБ})}{\eta_{эБ}} = 0{,}0302 \cdot 800\,000 = 24\,160 \text{ кВт.}$$

Тогда сокращение потребляемой мощности на собственные нужды составит $\Delta N_{с.н}=0{,}015\cdot 24\,160=362$ кВт, откуда составляющая годового экономического эффекта по формуле (12.14) равна: $\Delta И=362\cdot 7000\cdot 0{,}68=17\,326$ руб/год.

При определении экономической эффективности от внедрения автоматики за счет прироста КПД установок и снижения расхода электроэнергии на собственные нужды следует иметь в виду, что значения последних во многом зависят от режимных и эксплуатационных факторов. Так, например, работа энергоблоков в переменном режиме и на пониженных нагрузках в течение длительного времени ведет к снижению усредненных значений КПД *брутто* паровых котлов (турбин) и *нетто* по энергоблоку в целом (см. рис. 2.8). Это снижение может по своему абсолютному значению превысить прирост КПД от внедрения АСР или отдельных подсистем АСУ ТП ТЭС. Поэтому технический эффект от автоматизации за счет прироста КПД следует определять лишь при наличии общности режимных и эксплуатационных факторов, влияющих на КПД до и после ее внедрения (2.26), (2.29), (2.33).

Определение составляющей годового экономического эффекта от прироста выработки электроэнергии за счет уменьшения времени вынужденного простоя основного оборудования. Выработка электроэнергии на ТЭС планируется. Однако в процессе эксплуатации возможны внеплановые изменения электрической мощности за счет непредвиденных простоев оборудования. На длительность непредвиденных простоев влияет множество факторов. Один из них — надежность работы систем ТЗ.

Экономический эффект от внедрения технического мероприятия по повышению надежности тепловых защит связан в основном с сокращением среднегодового времени простоя оборудования от аварий:

$$\Delta\tilde{\tau}_{ТЗ}=(\tilde{\tau}_{п.р}-\tilde{\tau}_{п.з})\tilde{\omega}_{т}, \qquad (12.15)$$

где $\Delta\tilde{\tau}_{ТЗ}$ — изменение среднегодового времени вынужденного простоя оборудования из-за внедрения или повышения надежности действия ТЗ; $\tilde{\tau}_{п.р}$ — среднегодовое время вынужденного простоя оборудования при его аварийном отключении вручную или при действии старого варианта логических схем защит, ч; $\tilde{\tau}_{п.з}$ — то же при

аварийном отключении автоматической защиты (новый вариант), ч; $\tilde{\omega}_т$ — среднегодовое число отказов оборудования (аварийные отклонения параметров, приводящие к останову основного оборудования), 1/год.

Для ориентировочных расчетов [47] при внедрении ТЗ на паровых котлах энергоблоков сверхкритического давления рекомендуется выражение:

$$\Delta\tilde{\tau}_{ТЗ} = 0{,}55\tilde{\tau}_{п.р}\tilde{\omega}_т. \qquad (12.16)$$

Затраты, связанные с вынужденным простоем основного оборудования за 1 ч (без учета затрат на его последующий пуск):

$$З_0 = \tilde{N}_э (S_{т.с} - S_т) + З_р, \qquad (12.17)$$

где $\tilde{N}_э = 0{,}9N_э^{ном}$; $З_р$ — затраты за 1 ч ремонтно-восстановительных работ; $S_{т.с}$ — среднегодовая топливная составляющая по энергоблоку или ТЭС, работающих в регулирующем режиме; $S_т$ — то же для расчетного энергоблока.

Составляющая годового экономического эффекта за счет снижения числа отказов определяется, исходя из уравнений (12.16) и (12.17)

$$\Delta И_{ТЗ} = \Delta\tilde{\tau}_{ТЗ} З_0. \qquad (12.18)$$

Пример 12.4. Определить составляющую годового экономического эффекта от внедрения (усовершенствование) ТЗ на энергоблоке мощностью 800 МВт, используя данные его теплового расчета (см. табл. 2.1), если установлено из статистических наблюдений, что суммарная частота отказов на участках внедрения:

$$\tilde{\omega}_т = 0{,}5 \text{ 1/год и } \tilde{\tau}_{п.р} = 90 \text{ ч}.$$

Кроме того, $S_{тс} = 0{,}68$ коп/(кВт·ч) (по данным энергосистемы); $S_т = 0{,}63$ коп/(кВт·ч) (по данным табл. 2.1) при $З_т = 21$ руб/т, $З_р = 30$ руб/ч (по обобщенным данным для ТЭС).

Решение. Определяем $\Delta\tau_{ТЗ}$ по формуле (12.16):

$$\Delta\tilde{\tau}_{ТЗ} = 0{,}55 \cdot 90 \cdot 0{,}5 = 24{,}75 \text{ ч}.$$

Тогда по формуле (12.18)

$$\Delta И_{ТЗ} = 720\,000\,(0{,}68 - 0{,}63)\,10^{-2} \cdot 24{,}75 + 24{,}75 \cdot 30 =$$

$$= 8910 + 742{,}5 = 9652 \text{ руб/год}.$$

12.3. Определение полного годового экономического эффекта от автоматизации

Годовой экономический эффект $Э_г$, руб/год, от внедрения подсистем АСУ ТП ТЭС определяется на основе исходных формул (12.1)—(12.4) и формул для определения годовой экономической эффективности отдельных составляющих текущих и капитальных затрат (12.8), (12.14), (12.18):

$$Э_г = \Delta И - E_н \Delta K, \qquad (12.19)$$

где $\Delta И = \Delta И_т + \Delta И_{з.п} + \Delta И_э + \Delta У_н$, здесь $\Delta И_т$ — экономия эксплуатационных затрат по статье «топливо на технологические нужды»; $\Delta И_{з.п}$ — то же по статье «зарплата рабочих с начислениями»; $\Delta И_э$ — то же по статьям «расходы на эксплуатацию»; $\Delta У_н$ — изменение предполагаемого ущерба от недоотпуска электроэнергии; ΔK — дополнительные капитальные затраты.

Расчет дополнительных капитальных затрат ведется по формуле

$$\Delta K = K^н - K^б, \qquad (12.20)$$

где $K^б$, $K^н$ — базовые и новые капитальные затраты.

Значения ΔK в денежном выражении складываются из отдельных составляющих:

$$\Delta K = \Delta K_{ппз} + \Delta K_п + \Delta K_в - \Delta K_{сл}, \qquad (12.21)$$

где $\Delta K_{ппз}$ — предпроизводственные затраты на разработку нового вариаита АСУ ТП; $\Delta K_п$ — прямые капитальные затраты на создание основных фондов, вызванные внедрением нового варианта; $\Delta K_в$ — изменение стоимости действующих основных технических средств, вызванное досрочным высвобождением оборудования в связи с внедрением новой АСУ ТП; $\Delta K_{сл}$ — экономия капитальных затрат от изменения срока службы оборудования.

Предпроизводственные (предпроектные) затраты связаны с анализом существующих и новых систем управления и проектированием их информационного обеспечения (разработка программ и алгоритмов функционирования подсистем АСУ ТП, исследование подсистем на математических моделях с сопоставлением различных вариантов и т. п.). Они рассчитываются по сметной стоимости научно-исследовательских и опытно-конструкторских работ с учетом стоимости оборудования и аппаратуры для научных и экспериментальных исследований.

Прямые капитальные затраты определяются по сумме трех составляющих:

затрат $\Delta K_{пр}$ на разработку проектно-конструкторской документации, на строительство новых и реконструкцию существующих помещений для диспетчерских и местных постов (щитов) управления и т. п.;

затрат $\Delta K_{об}$ на приобретение оборудования и аппаратуры подсистем АСУ ТП [комплекса технических средств автоматизации

(КТС)], материалов и изготовления нестандартного оборудования с учетом транспортных, заготовительно-складских расходов (определяются по ценникам и прейскурантам Госстроя СССР);

затрат $\Delta K_{м}$ на монтаж и наладку новых технических средств или в связи с усовершеиствованием существующих.

При подсчетах ΔK за основу берется составляющая по расходу на приобретение оборудования и материалов $\Delta K_{оа}$. Обычно в типовых проектах крупных блочных ТЭС принимается

$$\Delta K_{пр}=0{,}3\Delta K_{оа};\quad \Delta K_{м}=0{,}15\Delta K_{оа}.$$

Методика определения составляющих $\Delta K_{в}$ и $\Delta K_{сл}$ приводится в [47].

Если $K^{н}$ превышают $K^{б}$, то по формуле (12.3) определяются срок окупаемости капитальных затрат на внедрение или усовершенствование подсистем АСУ ТП

$$T_{ок.р}=\frac{\Delta K}{\Delta И}$$

и расчетное значение коэффициента эффективности капитальных вложений

$$E_{р}=\frac{1}{T_{ок.р}}.$$

Мероприятия по внедрению новых подсистем АСУ ТП ТЭС или усовершенствованию существующих считаются эффективными, если

$$E_{р}\geqslant E_{н}\ \text{и}\ T_{ок,р}\leqslant T_{ок,н}.$$

В энергетике принято $E_{н}=0{,}15$ 1/год; $T_{ок,н}=6\div 6{,}5$ лет при внедрении традиционных средств автоматизации; $E_{н}=0{,}33$ 1/год; $T_{ок,н}=3\div 3{,}5$ года при внедрении АСУ ТП на базе ЭВМ третьего поколения [47].

Пример 12.5. Определить показатели экономической эффективности $T_{ск,р}$, $E_{р}$ и $Э_{г}$ для АСР водного режима и сделать вывод о целесообразности ее внедрения по результатам расчета изменения текущих затрат, выполненного в примере 12.2.

