ЭЛЕКТРИЧЕСКИЕ СИСТЕМЫ

ЭЛЕКТРИЧЕСКИЕ СИСТЕМЫ

ПОД РЕДАКЦИЕЙ
ЛАУРЕАТА ЛЕНИНСКОЙ ПРЕМИИ
ДОКТ. ТЕХН. НАУК, ПРОФ.
В. А. ВЕНИКОВА

АВТОМАТИЗИРОВАННЫЕ СИСТЕМЫ УПРАВЛЕНИЯ РЕЖИМАМИ ЭНЕРГОСИСТЕМ

ДОПУЩЕНО
МИНИСТЕРСТВОМ ВЫСШЕГО И СРЕДНЕГО
СПЕЦИАЛЬНОГО ОБРАЗОВАНИЯ СССР
В КАЧЕСТВЕ УЧЕБНИКА ДЛЯ СТУДЕНТОВ
ВУЗОВ, ОБУЧАЮЩИХСЯ ПО СПЕЦИАЛЬНОСТИ
«КИБЕРНЕТИКА ЭЛЕКТРИЧЕСКИХ СИСТЕМ»

МОСКВА „ВЫСШАЯ ШКОЛА“ 1979

ББК 31.27
Э45
УДК 621.311(075.8)

В. А. Богданов, В. А. Веников,
Я. Н. Лугинский, Г. А. Черня

Электрические системы: Автоматизированные системы
Э45 управления режимами энергосистем. Учебник для вузов/В. А. Богданов, В. А. Веников, Я. Н. Лугинский, Г. А. Черня; Под ред. В. А. Веникова.— М.: Высш. школа, 1979.— 447 с., ил.

В пер.: 1 р. 40 к.

Книга является седьмым томом в единой серии «Электрические системы». В ней рассмотрены современные энергосистемы, как большие развивающиеся системы кибернетического типа, и задачи управления их режимами. Описаны различные типы математических моделей и технические средства управления. Приведены главные системотехнические аспекты автоматизированного управления, сведения о функциональных подсистемах и информационной базе систем управления, принципы выбора и компоновки их оборудования, а также конкретные системы, уже созданные в СССР и ряде зарубежных стран.

Предназначается для студентов вузов, обучающихся по специальности «Кибернетика электрических систем». Может быть полезна инженерам и научным работникам.

Э $\frac{30311—313}{001(01)—79}$ 100—79 2302040000 6П2.11
ББК 31.27

© Издательство «Высшая школа», 1979

ПРЕДИСЛОВИЕ

Среди задач развития народного хозяйства СССР, поставленных XXV съездом КПСС, одно из центральных мест занимает задача создания автоматизированных систем управления. Для энергетики с ее сложным непрерывным характером производства и потребления, требующим слаженного функционирования многих сотен крупнейших энергетических предприятий, которые раскинулись на огромной территории, эта задача является особенно актуальной.

Настоящая книга, являющаяся седьмым томом серии «Электрические системы», посвящена поставленной задаче и предназначена для будущих специалистов-энергетиков и инженеров, работающих в области проектирования и эксплуатации автоматизированных систем управления в энергетике. Такие специалисты — кибернетики-электроэнергетики широкого профиля, которые должны быть знакомы как с технологией энергетического производства, так и с современными способами управления им, обучаются по специальностям 0301, 0302, 0304 и др. Для них эта книга должна быть основным учебником; для студентов специальностей 0303, 0350, 0314, 0315 она может быть учебным пособием.

Следовательно, книга предназначена для весьма широкого круга читателей, поэтому в ней, так же как и в других томах серии «Электрические системы», принято частично концентрическое изложение. Так, во введении изложена общая постановка задачи, развиваемая в гл. 1 и 2. Гл. 3—7 концентрируют внимание студентов на раскрытии тех общих положений об управлении, которые рассмотрены в гл. 1 и 2.

Гл. 1 и 2 отражают особенности современных электроэнергетических систем как больших развивающихся систем кибернетического типа. В этих главах сформулированы основные задачи, решаемые при управлении режимом объединенных

энергосистем, отмечены технико-экономические аспекты автоматизации такого управления.

В гл. 3—7 рассмотрены основные технические средства управления — цифровая и аналоговая вычислительная техника, устройства телемеханики и связи, предназначенные для сбора, передачи и отображения информации, необходимой для управления. В гл. 8 приведены основные системотехнические и кибернетические аспекты противоаварийной автоматики, применяемой для управления режимами в современных энергосистемах.

Ссылки на литературу, которой пользовались авторы, как правило, не давались, поскольку книга имеет в основном учебное назначение; список литературы, полезной для студентов как дополнительной при изучении предмета, дан в конце книги.

В книге впервые отражен опыт единого систематического изложения проблем управления электроэнергетикой и она, конечно, не свободна от недостатков. Авторы с благодарностью примут все замечания по книге, которые просят направлять в издательство по адресу: *Москва, К-51, Неглинная ул., 29/14.*

Авторы

ВВЕДЕНИЕ. УТОЧНЕНИЕ ПОНЯТИЙ И ПОСТАНОВКА ЗАДАЧИ

§ В-1. ЗАДАЧИ КУРСА

Большинство вопросов, рассмотренных в данном курсе, относится к различным аспектам задач кибернетики и математического моделирования, связанных с современными задачами управления режимами больших систем энергетики и главным образом диспетчерского управления ими. Прежде чем излагать современные проблемы управления энергетикой, уточним некоторые общие понятия и положения, рассмотренные в предшествующих шести выпусках.

Напомним, что *энергетической* (общеэнергетической, энергоснабжающей) *системой* называют объединение установок, обеспечивающих снабжение потребителей энергией и теплом. Системы имеют иерархическую структуру, обеспечивающую энергоснабжение страны, района, крупного узла нагрузки и отдельного предприятия. Уровню страны обычно отвечают единые энергетические системы, уровню нескольких районов — объединенные и уровню района — районные. Энергетические системы какого-либо объекта, не связанные с другими системами, называют *автономными.*

Энергетические системы охватывают совокупность процессов получения, преобразования, распределения и использования всех видов энергетических ресурсов от их добычи до потребления энергии включительно и являются основой развития энергетики. Именно вопросы, связанные с управлением этими энергетическими системами, называемыми иногда *большими системами энергетики (БСЭ),* относятся к предмету, который изложен в настоящем курсе.

В БСЭ входят отдельные составляющие, такие, как электроэнергетические системы, состоящие в свою очередь из собственно электрических и теплоснабжающих систем. В БСЭ входят также нефте- и газоснабжающие системы, системы угольной промышленности и формирующиеся в настоящее время системы ядерной энергетики. Объединение отдельных энергоснабжающих систем в единую энергетическую систему, иногда называемую *межотраслевым топливно-энергетическим комплексом,* обусловлено прежде всего взаимозаменяемостью в народном хозяйстве различных видов энергии и энергетических ресурсов. Диспетчерское управление электроэнергетическими системами, рассматриваемое в курсе,

не может не касаться в какой-то мере и других подсистем, входящих в БСЭ и взаимодействующих между собой.

Понятие энергетической системы в значительной степени совпадает с понятием системы топливно-энергетического комплекса. Значение этих систем для народного хозяйства заключается главным образом в том, что на основе топливно-энергетического комплекса в зависимости от его состояния формируются основные народнохозяйственные пропорции страны. На его развитие передовые в промышленном отношении страны обычно затрачивают около $^1/_3$ всех капиталовложений, причем в системе топливно-энергетического комплекса занято 15—20% всех трудящихся.

Все входящие в БСЭ отдельные энергоснабжающие системы в свою очередь можно рассматривать как большие системы.

§ В-2. АСПЕКТЫ РАЗВИТИЯ ЭНЕРГЕТИКИ

Развитие и функционирование энергетических систем можно рассматривать в трех аспектах, проявляющихся все более четко и выявляющих в настоящее время и в перспективе определенные трудности. Это технико-экономический, социально-демографический и экологический, или биосферический, аспекты. Первый связан с совершенствованием и созданием новой экономичной техники, второй — с влиянием энергетики на социальные и политические процессы, на размещение промышленности и населения по стране, третий — с влиянием энергетики на окружающую среду.

Рассматривая энергетическую систему с точки зрения обеспечения хозяйства страны всеми видами энергии, иногда вводят весьма близкое к понятию энергетической системы понятие *энергетическое хозяйство,* которое состоит из комплекса взаимосвязанных подсистем, содержащих энергетические объекты, объединенные для обеспечения всех потребителей энергией. Термин «энергетическое хозяйство» может, таким образом, считаться адекватным термину «топливно-энергетический комплекс».

В энергетической системе должен существовать *энергетический баланс,* определяемый как полное количественное соответствие между суммарной подведенной энергией, суммарной полезной энергией и потерями энергии. Они рассматриваются при этом во временно́м, территориальном и производственно-отраслевом разрезах, при обеспечении соответствия перетоков всех видов энергии и энергетических ресурсов от уровня их добычи, переработки, преобразования и транспорта до уровня распределения, хранения и потребления. Энергетический баланс является характеристикой непрерывно развивающегося энергетического хозяйства, основные элементы и связи которого составляют энергетическую систему.

Развитие энергетики влияет на социальный прогресс, находящийся в определенной связи с *энерговооруженностью,* т. е. количеством энергии, расходуемым в тех машинах, устройствах и приспособлениях, которые выполняют за человека различные виды работы. На основе роста энерговооруженности и особенно производства электроэнергии, одновременно с совершенствованием методов ее использования, появляется новая наука — *электроавтоматика.* Создаются специальные кибернетические машины — роботы или манипуляторы, заменяющие человека на тяжелой физической работе; начинают создаваться машины, заменяющие человека во многих нетворческих видах умственной работы. В этих условиях, когда не только физический, но и умственный труд получает энерговооруженность, создаются предпосылки для применения методов кибернетики.

Таким образом, *энерговооруженность всех видов деятельности человека, включая и энерговооруженность быта, является характеристикой развития общества, определяет и отражает не только его экономический, но в определенной степени и культурный уровень.*

Большая энергетическая система имеет свои специфические свойства:

1) существование совокупности систем энергетики как единого материального целого, причем целостность обусловлена внутренними связями и взаимозаменяемостью продукции подсистем и отдельных элементов;

2) универсальность и одновременно большая народнохозяйственная значимость производимой продукции, особенно электроэнергии и жидкого топлива, и, следовательно, многочисленность внешних связей;

3) активное влияние на развитие и размещение производительных сил;

4) неразрывность во времени большинства процессов производства и потребления энергии, а потому органическое включение потребителей энергии и топлива в структуру систем, особая важность управления режимами систем и оперативным топливоснабжением;

5) невозможность изолированного выбора производительности и параметров отдельных элементов и связей вне их предлагаемого использования в системе; особая важность перспективного проектирования больших систем энергетики как единого целого;

6) сложность структур энергетических систем вследствие их больших размеров, обусловленных формированием их как единых систем стран и групп смежно расположенных стран.

Структуры энергосистем различаются по типам входящих в эти системы источников энергии.

Энергетические системы, как большие системы, могут рассматриваться на основе физико-технических соображений, с концентрацией внимания на изучении материальных связей, осуществляемых электрическими, газовыми, нефтепроводными сетями. Их рассмотрение может вестись и исходя из экономических оценок, когда материальные связи характеризуются в значительной степени лишь чисто информационными признаками.

Физико-технический подход наиболее существен при решении задач функционирования — оперативного управления технологическими процессами систем, а экономический — при управлении развитием систем.

Для энергетических систем характерно, что их физико-технические и экономические свойства тесно связаны между собой. *Энергетическая система является системой кибернетического типа,* т. е. системой с глубокими обратными связями, требующими рассмотрения всех входящих в нее энергетических подсистем как единого комплекса. Энергетическая система осуществляет непрерывный процесс функционирования и управления, который является определенным сочетанием действий человека и управляющих машин, имеющих обратные связи. Управление функционированием энергосистем находится в определенной связи с управлением их развитием.

Рассмотрение БСЭ, как глобальной системы, прежде всего проявляется в плане социальном. Огромный разрыв в культурном и экономическом уровне разных стран связан с разницей в их обеспечении энергией. На долю половины населения Земли, проживающего в развивающихся странах, приходится не более 7% мирового потребления всех видов энергии. Известно, что 43 страны, население которых составляет 30% населения земного шара, потребляют 90% всей электроэнергии, а все остальные страны с населением 70% — только 10%. Эта разница в потреблении энергии (на человека) характеризуется соотношением 1 : 50 для энергетических ресурсов в целом и 1 : 1000 для электроэнергии (15 000 кВт·ч/чел в Норвегии, 15 кВт·ч/чел в ряде стран Африки). Такое неравномерное энергетическое, а следовательно, экономическое и культурное развитие отражает противоречия мировой капиталистической системы хозяйства и стимулирует далеко идущие экономические и политические конфликты, в том числе и такое явление как энергетический кризис.

§ В-3. УПРАВЛЕНИЕ ЭНЕРГЕТИЧЕСКОЙ СИСТЕМОЙ И ИСПОЛЬЗОВАНИЕ ЭНЕРГЕТИЧЕСКИХ РЕСУРСОВ

Целенаправленное оптимизирующее воздействие на энергетическую систему большой искусственной системой составляет суть управления, реализуемого для достижения поставленных целей. Значение управления, проводимого во всех временны́х и территориальных аспектах энергетики для ее совершенствования и развития, очень велико. Управление энергетической системой направлено на достижение в данном промежутке времени таких показателей работы, которые наиболее близко подходили бы к значениям, отвечающим принятым критериям эффективности. Таким управлением, осуществляемым с применением методов кибернетики, достигается положение, при котором воздействия, целенаправленно проводимые, в определенной зависимости от внешних условий обеспечивают оптимальное достижение поставленной цели. В управлении различают два слагающих: оптимизацию будущих решений и реализацию этих решений. Первое часто называют составлением оптимального плана или *оптимизацией развития,* а второе — осуществлением этого плана или *оптимизацией функционирования.* Эффективность управления в основном обеспечивается:

1) созданием оптимальных темпов и пропорций в развитии единого топливно-энергетического комплекса всей энергетической системы и входящих в нее энергетических подсистем;

2) применением таких элементов новой техники, которые могли бы обеспечить научно-технический прогресс в энергетике и своевременное развитие новой техники;

3) наиболее рациональным (в данных условиях) использованием всех материальных и трудовых ресурсов страны.

Конечным результатом функционирования энергетической системы является полезная энергия, т. е. та энергия, которую после переработки, преобразования, транспорта и хранения энергетических ресурсов получает потребитель для обеспечения тех или иных полезных энергетических процессов.

Работа энергосистемы может быть охарактеризована *степенью использования запасов энергетических ресурсов,* под которыми понимают выявленные и учтенные природные источники и запасы различных видов энергии, пригодные для применения в широких масштабах. Энергетические ресурсы отличаются от природных запасов энергии, которые включают в себя такие виды энергии, как солнечная и геотермальная энергия, энергия морей, океанов и ветра. Основными видами энергетических ресурсов в настоящее время являются топливные (уголь, природный газ, торф, сланцы) и нетопливные (энергия воды — гидроэнергия, древесина, атомная энергия, частично энергия ветра и морских приливов). Энергетические ресурсы разделяют на возобновляемые (гидроэнергия, энергия ветра, лучистая энергия Солнца, приливов — отливов) и невозобновляемые (уголь, сланцы, нефть, газ).

Запасы полезных ископаемых оценивают и разделяют по степени разведанности на группы: А — действительные, В — вероятные, С — прогнозные. Различают потенциальные — возможные к использованию (доступные) — энергоресурсы и их экономический потенциал. К потенциальным (или прогнозным) геологическим запасам полезных ископаемых относят и те, которые в современных условиях добывать нецелесообразно. Для соизмерения ресурсов и определения их экономичности используют понятие условного топлива.

Геологические (прогнозные) запасы топлива (уголь, газ, торф, сланцы) в мире составляют 11 651 млрд. т, причем 54,5% находятся в СССР. Запасы, доступные для извлечения, составляют в мире 3112 млрд. т, из них 55% — в СССР; гидроэнергоресурсы в пересчете на годовую выработку электроэнергии оцениваются в 7500 млрд. кВт·ч, что в 1,5 раза больше производства

электроэнергии всеми электростанциями мира в 1970 г. Технически пригодные к использованию гидроэнергоресурсы СССР составляют более 1700 млрд. кВт·ч. Применяемое в электроэнергетических системах топливо разделяют на энергетическое (для получения электрической и тепловой энергии на электростанциях, в районных и промышленных котельных) и технологическое (используемое в промышленных установках, в том числе в промышленных печах, и для коксования).

Уровень использования энергоресурсов может быть оценен *коэффициентом извлечения* потенциальных ресурсов, который определяют как отношение всего количества энергетического ресурса, извлекаемого из недр при данном уровне техники, к его потенциальному запасу. Применяют также *коэффициент полезного использования* в энергопотребляющих процессах по отраслям производства и по хозяйству страны в целом. Этот коэффициент представляет собой произведение к. п. д. отдельных процессов, происходящих на всем пути от добычи энергоресурса до использования энергии.

Итак, *большие системы энергетики, или энергетические системы, оперируют с энергетическими ресурсами — теми носителями энергии, которые при данном уровне техники используют или в перспективе могут быть использованы в хозяйстве.*

В энергетической системе происходят явления, состоящие из *энергетических процессов,* под которыми понимают процессы получения (добычи), облагораживания, переработки, преобразования, транспорта, хранения и конечного использования энергоносителей, а также и утилизации всех побочных энергетических ресурсов. Изучением всех этих процессов, связанных с функционированием энергетической системы, прогнозированием и планированием ее работы, занимается общая теория энергетических систем (энергетики), распадающаяся в свою очередь на отдельные дисциплины, соответственно подсистемам и отдельным возникающим в них задачам.

§ В-4. ТЕОРИЯ БОЛЬШИХ СИСТЕМ ЭНЕРГЕТИКИ И ПЛАН ГОЭЛРО

Во второй половине XX в. в связи с развитием производительных сил и производственных отношений стали создаваться энергетические системы и появились объективные тенденции их развития как больших систем. Однако в историческом плане можно отметить, что подход к энергетике, как к большой системе, берет свое начало в плане ГОЭЛРО, который был в идеологическом отношении творческим конкретным применением ленинской диалектической логики к созданию теории и практики развития такой большой системы, как все народное хозяйство страны, включая и ее энергетику — ее энергетическую систему.