Исходные данные те же, что в примере 12.2; дополнительные данные:

а) предпроизводственные затраты на теплохимические испытания[1], проводимые с целью получения экспериментальных динамических (в виде кривых разгона по допустимой концентрации растворимых соединений) и статических режимных характеристик ТОУ (в виде зависимостей содержания растворимых соединений в питательной воде от нагрузки при установлении оптимальном значении расходов воды на продувку и раствора фосфатов, вводимого в барабан):

$$\Delta K_{ппэ}=13\,990 \text{ руб.};$$

[1] Прейскурант на пусконаладочные работы ОРГРЭС (Союзтехэнерго) по оказанию технической помощи электростанциям и сетям. — БТИ, 1968.

б) прямые капитальные затраты на приобретение, доставку, монтаж и наладку двух новых комплектов аппаратуры АСР в соответствии со схемой, показанной на рис. 8.18 [21]:

$$\Delta K_{\text{п}}=\Delta K_{\text{оа}}+\Delta K_{\text{м}}\ (\Delta K_{\text{пр}}=0);$$

$$\Delta K_{\text{п}}=900 \text{ руб.}$$

Решение. Определяем прирост единовременных капитальных затрат по формуле (12.21) ($\Delta K_{\text{в}}=0$; $\Delta K_{\text{сл}}=0$)

$$\Delta K=13\,990+900=14\,890 \text{ руб.}$$

Далее находим:

$$T_{\text{ок.р}}=\frac{\Delta K}{\Delta И}=\frac{14\,890}{37\,690}=0{,}395 \text{ года,}$$

где $\Delta И=\Delta И_{\text{т}}$ ($\Delta И_{\text{з.п}}=0$; $\Delta И_{\text{э}}=0$; $\Delta У_{\text{н}}=0$ как отсутствующие или несущественные), а $\Delta И_{\text{т}}=37\,690$ руб. (по данным примера 12.2).

Определяем $E_{\text{р}}$:

$$E_{\text{р}}=\frac{1}{T_{\text{ок.р}}}=\frac{1}{0{,}395}=2{,}53 \text{ 1/год.}$$

В заключение проводим анализ экономической эффективности АСР [по соотношениям (12.4), (12.19)]:

$$Э_{\text{г}}=37\,690-0{,}15\cdot 14\,890=35\,456 \text{ руб/год;}$$

$$T_{\text{ок.р}}<T_{\text{н}}\ (0{,}395<6{,}6);\ E_{\text{р}}>E_{\text{н}}\ (2{,}53>0{,}15),$$

следовательно, внедрение АСР водного режима экономически выгодно и целесообразно.

Приведенные методики и примеры не охватывают технико-экономическую эффективность АСУ ТП в целом. Кроме того, не рассматриваются составляющие экономического эффекта от автоматизации ТОУ в нестационарных режимах (пуски, остановы, переходные процессы), а также составляющие эффекта от технически необходимых устройств и систем (предохранительные клапаны, регуляторы безопасности турбин, системы дистанционного управления регулирующими органами и др.).

Комплексная оценка мероприятий по внедрению новых или усовершенствованию существующих вариантов АСУ должна учитывать текущие и капитальные издержки по изменению характеристик ТОУ и КТС (надежность, долговечность, сложность), а также изменчивость затрат по оперативному персоналу (численному составу, трудозатратам, сокращению ошибочных действий и т. п.). Новые технические средства АСУ помогают быстрее принимать обоснованные решения по управлению. При условии, что полученные решения обеспечивают выполнение плановых заданий, можно учесть дополнительную

составляющую годового экономического эффекта — изменение суммарных приведенных затрат на подготовку и принятие решений по управлению, реализуемых в сфере производства.

Приведенные примеры 12.1—12.5 служат лишь иллюстрацией оценки составляющих годового экономического эффекта, достигнутого в каждом конкретном случае на данном участке ТОУ. Достоверность полученных результатов экономии издержек в денежном выражении во многом зависит от точности представления исходных данных и оценки точности численных значений дисперсии входных и регулируемых величин или комплексных, подсчитанных по формулам (2.89), (12.9), (12.10) и др.

Целостная картина годового экономического эффекта может быть получена путем суммирования всех составляющих, полученных от автоматизации ТОУ, с учетом вышеперечисленных факторов.

* * *

В условиях развитого социалистического общества автоматизация служит источником роста производительности труда, формирования прибылей промышленных предприятий и расширенного воспроизводства промышленной продукции. Однако способность автоматизации к достижению экономической эффективности в условиях промышленного производства является лишь ее потенциальным свойством, а не присущим ей качеством. Оснащение ТОУ комплексом современных технических средств само по себе не принесет ожидаемого экономического эффекта. Главным при автоматизации является доведение до окончательного внедрения всех проектных решений, включая так называемые второстепенные, связанные с автоматизацией периодических операций и мелких узлов и участков, а также инженерно-психологических разработок, направленных на улучшение условий труда персонала.

РЕГУЛИРУЮЩИЕ ОРГАНЫ ТЕПЛОЭНЕРГЕТИЧЕСКИХ УСТАНОВОК

Общие положения. Регулирующим органом иазывается устройство, позволяющее изменять расход или иаправление потока энергии или вещества в соответствии с требованиями технологического процесса.

В условиях эксплуатации ТЭС регулирующие органы воздействуют на изменение расходов жидкого, газообразного, твердого и пылевидного топлива, воды, пара, газа и воздуха.

Воздействие регулирующего органа определяется его статическими характеристиками: *диапазоном регулирования и рабочей расходной характеристикой.*

Диапазон регулирования R — отношение максимального расхода вещества к минимальиому, соответствующее перемещению регулирующего органа из одного крайнего положения $x_{р.о}^{макс}$ в другое $x_{р.о}^{мин}$:

$$R = \frac{G_{макс}}{G_{мин}}.$$

Рабочая расходиая характеристика — зависимость расхода среды от положения регулирующего органа

$$G = f(x_{р.о}).$$

При разработке, выборе и отладке регулирующих органов обычно стремятся иметь диапазои регулирования, достаточный для управлеиия процессом при всех режимах и нагрузках агрегата, и в большинстве случаев лиией1ую рабочую характеристику в пределах этого диапазона.

Регулирующие клапаиы и заслоики служат для изменения расхода жидкости, пара, воздуха или газа путем дросселирования потока вещества.

Существует несколько конструктивных разновидиостей клапаиов, различающихся формами плунжера и седла (рис. П.1). Базовые конструкции клапанов для жидких сред определены ГОСТ 12891-67 и ГОСТ 14239-69, для газообразиых сред — ГОСТ 12891.67 и ГОСТ 14239.69.

Поверхиость, по которой соприкасаются плунжер (золотник) и седло, иазывается *опорной поверхностью*, площадь щели между иими — *проходным сечением* F, виутренний диаметр поперечного сечения в месте присоедииения клапаиа к трубопроводу (по флаицу) — *условным диаметром* прохода клапана $D_у$, значения которого определяются ГОСТ 356-67.

Поворотные заслонки разделяются по форме поперечного сечеиия иа круглые (рис. П.2,*а*, *б*) и прямоугольные (рис. П.2,*в*—*д*).

Круглые заслонки устанавливаются на трубопроводах и служат для регулирования расходов воды, пара, газа и воздуха при сравнительно малых перепадах давлений на регулирующем органе.

Заслонки прямоугольной формы изготовляются однолопастными (рис. П.2,*в*), двухлопастными с перегородкой для разделения потоков (рис. П.2,*г*) и многолопастными (рис. П.2,*д*). Последние чаще

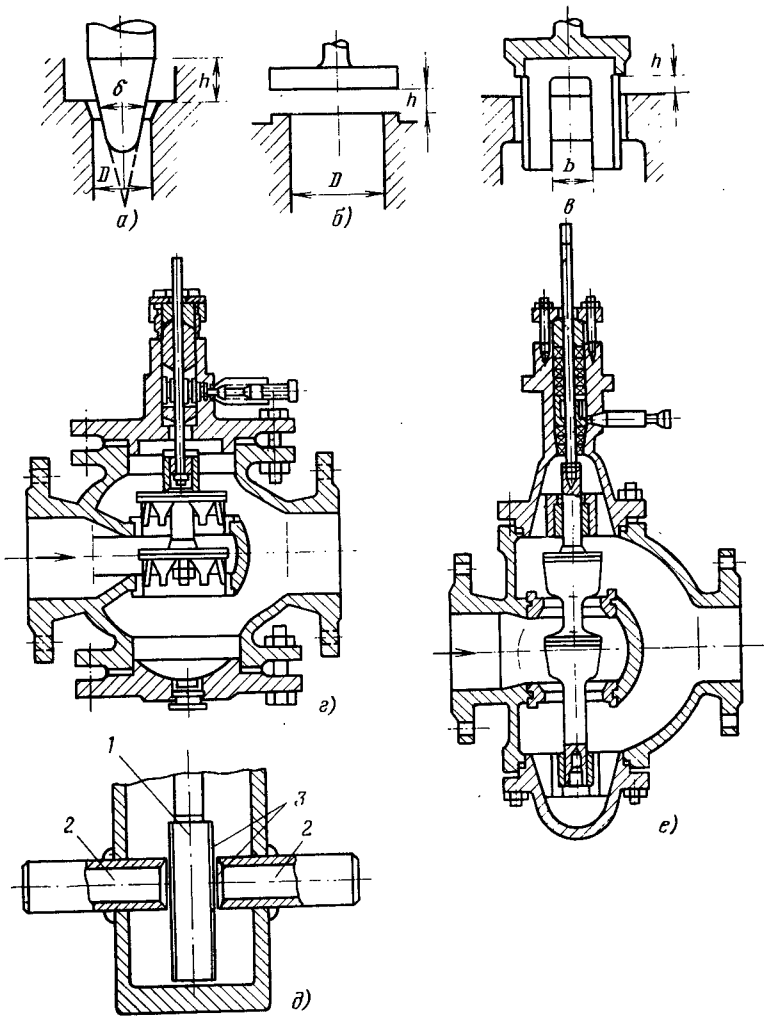


Рис. П.1. Регулирующие клапаны.

а — игольчатый; *б* — тарельчатый; *в*, *г* — золотниковый; *д* — шиберный; *е* — плунжерный двухседельный; *1* — шибер; *2* — патрубок с седлом; *3* — наплавка.

всего устанавливаются на газовых и воздушных коробах большого поперечного сечения. К заслонкам прямоугольного типа предъявляются менее жесткие требования в отношении плотности перекрытия потока и стабильности начального участка рабочей характеристики. При невысоких температурах потока и перепадах давлений, например, при регулировании расходов дымовых газов применяют многосные литые чугунные заслонки.

Каждый клапан или заслонка имеют конструктивную характеристику, которая представляет собой зависимость изменения относительной площади проходного сечения $F/F_{макс}$ регулирующего органа от степени его открытия (перемещения плунжера h или угла поворота заслонки φ)

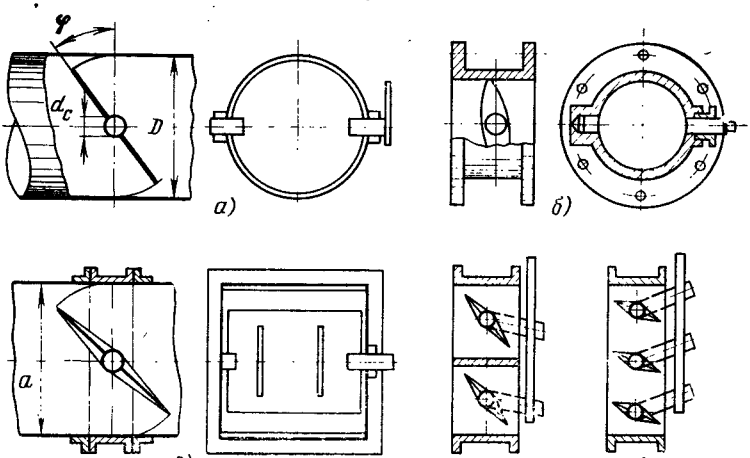


Рис. П.2. Поворотные заслонки.

а — круглая проходная; *б* — круглая с упором; *в* — прямоугольная проходная; *г* — двухлопастная с разделительной перегородкой; *д* — многолопастная.

Конструктивные характеристики клапанов, например золотниковых с треугольными окнами, определяются по формуле

$$F = n\frac{b_{макс}}{2h_{макс}}h^2, \qquad (П.1)$$

где n — число окон; $b_{макс}$ — ширина окна у осиования; h — высота подъема плунжера; $h_{макс}$ — максимальная высота подъема плунжера.

Конструктивные характеристики различных типов клапанов приведеиы на рис. П.3 [6, 14].

Конструктивные характеристики заслонок определяются по формуле

$$F = 0{,}78D_y(1-\cos\varphi), \qquad (П.2)$$

где D_y — диаметр условиого прохода круглой или равной по площади прямоугольной заслоики, численно равный внутреннему диаметру заслонки.

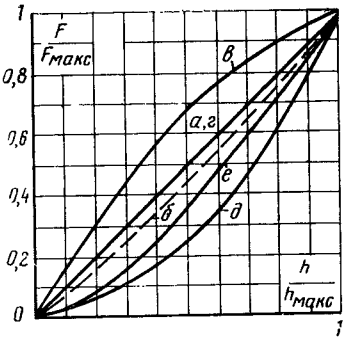


Рис. П.3. Конструктивные характеристики клапанов.

а — тарельчатый; *б* — тарельчатый с конической опорной поверхностью; *в* — игольчатый (δ=30°); *г* — золотниковый с прямоугольными окнами; *д* — золотниковый с треугольными окнами; *е* — золотниковый с комбинированными окнами.

Для круглых заслонок

$$\varphi_{макс} = \arccos \frac{d_с}{D_у},$$

где $d_с$ — диаметр ступицы заслонки.

Расчет регулирующих органов может быть *конструктивным и поверочным.*

Цель поверочного расчета состоит в определении максимальной пропускной способности клапана для установления диапазона регулирования. С этой целью определяется массовый, кг/с, и объемный, м³/с, расходы жидкости через дроссельный регулирующий орган:

$$G = \mu_{кл} F \sqrt{2 \Delta p \rho}; \qquad (П.3)$$

$$Q = \mu_{кл} F \sqrt{2 \frac{\Delta p}{\rho}}, \qquad (П.4)$$

где $\mu_{кл}$ — коэффициент расхода, под которым понимают отношение действительного измеренного расхода среды к расчетному; F — площадь открытия регулирующего органа, м²; Δp — гидравлическое сопротивление дроссельного устройства, Па; ρ — плотность вещества, кг/м³.

Значения $\mu_{кл}$ зависят от конструкции регулирующего органа и степени его открытия.

Для клапанов и заслонок они определяются по графикам эффективного проходного сечения, приведенным на рис. П.4 и П.5.

Для сжимаемых сред (газа или пара) вводится поправочный коэффициент, учитывающий расширение потока. Тогда массовый, кг/с, или объемный расход, м³/с, газа или пара равен:

$$G = \mu_{кл} F \varepsilon \sqrt{2 \Delta p \rho}; \qquad (П.5)$$

$$Q = \mu_{кл} F \varepsilon \sqrt{2 \frac{\Delta p}{\rho}}, \qquad (П.6)$$

где ε — поправочный коэффициент на расширение потока:

$$\varepsilon = 1 - \beta \frac{\Delta p}{p_н} \text{ при } \frac{\Delta p}{p_н} \leqslant 0{,}5 \qquad (П.7)$$

и

$$\varepsilon = 0{,}95 - (\beta - 0{,}1) \frac{\Delta p}{p_н} \text{ при } \frac{\Delta p}{p_н} > 0{,}5; \qquad (П.8)$$

здесь $p_н$ — абсолютное значение давления перед клапаном.

Условные значения коэффициентов β следующие:

Насыщенный водяной пар	0,5
Перегретый пар и трехатомные газы	0,47
Воздух и двухатомные газы	0,45

В техинических расчетах приинято пользоваться следующими формулами:

массовый расход, т/ч,

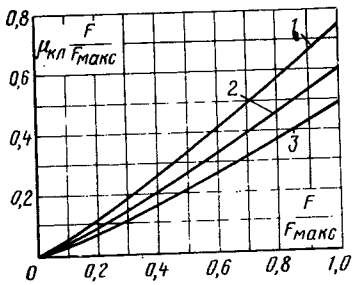
$$G = 0{,}159\,\mu_{кл} F \sqrt{\Delta p \rho}; \qquad (П.9)$$

объемный расход, м³/ч,

$$Q = 0{,}159 \mu_{кл} F \sqrt{\frac{\Delta p}{\rho}}, \qquad (П.10)$$

где F в см²; Δp в кгс/см²; ρ в кг/м³.

При конструктивном расчете по заданной пропускиой способности и условиям работы (параметрам среды) выбирается клапан из имеющихся типоразмеров серийной регулирующей арматуры. Приближенный коиструктивиый расчет производится с учетом следующе-



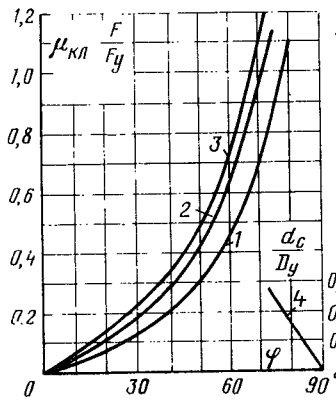


Рис. П.4. Эффективное проходное сечение клапанов.

1 — игольчатые односедельные; *2* — игольчатые двухседельные и золотниковые; *3* — прочие.

Рис. П.5. Эффективное проходное сечение поворотиых заслонок.

1 — однолопастные и многолопастные с разделнтельными перегородками (круглые и прямоугольные); *2* — двухлопастные; *3* — трехлопастные; *4* — зависимость $\varphi_{макс} = f\left(\frac{d_c}{D_y}\right)$.

го правила: отношение площади прохода клапана $F_{макс}$, определенного из формул расхода, к площади условного прохода $F_y = \pi D^2_y/4$ должно ие более 0,6—0,7 или $F^{макс}_{кл}/F_y = 0{,}6$—$0{,}7$. При превышеиии этого значения работа клапана как регулирующего органа может быть неэффективиой. Примеры расчетов клапанов и заслонок приводятся в [6, 14].

Регулирование производительности питательных насосов. Регулирование производительности питательных *турбонасосов* (ПТН) осуществляется путем воздействия на мощность парового привода насоса, путем изменения пропуска пара в проточную часть турбины с помощью дроссельного регулирующего клапана той или иной конструкции (см. рис. П.1).