Подчеркивая огромную роль энергетики в человеческом об-

ществе, инициатор плана ГОЭЛРО В. И. Ленин и руководитель составления и выполнения этого плана Г. М. Кржижановский сформулировали идею единства топливно-энергетического хозяйства страны и его органических связей с народным хозяйством, развитием промышленности, подъемом культуры. План ГОЭЛРО (1920 г.), составленный ведущими учеными-инженерами, явился конкретизацией идей В. И. Ленина, который писал: «Никакого другого единого хозяйственного плана, кроме выработанного уже «ГОЭЛРО», нет и быть не может»*.

В этот план были заложены ленинские идеи и принципы, включающие в себя: индустриализацию страны на основе преимущественного развития тяжелой промышленности; опережающее развитие энергетики для обеспечения высоких темпов технического прогресса; комплексное использование всех, и особенно местных, видов топлива и гидроэнергии; электрификацию промышленности, транспорта и сельского хозяйства за счет строительства мощных электростанций районного значения с крупными высокоэкономичными агрегатами и централизованным электро- и теплоснабжением.

План ГОЭЛРО не ограничивался только электрификацией; он был первым, рассчитанным на длительный период планом на научной основе, решавшим все вопросы сочетания отраслевого и территориального планирования и районирования размещения производительных сил. Уже в начале 1931 г. задания плана ГОЭЛРО по вводу энергетических мощностей были выполнены, а к 1935 г., т. е. через 15 лет, он был значительно перевыполнен по всем показателям развития народного хозяйства и его энергетической базы.

Начало 60-х годов характеризовалось новым качественным уровнем энергетики, заключавшимся в концентрации энергетических мощностей формированием электроэнергетических систем Советского Союза и объединенной системы — системы стран Совета Экономической Взаимопомощи «МИР». При этом учитывалось и учитывается, что масштабы и темпы производства энергоресурсов в конечном итоге определяют уровень энерговооруженности труда в промышленности и других отраслях хозяйства, причем энергетические системы потребляют до 80% всего топлива, добываемого в стране (30% на выработку электроэнергии, 50% на выработку тепла), остальное топливо идет на технологические нужды.

Тепловая нагрузка по стране покрывается электростанциями приблизительно на 30%, остальное тепло потребляется различными отраслями народного хозяйства, а также промышленными, коммунальными котельными и индивидуальными печами. Оно распределяется следующим образом, %: промышленность и транспорт — 43; жилищно-коммунальное хозяйство городов — 33; сельское хозяйство, производство и бытовое потребление — 24.

---

* Ленин В. И. Полн. собр. соч., т. 42, с. 345.

Большое значение при определении эффективности использования топлива имеют условия его доставки. Себестоимость перевозки различных видов топлива на 1 км составляет: для угля по железной дороге — 0,1—0,2 коп/т; для мазута — 0,15—0,30 коп/т; для газа по газопроводам — 0,15—0,70 коп. за 1000 м³; для нефти по нефтепроводам — 0,05—0,15 коп/т. Сравнительную экономичность топлива определяют затраты по добыче, перевозке, хранению и приготовлению.

В управлении энергетической системой (энергетикой) СССР заложены принципы и организационные формы, отвечающие единству политического и хозяйственного руководства; плановости ведения хозяйства и системного подхода к управлению; сочетанию отраслевого и территориального управления, иерархических уровней при организации управления энергетикой; учету влияния энергетики на окружающую среду. Последнее обстоятельство приобретает все большее значение и начинает требовать существенных капиталовложений и большого внимания со стороны инженеров, проектирующих и эксплуатирующих энергетические системы и входящие в них электростанции, подстанции и линии электропередач.

§ В-5. ЭКОЛОГИЯ И ЭНЕРГЕТИКА

В настоящее время необходимо, чтобы все мероприятия, направленные на понижение неблагоприятного влияния электростанций и других энергетических установок на окружающую среду, органически входили в любое энергетическое сооружение, а не выступали как некие дополнительные установки к уже построенному энергетическому объекту. Это связано с ростом установленных мощностей (достигающих 8—10 млрд. кВт) различных энергосооружений, превращающих в настоящее время на планете не менее 6—7 млрд. т у. т. ежегодно в различные виды энергии. Такие масштабы «энергетического воздействия» человека на природу становятся соизмеримыми с мощностями естественных геофизических и геологических явлений, меняющих лицо планеты.

Общий расход энергии на планете столь интенсивно растет, что можно ожидать положения, когда энергия, вырабатываемая на Земле человеком, приблизится к величинам, соизмеримым с энергией, получаемой планетой от Солнца. Сейчас первая составляет сотые доли процента, однако ее тепловой эффект уже заметно влияет на климат, особенно на отдельных, наиболее «энергетически напряженных» территориях, где происходит так называемое «тепловое загрязнение» биосферы, обусловленное тем, что превращение энергии в энергоустановках происходит с весьма низким к. п. д. (общий к. п. д. стационарных установок — 25—30%, автономных — 8—10%). Поэтому огромные количества тепла тратятся на подогрев воды, почвы, атмосферы.

К существенно неприятным последствиям могут приводить неправильно спроектированные водохранилища гидростанций,

ориентированные только на задачи гидроэнергетики, а также выносимые в атмосферу зола и вредные составляющие отходящих газов (окиси азота, сернистого ангидрида и др.). Все эти вредные экологические влияния могут быть значительно уменьшены, а в более отдаленной перспективе и ликвидированы при правильном подходе к проектированию энергоустановок и энергетических систем в целом, подходе, прежде всего рассматривающем энергетику как большую систему, взаимодействующую с другими подсистемами жизнедеятельности человека и с биосферой.

Инженерам при проектировании и эксплуатации больших энергетических систем с диспетчерским управлением придется все в большей мере проводить их оптимизацию и управлять ими исходя не только из существующих в настоящее время экономических показателей (в том числе минимума расхода на получение полезной энергии), как это делается сейчас, но и из условий получения «чистой энергии», т. е. обеспечения протекания такого процесса получения энергии, при котором меньше всего будет страдать биосфера.

К экологическим проблемам могут быть отнесены также трудности развития энергетики в связи с возрастанием площадей и объемов, требующихся под энергетические сооружения. Однако и здесь интенсивная работа над конструкцией инженерных сооружений позволяет резко снизить объемы и площади, занимаемые ими. Так, если на 1 кВт мощности электростанций в 1900 г. требовалось 50 м³, то через 50 лет объем этот снизился до 6 м³, а к настоящему времени в связи с применением закрытых распределительных устройств, наполненных находящимися под давлением электроизолирующими газами, величина этого объема падает до десятых долей кубического метра.

Таким образом, в перспективе намечается резкое уменьшение территории (площади и объема), занимаемой всеми электроэнергетическими сооружениями, что также может быть отнесено к уменьшению вредных экологических последствий энергетики.

В СССР как развитие энергетики, так и эффективное использование достижений научно-технической революции для решения народнохозяйственных задач тесно увязаны с задачами охраны и преобразования природы. Проблема рационального использования природных ресурсов входит как одно из положений в программу КПСС, принятую на XXIV съезде. В Отчетном докладе ЦК КПСС Л. И. Брежнев подчеркивал: «Принимая меры для ускорения научно-технического прогресса, необходимо сделать все, чтобы он сочетался с хозяйским отношением к природным ресурсам, не служил источником опасного загрязнения воздуха и воды, истощения земли» *.

Развитие энергетических систем (энергетики) в будущем потребует, так же как и других отраслей промышленности, изменения характера общественного производства, правильная орга-

---

* Материалы XXIV съезда КПСС. М., 1971, с. 57.

низация которого должна предусматривать технологические процессы, полностью перерабатывающие сырье в полезные продукты — без отходов или почти без отходов. Все описанное относится к энергетике вообще. Однако настоящий курс, излагаемый здесь, посвящен управлению не всей энергетикой в целом, а управлению электроэнергетической или, кратко, электрической системой.

§ В-6. ПРЕИМУЩЕСТВА РАЗВИТИЯ ЭНЕРГЕТИКИ КАК БОЛЬШОЙ СИСТЕМЫ

Электрическую часть энергетической системы, представленную совокупностью объединенных для параллельной работы электрических станций, линий электропередач, преобразующих энергию подстанций и потребителей электроэнергии, называют *электроэнергетической системой (ЭЭС)*. Для ЭЭС характерно наличие общего резерва и централизованного оперативно-диспетчерского управления, координирующего по единому диспетчерскому графику работу станций, подстанций и сетей. Понятие ЭЭС иногда расширяют, включая в него теплоцентрали, вырабатывающие тепло, и тепловые сети, распределяющие его. Такая расширенная система наряду с централизованным электроснабжением осуществляет и централизованное теплоснабжение промышленных предприятий и городов.

В научно-техническом плане можно различать электрическую и электроэнергетическую системы. Во втором случае существенно не только рассмотрение электрической части системы и происходящих в ней электрических и электромеханических процессов, но и учет связанных с ними механических и тепломеханических процессов, происходящих в турбинах, котлах, трубопроводах. Особое внимание к развитию энергетики путем создания именно ЭЭС обусловлено технико-экономическими преимуществами, основными из которых являются:

экономически целесообразное увеличение мощности станций и агрегатов, получаемое в связи с ослаблением ограничивающего влияния ряда внешних факторов, в том числе факторов, обусловленных размещением и резервированием;

повышение надежности энергоснабжения за счет более гибкого маневрирования резервами энергосистемы в целом и сокращение суммарного потребного резерва мощности;

снижение общего (совмещенного) максимума нагрузки вследствие несовпадения суточных максимумов нагрузки отдельных районов, а следовательно, снижение потребной генерирующей мощности объединенной энергосистемы;

облегчение возможности осуществления наиболее выгодных режимов работы для различных типов станций и агрегатов, в частности, создание условий для использования мощных высокоэкономичных конденсационных электрических станций, которыми целесообразно покрывать основную (базисную) часть нагрузки

при покрытии пиковой нагрузки гидроэлектростанциями и специальными (гидроаккумулирующими, газотурбинными) электростанциями;

повышение эффективности использования различных энергоресурсов, в том числе топлива, экономически не выдерживающего дальних перевозок, за счет применения магистральных линий электропередач в крупных энергосистемах;

возможность сокращения перевозок топлива и широкого использования гидроэнергетических ресурсов, значительно удаленных от потребителей;

объединение отдельных электроэнергетических систем, охватывающее значительную часть территории страны или всю ее территорию.

Такое объединение систем СССР, называемое *Единой электроэнергетической системой (ЕЭЭС)* страны, показано на рис. В-1.

ЭЭС различают по установленной мощности, наличию связи с другими системами, структуре генерирующих мощностей, территориальному охвату, плотности нагрузки, конфигурации.

По мощности в первом приближении системы разделяют на три группы: более 5 млн. кВт, 1—5 млн. кВт, до 1 млн. кВт. В ЭЭС второй и третьей групп возможности использования крупных агрегатов и станций ограничены. В небольших ЭЭС эффективность использования энергетических ресурсов и установленной мощности снижается. Тем более это относится к изолированным автономным системам, не связанным с другими системами (в том числе системы подвижных объектов — кораблей, летательных аппаратов и т. д.).

Структуру электроэнергетической системы, т. е. состав установленной мощности, можно различать по типам входящих в систему электростанций (тепловые, конденсационные станции, теплоэлектроцентрали, гидроэлектростанции, атомные электростанции и др.), т. е. структура может быть различной.

Конфигурация энергосистемы и ее коммутация также могут быть различными, причем под конфигурацией понимают схематически представленное взаимное расположение входящих в энергосистему электростанций, основных электрических сетей или, в случае объединенной системы, отдельных подсистем; под коммутацией понимают схематически представленные связи между электростанциями и центрами потребления электрической энергии. Отдельные электроэнергетические системы соединены между собой в электрических частях магистральными связями, служащими для однонаправленной передачи мощности из одной системы в другую, и межсистемными связями, предназначенными для взаимного обмена мощностью.

Подстанции, входящие в электрическую систему, являются установками, преобразующими электрическую энергию. Различают подстанции, служащие для повышения подводимого напряжения (повысительные), и подстанции, служащие для понижения

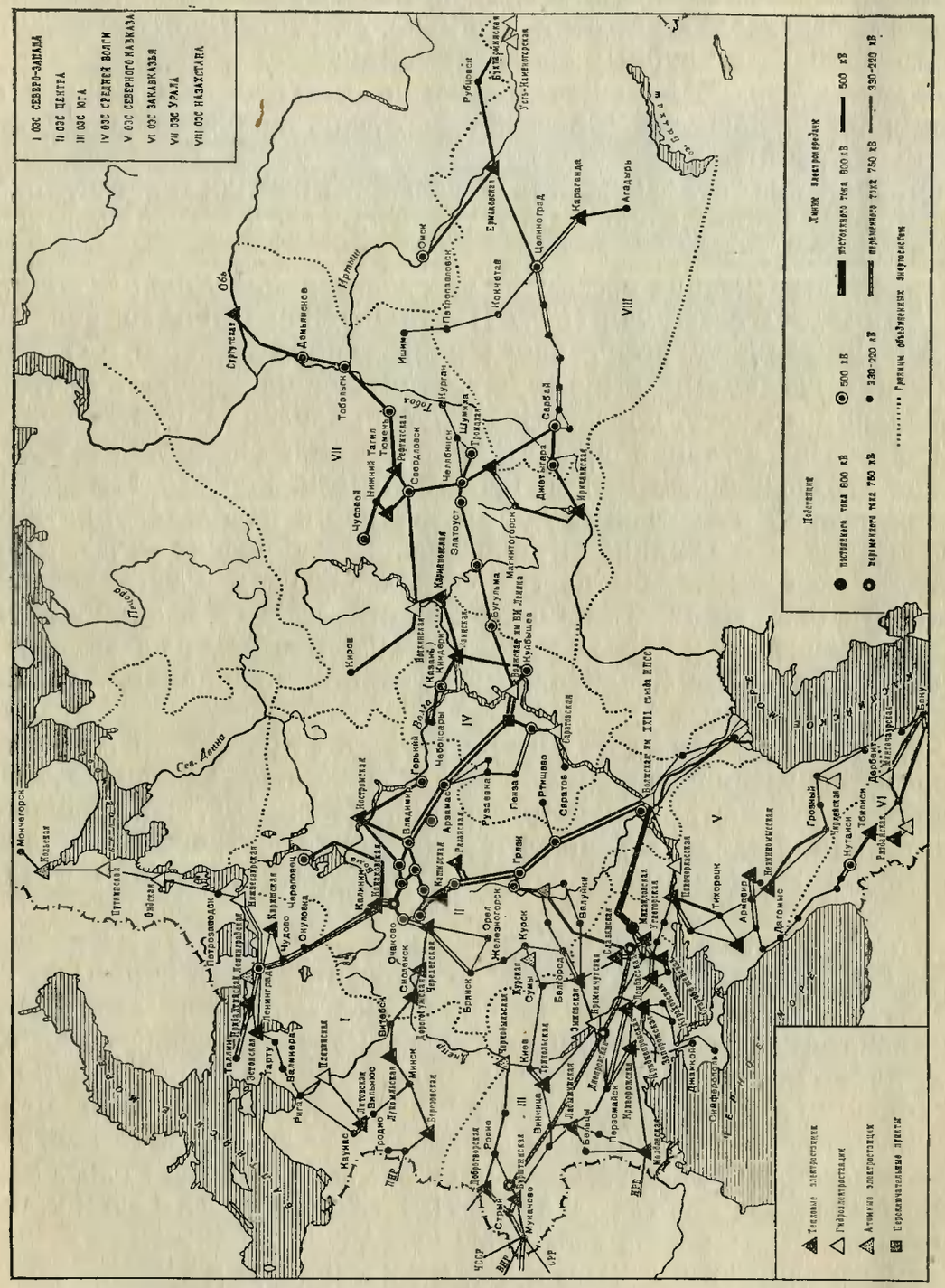


Рис. В-1

подводимого к ним напряжения (понизительные), а также объединяющие отдельные электрические системы.

Собственно электрические сети разделяют на районные сети, предназначенные для распределения электрической энергии по территории района, и распределительные части районных электрических сетей, передающие электрическую энергию к местам потребления. Сети электрических систем разделяют также на питающие, к которым приемники электроэнергии непосредственно не присоединяют, и распределительные, которые предназначены для непосредственного электроснабжения потребителей в городах, на промышленных предприятиях и в сельских местностях.

Под *режимом работы* ЭЭС понимают совокупность процессов, определяющих в любой момент времени состояние параметров режима. Под *параметрами режима* понимают показатели, характеризующие режим системы и условия ее работы: значения мощностей, напряжений, токов, частоты и других величин, меняющихся в процессе работы системы. Сама система, как материальное сооружение, характеризуется *параметрами системы*, т. е. показателями, зависящими от свойств оборудования системы, ее конфигурации. С помощью параметров системы, обычно на определенном интервале изменения режима принимаемых постоянными, устанавливают взаимозависимость параметров режима и создают его математическое описание.

Управление ЭЭС различают в ее *нормальном режиме*, т. е. при обеспечении оптимальных рабочих условий и сохранении нормированных показателей качества энергии, и в *аварийном (ненормальном) режиме*, т. е. при возникновении аварийных или непредусмотренных при проектировании системы ситуациях. В этом режиме в течение некоторого времени показатели качества работы системы могут быть отличными от нормальных. *Послеаварийный режим* — это состояние системы после устранения аварийных условий.

§ В-7. АВТОМАТИЗАЦИЯ И КАЧЕСТВО ЭНЕРГИИ

Показателями качества энергии, определяющими нормальную работу электроприемников (потребителей, электродвигателей, нагревательных установок, осветительных приборов, радиоэлектронных устройств и др.), являются: для сетей однофазного переменного тока — отклонения частоты и напряжения, колебания частоты и напряжения, несинусоидальность формы кривой напряжения; для сетей трехфазного переменного тока — то же, что и для сетей однофазного тока, и, кроме того, смещение нейтрали, несимметрия фазных напряжений основной частоты; для сетей постоянного тока — отклонения напряжения, его колебания и коэффициент пульсации напряжения.

Отклонение частоты — это разность между номинальным и фактическим значениями основной частоты; определяется как

средняя частота за 10 мин. В нормальном режиме система допускает обычно отклонение частоты в пределах ±0,1 Гц, но иногда разрешается временное отклонение частоты до ±0,2 Гц. Под *колебаниями частоты* понимают разность между наибольшим и наименьшим значениями основной частоты при скорости изменения ее не менее 0,2 Гц/с; при нормальной работе системы колебания частоты не должны превышать 0,2 Гц сверх указанных допустимых отклонений.