Производительность *питательных электронасосов* (ПЭН) регулируется путем изменения частоты вращения ротора насоса с помощью гидромуфт, связывающих ведущий вал электропривода с ведомым валом насоса. В отличие от механических муфт, осуществляющих эту связь посредством жесткого болтового соединения, в гидромуфтах она происходит за счет сил сцепления частиц воды или масла, отбрасываемых центробежной силой вращения электропривода и заключенных между направляющими лопатками ведущего и ведомого дисков. Схематическое изображение гидромуфты приведено на рис. П.6.

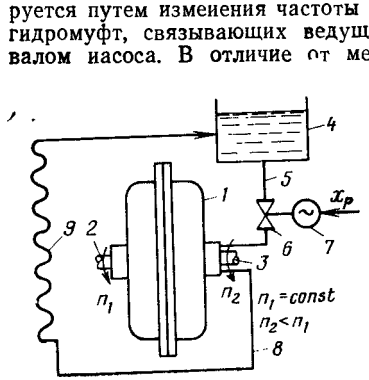


Рис. П.6. Принципиальная схема гидромуфты.

Муфта *1* передает вращение с ведущего вала *2* на ведомый *3* следующим образом. Масло или вода поступает в муфту из напорного бака *4* через подводящую трубку *5*. При вращении ведущего диска, жестко укрепленного на валу электропривода, жидкость отбрасывается на периферию, где расположены кольцевые лопатки, в свою очередь направляющие этот поток на кольцевые лопатки ведомого диска. При большой частоте вращения поток жидкости, заключенный между лопатками дисков, увлекает за собой ведомый диск, вал и жестко укрепленное на нем рабочее колесо насоса.

Регулирующим органом в рассматриваемом устройстве является клапан *6*, который перемещается под действием сервопривода *7* и изменяет расход жидкости в гидромуфту.

При возрастании нагрузки насоса ведомый диск может «проскальзывать» относительно ведущего. Скольжение, выражаемое величиной $S_2=(n_1-n_2)/n_2$, возрастает или уменьшается с изменением количества жидкости, поступающей в корпус муфты через регулирующий клапан *6*. Из корпуса муфты жидкость удаляется через отводящую трубку *8*. Скоростной напор потока, создаваемый муфтой, используется для перекачки жидкости через систему ее охлаждения *9* в бак *4*.

Изменение производительности насоса определяется по формуле

$$\frac{G_1}{G_2}=\frac{n_1}{n_2}.$$

В некоторых типах гидромуфт регулирование частоты вращения рабочего колеса насоса осуществляется путем изменения расхода жидкости через отводящую трубку *8* за счет изменения ее положения (высоты) внутри корпуса муфты *1*.

Гидромуфта вместе с насосом призвана в конечном итоге изменять подачу питательной воды в зависимости от значения командного сигнала регулирующего прибора $И_{рi}$.

Регулирование производительности тягодутьевых машин. Регулирование производительности дымососов и вентиляторов осуществляется следующими способами:

1) дросселированием потока на всасе машины с помощью многостворчатых поворотных заслонок или шиберов (см. рис. П.2,*д*) — *дроссельное регулирование*;

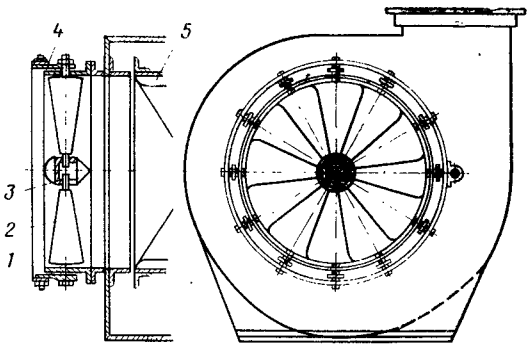


Рис. П.7. Регулирование производительности дымососов и вентиляторов направляющим аппаратом.

***1* — кольцевой приводной рычаг; *2* — поворотные лопатки; *3* — опора; *4* — приводные промежуточные рычаги; *5* — крыльчатка дымососа или вентилятора.**

2) дросселированием и одновременным изменением направления потока с помощью направляющих аппаратов — *смешанное регулирование*;

3) изменением частоты вращения машины с помощью гидравлических муфт или посредством изменения частоты вращения электропривода — *скоростное регулирование*.

Схематическое изображение направляющих аппаратов приведено на рис. П.7. В положениях, близких к полному закрытию, изменение расхода газа или воздуха осуществляется в основном за счет дросселирования. В дальнейшем по мере открытия и увеличения угла поворота лопаток изменение расхода достигается частично дросселированием, а также изменением направления потока по отношению к лопастям рабочего колеса дымососа или вентилятора.

При сравнении различных способов регулирования производительности дымососов и

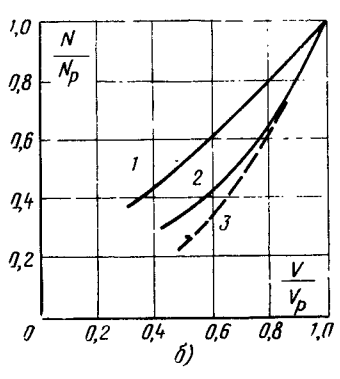


Рис. П.8. Относительные потребляемые мощности при различных способах регулирования производительности тягодутьевых машин.

***1* — дроссельное регулирование; *2* — регулирование направляющим аппаратом; *3* — скоростное регулирование.**

вентиляторов следует учитывать надежность, экономичность и простоту конструкции.

Наиболее надежны и просты по конструкции поворотные заслонки.

С точки зрения затрат электроэнергии на привод при одинаковой производительности наиболее экономичным является скоростное регулирование, наименее экономичным — дроссельное, т. е. с помощью поворотных заслонок и шиберов.

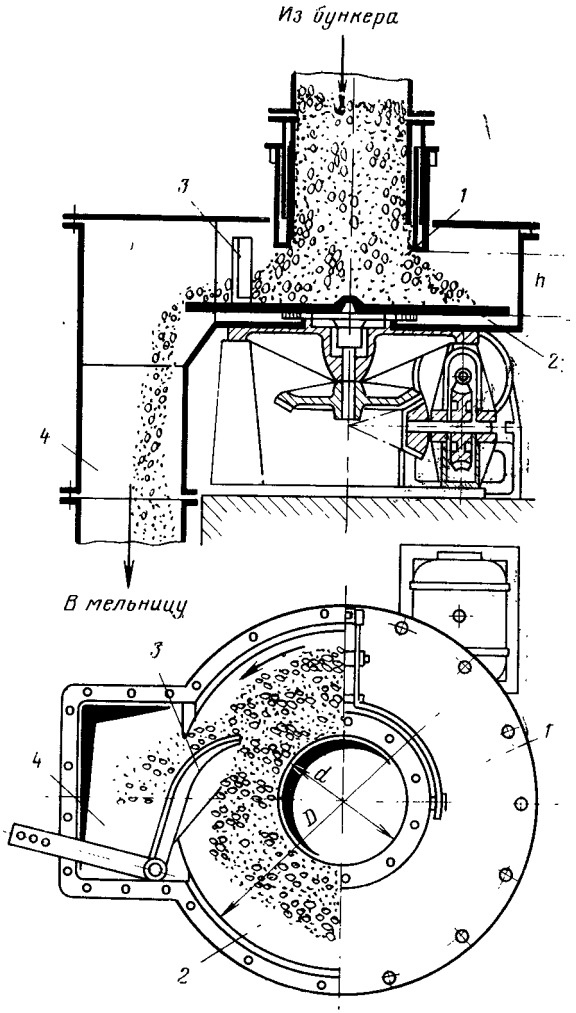


Рис. П.9. Тарельчатый питатель сырого угля.

На рис. П.8 приводятся графики относительных потребляемых мощностей ($N/N_р$) электропривода для рассмотренных способов регулирования.

Направляющие аппараты превосходят поворотные заслонки по экономичности, но несколько уступают им по надежности, в особенности при высоких температурах потока.

Регулирование производительности топливоподающих устройств. Регулирование расхода жидкого или газообразного топлива, поступающего в топку, осуществляется с помощью клапанов или поворотных заслонок тех или иных конструкций (см. рис. П.1, П.2).

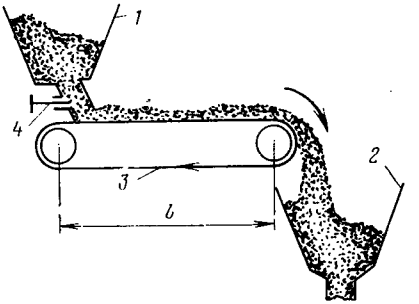


Рис. П.10. Ленточный питатель.
1, 2 — буикера; *3* — лента; *4* — шибер-дозатор.

Регулирование расхода раздробленного твердого топлива осуществляется с помощью питателей топлива различных конструкций: тарельчатого, ленточного, скребкового. Тарельчатый питатель изображен на рис. П.9.

Предварительно раздробленное топливо из бункера через цилиндрическую трубу *1* поступает на вращающийся диск (тарелку) *2* и сбрасывается с него поворотным ножом *3* в отводящую точку *4*. Расход топлива, поступающего в мельницу, можно регулировать тремя способами:

1) высотой положения приемной трубы *1* над рабочим диском *2*;

2) углом поворота ножа *3*, открывающего топливу доступ в течку *4*;

3) изменением частоты вращения электропривода тарелки *2*.

Первый способ используется для первоначальной установки высоты расположения трубы над тарелкой в зависимости от угла естественного откоса сырого топлива.

Второй способ используется при индивидуальном регулировании производительности мельницы. В этом случае изменение положения ножа осуществляется с помощью сервопривода, сочлененного с его поворотной осью.

Третий способ целесообразно использовать при групповом регулировании производительности нескольких мельниц.