Отклонение напряжения — это разность между номинальным и фактическим значениями напряжения, появляющаяся при сравнительно медленном изменении режима работы, т.е. при скорости изменения напряжения менее 1% в секунду. Под *колебаниями напряжения* понимают разность между наибольшим и наименьшим действующими значениями напряжения в сети, появляющуюся в процессе быстрого изменения режима работы, т. е. при скорости изменения не менее 1% в секунду. К показателю качества относится также *синусоидальность формы напряжения.* Напряжение считают синусоидальным, если действующие значения высших гармоник настолько малы, что их сумма составляет не более 5% от напряжения основной частоты.

Снижение качества энергии, которое зависит от времени суток, погодных и климатических условий, изменения нагрузки энергосистемы, возникновения аварийных режимов в сети и т. д., может привести к заметным изменениям в работе потребителей, уменьшив производительность рабочих механизмов, ухудшив качество продукции, сократив сроки службы электрооборудования и повысив вероятность аварий, поэтому при управлении режимом системы на него надо обратить особое внимание. При этом поддержание качества энергии в заданных пределах наиболее эффективно обеспечивается автоматическим регулированием напряжения и автоматическим регулированием частоты.

Под *автоматическим регулированием* понимают оснащение ЭЭС устройствами, осуществляющими управление процессами производства, преобразования и распределения электроэнергии и тепла в нормальных и аварийных условиях без участия человека или при минимальном его участии. Автоматическое регулирование имеет большое значение для управления, а именно: обеспечивает нормальное функционирование оборудования электростанций, подстанций и линий электропередачи, экономичную и надежную работу энергосистемы в целом, требуемое качество электрической и тепловой энергии.

По основному назначению и области применения системы автоматических устройств разделяют на системы устройств, составляющих технологическую автоматику энергетического оборудования и системную автоматику*. Технологи-

* Под *автоматикой* в общем случае понимают отрасль науки; в более узком смысле под термином «автоматика» понимают совокупность методов и технических средств, применяемых в электроэнергетических системах и выполняющих определенные функции. Таким образом, термин «автоматика» отражает наличие устройств, методов построения этих устройств и их функционирование.

ческая автоматика обеспечивает регулирование основных параметров процессов, происходящих в агрегатах атомных, тепловых и гидравлических электростанций, а также в оборудовании подстанций в нормальных и аварийных условиях (например, автоматическое регулирование угловой скорости вращения турбин, возбуждения генераторов, процесса горения в топках котлоагрегатов и т. п.). Устройства общестанционной автоматики предназначены обеспечивать управление электростанцией как одним комплексным объектом управления, с воздействием на автоматику агрегатов или энергоблоков. Эти устройства могут служить исполнительными органами системной автоматики; к ним относятся, например, устройства экономичного распределения задаваемой электростанции мощности между агрегатами или энергоблоками.

Системную автоматику разделяют на медленнодействующую автоматику нормального режима и быстродействующую автоматику аварийного.

Автоматика управления нормальными режимами действует при относительно небольших и медленных изменениях режима. Системная автоматика обеспечивает автоматическое регулирование частоты в энергосистеме, напряжения в электрической сети и др. Автоматика управления аварийными режимами действует при резких (аварийных) возмущениях и осуществляет интенсивное воздействие на объекты управления. В ее состав входят устройства релейной защиты, действующие при коротких замыканиях, автоматика включения резервного оборудования, обеспечивающая восстановление прекратившегося питания, автоматика повторного включения линий электропередачи, трансформаторов и другого оборудования после их автоматического отключения.

Противоаварийная автоматика, являясь разновидностью автоматики аварийного режима, обеспечивает автоматическое воздействие на систему при угрозе нарушения нормальной ее работы или работы ее частей. Для противоаварийной автоматики, получившей большое развитие в энергосистемах СССР, характерно наряду с массовым применением местных автоматических устройств создание централизованных систем автоматики, обеспечивающих противоаварийное управление ЭЭС при помощи средств телемеханики. К противоаварийной автоматике относятся устройства автоматического изменения возбуждения генераторов системы (форсировку и расфорсировку).

Особое место занимает релейная защита, обычно отсоединяющая поврежденный элемент системы от ее исправной части (в последнее время разрабатывают и начинают применять профилактическую защиту, сообщающую о состоянии того или иного элемента и возникающей опасности его повреждения).

Противоаварийная автоматика содержит автоматическую разгрузку по частоте (АРЧ), а в ряде случаев и по напряжению (отключение части потребителей при опасном изменении этих параметров режима), автоматическое включение резерва (АРВ),

автоматическое повторное включение (АПВ) элементов системы, по каким-либо причинам отключившимся, но могущим продолжать работу после подключения, автоматическую ликвидацию асинхронного хода у части системы, выпавшей из синхронизма (реализация результирующей устойчивости). Противоаварийная автоматика содержит также ряд других мероприятий.

§ В-8. ДИСПЕТЧЕРСКОЕ УПРАВЛЕНИЕ И ЕГО ЗАДАЧИ

Все средства управления системой направлены на решение основной задачи ЭЭС — *обеспечение надежного качественного централизованного энергоснабжения при едином оперативном диспетчерском управлении процессами производства, передачи и распределения энергии.* Руководство производством и распределением энергии, осуществляемое диспетчерскими службами, имеет большое значение для работы ЭЭС. В СССР это руководство осуществляется диспетчерскими службами районных энергоуправлений, подчиненных объединенным диспетчерским управлениям (ОДУ): Центра, Средней Волги, Северо-Запада, Юга, Кавказа, Урала, Северного Казахстана, Сибири, Средней Азии, Дальнего Востока. Оперативно-диспетчерское руководство работой объединенных энергосистем страны осуществляется Центральным диспетчерским управлением ЕЭС СССР (ЦДУ ЕЭС СССР), которое подчиняется непосредственно Министерству энергетики СССР (Минэнерго).

Деятельность Минэнерго СССР характеризуется двумя главными направлениями:

капитальное строительство (энергетическое и промышленное), включающее предприятия стройиндустрии, энергоремонтные, машиностроительные и другие предприятия;

производство, распределение и реализация электрической и тепловой энергии (эксплуатация).

Поэтому ОАСУ «Энергия» создается в составе двух основных специализированных подсистем, соответствующих двум главным направлениям производственной деятельности и девяти функциональным подсистемам, являющимся типовыми для промышленных министерств.

Специализированная подсистема управления капитальным строительством, предприятиями стройиндустрии и промышленными предприятиями должна осуществлять:

технико-экономическое планирование и анализ подрядной деятельности;

оперативное управление строительством;

технико-экономическое планирование и анализ промышленной деятельности стройиндустрии;

оперативное управление промышленным производством;

управление сбытом промышленной продукции стройиндустрии.

Подсистема управления производством, распределением и реализацией электрической и тепловой энергии должна обеспечивать:

оперативно-диспетчерское управление;

управление производственно-хозяйственной деятельностью;

управление энергоремонтом;

управление реализацией электрической и тепловой энергии.

Задачи оперативно-диспетчерского управления вследствие специфичности решаются отдельной автоматизированной системой диспетчерского управления, являющейся неотъемлемой частью подсистемы управления производством, распределением и реализацией электрической и тепловой энергии, — ОАСУ «Энергия».

В состав девяти общеотраслевых подсистем ОАСУ «Энергия» входят следующие подсистемы:

перспективного развития отрасли;

технико-экономического планирования;

управления финансовой деятельностью;

планирования, учета и анализа труда и заработной платы;

управления материально-техническим снабжением и комплектацией материалами, изделиями, конструкциями, технологическим оборудованием, строительными материалами и механизмами, топливом;

планирования, учета и анализа кадров;

управления научно-исследовательскими, проектными работами и научно-технической информацией;

бухгалтерского учета;

управления транспортом и централизованными перевозками.

В иерархическом плане в составе ОАСУ «Энергия» можно выделить:

автоматизированную систему диспетчерского управления (АСДУ) Единой энергетической системы СССР и объединенными энергосистемами (ОЭС);

автоматизированные системы управления предприятиями (АСУП) — энергосистемами;

автоматизированные системы управления строительно-монтажными трестами (АСУС), обеспечивающие решение задач хозяйственного и оперативного управления энергетическим и промышленным строительством;

автоматизированные системы управления крупными электростанциями;

автоматизированные системы управления крупными энергоблоками на тепловых и атомных электростанциях;

автоматизированные системы управления крупными подстанциями, предприятиями и районами электрических сетей.

АСДУ, АСУП и АСУС являются сложными интегрированными системами, в которых сочетаются решения задач технологического и организационного управления.

В составе АСДУ можно выделить:

автоматизированную систему планирования технологических процессов (АСПТП), обеспечивающую решение задач долгосрочного и краткосрочного планирования режимов;

автоматизированную систему управления технологическими процессами (АСУТП), решающую задачи оперативного автомати-

зированного управления в реальном времени (темпе процесса) и автоматического управления нормальными и переходными процессами.

АСУП энергосистем включает в себя АСДУ и автоматизированную систему организационного управления (АСОУ).

Таким образом, ОАСУ «Энергия» представляет собой интегрированную систему, которая включает в себя АСОУ, АСУС, АСДУ трех верхних уровней управления (ЦДУ ЕЭС СССР, объединенные диспетчерские управления и районные энергоуправления), а также АСУ электростанциями, энергоблоками и электрическими сетями.

Объединенное диспетчерское управление занимается разработкой и ведением всех режимов работы объединенных энергосистем, контролирует выполнение графиков нагрузки, межсистемные перетоки мощности. Основная задача оперативного управления вытекает из главной цели создания ЕЭЭС. Эта цель заключается *в достижении оптимального уровня электрификации страны при наиболее экономичном и бесперебойном электроснабжении.* Реализация этой цели требовала и требует решения сложных задач, которое основывается на двух исходных положениях.

Первое — необходимость внедрения кибернетических методов управления ЕЭЭС, имеющих в своей основе целенаправленное, оптимальное воздействие на систему при учете всех ее важнейших связей. Мировой опыт и анализ перспектив показывают, что без этого невозможно осуществить экономически и технически совершенное управление ЕЭЭС уже в ближайшие 5 лет. Причем должный эффект возможен только в том случае, если ЕЭЭС будет заранее спроектирована как большая система, работающая на основе кибернетических принципов управления.

Второе — научно обоснованная оптимизация развития (проводимая с учетом факторов надежности) и оперативное управление ЕЭЭС — взаимосвязанные проблемы, которые необходимо решить, чтобы достигнуть высокого уровня надежности и реализовать оптимальные условия функционирования ЕЭЭС.

Построение стройной теории оптимизации и управления ЕЭЭС заключается в следующем: широко используя современные математические методы системного анализа и средства кибернетики, путем обобщенного изучения природы и свойств ЕЭЭС найти и сформулировать закономерности развития и методы оптимального управления данными системами. Ключевыми в этом случае являются задачи, требующие рассмотрения ограниченно неопределенной природы исследуемых систем, их сложной иерархической структуры и научно обоснованной декомпозиции, а также влияния на решения неполной информации о функционировании и развитии систем. В плане этих и других сопутствующих задач становится особенно важным отыскание оптимального сочетания формализованных методов, отражаемых в работе управляющих машин, и действий человека при управлении как функционированием систем, так и их развитием.

Развитие ЭЭС связано с постоянным повышением энерговооруженности труда, которое происходит во всех производственных и бытовых процессах и является важнейшей тенденцией развития энергетики второй половины XX в.

В СССР на повышение энерговооруженности труда обращается особое внимание. В решениях XXIV и XXV съездов КПСС отмечалось, что народное хозяйство страны подошло к такому этапу, когда интенсификация производства, т. е. рост производства преимущественно за счет повышения производительности труда, стала важнейшим направлением развития экономики. Огромная роль именно электроэнергетики обусловлена тем, что существует объективная тенденция постоянного повышения доли электроэнергии в общем потреблении энергии народным хозяйством. Эта важная закономерность вытекает из тенденций постоянного повышения потенциала расходуемой энергии и из специфических преимуществ электромагнитной формы энергии.

В СССР при развитии ЭЭС в законодательном и плановом порядке ведутся работы по оздоровлению и поддержанию чистоты воздушного бассейна городов. При этом в борьбе с вредными выбросами от сжигания органического топлива на уровне ЭЭС проводятся следующие меры:

ликвидируются мелкие котельные за счет развития централизованного теплоснабжения на базе ТЭЦ и крупных котельных, имеющих достаточно хорошую очистку дымовых газов;

города переводятся на использование высококачественных видов топлива, а крупные котельные по возможности выносятся за черту города;

совершенствуются газоочистные устройства, с тем чтобы обеспечивать рабочий к. п. д. не ниже 98—99%, что требует улучшения конструкции электрофильтров и пылеуловителей.

ЭЭС существенно влияют на водохозяйственный баланс единой водохозяйственной системы страны:

1) вода используется как источник отвода огромного, все возрастающего количества тепла от тепловых электростанций, чем вызывается так называемое «тепловое загрязнение воды». При этом создаются искусственные водоемы и затапливаются земельные угодья. Повышение температуры воды в этих водохранилищах или реках приводит к нарушению и флоры и фауны, в них появляются, в частности, вредные синезеленые водоросли;

2) сооружение гидроэлектростанций меняет режим рек, особенно при создании водохранилищ на затопленных землях. В связи с этим возникает ряд положительных и отрицательных хозяйственных и геофизических процессов, очень сложных и требующих специального учета их при оценке и установлении путей развития ЭЭС.

Широкое развитие атомных электростанций может значительно уменьшить отрицательное влияние функционирования ЭЭС

на окружающую среду, так как они не имеют вредных выбросов. Однако серьезной задачей, решаемой при создании атомных станций, является обеспечение: 1) полной радиационной безопасности, в том числе и при маловероятных авариях; 2) полной безопасности захоронения отработавшего радиоактивного топлива.

При решении этих задач развитие атомной энергетики становится весьма перспективным и осуществляется всевозрастающими темпами во всех передовых в промышленном отношении странах, в том числе и в СССР. Атомные электростанции в смысле влияния на биосферу становятся значительно благоприятнее всех других станций при переходе к работе по замкнутому циклу водоохлаждения (сейчас пока они дают большее тепловое загрязнение). При обеспечении надлежащих мероприятий в проектировании, строительстве и эксплуатации они должны будут во всех отношениях, в том числе и в отношении радиации окружающей среды, иметь более высокий уровень безопасности, чем обычные тепловые станции.

Важнейшая задача проектирования энергетической системы как сложной системы кибернетического типа пока еще не имеет общепринятой установившейся методологии, обеспечивающей уверенные технические решения. Между тем отыскание таких решений является актуальнейшей задачей. До тех пор, пока эта задача не будет решена, все время будет иметься риск получения неоптимальных решений, а в ряде случаев — низкое использование средств, вкладываемых в энергетику. Это тем более актуально, поскольку продолжающееся объединение ЭЭС, охватывающее все большее количество районных систем, является основой для планомерного и эффективного проведения сплошной электрификации страны, а также непрерывного дальнейшего повышения экономичности производства и распределения электроэнергии. Именно по этому пути идет развитие электрических систем.

Создание связей между энергетическими системами усиленно ведется в странах Западной Европы и США. Однако там создание подлинной Единой электрической системы в национальном масштабе не увязывается с капиталистической системой, с присущей ей частной собственностью на средства производства.

Электрические — энергетические — системы при этом принадлежат отдельным частным компаниям, которые снабжают электроэнергией большие районы, но связаны между собой только взаимной продажей энергии. Такое положение привело в 1965—1970 гг. к большому количеству тяжелых аварий, отражавших несоответствие развитой техники технико-экономическим и социальным условиям, с которыми связано управление ею. Большая авария, при которой полностью почти на 14 ч нарушилось электроснабжение района площадью в 200 тыс. км^2 с крупнейшим городом мира Нью-Йорком, была настолько тяжелой по своим материальным и психологическим последствиям, что получила название «авария века». Преодолевая эти последствия, энергетика США пошла по пути создания так называемых «пулов» и «сверхпулов» — объединений частных компаний, при которых системы, входящие в них, имеют единое, иерархическое управление работой и целенаправленное планирование развития.

В СССР электроэнергетика создавалась и продолжает развиваться в соответствии с принципами, заложенными еще в плане ГОЭЛРО, который по существу был первым в мире системным подходом к народному хозяйству, энергетике и развитию электрических систем (хотя в нем, разумеется, не содержалось современной терминологии). При развитии электрических систем непрерывно осуществляется концентрация производства и централизация распределения электроэнергии.

За последние 20 лет единичная мощность агрегатов на тепловых электростанциях выросла со 150 до 800 МВт, на гидроэлектростанциях — со 115 до 500 МВт. Мощность отдельных тепловых электростанций достигла 2—2,5 тыс. МВт, а гидроэлектростанций — 4—6 тыс. МВт. Напряжение линий электропередач выросло до 750 кВ. К 1970 г. было практически завершено создание Единой европейской электроэнергетической системы страны — ЕЕЭЭС, включая Урал. В ее состав вошли 61 районная ЭЭС и три электроэнергетических района, сформированные в семь объединенных ЭЭС. Созданы Объединенные электроэнергетические системы (ОЭЭС): Сибири на территории от Иркутска до Омска и Средней Азии.

За годы девятой пятилетки электроэнергетика получила дальнейшее развитие. К концу 1977 г. мощность электростанций увеличилась до 240 тыс. МВт, а выработка электроэнергии превысила 1,118 млрд. кВт·ч. Продолжалось наращивание мощностей, в результате которого в эксплуатации находилось более 150 блоков мощностью 300 МВт и выше. Распространение получила теплофикация, мощность теплофикационных станций достигла 63 тыс. МВт. В девятой пятилетке началось осуществление большой программы строительства атомных электростанций (АЭС).

Так, в 1976—1980 гг. намечено ввести АЭС на мощность не менее 13—15 тыс. МВт. Дальнейшее развитие получают АЭС с реакторами на быстрых нейтронах, «воспроизводящих» ядерное топливо. Интенсивно продолжается строительство ГЭС, особенно в восточных районах страны. Только в 1975 г. введено в эксплуатацию около 30 тыс. км напряжением 35 кВ и выше, причем их общая протяженность превысила 600 тыс. км, и 120 тыс. км сельских и городских линий напряжением 0,4—20 кВ.