Тарельчатые питатели рассчитаны на расход сырого топлива от 5 до 30 т/ч или от 1 до 8 кг/с.

Ленточный питатель показан на рис. П.10. Топливо из бункера *1* поступает на полотно ленточного транспортера *3*, движущегося с переменной или постоянной скоростью, и ссыпается в приемную течку *2*.

Расход топлива можно регулировать двумя способами:

изменением толщины слоя топлива за счет изменения положения секторного ножа или шибера *4*;

изменением скорости движения ленты за счет изменения частоты вращения электропривода.

Первый способ чаще применяется при индивидуальном управлении производительностью мельницы, второй — при групповом.

Для ленточного питателя расход сырого топлива, т/ч:

$$G = Fv\rho \qquad (П.11)$$

или

$$G = abv\rho, \qquad (П.12)$$

где a — ширина течки бункера сырого угля ($a = 0{,}3 \div 0{,}5$ м); b — средняя толщина слоя топлива ($b_{макс} = 0{,}10 \div 0{,}15$ м; $b_{мин} = 0{,}03 \div 0{,}04$ м); v — скорость ленты, м/ч (обычно $v = 360 \div 1080$ м/ч); ρ — средняя плотность сыпучего материала (топлива).

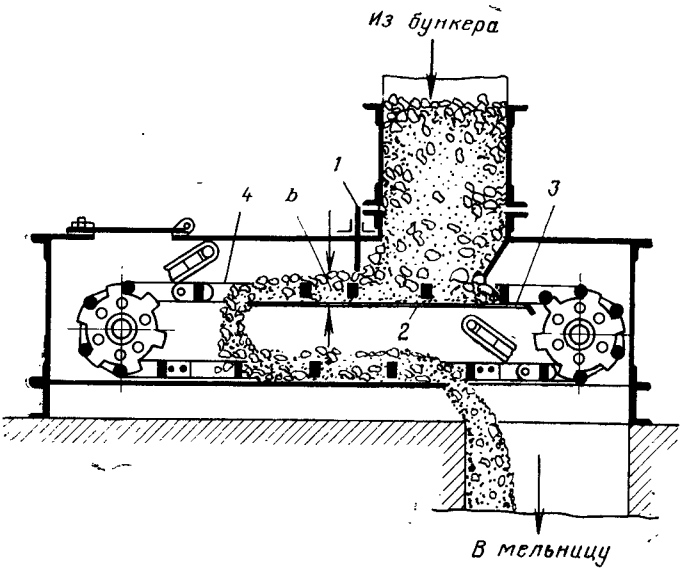


Рис. П.11. Скребковый питатель.

Скребковый питатель изображен на рис. П.11. Подача топлива осуществляется с помощью движущейся по полотну *2* цепи *3* с укрепленными на ней скребками *4*. Сырое топливо из бункера поступает на верхнее полотно *2* через щель, площадь которой регулируется положением шибера *1*. Затем топливо скребками сбрасывается на нижнее полотно, с которого также скребками оно сбрасывается в приемную течку мельницы.

Расход топлива, так же как и у ленточного питателя, может регулироваться положением шибера *1* или изменением скорости движения цепи.

Последний способ наиболее целесообразен при групповом управлении питателями и высоковлажных топливах в системах с индивидуальным управлением производительностью мельниц.

При сравнительной оценке рассмотренных конструкций питателей сырого угля следует учитывать сорт топлива, качество его предварительной обработки (дробление и очистка) и назначение питателя в системе регулирования.

Тарельчатые питатели имеют малые габариты и наименьшие присосы воздуха в систему пылеприготовления. Но их производительность при неизменных положении ножа и частоты вращения диска зависит от влажности топлива и качества его предварительной обработки. При попадании в бункер порции сильно увлажненного топлива возможно проскальзывание топливного слоя относительно вращающегося диска. Попадание инородных тел и предметов (щепа, ветошь, камни и т. п.) между нижней кромкой ножа и диском может привести к чрезмерной перегрузке электропривода («заеданию») и его останову. В связи с этим тарельчатые питатели обычно устанавливаются на системах приготовления пылевидного топлива с промежуточным бункером, где нестабильность топливоподачи в мельницы не приводит к глубоким нарушениям топочного режима котла.

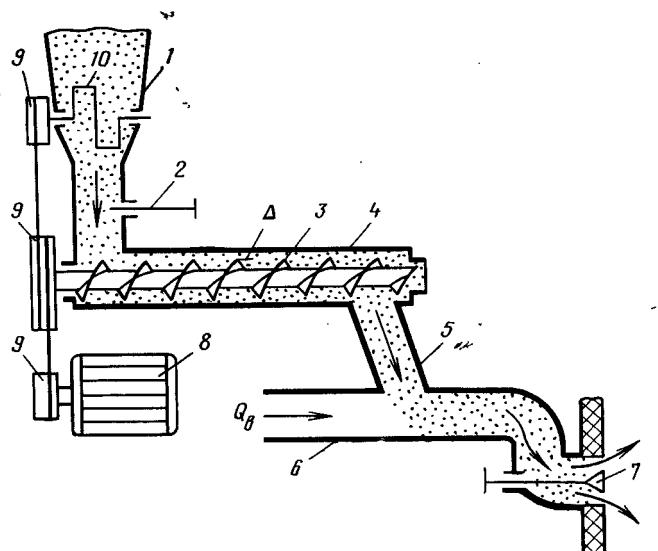


Рис. П.12. Шнековый питатель пыли.

Ленточный питатель лишен недостатков тарельчатого, но в той же мере лишен и его преимуществ. Питатели этого типа устанавливаются для непрерывного взвешивания поступающего в мельницу топлива, поскольку единственным освоенным способом измерения расхода твердого топлива является его взвешивание на ленте. Область применения ленточных питателей — индивидуальное регулирование производительности шаровых барабанных и групповое — молотковых мельниц.

Необходимость установки более сложных по конструкции скребковых питателей вызывается наличием высоковлажных топлив (торфа, бурых углей, сланца), когда другие способы их дозировки оказываются ненадежными. В питателях этого типа захват топлива осуществляется с помощью скребков в устье приемной течки, что исключает проскальзывание слоя топлива относительно движущейся

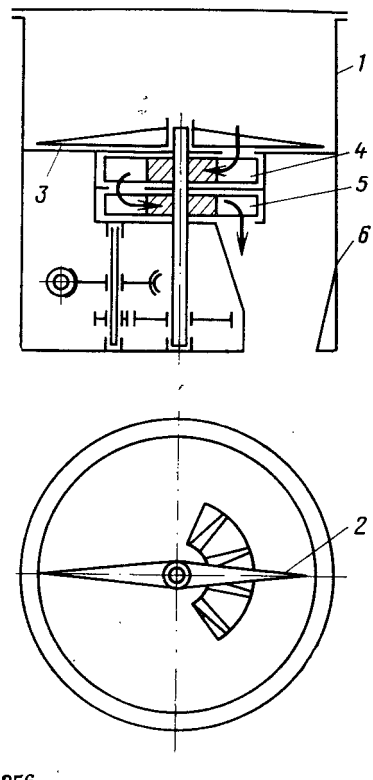
части питателя. Однако скребковые питатели в силу конструктивных особенностей обладают сравнительно большим (до 30% максимального) нерегулируемым пропуском сырого топлива в мельницу.

Для регулирования подачи пылевидного топлива в топку применяются шнековые, дисковые и аэрационные пылепитатели.

Шнековый питатель показан на рис. П.12. Он действует по принципу «винта». Винт, называемый шнеком, остается на месте, перемещается сыпучая среда, в которой он вращается.

Пыль из промбункера *1* через отсечный шибер *2* непрерывно поступает в приемный патрубок питателя *4*, проталкивается винтовой лопастью шнека *3* до выходного патрубка и стекает через течку пыли *5* в пылепровод *6*, где она подхватывается потоком воздуха $Q_в$ и транспортируется до горелки *7*, через которую и поступает в топку. Производительность питателя такой конструкции регулируется путем изменения числа оборотов шнека. Для этой цели используется электропривод с регулируемой частотой вращения, как правило, двигатель постоянного тока *8*, который связывается с валом шнека ременной передачи *9*. Для предотвращения образования сводов над входной горловиной питателя можно устанавливать «ворошитель» *10*.

Диапазон изменения частоты вращения электропривода составляет 450—1350 об/мин.



Так как электропривод имеет определенную начальную частоту вращения, шнековый питатель обладает нерегулируемой начальной производительностью (до 30% максимальной).

Рабочая характеристика шнекового питателя может изменяться в зависимости от дисперсности помола пыли, ее влажности и высоты столба пыли над приемным патрубком шнека.

Некоторое количество пыли может попадать в топку при остановленном питателе за счет эжектирующего действия потока воздуха в пылепроводе и из-за протекания пыли через зазоры между лопастями шнека *8* и корпусом питателя *4*. Это явление имеет место при сухой и тонкой пыли, обладающей высокой текучестью.

Дисковый питатель изображен на рис. П.13. Он состоит из двух вращающихся дисков с укрепленными на них лопастями.

Рис. П.13. Дисковый питатель пыли.

Пыль из бункера, приводимая в движение ворошителем *2*, поступает в приемный патрубок *1*, а оттуда через окно верхней перегородки *3* в ячейку между лопастями вращающегося верхнего диска *4*, которым она перемещается на другой край средней перегородки, проваливается через окно в ячейку между лопастями нижнего диска *5* и переваливается ими на правый край нижней перегородки, откуда она проваливается через окно в точку *6*, соединяющую питатель пыли с пылеприводом. Путь, совершаемый сыпучей массой за один оборот дисков, показан стрелкой.