К началу десятой пятилетки большое развитие получила международная электроэнергетическая система «МИР», объединяющая ЭЭС ряда стран — членов СЭВ. В отличие от международных электроэнергетических объединений капиталистических стран система «МИР» имеет единое, иерархически построенное диспетчерское управление. Теория электроэнергетических систем весьма многогранна, она охватывает широкий круг проблем, включающих экономику, планирование и прогнозирование их развития, как части хозяйства страны. В эту теорию входят также широкие демо-

графические, социальные проблемы и более узкие, касающиеся расчета режимов и их оптимизации. Вопросы, попадающие в сферу внимания инженера — специалиста по электроэнергетическим системам, охватывают процессы от долей микросекунды до десятков часов. Исследования ЭЭС требуют в связи с такой многогранностью задач применения сложного математического аппарата.

Контрольные вопросы

1. Что называется большой энергетической системой? Из каких подсистем она состоит?
2. Каково назначение энергетической системы и входящих в нее подсистем?
3. Значение для народного хозяйства страны межотраслевого энергетического комплекса. Его связи с большой системой энергетики и подсистемами, входящими в нее.
4. Что называют энергетическим балансом?
5. Каковы основные, специфические свойства и особенности большой системы энергетики?
6. Почему большая система энергетики и входящие в нее подсистемы должны рассматриваться как энергетические системы кибернетического типа?
7. В чем заключаются задачи управления развитием и функционированием? Связаны ли они между собой, и если да, то в чем проявляется эта связь?
8. Как можно определить «управление энергетикой» в широком смысле?
9. Роль энергетики при социализме.
10. Чем обеспечивается эффективность управления?
11. Что называют энергетическими ресурсами и энергетическими процессами?
12. Каково примерное потребление топливоэнергетических ресурсов в народном хозяйстве СССР? Распределение по видам и порядок абсолютных значений.
13. В чем заключаются технико-экономические преимущества развития энергетики путем создания энергетических систем, ЕЭЭС страны и группы стран?
14. Что понимается под нормальным, аварийным и послеаварийным режимами ЭЭС? под параметрами режима? параметрами системы?
15. Чем характеризуется качество работы ЭЭС?
16. В чем проявляется неблагоприятное экологическое влияние энергетики и каковы пути устранения этого влияния?

ГЛАВА 1 БОЛЬШИЕ СИСТЕМЫ ЭНЕРГЕТИКИ И ТЕОРЕТИЧЕСКИЕ ОСНОВЫ УПРАВЛЕНИЯ ИМИ

§ 1-1. ПОСТАНОВКА ЗАДАЧИ

В решениях XXIV и XXV съездов КПСС поставлена задача создания и совершенствования Единой общегосударственной автоматизированной системы сбора, обработки информации, а также задача управления на этой основе всем народным хозяйством. Особое значение имеют поставленные задачи для энергетики, под которой понимается вся сложная совокупность установок, сооружений, трудовых коллективов людей, производящих (добывающих) энергетические ресурсы и преобразующих их в те виды энергоносителей и топлив, которые полезно используются в народном хозяйстве.

Развитие энергетики идет по пути создания Единой общеэнергетической системы, в которую входят единые системы: электроэнергетическая (ЕЭЭС), газоснабжающая (ЕГСС), нефтеснабжающая (ЕНСС), углеснабжающая (ЕУСС). Эти системы находятся во взаимодействии, становящемся все более тесным по мере того, как формируется объединенная энергетическая система и создается Единая электроэнергетическая система Советского Союза (ЕЭЭС СССР), связанная с системами других стран. Переход к этой высшей форме организации энергетики при непрерывном росте мощностей ее объектов, становящихся соизмеримыми с мощностями геофизических и даже космических явлений, а также все заметнее влияющих на природу, требует уже в настоящее время, и тем более настоятельно потребует в будущем, нового теоретического и практического подхода к управлению энергетикой.

В текущих исследованиях, посвященных проблемам автоматического управления электроэнергетикой и создания диспетчерских систем управления ее функционированием, необходимо сейчас, и особенно для правильной ориентации на перспективу, рассматривать электроэнергетику как большую развивающуюся систему кибернетического типа, входящую в еще более крупную объединенную энергетическую систему ОЭС, которая содержит упомянутые отраслевые комплексы (ЕГСС, ЕНСС, ЕУСС). Сложность и иерархичность структуры таких комплексов, являющихся под-

системами с глубокими обратными связями, приводят к тому, что подсистемы закономерно выступают в виде б о л ь ш и х с и с т е м. Это полностью относится к энергетике, являющейся в современном научном представлении сложной совокупностью больших систем.

В ближайшие 10—15 лет сложность и масштабы больших систем энергетики (ОЭС) резко возрастут. *Общеэнергетическая система страны уже охватывает все энергетическое хозяйство «от добычи энергетических ресурсов до приемников энергии включительно».*

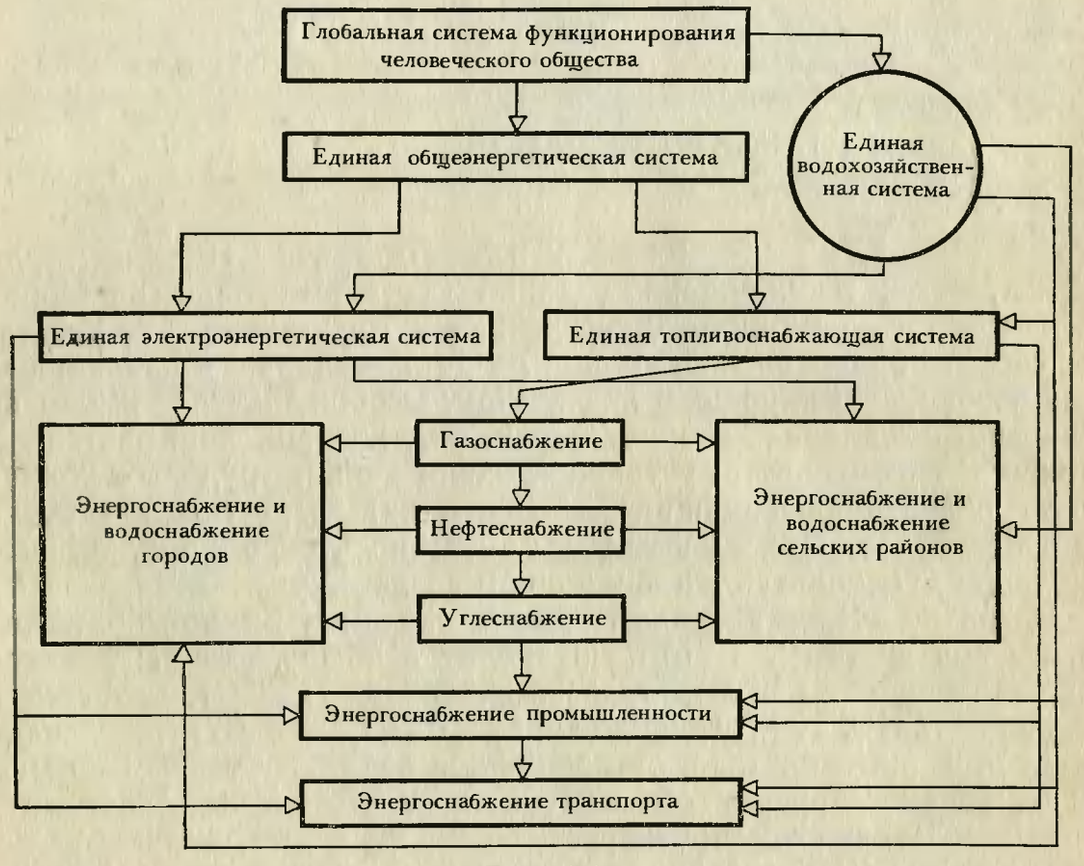


Рис. 1-1

Общеэнергетическая система — это искусственная сложная иерархическая совокупность специализированных систем (рис. 1-1). Специализированные системы — это электроэнергетические системы, системы централизованного тепло-, газо- и нефтеснабжения, формируемая ныне система ядерной энергетики и замыкающая их система угольной промышленности.

Рассматриваемый комплекс связан со всей системой народного хозяйства и другими межотраслевыми комплексами и, что сейчас особенно важно, с биосферой (рис. 1-2). На рисунке потоки энергии обозначены жирными линиями, управление — тонкими линиями, информационные связи — штриховыми.

Существенные отличия ОЭС от других искусственных систем:

а) особая универсальность и значимость продукции;

б) ответственность экономичного и бесперебойного электро- и топливоснабжения для народного хозяйства;

в) материальность основных связей (электрических, трубопроводных);

г) непрерывность процессов производства и потребления (отсюда принципиальная особенность работы систем на «совмещенный график нагрузки» и выигрыш от совмещения удаленных географически систем);

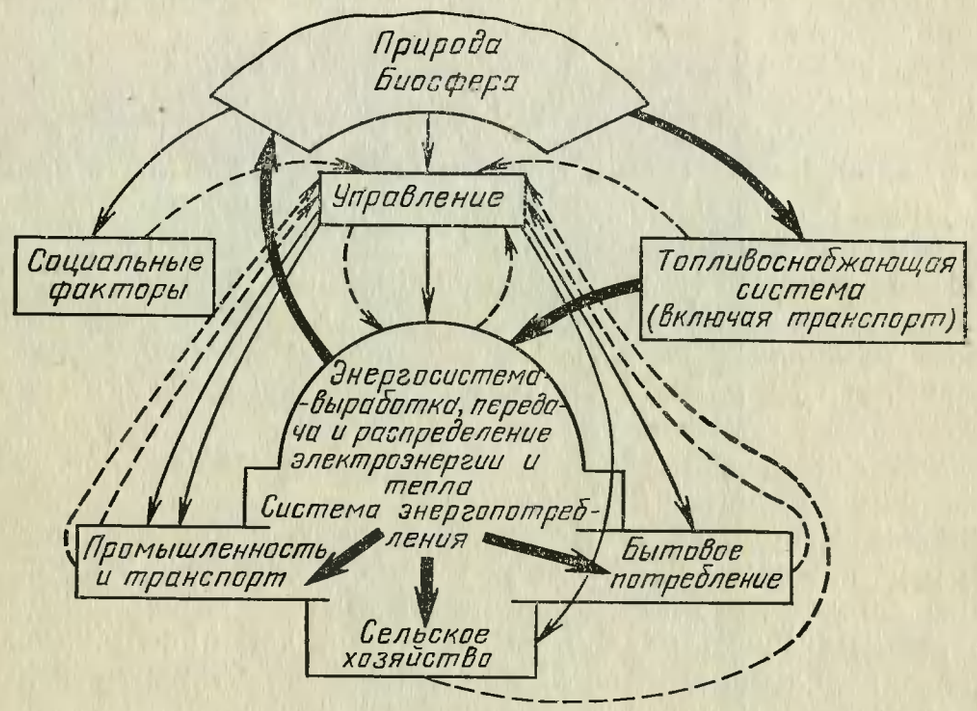


Рис. 1-2

д) глобальность большой системы энергетики (БСЭ), а следовательно, и структурная сложность при превращении их в единые системы (СССР и др.).

Все это привело к появлению э н е р г е т и ч е с к о й н а у к и и созданию в ее рамках относительно с а м о с т о я т е л ь н о й т е о р и и и м е т о д о в о п т и м и з а ц и и и у п р а в л е н и я Б С Э.

В БСЭ выделяется и занимает особое место ЕЭЭС как основа планомерной электрификации народного хозяйства. *Главная цель ЕЭЭС — это достижение оптимальных уровней электрификации страны при наиболее экономичном и бесперебойном электроснабжении.*

Реализация этой цели требовала и требует решения сложных научных задач. Если коснуться только вопросов, связанных с оптимизацией развития и оперативным управлением функционирования ЕЭЭС, то и в этом случае круг их весьма велик.

П е р в а я к о н ц е п ц и я в этой научной проблематике — *переход от автоматизированных методов эксплуатации ЭЭС к кибернетическим методам управления.* Эти методы предусматри-

вают целенаправленное, оптимальное, действующее при учете всех влияющих связей управление. Мировой опыт показывает, что без решения этой научной проблемы невозможно осуществить уже в перспективе ближайших 10 лет экономически и технически совершенное управление ЕЭЭС. При этом в дальнейшем кибернетические принципы управления ЕЭЭС не должны механически приспосабливаться к уже выбранной или даже осуществленной ее структуре. Наибольший эффект будет достигнут только тогда, когда ЕЭЭС будет проектироваться как заранее автоматизированная большая система.

Вторая концепция заключается в утверждении, что *научно обоснованная оптимизация развития и оперативное управление ЕЭЭС — взаимосвязанные проблемы.* Чтобы достигнуть такого положения, ЕЭЭС (как и в целом ОЭС) должна быть ориентирована, как уже сказано, на относительно самостоятельную теорию оптимизации и управления.

Кратко цель создания теории оптимизации и управления ОЭС можно охарактеризовать таким образом: *на основе обобщенного изучения природы и свойств ОЭС установить и сформулировать основные пути их развития, выявить закономерности оптимального управления этими системами, широко используя для этого современные методы системного анализа и в их числе математические методы и средства кибернетики.*

При таком подходе существенны представления относительно:
1) ограниченно-вероятностной природы исследуемых систем;
2) их сложной иерархической структуры;
3) необходимости научно обоснованной декомпозиции систем;
4) неопределенности или недостаточной определенности информации, с которой приходится оперировать инженеру.

Проблемы управления развитием электроэнергетики и ее функционированием. Эти проблемы, часто рассматриваемые как самостоятельные, будут все в большей степени сближаться, сливаясь в единую проблему управления, под которой здесь и далее понимается решение задач по выбору наилучшего комплекса сознательных воздействий на большую искусственную систему, ведущих к поставленной цели. Это сближение отвечает общей тенденции научно-технического прогресса, направленной на ускорение реализации прогнозируемых научно-технических достижений, учет применения которых потребует соответственных изменений в планировании, новых способов эксплуатации больших систем электроэнергетики (ЕЭЭС) еще до их сооружения.

Сильно возрастающая связь ЕЭЭС с другими системами. В дальнейшем эта связь будет иметь столь существенное значение, что при управлении ее необходимо будет рассматривать как подсистему некой глобальной системы, отражающей взаимное влияние многих подсистем (рис. 1-2), которые связаны между собой энергетическими (силовыми) и информационными связями. При этом понятия информации, действующей в подсистемах, а также практического оперирования с ней должны изменяться.

Подход к информации при исследовании проблемы управления должен стать более прагматическим, чем это дает шенноновская статистическая теория, поскольку для управления важно именно то разнообразие, которое непосредственно способствует достижению цели. К выработке понятия ценности информации необходимо будет подойти через определение приращения вероятности достижения цели до и после получения информации. Определение целесообразной скорости передачи информации должно основываться на показателях, отражающих в первую очередь ее назначение и роль в управлении ЕЭЭС. Это касается как известительной, так и распорядительно-управляющей информации.

Бóльшая часть информации, относящейся к энергетике, имеет непрерывный характер, но должна использоваться в дискретной форме. В связи с этим возникает необходимость определения целесообразного периода дискретизации по времени и квантования по уровню. Причем особенно острым является почти не проработанный теоретически вопрос о сжатии информации и методах отсеивания ее по мере передачи по ступеням иерархической управляющей системы. На эти вопросы должен быть получен ответ в первую очередь применительно к задачам управления функционированием систем.

Однако в несколько другом аспекте рассматриваемые вопросы требуют разработки и применительно к задачам управления развитием. При этом необходимо иметь в виду, что совершенно полное информационное описание ЕЭЭС, входящей в большую систему (если бы его и можно было получить практически), все-таки нельзя было бы использовать в связи с большой многоплановостью и высокой размерностью задач, подлежащих разрешению. Выходом является разработка новой методологии информационного моделирования, предусматривающего декомпозицию сложных систем и эквивалентирование отдельных информационных подсистем; при этом возникают также требующие разработки вопросы информационного подобия.

Весьма существенно, что современные критерии оптимизации энергетики должны будут изменяться под влиянием возрастающих связей между подсистемами. Критерии, определяемые в настоящее время только как локальные «чисто энергетические» и сводящиеся к минимизации целевой функции (которая основывается на расходе топлива или приведенных затратах), потребуют большого количества ограничений или возможно будут заменены новыми. Как эти ограничения, так и новые критерии, подлежащие разработке, потребуют нового математического аппарата.

При определении путей создания системы управления большой развивающейся системой ЕЭЭС необходимо учитывать, что также непрерывно развивающейся системой будут и системы управления электроэнергетикой и энергетикой в широком смысле. Именно эти динамические свойства и особенности должны быть учтены как основные при создании теории АСУ и АСДУ. Необходимо при этом иметь в виду и динамику методологии, отражающуюся в

изменениях математических моделей, которые будут меняться при совершенствовании технологии энергетики, изменениях топливного баланса и изменениях соотношений ЕЭЭС с другими подсистемами в глобальной системе «природа — человеческое общество — народное хозяйство» (рис. 1-2).

Имея в виду совершенствование вычислительной техники, можно утверждать, что система управления ЕЭЭС и энергетикой вообще никогда не может быть завершенной. Такое утверждение иногда делают, рассматривая задачу управления энергетикой как задачу статическую, локальную — чисто электроэнергетическую, и этим неправильно ориентируются в тенденциях развития.

§ 1-2. РАЗВИТИЕ И ФУНКЦИОНИРОВАНИЕ ОЭС

Принципиальное единство подхода к решению задач управления развитием и функционированием не исключает, однако, определенных и на отдельных этапах достаточно существенных различий в практически применяемых методах. В ближайшее время для АСУ ЕЭЭС будет особенно важно создание автоматизированной системы сбора и обработки информации (понятие ее, как было указано, необходимо уточнить, исходя из задач управления электроэнергетикой как большой системой). При этом существенны исследования по выявлению форм представления информации и такого ее количественного выражения, при котором была бы возможна критериальная ее интерпретация, позволяющая сопоставлять разнородные критерии, не поддающиеся прямому денежному выражению. Для электроэнергетики должны быть характерны такие развивающиеся формы, которые предусматривали бы постепенное укрепление и расширение функций ее верхних и увеличение чувствительности нижних ступеней иерархической системы (рис. 1-3). Именно на верхних ступенях, где должны решаться стратегические задачи, будет появляться все большая необходимость учета влияния на электроэнергетику и энергетику в целом связанных подсистем (см. рис. 1-2).

Управление функционированием ЕЭЭС. Управление все больше должно становиться информационным, с отражением факторов глобального характера; при этом ступени верхнего уровня его иерархии (рис. 1-3) должны приобрести новые свойства, при которых ступени можно характеризовать как мета (сверх) АСДУ. Задачи, возникающие в данном случае, стимулируют новые вопросы, связанные с оценкой эффективности межсистемных связей и способов передачи информации между подсистемами (см. рис. 1-2). В исследованиях требуется выявить случаи, когда централизованную иерархию (рис. 1-3) целесообразно заменить частично децентрализованной системой.

Касаясь управления действующими ЕЭЭС — их режимами, подчеркнем, что в настоящее время оптимальными считают такие установившиеся режимы, при которых потребители обеспечиваются электроэнергией удовлетворительного качества при минимально

возможных эксплуатационных затратах, производимых системой за рассматриваемый промежуток времени. Однако более полное определение оптимизации, отвечающее роли ЕЭЭС не только в системе функционирования энергетики, но и для всего человеческого общества, требует очень больших уточнений и дополнительных исследований, направленных прежде всего на отражение большего числа существенно влияющих факторов и на учет ограничений, рассматриваемых как дополнительные критерии при реализации режимов. Следует заметить, что нуждаются в сопоставлении и сравнительной объективной оценке современные математические методы оптимизации режимов (градиентные и др.), применяемые разными исследователями и имеющие разные, не всегда оправданные существом дела названия.

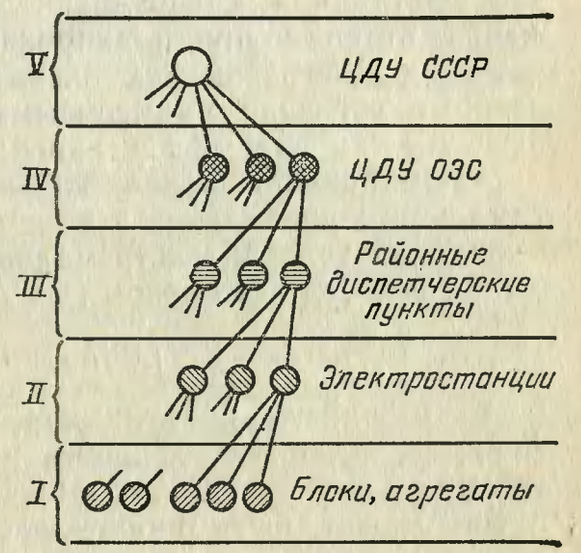


Рис. 1-3

Оптимизация управления развитием ЕЭЭС. Здесь прежде всего требуется определять структуру системы в динамике и выбирать стратегию ее развития, а также технические средства управления, при которых не только обеспечивается минимум суммарных приведенных затрат, но и учитываются в той или иной мере критерии, которые должны применяться при оптимизации управления режимами (с учетом упоминавшихся выше дополнительных факторов). Одновременно с применением метода синтеза, распространенного на подсистемы ЭЭС, должны выбираться средства управления и регулирования.

Таким образом, методики оптимизации управления как развитием, так и функционированием (режимами) должны будут разрабатываться с учетом многокритериальности и многоэкстремальности. Здесь должны, таким образом, появиться существенные различия с современными исследованиями (очевидно, оперирующими только одним главным критерием), которые если и учитывают ограничения или дополнительные критерии, то только весьма условно, оставаясь в рамках концепции одноэкстремальности.

Критерии оптимизации. В будущем (и видимо уже не столь отдаленном) при разработке теории управления ЕЭЭС должно быть обращено внимание на условия и критерии оптимизации, отражающие такие факторы, как влияние энергетики на биосферу (в том числе на загрязнение воздуха, воды), сельское хозяйство, рыболовство и т. д. В более явной форме в решении технических задач должны получить отражение показатели, характеризующие демографические факторы.

Возрастающую роль в решении практических задач развития энергетики должно будет играть прогнозирование, в большей степени учитывающее прогресс техники, темпы роста производительности труда. Уже сейчас некоторые из этих «вспомогательных» критериев иногда выдвигаются на первый план, подчиняя «основные». Так, необходимость получения «чистой», не вызывающей загрязняющих воздействий на биосферу энергии (например, снижение загрязнения воздуха в крупных городах, становящегося катастрофическим при определенных метеорологических условиях) уже заставляла американских энергетиков изменять местоположение станций при планировании развития систем или отказываться от загрузки тех эксплуатируемых электростанций ЭЭС, которые согласно применяемым сейчас критериям оптимизации были бы наиболее эффективными.

Формализация задач, связанных с отысканием условий оптимального управления в рассматриваемых проблемах, потребует выявления условий экстремальности сложной целевой функции J, зависящей от ряда оценок (y_k) свойств большой системы:

$$J = f(y_1, y_2, \ldots, y_k, \ldots, y_n).$$

Возможности практической оптимизации на основе такой функции, в настоящее время представляющиеся очень затруднительными, все же должны быть отысканы, так как именно этим путем может быть найден достаточно общий критерий (или согласованная система критериев), отвечающий условиям оптимальности как проектируемых, так и уже функционирующих систем. Таким образом, в инженерной практике можно в наибольшей степени отразить общий единый критерий оптимальности, формулируемый для условий социалистического общества как «наиболее эффективное и разумное использование материальных богатств и трудовых ресурсов для удовлетворения растущих потребностей членов общества». Существенно при этом, что проявляющаяся несопоставимость отдельных критериев и трудности их точного выражения в единых показателях требуют принципиально нового подхода к оптимизации, при котором вместо «точного» определения одной экстремальной точки, соответствующей, например, «единственному оптимальному» режиму (или «единственно оптимальному» плану развития системы), необходимо определение стратегии развития или соответственно стратегии ведения режима.

Поиски снятия или хотя бы уменьшения трудностей непосредственной формализации J, видимо, должны идти с применением методов чувствительности, позволяющих достаточно просто выявить реакцию системы на изменение отдельных факторов. Здесь необходимо исходить из того, что минимизируемая функция в области своего экстремума (или экстремумов) характеризуется, как правило, весьма пологой гиперповерхностью. Однако исходная информация в рассматриваемых задачах имеет столь неполный и вероятностный характер, что АСУ ЭЭС не может рассматриваться как строго формализированная.

Все эти особенности ЕЭЭС и связанных с нею подсистем, подлежащих изучению, делают целесообразным и даже необходимым применение системы алгоритмов, предусматривающей участие человека в ее реализации. Такое введение принципа эргатичности в алгоритмирование позволяет подходить к задаче эвристически и, в случае надобности, осуществлять принудительное изменение сложного целевого функционала, используя опыт и интуицию человека, участвующего в управлении. Поэтому при планировании развития АСУ не следует ориентироваться на то, что можно сразу, минуя четыре промежуточные стадии, создать полностью автоматическую замкнутую систему управления кибернетического типа.

§ 1-3. КИБЕРНЕТИКА В ЗАДАЧАХ ЭЛЕКТРОЭНЕРГЕТИКИ

В социальном развитии человеческого общества роль энергетики исключительно велика. Это ярко подчеркивалось К. Марксом, Ф. Энгельсом и особенно В. И. Лениным, по сути дела впервые подошедшему к энергетике как к большой системе. В настоящее время энергетика превратилась в большую искусственную систему кибернетического типа, охватывающую своим прямым или косвенным влиянием все стороны существования и развития человеческого общества и в значительной степени определяющую пути технического прогресса.

В общей глобальной системе существования человека и человеческого общества энергетика является подсистемой, взаимодействующей с биосферой и зависящей от социальных факторов. В то же время энергетическая система сама состоит из ряда подсистем, которые в свою очередь являются большими системами, взаимодействующими друг с другом через имеющиеся прямые и обратные связи. Все эти энергетические системы — подсистемы — имеют целенаправленное, в той или иной мере оптимизирующееся, управление как развитием, так и функционированием, в силу чего они явно относятся к категории кибернетических систем и изучаются или во всяком случае должны изучаться методами кибернетики.

Применение в энергетике кибернетики, возникшей как чрезвычайно широкое научное и техническое направление, тесно связано с использованием всех видов моделирования и теории сложных автоматов, их реализацией при автоматизации работы различных систем на основе применения электронных цифровых машин, непрерывно совершенствующихся.

К кибернетике также вели и ведут науки, изучающие процессы управления и переработки информации, причем применительно к задачам энергетики теория информации должна получать новые аспекты, требующие прежде всего умения анализировать информационные процессы исходя из действующей иерархии целей. Только в этом случае можно получить достаточно большой эффект и от применения методов кибернетики в энергетике, и от

развития систем АСУ и АСДУ. Необходимость в создании новых характеристик для энергетики информационных методов, отличающихся от методов Шеннона — Котельникова, ощущается особенно остро, требуя такого их развития, которое обеспечило бы связь этих методов с целями управления.

В такого рода информационных задачах энергетики, как и других задачах, связанных с кибернетикой энергетических систем, исследователей должен привлечь мощный комплекс математических идей и теорий, поступающих в кибернетику из математики, теории информации, логики, электроники, автоматики и других научных дисциплин.

Говоря об энергетике и энергетических задачах, следует отметить их исключительное общепознавательное мировоззренческое и социальное значение, так как в большой системе энергетики весьма существенны факторы политического, демографического и другого характера. Методы анализа различных процессов, происходящих в природе, человеческом обществе и биосфере, выдвигаются на первый план в смысле значимости практической и научно-методологической. Так, роль энергетики в жизни человеческого общества все более возрастает по мере того, как мощности, вырабатываемые человеком, становятся соизмеримыми с мощностями явлений, происходящих в природе и меняющих лицо нашей планеты.

Проблема влияния энергий всех видов, получаемых человеком, проблема влияния процессов передачи, потребления этих энергий на биосферу, т. е. проблема чистоты энергий, является решающей для существования жизни на Земле. Таким образом, можно утверждать, особенно если учесть социальное значение энергетики, что на первый план в иерархии наук должна выдвинуться именно кибернетика больших систем энергетики. То обстоятельство, что исследование любых больших систем, определение условий их функционирования, выявление эффективности все больше идут по пути применения энергетических методов, делает очевидным общепознавательное — мировоззренческое — значение энергетики и энергетической кибернетики как науки.

Не случайно в западной научно-технической, экономической и философской литературе появилось стремление принять энергетические показатели, в частности потоки энергии. Не касаясь здесь этих соображений, подчеркнем, что теория энергетики закономерно приводит к определенным энергетическим концепциям философского плана. Именно в них широко используется возможность перехода к вопросам общей теории познания, на основе анализа энергетических задач.

Трудности, возникающие при изучении современных сложных ЭЭС, обусловливают необходимость применения не только упомянутых, но и многих других специфических методов моделирования. К таким методам относят способы и приемы кибернетического моделирования, которое сводится в основном к непосредственному моделированию некоторых функций исследуемой системы функциями модели без раскрытия природы и структуры явлений как внутри системы, так и внутри ее модели. Этот метод развивает один из фундаментальных принципов кибернетики, согласно которому изучение системы основывается на исследовании ее поведения, т. е. на наблюдении за состоянием выходов системы при воздействиях на входах, заданных высшей средой или экспериментатором. При этом система рассматривается как некоторый преобразователь состояний входов в состояния выходов и считается полностью определенной, если для нее определено соответствующее преобразование. Это преобразование может быть выражено в абстрактной форме, вне зависимости от конкретной физической природы входных и выходных переменных в самой системе. Физическая природа и внутренняя структура модели могут не иметь ничего общего с оригиналом. Этим кибернетическое моделирование принципиально отличается от физического и математического, в ходе которых воспроизводятся процессы внутри изучаемой системы — системы оригинала. Физическое моделирование требует соблюдения критериев подобия при одинаковой структуре оригинала и модели, а также подобия граничных условий. Математическое моделирование требует соблюдения изоморфизма уравнений, описывающих процессы внутри оригинала и модели.

При кибернетическом моделировании условия подобия относятся только к преобразованию между входом и выходом системы, т. е. подобными должны быть только функции систем. Именно по этой причине кибернетическое моделирование открывает исследователю особые возможности, отсутствующие в физическом и математическом моделировании.

Из сказанного следует, что кибернетическое моделирование раскрывает функциональную зависимость от среды, рассматривая прежде всего открытые системы, находящиеся под воздействием внешней среды и реагирующие на это воздействие. Именно поэтому методы кибернетического моделирования имеют существенное значение для исследования и оптимизации такого рода сложных задач, как взаимодействие энергетических систем и систем биосферы. В этих задачах принципиально невозможно применение структурного моделирования с раскрытием процессов внутри отдельных подсистем и тут необходимо функциональное моделирование, отражающее взаимодействие входов и выходов в «черные ящики», изображающие сложные, нераскрываемые при анализе естественные и искусственные процессы, происходящие во взаимодействующих системах.

Говоря о закономерности развития новых методов и приемов моделирования, надо одновременно предостеречь и от увлечения терминологической стороной дела. Термины «модель» и «моделирование» часто используются как адекватные понятию теория или даже гипотеза. Аналогично, подобие заменяется, например, редукцией и т. д. Такое расхождение в терминах может быть в какой-то мере даже оправданным, иногда допускаемым.

Упомянутые новые пути развития кибернетики, конечно, не единственные, но на сегодня они являются характерными для той большой научной дисциплины, которую называют *кибернетикой энергетических систем.*

Подчеркивая значение кибернетики как науки, приводящей к практическим методам и приемам, необходимо также предостеречь от излишнего увлечения и некритического подхода к этим методам и приемам. Здесь, как и в любой другой науке, именно эксперимент и физический анализ происходящих явлений определяют границы применимости теорий и методов. Именно эксперимент и практический опыт являются орудиями установления соответствия между теорией и действительностью.

Проблема оптимизации и планирования режимов электрических систем связана с применением вычислительных машин для решения энергетических задач. К настоящему времени проблема имеет значительную предысторию. Вычислительные машины широко применяют для оптимального планирования режима тепловых станций и линий электропередач, регулирования напряжения в системе и т. д.

В решении задач оптимизации как при управлении режимами, так и при проектировании электрических систем очень важным является исследование точности математического моделирования. Для выбора эффективной математической модели (описания) и итерационного метода необходимо определение «полной» погрешности, включая погрешности самой математической модели (описания) и метода, а также погрешности, возникающие из-за неточности исходных данных и округлений полученных результатов.

Из проведенных исследований вытекает необходимость разработки методов, учитывающих неопределенность исходных данных в решении задач оптимизации при проектировании электрических сетей.

В современных методах расчета установившихся режимов внимание, по сути дела, уделяется общим вопросам теории цепей, диакоптики, вопросам существования и единственности решения для задач потокораспределения и сходимости, а также различных модификаций метода Ньютона (Ньютона — Рафсона и др.). Для расчетов установившихся режимов широко пользуются методом Ньютона и реже методом Зейделя, что обусловлено большим объемом памяти и быстродействием применяемых вычислительных машин. Характерной особенностью расчета режимов современных энергетических систем является необходимость учета статистической природы параметров и возмущающих воздействий.

Влияние статистических закономерностей на режим энергетической системы становится более значительным по мере ее усложнения, увеличения количества оборудования, расширения связей между различными ее частями, развития схем автоматического управления и регулирования и т. д. В этих условиях особое значение получают вопросы надежности, приобретающие новую специфику.

Задача оценки надежности системы включает в себя определение влияния отказов отдельных элементов на качество работы системы в целом. Для расчета показателей надежности системы надо располагать характеристиками надежности отдельных ее элементов. Не ограничиваясь данными о надежности отдельных элементов сложной энергетической системы, необходимо исследовать надежность всей системы в целом, причем динамические режимы современных развитых энергетических систем также необходимо исследовать с учетом проявляющихся в них статистических закономерностей.

При применении вычислительной техники в энергетике одной из основных проблем становится построение иерархических систем управления сложными объединениями энергетических систем, образуемыми на основе использования ЦВМ. При этом следует разработать принципы создания математического обеспечения для иерархических систем управления, способы организации диалога между ЦВМ и оператором в системах управления.

Уже имеется некоторый опыт построения таких систем за рубежом, а также применения вычислительных машин и цифроаналоговых устройств непосредственно в контуре управления. При этом приходится учитывать, что сами по себе ЦВМ способны решать задачу управления лишь при оснащении их специальными программами — функциональными для решения инженерно-технических задач, сервисными для облегчения общения человека с ЭВМ и служебными для организации эффективного использования ЭВМ. Комплекс таких программ образует математическое обеспечение. Математическое обеспечение АСДУ, математическое обеспечение, организованное в единую систему, решающую задачи диспетчерского управления ЭЭС и управляющую при этом работой самой ЭВМ, представляют собой специализированную операционную систему.

В этом плане рассматриваются многие задачи. Так, например, разрабатываются цифровые регуляторы возбуждения, являющиеся первым шагом на пути создания комплексного цифрового регулятора, объединяющего функции регуляторов возбуждения, скорости и пусковых органов для некоторых противоаварийных устройств. Эти регуляторы имеют также самостоятельное значение как база для создания промышленного образца регулятора возбуждения, обладающего большими алгоритмическими возможностями и большой приспособленностью для использования в нем принципов адаптации, самоконтроля и самовосстановления. При этом следует учитывать, что достижения микроэлектроники снимают большинство ограничений, позволяя успешно использовать цифровые методы переработки информации в задачах управления переходными процессами в электроэнергетических системах.

Оценка состояния энергетических систем и их идентификации занимает все большее место в работах по применению вычислительной техники. Большое внимание уделяется сравнению многочисленных математических методов, используемых в этой обла-

сти. Существенно, что сложность энергетических хозяйств растет, появляются новые виды энергии, новые формы генерации, передачи и потребления энергии. Именно сложная система, переходящая в кибернетическую, должна рассматриваться при планировании. Между тем современное планирование развития энергетических систем основывается не на должном методологическом уровне. Так, при планировании развития больших систем должны учитываться обратные связи, существующие между их подсистемами; однако в настоящее время в достаточной мере они не учитываются.

Из последних работ с полной очевидностью следует, что энергетическая система при подходе к ней как к сложной системе не может рассматриваться без учета вероятностного характера исходной информации. Вся эта информация, связанная с определением величин нагрузок, может и должна рассматриваться как условно-вероятностная.

При отсутствии кибернетического подхода к анализу современные вычислительные средства зачастую используются неразумно. Очень часто на вычислительную технику возлагают необоснованные надежды, не учитывая того обстоятельства, что она не будет «думать» за человека, участие которого должно быть существенным при автоматическом и кибернетическом управлении. Отмеченные недостатки становятся особенно острыми в связи с осуществляющимся в настоящее время переходом планирования на высший этап, который должен характеризоваться рассмотрением энергетики как совокупности сложных развивающихся систем — систем кибернетических.

Разумеется, что при анализе энергетической системы как кибернетической учитывается связь ее со всеми другими системами и подсистемами народного хозяйства.