Производительность дискового питателя регулируется частотой вращения электропривода с редуктором, на выходном валу которого укреплены вращающиеся диски. Диапазон регулирования дискового питателя по частоте вращения одинаков с диапазоном шнекового. Дисковый питатель также имеет определенную нерегулируемую начальную производительность, которую можно изменять за счет перекрытия части окна верхней перегородки *3*.

При сравнении рассмотренных конструкций питателей пыли следует учитывать сорт сжигаемого топлива. Иногда применение дискового питателя является единственным способом устранения нерегулируемого перетока пыли из бункера по пылепроводам в топку. В то же время питатель «заедает» при попадании посторонних предметов в зазор между лопастями дисков и перегородками, поэтому приемные патрубки питателей защищаются сетками.

Для шнековых питателей попадание посторонних предметов практически не опасно. Они более просты по конструкции, легко ремонтируются. Однако их не рекомендуется устанавливать при наличии сухого топлива (с влажностью менее 12—14%). При использовании топлива с повышенной влажностью образование сводов над приемным патрубком шнека можно частично предотвратить путем увеличения площади приемного патрубка и установкой ворошителя.

Аэрационный питатель пыли показан на рис. П.14. Он состоит из рабочей камеры аэрации *1*, газораспределительной решетки *2*, газовой камеры *3*, патрубка подачи газа *4*, клапана расхода аэросмеси *5*, трубопровода отвода пыли *6*, механизма привода клапана расхода *7*. Фланцем *8* аэропитатель присоединяется к пылевому бункеру *9*, а флапцем *10* — к пневмотранспортной системе котла. Шибер *11* служит для отключения питателя от пылевого бункера. В качестве аэрирующего агента (газа) используется сжатый воздух с давлением 0,03—0,06 МПа (0,3—0,6 кгс/см^2), подаваемый от воздуходувки. Для пыли высокореакционных углей целесообразно по возможности использовать очищенный инертный газ, расход которого составляет 15—20 кг/ч на один аэропитатель.

Основной частью аэропитателя служит рабочая камера, в которую через газораспределительную решетку, обеспечивающую равномерность дутья, поступает снизу сжатый воздух или инертный газ, а сверху через присоединительный патрубок угольная пыль из бункера. В рабочей камере при скоростях истечения воздуха через решетку более 0,01 м/с наступает режим полного ожижения слоя пыли, находящейся в камере. Образуемая аэросмесь через течку поступает в пылепровод и далее к горелкам. Производительность питателя регулируется посредством клапана расхода аэросмеси *5*, установленного на выходе. Неравномерность подачи аэропитателей не превышает ±6%. Аэропитатели в отличие от шнековых и дисковых не имеют электропривода и вращающихся частей, просты в обслуживании и ремонте.

Системы бесступенчатого и бесконтактного регулирования частоты вращения пылепитателей (АРПП) и питателей сырого угля (АРСП). Электрическая схема питателей изображена на рис. П.15. Эти питатели применяются для управления электродвигателями, питающимися от сети переменного тока через специальные преобразователи *ПД*, которые представляют собой устройства, состоящие из

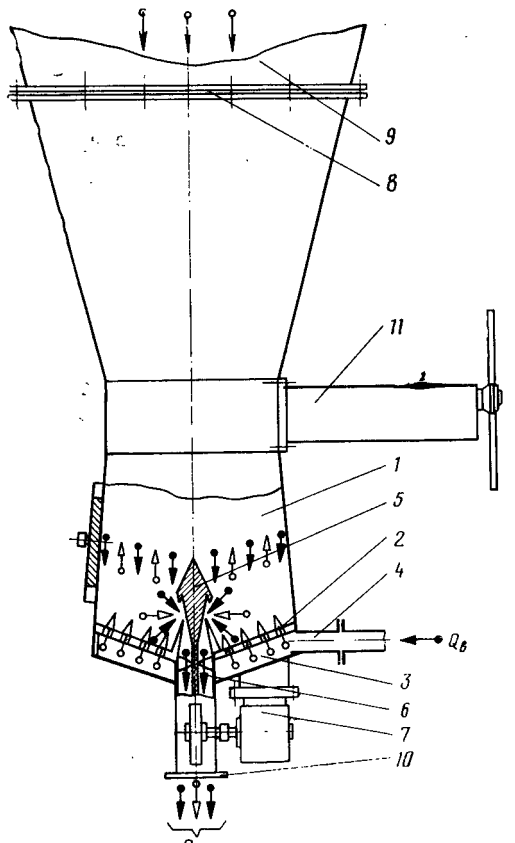


Рис. П.14. Аэропитатель пыли.

мощного полупроводникового выпрямителя *В*, преобразующего переменный ток в постоянный, и дросселя насыщения *ДН*, воздействием на управляющие обмотки которого обеспечивается регулирование (изменение) напряжения на выходе выпрямителя. Регулирование частоты вращения электродвигателей питателей топлива при неизменном напряжении на обмотках возбуждения осуществляется за счет изменения напряжения на якорях электродвигателей *ЭД*, которые подсоединяются к выводу выпрямителей. Изменение напряжения

на якоре электродвигателей достигается за счет изменения насыщения силового элемента систем АРПП и АРСП — дросселя насыщения, к выходу которого через трехфазное выпрямительное устройство *В* (на рис. П.15 в одиофазное) подключены электродвигатели питателей.

На одном котле в зависимости от количества питателей может быть установлено несколько дроссельных преобразователей. При этом от одного *ПД* осуществляется питание группы электродвигателей пыли и одного питателя сырого угля.

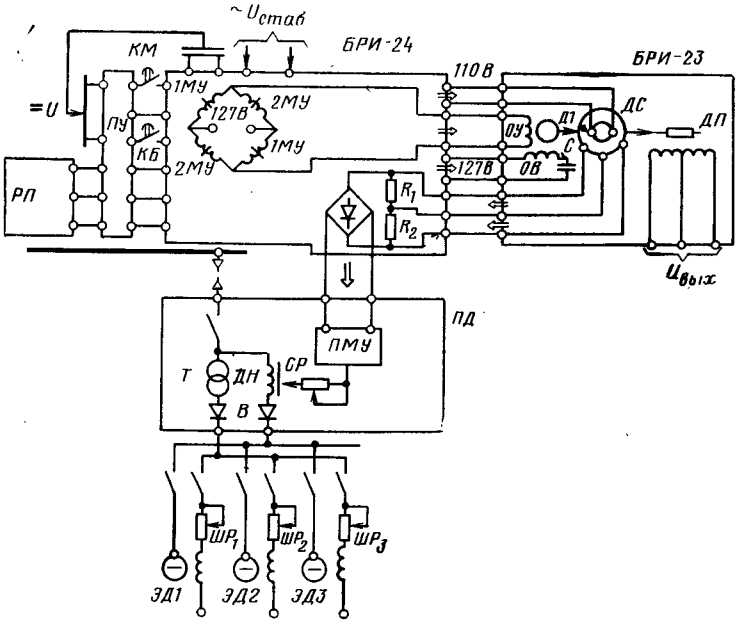


Рис. П.15. Принципиальная электрическая схема группового регулирования частоты вращения питателей пыли.

Получение требуемых статических и динамических характеристик системы (изменение частоты вращения пылепитателей в зависимости от входного сигнала регулирующего прибора) и согласование дискретного (прерывистого) управляющего сигнала (от автоматического регулирующего прибора *РП* или кнопок дистанционного управления *КМ* и *КБ*) с параметрами электрического сигнала, поступающего на обмотку управления дросселя насыщения, достигаются применением промежуточных магнитных усилителей *ПМУ* и электродвигателя *Д1*, используемого в качестве интегрирующего звена на выходе регулирующего прибора.

Система автоматического бесконтактного и бесступенчатого регулирования числа оборотов АРПП и АРСП действует следующим образом.

Дискретный управляющий сигнал «больше» или меньше» с выхода регулирующего прибора или непосредственно от ключа дистанционного управления (*КБ* и *КМ*) (рис. П.15) поступает в управляющие обмотки магнитных усилителей *1МУ* или *2МУ*, расположенных в БРИ-24 (блок регулированиия интегрирующий). Выходные обмотки *1МУ* и *2МУ* соединены по мостовой схеме. Переменное питающее напряжение 127 В подводится к одной из диагоналей этого моста, а ко второй диагонали (выход) подключена обмотка управления *ОУ* электродвигателя *Д1*, расположенного в блоке БРИ-23. Обмотка возбуждения *ОВ* двигателя питается через фазосдвигающий конденсатор *С* от общего с *1МУ* и *2МУ* источника питания напряжением 127 В.

При подаче в обмотки управления *1МУ* и *2МУ* управляющих сигналов нарушается равновесие моста, образованного их выходными обмотками, и на *ОУ* двигателя *Д1* поступает напряжение, фаза которого, а тем самым направление вращения *Д1* зависят от того, в какой из магнитных усилителей, *1МУ* или *2МУ*, подан управляющий сигнал. Вал двигателя *Д1* через редуктор связан с ротором сельсинного датчика *ДС*, также расположенного в БРИ-23. Сельсин *ДС* действует в режиме поворотного трансформатора. Угол поворота сельсина ограничен 45°. Положению 0° соответствует минимальная частота вращения двигателей питателей топлива (300 об/мин), положению 45° — максимальная (1500 об/мин). В БРИ-23 размещается также индукционный датчик перемещения *ДП*, плунжер которого связан с ротором сельсина. Сигнал $u_{вых}$ с выхода *ДП* используется как индикатор положения системы регулирования подачи топлива.