При оптимизации планирования энергетической системы приходится учитывать специфику, которая прежде всего характеризуется тем, что функциональные зависимости и уравнения нелинейны и эта нелинейность носит существенный характер.

В связи со сказанным планирование системы является кибернетической задачей, поскольку структура энергетической системы имеет связи с другими системами и обратные связи по времени, причем предыстория здесь всегда влияет на рассматриваемый период.

Анализ работы действующей — эксплуатируемой — энергетической системы также нуждается в коренном изменении принципиальных положений. В настоящее время этот анализ установившихся и переходных процессов в сущности исходит из своего рода статических условий и параметров, условно распространяемых на динамику. Так, например, при решении задачи оптимального распределения нагрузок между станциями системы не учитывается то обстоятельство, что большинство характеристик оборудования станций и нагрузки энергетической системы непрерывно изменяются.

При этом в современных ЭЭС необходимо учитывать те параметры и взаимовлияющие внутренние связи, которые во время процесса претерпевают наиболее существенные изменения. В этом должно состоять изменение подхода к аналитическим исследованиям современной сложной энергетической системы. Новый подход, как следует из сказанного, должен существенно отличаться от того подхода, который был вполне оправданным применительно к аналитическим решениям, требовавшимся в относительно простой энергетической системе.

Очень актуален вопрос о такого рода изменениях при анализе автоматического и кибернетического управления энергетической системой. Казалось бы, что к автоматическому управлению энергетической системой в переходных процессах можно было бы подойти, предусматривая весьма быстрое решение систем дифференциальных уравнений, описывающих протекание исследуемых процессов. Можно было бы решить такую задачу следующим образом: в начальном состоянии режима системы с помощью специальных устройств замерить начальные параметры; полученные данные ввести в автоматическую вычислительную машину, которая решит систему дифференциальных уравнений, описывающих поведение изучаемой системы.

Сложная ЭЭС, как автоматически управляемая система, требует изменения подхода к ее анализу. Для такой ЭЭС должно рассчитываться не поведение системы при заданных фиксированных параметрах, как это делается сейчас, а должны рассчитываться и оцениваться те изменения в параметрах, которые осуществляются с помощью управляющих кибернетических устройств.

В настоящее время стоит задача создания новых регулирующих и управляющих устройств и одновременно новых адекватных этим системам методов расчета. Внимание должно быть сосредоточено не на описании поведения системы, что свойственно современным методам, а на выявлении способов воздействия на это поведение в нужном направлении и количественных результатов такого рода воздействий. При этом на первое место выдвигается уже не точность расчета на основе заданных исходных данных, а точность непрерывной коррекции, осуществляемой на основе сведений о протекании процесса, т. е. кибернетическое управление на основе взаимодействия со средой с использованием обратной связи.

Таким образом, при проектировании и эксплуатации современной энергетической системы проблемы кибернетики приобретают решающее значение. Вопрос о правильном или неправильном анализе, по сути дела, становится равноценным вопросу о том, вложены или не вложены некие дополнительные средства в энергетическую систему. Иными словами, хотя это звучит парадоксально, правильная реализация методов кибернетического программирования и управления энергетической системой равносильна получению значительных дополнительных средств или значительной дополнительной энергии. Если уже сейчас эти вопросы приобретают большое значение, то в недалеком будущем решение задач управления станет особенно важным.

§ 1-4. РЕЖИМЫ ЭЛЕКТРОПОТРЕБЛЕНИЯ

Для того чтобы управлять, надо предвидеть. Применительно к задачам ЭЭС это означает необходимость предвидения на относительно короткие и длительные сроки изменений нагрузок системы или ее режимов электропотребления. Теория этих режимов включает в себя совокупность весьма разнообразных вопросов, представляющих большое практическое и методологическое значение, выходящее зачастую за рамки чисто электроэнергетических задач.

Необходимо иметь в виду, что электропотребление определенным образом отражает энергетическое потребление всех остальных энергетических ресурсов страны в целом. Потребление же энергетических ресурсов в любой стране также вполне определенным и, можно сказать, однозначным образом связано с экономическим, научно-техническим и культурным уровнем населения этой страны. Больше того, режимы энергопотребления отражают экономическое и культурное развитие человечества в целом. Так, можно проследить изменение энергопотребления: от 0,3—0,5 кВт·ч в сутки на человека во времена каменного века до 200—300 кВт·ч в сутки в наше время.

Если изобразить в виде кривых расходование энергии человеком и накапливаемую им информацию, отражающую определенным образом культурный прогресс человечества, то можно видеть, что у этих кривых будет определенное соответствие. И это соответствие не случайно, так как развитие цивилизации обосновывается и определяется в своей материально-технической базе выработкой энергии. Накопленная в настоящее время человечеством информация, составляющая 10^{14} байтов, отвечает расходованию энергии примерно в 6 млрд. т у. т.* При этом можно напомнить тот факт, что неравномерность выработки энергии связана с неравномерностью экономического и культурного развития человечества по континентам и странам.

Режимы потребления электроэнергии являются, таким образом, сложной функцией, зависящей от времени года и суток, от погоды в данном районе, от социального и экономического уклада данной страны или данного района. Режим электропотребления влияет явным образом на реальные тарифы, устанавливаемые на электроэнергию. В ряде работ прослеживается тенденция изменений с ростом потребления реальных тарифов. Например, указывается, что в Соединенных Штатах Америки по статистическим данным с 1920 по 1960 г. отпуск электроэнергии возрос примерно в 16 раз, средние же реальные тарифы снизились к этому времени в три раза. Подобная тенденция наблюдается и в других странах. Однако снижение тарифов не одинаково для различных потребителей. Для мелких, бытовых потребителей оно значительно больше, чем для крупных, промышленных. Указанные цифры снижения тарифов в

* 1 т у. т.— тонна условного топлива составляет $7 \cdot 10^6$ ккал; 1 ккал= =4,1868 кДж.

США показывают, что для бытовых потребителей стоимость энергии уменьшилась почти на 80%, в то время как уменьшение ее для промышленных потребителей составило около 60%. Еще более показательны цифры для Англии, где за десять лет (с 1950 по 1960 г.) снижение тарифов составило соответственно для бытовых и промышленных потребителей 50 и 5%.

Снижение тарифов на электроэнергию вызывается рядом причин. Здесь нужно учесть влияние стоимости передачи и распределения электроэнергии. Изменение стоимости производства электроэнергии в большинстве стран не определяет снижения стоимости электроэнергии. В странах с тепловыми электростанциями рост цен тормозил снижение стоимости электроэнергии; оно достигалось повышением теплового к. п. д. и укрупнением агрегатов. В странах с большим количеством гидростанций исчерпание дешевых гидроэнергетических ресурсов приостанавливает снижение стоимости электроэнергии. Не изменяющаяся и даже растущая стоимость производства и снижающаяся стоимость передачи и распределения электроэнергии давали в результате все более и более умеренные снижения тарифов на электроэнергию для крупных потребителей и существенное снижение цен для мелких потребителей (поскольку их тарифы зависят, главным образом, от стоимости распределения энергии).

В ближайшем будущем в режимах энергопотребления и установления тарифов на электроэнергию будет существенна роль АЭС. Можно ожидать, что в будущем стоимости передачи и распределения электроэнергии приобретут еще большее значение для большинства потребителей, а в связи с этим будет и еще более заметна обратная связь между энергопотреблением и тарифами на электроэнергию.

С вопросами электропотребления тесно связано постоянное повышение уровня электрификации народного хозяйства. Этот уровень отражается в так называемом коэффициенте электрификации энергетического баланса, т. е. доли электроэнергии в общем расходе всех видов энергии. Величина этого коэффициента служит одним из важных показателей уровня электрификации народного хозяйства и структуры энергобаланса. Уровень электрификации систематически возрастает под влиянием следующих факторов: замены ручного труда в сферах производства и обслуживания — машинным, реализуемым на базе электропривода; замены установок, непосредственно использующих топливо, пар или горячую воду — электрическими; замены процессов, базирующихся на непосредственном использовании различных видов энергии,— электротехнологией, основанной на применении электроэнергии. При этом электропотребление определяется не только техническими возможностями, но и экономической целесообразностью, которая в свою очередь зависит от экономичности производства электроэнергии, т. е. от способа получения, масштабов и уровня развития электроэнергетического хозяйства, от технико-экономической характеристики природных энергетических ресурсов.

Таким образом, между режимами электропотребления и развитием народного хозяйства в целом и его отдельными звеньями существуют тесные взаимосвязи. Для каждого этапа, каждой страны и крупных экономических районов существуют свои пропорции и свои оптимальные соотношения между электропотреблением и потреблением других видов энергетических ресурсов, т. е. существует свой оптимальный коэффициент электрификации и оптимальная структура топливно-энергетического баланса.

С ростом электрификации в техническом прогрессе изменяется структура электропотребления в направлении увеличения удельного веса высокотемпературных и электрохимических процессов. Возрастающее значение электрификации в общественном производстве создает тесные связи между электропотреблением и развитием народного хозяйства. Общие пропорции и тенденции этого плана можно характеризовать следующими показателями. В СССР коэффициент электрификации энергетического баланса увеличился с 1930 по 1970 г. в 15 раз. К настоящему времени он достигает примерно 30%. Величина этого показателя и его изменения отражают совместное влияние многих факторов, определяющих уровень электрификации народного хозяйства.

Рост потребления электроэнергии отражает рост валовой продукции. Этот рост за 1960—1965 гг., по данным ООН, происходил следующим образом. Во всем мире валовой общественный продукт возрос на 31%, промышленная продукция выросла на 40%, а потребление электроэнергии на 46%. Наиболее ярко эта тенденция выражена в СССР, где за рассматриваемый период национальный продукт вырос на 46%, а потребление энергии — на 86%.

Важнейшим критерием эффективности общественного производства является производительность живого труда. Она же главным образом зависит от его электровооруженности, которая в СССР с 1928 по 1938 г. выросла в 36 раз при росте производительности труда почти в 16 раз.

Можно ожидать, что в ближайшей перспективе электровооруженность труда, а следовательно, и электропотребление будут возрастать быстрыми темпами и степень опережения производительности живого труда составит не менее 1,2—1,4.

Важным синтетическим показателем роли электрификации является соотношение между темпами развития электропотребления и развития народного хозяйства в целом. Опережающие темпы роста электровооруженности труда, а также ускорение электрификации быта и сельского хозяйства требуют значительного опережения в электропотреблении по отношению к выработке общественного продукта в основных отраслях общественного производства.

При определении эффективности электропотребления нужно учитывать, что затраты на создание электрооборудования для электростанций и электрических сетей быстро окупаются экономией на издержках производства промышленной продукции за счет роста производительности труда. Каждый киловатт-час, используемый в сельскохозяйственном производстве, дает экономию на затратах труда в размере 1,5—2 чел-ч. Сроки окупаемости капиталовложений на электрификацию железных дорог составляют 6—8 лет. Таким образом, экономия за счет электропотребления на транспорте резко увеличивается и дает значительную величину, оцениваемую некоторыми специалистами как сумму средств, ежегодно расходуемую на электрификацию железных дорог.

Эффективность роста электропотребления в быту и сфере обслуживания определяется прежде всего социальными факторами. К ним относятся сокращение затрат и облегчение условий труда на самообслуживание населения. Завершение в ближайшем будущем электрификации домашнего хозяйства позволит сэкономить затраты труда на самообслуживание в размере не менее 8 млрд. чел-ч и увеличить соответственно свободное время трудящихся.

В отношении электрификации сельского хозяйства необходимо заметить, что здесь электропотребление увеличивалось весьма медленно. В предвоенном 1940 г. электроэнергию потребляли только 29% совхозов и 4% колхозов страны. В послевоенные годы началось резкое увеличение электропотребления в сельском хозяйстве. В 1940 г. электропотребление в сельском хозяйстве СССР составило 538 млн. кВт·ч электроэнергии, а в 1973 г.— 58 млрд. кВт·ч, т. е. увеличилось почти в 110 раз.

Таким образом, можно проследить, как рост электропотребления сказывается на культурном и экономическом развитии страны.

§ 1-5. СИСТЕМЫ УПРАВЛЕНИЯ

В основу соображений о развитии управляющих систем АСУ, АСДУ электроэнергетики должны быть положены соображения о последовательности в изменениях соотношения человека и вычислительно-управляющей машины в работе; оно должно постепенно изменяться. Однако человек на всех этапах должен участвовать в управлении. Функции человека в сфере управления меняются, машине передается все большая часть менее творческих процессов, понятие которых, разумеется, эволюционирует.

Система управления содержит две группы процессов: одну — относящуюся непосредственно к ЕЭЭС как к объекту управления; другую — относящуюся к собственно управляющей части. При разработке методологии прогнозирования и проектирования, особенно управления режимами ЕЭЭС, необходимо поставить исследования, выявляющие пока еще недостаточно учитываемую роль разнообразия управляющей части системы, которое должно быть не меньше, чем разнообразие управляемого объекта. Только при соблюдении этого правила система управления может быть достаточно гибкой, приспосабливающейся в качественном и количественном отношениях к развитию объекта ЕЭЭС и к любым изменениям его связей с окружающей средой (другими подсистемами, см. рис. 1-2).

Можно утверждать, что на обозримый период (1980—2000 гг.) обеспечение такого разнообразия в управлении функционированием систем может дать только эргатичность — целесообразное сочетание человека и машины. Этот принцип должен быть положен в основу исследований по алгоритмированию процессов управления и заложен в разработки современного математического обеспечения на всех намечаемых стадиях будущего развития систем управления. Именно поэтому на всех стадиях (*I*—*V*, рис. 1-4) предусматривается участие человека, сохраняющего свою роль в алгоритмическом процессе даже и на наиболее высокой стадии (V), которая, однако, далее постепенно может прийти к условиям, позволяющим создать самообучающиеся системы — «системы машинного мира».

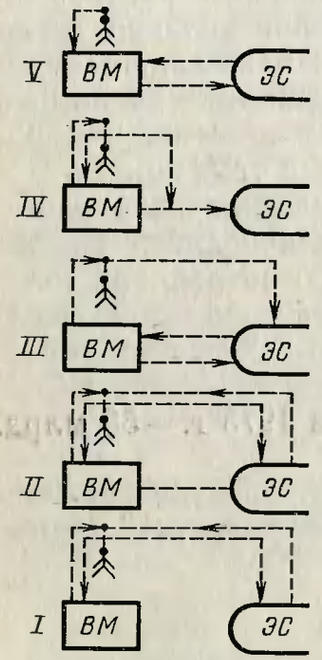


Рис. 1-4

Схема такой системы (рис. 1-5) содержит блок переработки множества ситуаций *1*, возникающих в ЭЭС и ее изменяющихся связях

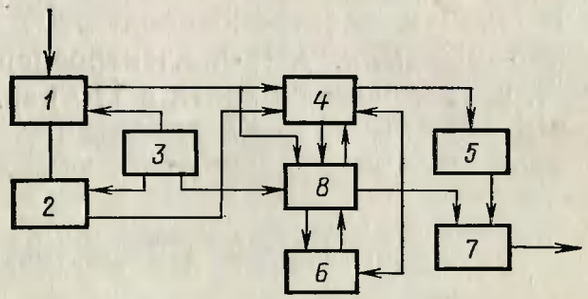


Рис. 1-5

с внешним миром (при развитии системы или управлении ее функционированием). Здесь происходит выбор и формирование основных понятий причинно-следственных и пространственно-временны́х связей. Гипотезы создаются на основе теории игр и статистических решений (блоки *2* и *3*), реализуемых при использовании эвристических соображений. Модельные и внешние опыты (блоки *4*, *5*) проверяются и сопоставляются (блоки *6*, *7*, *8*), и на основе действий всех блоков выдаются решения, соответствующие возможным ситуациям.

Модели. На всех стадиях развития методов управления (см. рис. 1-4) возникает и будет возникать вопрос о моделях, которые должны быть положены в основу формализации и математического описания энергетики как большой системы кибернетического типа. Любая модель, являющаяся инструментом анализа и преследующая какую-либо определенную цель, не может быть полностью адекватна объекту — электроэнергетической системе. В свете этого и надо рассматривать основные виды применяемых и намеченных к применению моделей.

В будущих исследованиях надо обратить внимание на подход к их выбору на основе свойств, связанных со способом задания

исходной информации (детерминированная, частично вероятностная, неполная или неопределенная), выявляя при этом те или иные преимущества. Однако практически реальной может быть только комбинированная модель, сочетающая по мере надобности упомянутые свойства. Предварительные исследования показывают, что основой для создания такой модели может быть принята пока не применявшаяся в рассматриваемой области концепция «серого ящика». Эта концепция наиболее практична применительно к подлежащей исследованию глобальной системе, взаимодействующей с ЕЭЭС. «Серый ящик», представляющий эту систему с ее связями между подсистемами (биосфера, социальные и демографические факторы и т. д.), будет составлен из «черных ящиков», отражающих подсистемы, связи между которыми принимаются известными, т. е. система в целом оказывается как бы полупрозрачной (отсюда «серый ящик»). Трудности создания таких моделей заключаются в необходимости учета непостоянства всех, в том числе и принимаемых как детерминированные, параметров моделируемой системы, которые изменяются под воздействием как происходящих в системе случайных возмущений, так и управляющей части системы.

Непостоянство характеристик и изменение априорной информации о функционирующей ЭЭС приводят к тому, что модель, построенная на их основе, имеет тенденцию быстро устаревать. Поэтому оказывается необходимой адаптация модели к изменяющимся условиям. Практически адаптация может создаваться использованием в модели переменных структур и тем, что совершенствующаяся вычислительная техника (ЦВМ третьего и четвертого поколений), применяемая в энергетике, выполняет синтез моделей подсистем, автоматически сообразуясь с изменяющимися условиями, а не только основываясь на исходной неизменной априорной информации.

В качестве одной из конкретных возможностей, иллюстрирующей высказанные общие положения, можно привести регрессионную модель. Ее построение требует прежде всего отыскания линейного приближения, которое может быть представлено уравнением

$$y=\mathbf{A}U+\overline{B},$$

где $\mathbf{A}$ — матрица регрессионных коэффициентов; $\overline{B}$ — вектор добавок.

Если известно N статистических соотношений, характеризующих величины управляющих воздействий U и соответствующих им оценок y, то целевую функцию J можно представить в виде

$$J=F\left(\mathbf{A}U+\overline{B}\right).$$

Оптимальности системы будет отвечать экстремум функционала J при реальных значениях регрессионных коэффициентов, имеющих, однако, многочисленные ограничения, наложенные на координаты управления.