Время полного хода выходного вала сельсина может регулироваться вручную в пределах 15—60 с с помощью переменного сопротивления, расположенного в БРИ-24 (на схеме не показан). К статору сельсина подводится переменное напряжение 110 В, а ротор нагружен резисторами R_1 и R_2, выпрямленное напряжение с выхода которых поступает на обмотку управления промежуточного магнитного усилителя *ПМУ*. Он суммирует и усиливает поступающие в него сигналы и через потенциометр *СР* дает ток в управляющие обмотки дросселя насыщения *ДН*. Дроссель насыщения является силовым регулирующим элементом. Питание дросселя производится от трехфазной сети через траисформатор *Т*. Выпрямленное напряжение от выпрямителей *В* подается на зажимы якорей электродвигателей питателей топлива *ЭД*, подключенных к преобразователю *ПД*. Изменение напряжения на выходе *ПД* достигается путем изменения реактивного сопротивления нагрузочных обмоток дросселя *ДН* и регулированием тока в его управляющих обмотках. Ручное групповое управление частотой вращения двигателей, подсоединенных к одному *ПД*, осуществляется с помощью потенциометра *СР*, индивидуальная — с помощью шунтовых реостатов *ШР*.

В качестве привода используется шунтовый двигатель постоянного тока. Последовательно с его обмоткой возбуждения включаются регулировочный реостат и реостат ручного управления. Изменение сопротивлений реостатов в конечном итоге приводит к изменению числа оборотов двигателя. При полностью введенном сопротивлении реостатов двигатель вращается с максимальной частотой, при выведенном — с минимальной.

СПИСОК ЛИТЕРАТУРЫ

ОСНОВНАЯ

1. **ГОСТ 17194-76.** Автоматизированные системы управления технологическими процессами. Термины и определения.

2. **Жимерин Д. Г., Мясников В. А.** Автоматические и автоматизированные системы управления. — М.: Энергия, 1976. — 680 с.

3. **Автоматизация** крупных тепловых электростанций/ Под ред. М. П. Шальмана. — М.: Энергия, 1974. — 240 с.

4. **Котельные** и турбинные установки энергоблоков мощностью 500 и 800 МВт/ Под ред. В. В. Дорощука, В. Б. Рубина. — М.: Энергия, 1979. — 680 с.

5. **Стефани Е. П.** Основы расчета настройки регуляторов теплоэнергетических процессов. — М.: Энергия, 1972. — 376 с.

6. **Плетнев Г. П.** Автоматическое регулирование и защита теплоэнергетических установок электрических станций. — М.: Энергия, 1976. — 424 с.

7. **Месарович М., Мако Д., Такахара И.** Теория многоуровневых иерархических систем: Пер. с англ. — М.: Мир, 1973. — 344 с.

8. **Бурков В. Н.** Основы математической теории активных систем. — М.: Наука, 1976. — 256 с.

ДОПОЛНИТЕЛЬНАЯ

9. **Электрические** системы. Электрические расчеты, программирование и оптимизация режимов/ Под ред. В. А. Веникова. — М.: Энергия, 1973. — 318 с.

10. **Рыжкин В. Я.** Тепловые электрические станции. — М.: Энергия, 1976. — 416 с.

11. **Теория** автоматического регулирования/ Под ред. А. В. Нетушила. Часть I. — 2-е изд. — М.: Высшая школа, 1976. — 400 с. Часть II. — 1-е изд. — М.: Высшая школа, 1972. — 430 с.

12. **Волгин В. В., Каримов Р. Н., Корецкий А. С.** Учет реальных возмущающих воздействий и выбор критериев управления при сравнительной оценке качества регулирования тепловых процессов.— Теплоэнергетика, 1970, № 3, с. 25—30.

13. **Ротач В. Я.** Расчет динамики промышленных систем регулирования. — М.: Энергия, 1973. — 440 с.

14. **Наладка** автоматических систем и устройств управления технологическими процессами/ Под ред. А. С. Клюева. — М.: Энергия, 1977. — 400 с.

15. **Серов Е. П., Корольков Б. П.** Динамика парогенераторов. — М.: Энергия, 1972. — 416 с.

16. **Налимов В. В.** Теория эксперимента. — М.: Мир, 1971. — 207 с.

17. **Герасимов С. Г., Плетнев Г. П., Кондрашин А. В.** Оценка тепловосприятия экранных поверхностей в барабанных котлах. — Теплоэнергетика, 1969, № 1, с. 20—27.

18. **Попырин Л. С.** Математическое моделирование и оптимизация теплоэнергетических установок. — М.: Энергия, 1978. — 416 с.

19. **Беллман Р.** Динамическое программирование: Пер. с англ.— М.: Изд-во иностр. лит., 1960. — 326 с.

20. **Справочник** по автоматизации и средствам контроля производственных процессов. Книга шестая. Комплексная автоматизация технологических процессов, производств и промышленных предприятий. — М.: Недра, 1972. — 696 с.

21. **Автоматические** приборы, регуляторы и вычислительные машины. Справочное пособие/ Под ред. Б. Д. Кошарского. — М.: Машиностроение, 1976. — 880 с.

22. **Преображенский В. П.** Теплотехнические измерения и приборы. — 3-е изд. — М.: Энергия, 1978. — 703 с.

23. **Ломов Б. Ф.** Основы инженерной психологии. — М.: Высшая школа, 1977. — 335 с.

24. **Федотов Д. В.** Режимы работы энергоблоков и оперативная загрузка машинистов.—Электрические станции, 1978, № 5, с. 15—17.

25. **Межотраслевые** нормативные материалы НОТ, обязательные для применения при проектировании предприятий, технологических процессов и оборудования. — М.: Экономика, 1973. — 125 с.

26. **Правила** технической эксплуатации электрических станций и сетей. — М.: Энергия, 1977. — 288 с.

27. **Управляющие** вычислительные машины в АСУ технологическими процессами: Пер. с англ./ Под ред. Харрисона. — М.: Мир, Т. I, 1975. —530 с. — Т. II, 1976. — 532 с.

28. **Структура** АСУ ТП энергоблоков 800 МВт Запорожской ГРЭС/ М. А. Дуэль, И. Д. Зак, Я. Г. Хаит, В. Н. Солодовников. — Теплоэнергетика, 1979, № 8, с. 7—9.

29. **Алгоритмы** адаптации в системах управления энергоблоками/ В. Я. Ротач, В. Ф. Кузищин, В. Н. Солодовников, В. П. Бутырев. — Теплоэнергетика, 1979, № 8, с. 70—72.

30. **О дальнейшем** развитии систем управления мощными энергоблоками/ В. Д. Миронов, А. В. Наумов, М. П. Шальман и др. — Теплоэнергетика, 1978, № 7, с. 2—4.

31. **Шерстюк И. Н.** Речевой вывод информации в системе управления мощным энергоблоком. — В кн.: Системы отображения информации. — Киев: Наукова думка, 1972, с. 125—129.

32. **Чачко А. Г.** Производство — язык — человек. Проблемы отображения информации. — М.: Энергия, 1977. — 139 с.

33. **Ястребенецкий М. А., Соляник Б. Л.** Надежность промышленных автоматических систем в условиях эксплуатации. — М.: Энергия, 1978. — 168 с.

34. **Основы** технической диагностики/ В. В. Карибский, П. П. Пархоменко, Е. С. Согомонян, В. Ф. Халчев. — М.: Энергия, 1977. — 463 с.

35. **Исследование** некоторых видов сигналов по расходу угольной пыли/ А. В. Кондрашин, Г.П. Плетнев, Н. Н. Бабкин и др. — Теплоэнергетика, 1972, № 12, с. 13—15.

36. **Давыдов Н. И.** Схемы автоматического регулирования топлива и питания отечественных прямоточных котлов. — М.: Энергия, 1975. — 62 с.

37. **Плетнев Г. П., Мухин В. С., Сычев А. В.** Автоматическая система регулирования температуры перегрева пара для котлов, работающих на мазуте. — Тр. МЭИ, вып. 212, с. 26—29.

38. **Живилова Л. М., Ефимов Г. В., Максимов В. Б.** Автоматизация водоподготовительных установок тепловых электростанций. — М.: Энергия, 1976. — 216 с.

39. **Плетнев Г. П., Мухин В. С.** Экспериментальное определение спектральных характеристик колебаний промышленной частоты. — Электричество, 1974, № 8, с. 59—61.

40. **Плетнев Г. П., Штробель В. А., Мухин В. С.** Исследование систем автоматического регулирования мощности парогенератора и турбины в режиме регулирования частоты. — Теплоэнергетика, 1972, № 11, с. 19—25.

41. **Плетнев Г. П.** К вопросу регулирования мощности энергоблоков и частоты энергосистем. — Тр. МЭИ, 1979, вып. 373, с. 26—30.

42. **Система** автоматического регулирования частоты и мощности блочных ТЭС с прямоточными котлами/ Н. И. Давыдов, А. Д. Меламед, М. Д. Трахтенберг, Л. П. Фотин. — Теплоэнергетика, 1979, № 8, с. 2—7.

43. **Автоматизация** энергетических систем/ А. Д. Дроздов, А. С. Засыпкин, А. А. Алилуев, М. М. Савин. — М.: Энергия, 1977.— 440 с.

44. **Лившиц М. А., Александрова Н. Д.** Расчетные исследования динамики регулирования температуры пара с помощью пусковых впрысков. — Теплоэнергетика, № 1, 1979, с. 12—16.

45. **Прузиер С. Л.** Экономика теплоэнергетики СССР. — М.: Энергия, 1975. — 320 с.

46. **Златопольский А. Н., Прузиер С. Л.** Экономика, организация и планирование теплового хозяйства промышленных предприятий. — М.: Энергия, 1979. — 376 с.

47. **Методика** определения экономической эффективности систем автоматического управления энергоблоками. Совет Экономической Взаимопомощи (постоянная комиссия по энергетике). — Будапешт. 1974. — 128 с.

Автоматизация 7, 8, 10, 13, 269, 281, 302
Агрегирование 30, 43
Адаптация 96
Алгоритм 80, 156, 157, 159
Баланс материальный 63
— тепловой 63
— энергетический 17
Блок энергетический 9, 302
Величина регулируемая 59, 92, 112, 226
— физическая 11
Возбудитель 317, 319
Возбуждение 317, 318
Воздействие 11, 25, 50, 93
Возмущение 51, 55
Генератор 7, 321, 322
Генетика техническая 224
Гипертекст 175, 176
Группа функциональная 107
Декомпозиция 21, 23
Диагноз 221, 223
Диагностика 147, 219, 224
Диапазон 347, 258
Дисплей 177
Загруженность оперативная 117, 118
Защита автоматическая 9, 112, 194, 206, 208, 214, 327
— — главная 195
— — локальная 195
— — общеблочная 327
— — тепловая 204, 205
Звено 40, 55, 57
Идентификатор 164
Идентификация 160
Иерархия 22, 23, 24, 43
Издержка производственная 8, 334, 337, 338
Измерение 109, 110, 111
Индикация 169, 170, 171
Интенсивность 117, 122, 199
Информация 10, 170, 171
Качество регулирования 92
Кодирование 128, 169
Контроль теплотехнический 179
Коррекция 155, 158, 170
Котел барабанный 225
— прямоточный 253
Критерий управления 31, 93
Коэффициент полезного действия 32, 64, 236, 333
Лицо, принимающее решение 11, 36, 113, 114, 153
Машина вычислительная 10, 18, 19, 20, 21, 154
Механизация 7, 345
Механизм исполнительный 9, 111
Мнемоскоп 175
Мнемосхема 174
Метод статической оптимизации градиентный 82
— — — множителей Лагранжа 74
— — — наискорейшего спуска 85
— — — прямой 70
— — — покоординатного спуска 86
Модель динамики 51
— концептуальная 115
— математическая 50
— статики 51
— эталон 156
Множество 25, 27
Мощность активная 314
— реактивная 315, 324
Надежность 46, 122, 199, 201
Настройка 37, 60
Обеспечение информационное 149
— математическое 149
— организационное 149
— программное 149
Объект 10, 15, 37, 67, 225, 253
Оптимизация 34

Оптимизация динамическая 68, 70, 92
— статическая 67, 70, 72
Орган регулирующий 45
Организация 102, 113
Отказ 199, 200
Ошибка 69, 123, 160
Параметр технологический 10, 25
Параметрограф 176, 177
Персонал оперативный 103, 102
Поиск экстремума грубый 87
— — направленный 81
— — слепой 80
— — случайный 87
Прибор измерительный 9, 108, 109
— регулирующий 9, 112
Приоритет абсолютный 148, 314
— относительный 148, 315
Прогнозирование 219
Прогностика 224
Программирование динамическое 96
Процесс вычислительный 21
— переходный 27, 93
— технологический 10, 13, 45
Расход удельный 64, 65
Регулирование 9, 225, 228, 235, 311
Регулятор автоматический 8, 230, 308
Режим базовый 102, 305; 306
— регулирующий 102, 306
Решение вероятностное 115
— детерминированное 115
— предельное 115
Самовыравнивание 27, 56
Самонастройка 38
Самоорганизация 39
Связь обратная 11, 312
Сигнал акустический 170, 171
— входной 27
— выходной 27
— изображение 173
— информационный 28
— управляющий 28
— речевой 170
Сигнализация технологическая 9, 170
Система автоматизированная 10, 11, 137, 140, 142, 148, 150
Система автоматическая 9, 10 110
— диагностическая 223
— иерархическая 22
— электроэнергетическая 14
— «человек—машина» 113
Слой 37
Страта математическая 27, 28, 31
Стратегия 33, 34, 39
Стратификация 27, 30
Турбина паровая 7, 299
Турбогенератор 9, 211
Управление автоматизированное 11, 14, 137, 153
— групповое 194
— дистанционное 9, 187, 189
— дуальное 39
— критериальное 39
— логическое 112
— распределенное 164, 165
— супервизорное 155
— централизованное 8, 18, 21, 167
— цифровое 163
Условие логическое 116, 158
Устойчивость экономическая 90
Функция информационная 28, 140, 143
— передаточная 54, 57
— управляющая 28, 142, 144
— целевая 31, 32, 33
Характеристика импульсная 53
— комплексная частотная 54
— конструктивная 349
— переходная 53
— расходная 347
Центр вычислительный 20
— организационный 40, 41
Щит управления блочный 103
— — главный 20
— — групповой 103
— — местный 103
Эксперимент полнофакторный 61
Экстремум 34, 35, 72, 75
Элемент логический 196—198
— решающий 36
Эффективность техническая 333
— экономическая 331, 333

ОГЛАВЛЕНИЕ

Предисловие 3

Условные обозначения 5

Введение 7

Глава первая. **Автоматизированное управление в энергетике** 14

1.1. Понятие о больших системах управления в энергетике 14
1.2. Принципы декомпозиции больших систем 21
1.3. Иерархия математических моделей 24
1.4. Иерархия целей и принятия решений 31
1.5. Организационная иерархия 40

Глава вторая. **Математические модели и методы, используемые в задачах управления ТЭС** : 45

2.1. Технологический процесс преобразования энергии на ТЭС 45
2.2. Математические модели технологических объектов, используемые в задачах управления 50
2.3. Методы оптимизации технологических объектов управления (общие положения) 67
2.4. Статическая оптимизация режимов работы оборудования 70
2.5. Динамическая оптимизация технологических процессов 92

Глава третья. **Организация управления технологическим процессом ТЭС** 102

3.1. Организация оперативно-диспетчерского управления . 102
3.2. Комплекс технических средств автоматизации . . . 109
3.3. Организация трудовой деятельности оперативного персонала в системе «человек—машина» 113
3.4. Композиционные решения оперативно-диспетчерских постов управления 125
3.5. Уровень автоматизации ТЭС 134

Глава четвертая. **Реализация автоматизированного управления на ТЭС** 137

4.1. Назначение автоматизированных систем управления . 137
4.2. Состав функций АСУ ТП 140
4.3. Реализация АСУ ТП ТЭС 145
4.4. Принципы автоматизированного управления технологическим объектом 153

Глава пятая. **Информационные подсистемы автоматизированного управления** 167

5.1. Способы представления информации оператору . . 167
5.2. Информационные функции технических средств . . 172
5.3. Теплотехнический контроль и сигнализация . . . 179

Глава шестая. **Подсистемы дистанционного ввода информации и управления** 185

6.1. Дистанционный ввод информации 185
6.2. Дистанционное управление 187

Глава седьмая. **Автоматические системы защиты теплового оборудования** 194

7.1. Назначение автоматических защит 194
7.2. Логические элементы защит 196
7.3. Обеспечение надежности действия тепловых защит . 199
7.4. Тепловые защиты основного энергооборудования . . 203
7.5. Организация диагностики состояния оборудования и прогнозирования изменения технологических параметров 219

Глава восьмая. **Автоматическое регулирование барабанных паровых котлов** 225

8.1. Барабанный паровой котел как объект управления . 225
8.2. Регулирование процессов горения и парообразования 227
8.3. Регулирование перегрева пара 243
8.4. Регулирование питания паровых котлов 247
8.5. Регулирование непрерывной продувки и расхода корректирующих добавок котловой воды 250

Глава девятая. **Автоматическое регулирование прямоточных паровых котлов** 253

9.1. Прямоточный паровой котел как объект управления 253
9.2. Регулирование тепловой нагрузки и температурного режима первичного тракта 255
9.3. Регулирование экономичности процесса горения . . 262
9.4. Регулирование перегрева пара 263

Глава десятая. **Автоматизация вспомогательных процессов и установок** 269

10.1. Автоматизация загрузки бункеров сырого угля и транспортировки топлива по тракту топливоподачи 269
10.2. Автоматизация вспомогательных процессов и установок парового котла 272
10.3. Автоматизация процессов и установок химической очистки и подготовки воды 281
10.4. Автоматизация теплофикационных установок . . . 294
10.5. Автоматизация вспомогательных установок паровой турбины 299

Глава одиннадцатая. **Автоматизация энергетических блоков** 302

11.1. Характеристики объектов и способы регулирования 302
11.2. Режимы работы энергоблоков и системы регулирования 305

11.3. Регулирование активной мощности группы энергоблоков 311
11.4. Способы и средства автоматического регулирования напряжения и реактивной мощности электрических генераторов 315
11.5. Автоматизация пусковых режимов 322
11.6. Общеблочные автоматические защиты 327
Глава двенадцатая. **Определение экономической эффективности от автоматизации теплового оборудования ТЭС** 331
12.1. Методика расчета экономии затрат (общие положения) 331
12.2. Расчет экономии текущих затрат от эксплуатации автоматизированного оборудования 333
12.3. Определение полного годового экономического эффекта от автоматизации 341
Приложение. **Регулирующие органы теплоэнергетических установок** 345
Список литературы 361
Предметный указатель 364