Однако в связи с устареванием априорной информации решение задачи оптимизации, полученное только на основании ее, в действительности не будет оптимальным. Свойства объекта управления (под воздействием внешней среды или изменения его структуры) и характеристики элементов изменятся. Регрессионные коэффициенты будут устаревать, а система будет терять оптимальность. Поэтому должны быть проведены разработки моделей, предусматривающих адаптацию к изменяющимся условиям работы энергетической системы. Самонастройка может осуществляться через воздействие на регрессионные коэффициенты при наличии информации об их значениях. Оптимальная модель системы реализуется на основе вычисления градиента целевой функции при уточненных значениях регрессионных коэффициентов. Такой подход к созданию глобальной модели потребует разработки методов апробации, проводимой с помощью экспериментов в натуре или на физических моделях.

Разумеется, высказанные соображения касаются пока еще предварительных исследований, которые далее позволят перейти к практическому созданию моделей, обеспечивающих управление функционированием ЕЭЭС с учетом ее свойств как сложной системы кибернетического типа. Для такого рода систем, как отмечалось в литературе, еще почти нет разработок, охватывающих проблему управления в целом, с учетом и многокритериальности, и большого количества противоречивых критериев (проблема векторной оптимизации), и при неопределенности, обусловленной недостатком информации. Это неизбежно при рассмотрении энергетики как подсистемы со сложными связями. Поиски практически рационального решения должны учитывать, с одной стороны, возможности использования новых, более совершенных ЭВМ, а с другой стороны, упоминавшиеся выше идеи эргатического подхода.

Переходные и послеаварийные режимы. В настоящее время первоочередные проблемы автоматизации управления, включая и алгоритмические задачи, справедливо связывают с изучением нормальных режимов, отражая при этом возможные аварии и связанные с ними переходные процессы только некоторой функцией ущерба. Однако рост ЕЭЭС и необходимость повышения надежности их работы потребуют разработки нормативных коэффициентов надежности (отражающих интегрально показатели ущерба) и исследований по методологии определения «живучести» — нового применительно к ЭЭС понятия.

Автоматизация управления характером переходных процессов ЭЭС и соответственно автоматизация их анализа является важнейшей задачей исследований. Будущие устройства автоматического, и далее кибернетического, управления в отличие от современных должны будут иметь не жесткий алгоритм управления, а изменяющийся и автоматически приспосабливающийся к условиям работы электрической системы алгоритм посредством изменения своей структуры, настроечных коэффициентов и функций управления.

В будущем принципиально важным следует считать создание таких методов и схемно-структурных решений в построении системной автоматики, которые все в большей степени становились бы профилактическими, предотвращающими аварии или хотя бы исправляющими ход аварийных процессов, т. е. уменьшающими их тяжесть. Следовательно, должна изменяться и методология исследований переходных режимов.

Сейчас главное внимание в исследованиях концентрируется на таких уточнениях способов и приемов расчета, которые позволили бы при жестко заданных исходных параметрах получить решение, учитывающее все более и более значительное количество влияющих факторов (большее число электростанций и нагрузок, отдельных процессов и т. д.). При этом проявляются тенденции, независимо от реального инженерного содержания задач, повысить вычислительно-математическую точность решения. Однако стохастический характер исходной информации (практически, как правило, неполной), а также изменение параметров в аварийном режиме и, что особенно важно, активное вмешательство в процесс системной автоматики — все это делает результаты такого рода уточнений абстрактно-условными, отвлеченными.

При дальнейшем развитии исследований этого направления необходимо сосредоточить внимание не на повышении точности расчетов процесса, характеризуемого жестко заданными исходными параметрами, а на определении способов обнаружения и реализации тех активных воздействий, которые будущая противоаварийная автоматика сможет выводить, изменяя в желательную сторону ход процессов. Если прежде задача математически формулировалась как

$$x = f(t,\ \Delta П_0,\ П_1,\ П_2,\ \ldots,\ П_k),$$

где $\Delta П_0$ — возмущение; $П_1$, ..., $П_k$ — постоянные заданные параметры, то теперь она должна формулироваться в виде

$$x = f[t,\ \Delta П_0,\ \ldots,\ \Delta П_i(t)],$$

где $\Delta П_i(t)$ — параметр, отражающий непрерывное действие специальной системной автоматики, перестраивающейся в ходе процесса; $П_0(t)$ — вероятностно меняющиеся параметры.

В настоящее время такого рода идеи отражены в расчетах и устройствах системной автоматики только частично, например при управлении асинхронными режимами и ресинхронизацией (результирующая устойчивость), при расчетах динамической устойчивости, когда пытаются стохастически оценить получаемые результаты. Для достижения оптимальности функционирования ЭЭС существенны будут согласованные воздействия по разным каналам, адаптация настроек защит, регуляторов и противоаварийной автоматики.

Исходя из намечаемых задач и методов анализа должен проводиться выбор регулирующих устройств, имеющих переменную структуру и являющихся комплексными как в смысле реакции на

состояние системы, так и в смысле управляющих воздействий (одновременное согласованное воздействие на возбуждение, момент турбины, источники реактивной мощности, нагрузочные управляемые сопротивления и т. д.).

Чтобы установить удобные и надежные критерии, характеризующие аварийные и послеаварийные процессы и выявляющие их тяжесть для системы, необходимо прежде всего разработать модели сложной ЭЭС, отражающие ее поведение в переходном процессе. Видимо, такая модель опять-таки должна основываться на концепциях «серого ящика», выявлять связи между подсистемами, но рассматривать отдельные подсистемы, удаленные от исследуемой, по их входу — выходу, т. е. только как «черные ящики». Частными реализациями этой идеи будут методы эквивалентирования, методы диакоптики, предложенные в свое время Кроном, и особенно методы кибернетического моделирования, учитывающие стохастические свойства исследуемой системы.

Существенное значение при решении поставленных задач должно иметь моделирование процессов в «сжатом» времени. Ускоряя протекание процесса в модели в 20—30 раз, инженер получает возможность автоматически «проиграть» аварийные процессы при разных вариантах непрерывных активных воздействий. В перспективе следует ожидать объединения кибернетического моделирования и моделирования в ускоренном времени.

Применительно к указанным методам, сочетающим анализ и активное вмешательство в протекающие процессы, должны быть отработаны критерии надежности и живучести ЭЭС, определяющие качество переходных процессов. Качество процессов ЕЭЭС при автоматизированном управлении не может определяться критериями, обычно используемыми как оптимальные в теории автоматического регулирования. Особенности ЕЭЭС, которая является системой особого типа, приводят к необходимости иметь специфические критерии оптимизации как нормальных, так и переходных режимов. Для последних такие критерии, видимо, будут разработаны как интегральные, зависящие не от вида отдельного процесса, а от суммарного воздействия (и последействия) на живучесть системы, качество и надежность электроснабжения потребителей.

Рост вырабатываемых мощностей, охват энергоснабжающими сетями всех видов огромных территорий, усиливающееся социальное и экономическое значение энергетики и все возрастающее влияние энергетических процессов на биосферу приведут в будущем к резкому повышению роли управления энергетикой. При этом управление развитием и управление функционированием в свете перспективных задач должны рассматриваться как единая проблема.

Такое единство подхода к решению задач управления развитием и функционированием не исключает, однако, различий в методах анализа, особенно существенных на первом этапе создания Единой системы автоматического управления (АСУ) энергетикой.

В АСУ должна входить автоматизированная система сбора и обработки информации для прогнозирования и планирования развития энергетики как совокупности больших систем. Эти системы являются в свою очередь подсистемами в глобальной системе «биосфера — человеческое общество — народное хозяйство».

Система управления должна иметь меняющиеся — развивающиеся — формы, постепенно переходя от использования вычислительных машин как советчика (1971—1975 гг.) к применению их как частично управляющих (1975—1980 гг.) и далее к использованию машин с полностью замкнутым циклом управления (1980—2000 гг.), позволяющим далее превратить ЭЭС в систему кибернетического типа (оптимизированное, целенаправленное регулирование и управление). Однако и при этом на всех стадиях развития человек должен участвовать в решении алгоритмических проблем, т. е. управление должно быть эргатическим. Управление будет все в большей и большей степени приобретать глобальный характер, охватывая системы, расположенные на больших территориях страны (ОЭС, ЕЭЭС), и далее международные энергетические объединения.

Очень важно предусмотреть последующий переход к новым принципам планирования и текущего управления энергетикой, осуществляемый не только на основе задач обеспечения страны возможно большим количеством наиболее дешевой энергии, но и на основе, приобретающей кардинальное значение,— оптимизации воздействия на биосферу. Это означает, что поставлена задача обеспечения страны топливом и энергией, полученной при процессах, вредное влияние которых на биосферу минимально. Можно ожидать, что принятая в настоящее время методология оптимизации работы энергетических систем будет развиваться в направлении учета существенных факторов оптимизации, т. е. не только показателей расхода топлива (стоимости) и приведенных затрат, но и комплексного эффекта, учитывающего также фактор воздействия на биосферу («чистоту энергии»). С необходимостью учета влияния этого фактора следует считаться уже сейчас при создании АСУ энергетики.

Безусловно, что в более отдаленной перспективе (1990—2000 гг.) встанет вопрос о регулировании выработки всех видов энергии в связи с условиями сохранения геофизического состояния планеты, которое согласно ряду исследований, требующих в своей количественной части серьезных уточнений, может нарушиться при некоторой «большой выработке» энергии. Таким образом, рассматриваемая проблема имеет далеко идущие задачи, подготовка к решению которых потребует новых, необычных для техники сегодняшнего дня методов исследования, а далее и практических расчетов, имеющих комплексный характер и связывающих технику, экономику, биосферу и геофизику. Отсюда появляется необходимость подготовки соответствующих инженерных и научных кадров.

В научно-техническом плане проблема требует создания математической теории и конкретных способов комплексной оптими-

зации весьма сложных систем. Здесь большое значение имеют прогнозирование и планирование при неполной, а также заданной стохастически и статистически исходной информации. Причем возникает необходимость и в уточнении самого понятия информации, имеющего применительно к энергетике существенные особенности.

Задачи, входящие в изучаемую проблему, требуют разработки пространственно-временно́й иерархии систем с анализом возможных изменений в соподчинении и взаимовлиянии отдельных ступеней иерархии. Должно быть обращено внимание на разработку соответствующих математических моделей (как линейных, так и нелинейных), информационных моделей, моделей оценочного типа и ветвящихся моделей, которые в той или иной степени уже применяются сейчас. При этом, однако, наиболее важным и перспективным следует считать создание теории комплексной многопараметрической оптимизации, охватывающей широкий круг проблем, связанных с устранением неблагоприятных влияний ЕЭЭС и энергетики в целом как большой системы на смежные подсистемы, входящие в глобальную систему (биосфера — человек — техника).

Вопросы отработки теории энергетической информации должны включать особенно важные исследования по созданию надежных каналов для передачи исходной и управляющей информации. В свете задач, предусматриваемых к разрешению на высших ступенях системы АСУ, особое внимание должно быть уделено разработке новых способов и конструкций управления сервомеханизмами электростанций, подстанций и другого энергетического оборудования. В условиях постепенного отстранения человека от непосредственного «ручного» воздействия на агрегаты и установки это оборудование должно претерпевать существенное изменение, отвечая ряду специфических требований, вытекающих из особенностей цикла автоматического управления.

Создание системы распределенных по стране вычислительных центров, обслуживающих АСУ, выработка принципов их размещения и связи с объектом, равно как и их конструирование, потребуют применения теории и практических методов инженерной психологии. Особое внимание должно быть обращено на отработку требований, предъявляемых к вычислительным, вычислительно-управляющим и управляющим машинам (цифровым, аналоговым и, видимо, весьма перспективным гибридным), которые предназначены специально для решения задач АСДУ, а также создания средств отображения полученной и перерабатываемой информации.

Контрольные вопросы

1. Какова связь топливно-энергетического комплекса с отраслями народного хозяйства?
2. В чем заключаются кибернетические принципы, реализуемые в задачах электроэнергетики?

3. Какие имеются особенности и сходство задач управления функционированием и развитием ЭЭС?
4. Что представляют собой оптимизация развития и функционирования и каковы их критерии?
5. Раскройте понятие целевой функции в задачах, связанных с управлением энергетикой.
6. Изложите этапы развития управления энергетикой.
7. Как вырабатывается стратегия ведения режима и развития энергетики?
8. В чем заключается принцип эргатичности в управлении энергетикой?
9. Объясните понятие моделей при исследовании энергосистем.
10. Опишите регрессионные модели и их применение.
11. В чем состоят задачи комплексной оптимизации электрических систем?
12. Каковы основные тенденции в развитии автоматизации электрических систем?
13. Укажите режимы электроэнергопотребления и необходимость их анализа при рассмотрении развития и функционирования ЭЭС.
14. Почему формы системы управления должны изменяться?
15. В чем заключается особенность получения и преобразования «энергетической информации», какие задачи здесь являются первоочередными?

ГЛАВА 2 ДИСПЕТЧЕРСКОЕ УПРАВЛЕНИЕ ПРОИЗВОДСТВОМ, РАСПРЕДЕЛЕНИЕМ И РЕАЛИЗАЦИЕЙ ЭЛЕКТРОЭНЕРГИИ

§ 2-1. ЗАДАЧИ И ХАРАКТЕРИСТИКИ ДИСПЕТЧЕРСКОГО УПРАВЛЕНИЯ

При работе объединенных в систему электрических станций, сетей и подстанций с присоединенными к ним потребителями необходимо направить наилучшим образом потребителям потоки мощности и распределить выработку энергии между станциями. Диспетчерское управление должно обеспечить соответствующие расчеты и выдачу уставок, требующихся в каждом случае. Этот этап управления должен выполняться почти непрерывно. Основной целью диспетчерского управления выработкой энергии является обеспечение минимальной стоимости энергии при соблюдении следующих условий:

1) снабжении энергией удовлетворительного качества;

2) выполнении обязательств по отношению к другим системам, т. е. бесперебойности передачи, и получении общесистемного вращающегося (горячего) резерва;

3) поддержании допустимых напряжений при нормальных и аварийных условиях.

Выполнение указанных условий достигается за счет воздействия на все те связи, с помощью которых стоимость выработки энергии и потоки в распределительной сети воздействуют на механизм регулирования частоты. Существенным в рассматриваемой проблеме являются ее вычислительные аспекты и аспекты регулирования.

Диспетчерское управление реализуется как централизованное текущее — оперативное — управление работой электрических станций, электрических и тепловых сетей, соединенных между собой и связанных общностью режима в непрерывном процессе производства, преобразования и распределения электрической энергии и тепла.

Диспетчерское управление электрическими системами (ДУЭ) осуществляет непрерывное управление режимом совместной работы всех энергетических объектов с целью обеспечения бесперебойного снабжения потребителей электроэнергией и

теплом надлежащего качества (частоты, напряжения в электрических сетях, давления и температуры отпускаемых потребителям пара и воды) и надежной работы энергосистемы в целом при рациональном использовании энергетических ресурсов.

ДУЭ является многоуровневой системой со строгим оперативным подчинением низшего звена высшему. В социалистических, а также в капиталистических странах, где энергетика национализирована (Англия, Франция и др.), высшим уровнем ДУЭ является национальный уровень, затем следуют уровни энергосистем, электростанций и электрических сетей. В США и других странах с ненационализированной энергетикой, как правило, на национальном уровне диспетчерское управление не реализуется.

В СССР, где система ДУЭ является одной из наиболее совершенных, высший уровень представлен Центральным диспетчерским управлением Единой энергетической системы СССР (ЦДУ ЕЭС СССР), осуществляющим оперативное диспетчерское управление всеми объединенными энергосистемами (ОЭС). Иерархическая система ДУЭ предусматривает, что распоряжения диспетчера выполняются подчиненным оперативным персоналом. При этом основное оборудование энергосистем, а также устройства релейной защиты, автоматики и связи находятся в оперативном управлении или оперативном ведении диспетчера того или другого уровня.

В оперативном управлении диспетчера находится оборудование и устройства автоматики, требующие координации действий подчиненного оперативного персонала; такие операции производятся только по распоряжению диспетчера.

В оперативном ведении диспетчера находится оборудование и устройства автоматики, состояние и режимы которых влияют на располагаемую мощность, резерв электростанций и ЭЭС в целом, а также на режим и надежность электрических сетей. Операции с этим оборудованием производятся персоналом самостоятельно, но после получения разрешения диспетчера вышестоящего уровня управления.

Вывод в ремонт оборудования, а также устройств релейной защиты, автоматики и связи основных энергетических объектов энергосистемы оформляется специальной заявкой, рассматриваемой и разрешаемой руководством соответствующего органа ДУЭ. Вывод оборудования из работы, даже разрешенный в соответствии с предварительной заявкой, а также ввод оборудования в работу или изменение схемы основных электрических сетей производятся только по указанию или с ведома соответствующего диспетчера.

Дежурные диспетчеры осуществляют управление с диспетчерских пунктов, оснащенных комплексом средств связи, телемеханики, автоматики и вычислительной техники. Схема и режим основной электрической сети и энергетических объектов отображаются на мнемонической схеме диспетчерского щита, на пультах управления с использованием устройств телеизмерений и телесигнализации, а также на электроннолучевых трубках (ЭЛТ), называемых иногда *дисплеями*.

Диспетчерские пункты имеют прямые, резервированные каналы связи со всеми объектами управления.

Развитие энергосистем и усложнение задач ДУЭ обусловили необходимость коренного усовершенствования методов и средств оперативного управления — разработки и создания автоматизированных систем диспетчерского управления (АСДУ). АСДУ, объединяя в единый комплекс средства диспетчерского управления и вычислительной техники, обеспечивает автоматизацию сбора, передачи, обработки и отображения оперативной информации о схеме и текущем режиме энергосистемы, а также выполнение расчетов по ведению и планированию оптимальных режимов.

Использование электронных вычислительных машин (ЭВМ) позволило увеличить объем, повысить достоверность телеметрической и статистической информации, обеспечить выборочное представление ее диспетчеру с помощью ЭЛТ. На ЭЛТ могут выводиться схемы отдельных энергообъектов и отдельных частей системы. При этом могут быть указаны фактические мощности, напряжения и любые другие параметры режима энергосистемы на данный момент времени, а также все отклонения этих параметров от допустимых значений.

Планирование оптимальных режимов с помощью расчетов, выполняемых на ЦВМ, и представление результатов этих расчетов на ЭЛТ повышает эффективность и качество управления системой, в частности, способствует улучшению использования энергоресурсов, позволяя снизить удельные расходы топлива на ТЭС и обеспечить максимальную выработку электроэнергии на ГЭС с учетом интересов всех водопользователей и водопотребителей.

Развитие АСДУ ведет все к более полной автоматизации некоторых важных функций оперативного управления. Уже в настоящее время ЦВМ используется в режиме автоматического регулирования частоты и мощности; далее предусматривается широкое использование ЦВМ в системах противоаварийной автоматики для предотвращения развития аварий и их локализации.

§ 2-2. РОЛЬ ПЕРВИЧНОГО, ВТОРИЧНОГО И ТРЕТИЧНОГО РЕГУЛИРОВАНИЯ ЭЭС В ДИСПЕТЧЕРСКОМ УПРАВЛЕНИИ

Энергия, подводимая к паровым котлам и первичным двигателям, равна сумме энергии, поступающей к потребителям, и потерь, имеющих место в системе. При этом выполняется условие обеспечения потребителей нужным количеством энергии гарантированного качества. Такой баланс «генерации» и «потребления» достигается с помощью автоматических регуляторов, установленных на паровых котлах и обеспечивающих регулирование энергии (массы и давления пара), подводимой к турбинам (рис. 2-1).

Регулирование такого рода, производимое с помощью чувствительных к изменению скорости регулирующих систем (АРС), называют *первичным*. Усредненная выходная мощность турбины

изменяется путем перестройки уставки АРС с использованием датчика скорости ДС. Импульсы, прикладываемые к датчику скорости для повышения или понижения выходной мощности, могут быть поданы вручную или, как это делается обычно в современных электрических системах, автоматически с помощью сигнала, зависящего от отклонения частоты Δf (рис. 2-1). Это регулирование называют *вторичным*.

Экономичное распределение загрузки станций, обеспечивающее минимальную стоимость выработки энергии, получают, если команды, подаваемые регулятору скорости от устройства распределения нагрузок, реализуются с учетом стоимостей выработки энергии различных установок. Эту выдачу команд, отвечающую задачам экономики, называют *третичным регулированием*. В расчеты, согласно которым осуществляется третичное регулирование, могут быть также включены ограничения, накладываемые на распределение выработки электроэнергии с учетом пропускной способности распределительной сети или с учетом воздействия на окружающую среду.

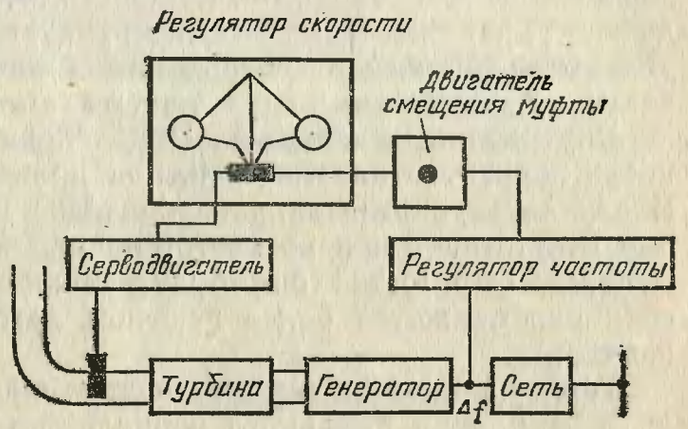


Рис. 2-1

Функционирование взаимосвязанных районов (зон) системы. Изменение в функционировании одной зоны электрической системы влияет на все другие взаимосвязанные зоны. То же самое происходит при нарушении баланса выработки и потребления. Так, например, если в какой-либо зоне, мощность генератора которой составляет 10% от мгновенной мощности всей системы взаимосвязанных зон, произойдет сброс мощности в 500 МВт, то регулирующие воздействия должны вызвать притоки мощности почти в 450 МВт извне и реализовать только 50 МВт внутри зоны. Такое состояние будет продолжаться в течение нескольких секунд до тех пор, пока не произойдут соответствующие изменения за счет вторичного регулирования.

Для вторичного регулирования широко используется регулирование по частоте. При этом каждая зона должна корректировать выработку энергии в соответствии с изменениями, происходящими в балансе электропотребления в пределах зоны; каждой зоне, в которой происходит нарушение баланса, должна быть оказана помощь со стороны остальных зон системы, с тем чтобы восстановить нарушенный баланс.

Изменения общей частоты или внутризонных потоков (по линиям связи) указывают на существование разбаланса, и в этом

случае для определения необходимой корректировки в выработке энергии используются «внутризонные сигналы». Таким образом, требуемое изменение в выработке мощности в зоне A

$$\Delta p_A = k(f_1 - f_2) + (p_{1A} - p_{2A}), \qquad (2\text{-}1)$$

где f_1, f_2 — требуемые и измеряемые значения частоты; p_{1A}, p_{2A} — энергия, поступающая в зону A извне.

Значение коэффициента k составляет обычно 2—3% от выработки энергии в зоне A на 1 Гц изменения частоты. В пределах зоны изменения выработки мощности будут распределены по команде из управляющего центра вручную или автоматически по отдельным станциям и генераторам в соответствии с их экономическими и техническими характеристиками.

Внутризонные передачи. Определение значения перетока мощности зависит от размера и типа производителей электроэнергии. В случае автономных производителей централизованное управление отсутствует и в соответствии с меновыми значениями инкрементных стоимостей они будут приобретать энергию у соседей, если она окажется более дешевой, чем энергия внутреннего производства.

Такие пересылки энергии, согласованные возможно за 30 мин до наступления подобного периода, по-видимому, будут малы по сравнению с мощностями производителей, при этом бесперебойность снабжения будет оценена индивидуально с ограниченным учетом соседей, но с согласованным вкладом в резервирование. Если же «существует координационное управление», то может быть использована следующая итеративная последовательность действий:

1) координационный центр производит оценку пересылок энергии для отдельных зон, в основе которой лежит только что прошедшее прошлое системы, скорректированное в соответствии с возможностями энергетических установок и изменениями потребления, и направляет соответствующие сведения в зоны;

2) в каждой зоне составляется график выработки с учетом указанных пересылок энергии и ожидаемого потребления. Стоимости изменения выработки по зонам и соответственно сообщения о каждом таком графике возвращаются в координационный центр;

3) в координационном центре полученные приращения сравниваются и производится повторно оценка стоимости передачи энергии; если она оказывается целесообразной, то процесс повторяется с шага 2. Чтобы подтвердить применимость результирующих потоков энергии в распределительной сети, данный цикл повторяется несколько раз для ряда дней в сочетании с проведением оценок бесперебойности энергоснабжения.

Оценивая значения отклонений перетоков энергии от точки A при изменении n, которые образуются при увеличении выработки электроэнергии на $\Delta\mathcal{Э}_{An}$ с затратами $\Delta\rho_{An}$ на эту выработку, получим уменьшение $\Delta\mathcal{Э}$ при соответствующей экономии ρ. Для соответствующих изменений, приходящихся на зону, запишем

$$\rho_{An} < \rho \sum\sum \Delta\mathcal{Э}_{An} = \sum_b \sum\sum \Delta\mathcal{Э}. \qquad (2\text{-}2)$$

Записывая ρ_{An} в графу снижения, а ρ в графу повышения стоимости, можно просто получить ответ в результате сопоставления данных этого списка с переносом разности вперед (например, если первое повышение дешевле и в то же время больше, чем первое снижение, то первое повышение далее сопоставляется со вторым снижением, и т. д.). При этом имеющиеся по тем или иным причинам ограничения возможности передачи электроэнергии, отображаемые с помощью групповых ограничений, в первом приближении можно учесть путем корректировки текущих значений, которые сопоставлялись при оценках повышения и снижения (попарно).

Для более детального анализа проблемы бесперебойности следует выполнить подробный анализ нагрузочных потоков (см. ниже). Потери, связанные с передачей энергии, при этом обычно можно учесть с помощью коэффициентов потерь, изменяющих соответствующие стоимости; значения коэффициентов можно получить из предыдущих соображений или в результате расчетов, определяющих нагрузочные потоки.

§ 2-3. АВТОМАТИКА НОРМАЛЬНОГО РЕЖИМА РАБОТЫ ЭНЕРГОСИСТЕМ

Регулирование параметров режима системы при нормальной работе можно проводить вручную; однако в последнее время в практике работы систем ручное регулирование заменяется автоматическим. Для этого разрабатывается так называемая *автоматика нормального режима* работы энергосистем, учитывающая основные особенности электроэнергетики,— невозможность хранения конечного продукта и необходимость непрерывного соответствия между потреблением электроэнергии и подводом энергоносителя к генерирующим ее источникам.

Автоматика нормального режима прошла долгий путь развития и сейчас характеризуется многообразием видов и форм, тесно связанным с видами и формами объектов управления — энергосистем и их объединений. Такая связь осуществляется не только по техническим, но и по экономическим и даже организационным аспектам. Поэтому в зависимости от вида энергосистем, пропускной способности связей между ними и форм сотрудничества при обмене мощностью такая автоматика в одних случаях является вспомогательной, а в других — основной в диспетчерском управлении.

Сказанное относится ко всем видам регулирования, но главным образом к автоматике регулирования частоты и активной мощности, рассмотрению которых посвящен настоящий раздел. При достаточно высоком уровне своего развития автоматика представляет собой сложную систему, иногда называемую *системой автоматического управления работой энергосистем по частоте и активной мощности* (САУРЧМ). Влияние САУРЧМ распространяется на це-

лый ряд объектов, включающий в себя станции, энергосистемы и их объединения. Рассмотрение этой системы следует начать с простейшего, ставшего сейчас почти гипотетическим, случая работы отдельного агрегата на выделенную нагрузку.

Напомним, что при изменении нагрузки генератора всякий раз следует изменять положение регулирующих клапанов паровых турбин или открытие направляющего аппарата гидротурбин. Осуществляется это с помощью устройства, называемого в электроэнергетике *регулятором скорости*, а в теплоэнергетике и гидроэнергетике — *системой регулирования турбин* (название «регулятор скорости» там относят обычно лишь к элементам, непосредственно связанным с измерением скорости, т. е. к датчикам указанных систем).

Реагируя на изменение угловой скорости вращения * агрегатов, обусловленное нарушением баланса мощностей на их валу, системы регулирования изменяют впуск энергоносителя (воды, пара), восстанавливая тем самым требуемое соответствие между мощностью турбины и нагрузкой генератора, причем действие их, как и любых других автоматических устройств, может происходить по двум различным законам: астатическому, т. е. с возвратом скорости (частоты) к прежнему значению f_0, и статическому, т. е. с возвратом скорости (частоты) к значению

$$f = f_0 - \Delta P\sigma, \qquad (2\text{-}3)$$

где ΔP — величина изменения нагрузки агрегата; σ — величина, обратная коэффициенту усиления системы регулирования K_y и обычно называемая *статизом этой системы* **.

Очевидно, что для поддержания наивысшего качества электроэнергии на зажимах агрегата в смысле постоянства его частоты целесообразно применение астатического закона. Однако даже в рассматриваемом простейшем случае, когда какие-либо иные факторы (кроме указанного выше) отсутствуют, сделать это весьма сложно, так как при автоматическом регулировании возникают трудноразрешимые противоречия между требованиями к быстродействию системы, с одной стороны, и необходимостью обеспечить ее устойчивость, с другой.

В системах регулирования паровых турбин имеется много малых, но близких по величине запаздываний (постоянных времени). В гидротурбинах же на динамику процесса отрицательно влияет гидроудар в напорном трубопроводе, который вызывает положительную обратную связь. В этих условиях при больших K_y, чтобы стабилизировать систему и обеспечить ее устойчивость, действие системы придется специально замедлять. Причем точность поддержания частоты в установившемся режиме тем больше, чем больше K_y. Следовательно, больше должно быть требуемое замедление

* Далее для кратности будем писать «скорость вращения».

** Точная связь между σ и K_y определяется выражением $K_y = (1 - \sigma)/\sigma$. Однако, поскольку всегда $\sigma \ll 1$, это выражение обычно заменяют формулой $K_y = 1/\sigma$.

системы, что означает худшее поддержание частоты в переходном режиме.

При $\sigma = 0$ регулирование становится астатическим, на котором указанное ухудшение сказывается наиболее сильно. Поэтому астатическое регулирование в чистом виде оказывается непригодным. На практике обычно удается удовлетворить противоречивые требования, комбинируя статический и астатический законы в одном регуляторе.

Структура устройств регулирования частоты и мощности отдельно взятого агрегата изображена на рис. 2-2.

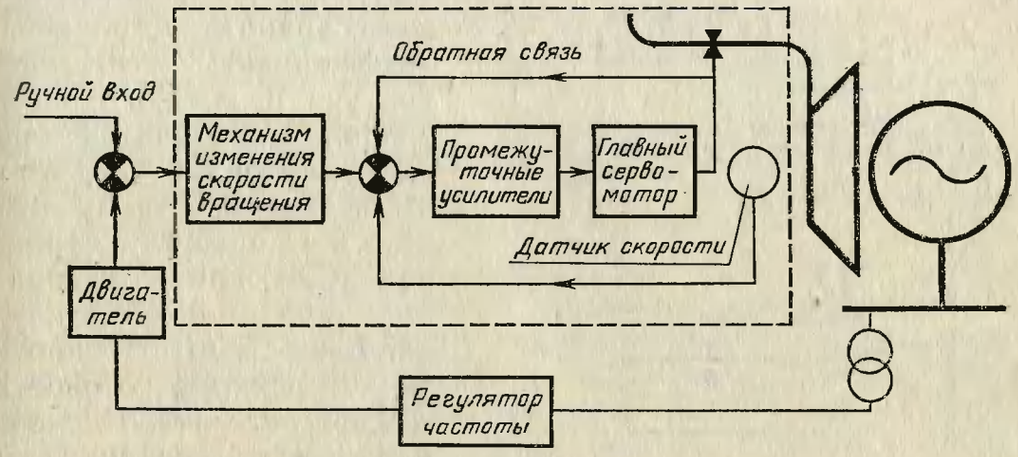


Рис. 2-2

Статический закон регулирования реализуется самой системой регулирования турбин, которая состоит из устройства для перемещения их регулирующих органов (сервомотора или сервомоторов), датчика регулируемого параметра (скорости или частоты) и ряда промежуточных усилителей. Сервомоторы турбин обычно выполняют гидравлическими, и лишь недавно начата работа над другими типами (паровыми, электрическими). В датчике скорости и промежуточных усилителях происходит непрерывная эволюция от механических устройств через гидравлические к электрическим.

Астатический закон регулирования реализуется отдельным устройством, не входящим в систему регулирования турбины и воздействующим на эту систему через механизм, называемый в теплоэнергетике механизмом управления турбиной, а в электроэнергетике — механизмом изменения скорости вращения *МИСВ*. Действие этого устройства выражается в изменении уставки регулятора скорости [см. (2-3)] через воздействие изменений величины f_0, улавливаемых регулятором частоты.

Характер воздействия регулятора частоты на регулятор скорости определяется способом связи этих двух регуляторов. Обычная форма такой связи — электродвигатель, который под воздействием импульсов от регулятора частоты изменяет положение устройства, определяющего величину f_0. Поскольку электродвигатель представляет собой интегрирующее звено, то даже при отсутствии других

интегрирующих элементов система будет обладать астатизмом первого порядка. Такой же характер она, очевидно, должна иметь и при других формах связи, разрабатываемых в настоящее время.

Любое изменение нагрузки агрегата проявляется в действии быстродействующей статической части комплекса «регулятор скорости — регулятор частоты — МИСВ». Поэтому выполняемые этой частью операции называют первичным регулированием. Первичное регулирование препятствует значительному отклонению частоты от номинальной в переходном процессе; однако, чтобы обеспечить желательное быстродействие и одновременно сохранить устойчивость, коэффициенты усиления в контуре первичного регулирования приходится брать умеренными (20—30, что соответствует статизму в 3—5%). Как следует из уравнения (2-3), при этом образуется значительное отклонение частоты Δf в установившемся режиме, которое называют *остаточной неравномерностью регулирования*. Это отклонение в общем случае подлежит устранению с помощью регулятора частоты (вторичного регулирования).

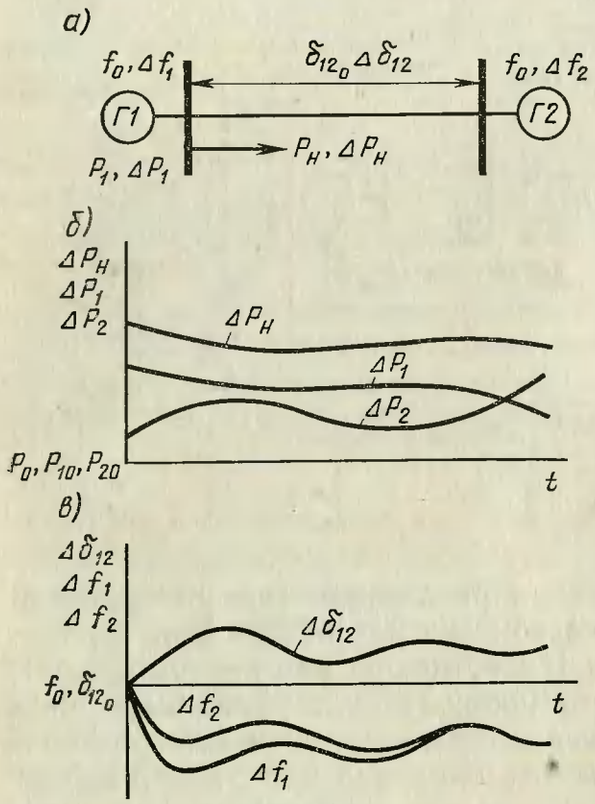


Рис. 2-3

Так в общих чертах можно охарактеризовать процесс поддержания требуемого качества электроэнергии на шинах отдельно взятого агрегата. Этот процесс останется практически неизменным и в случае нескольких агрегатов, и даже нескольких станций, если считать их жестко связанными между собой, т. е. предполагать наличие так называемой «концентрированной» энергосистемы. Если отказаться от этого предположения, то можно видеть, что каждому изменению нагрузки энергосистем соответствуют электромеханические переходные процессы, носящие довольно сложный характер.

Чтобы пояснить их, обратимся к схеме (рис. 2-3, *а*), где изображен энергоузел, имеющий собственные источники питания (все они обобщены под названием генератора *Г1*) и связанный линией электропередачи с удаленной электростанцией *Г2*, которая собственных потребителей не имеет. Предположим также, что турбины *Г1* и *Г2* оснащены регуляторами скорости, т. е. имеют первичное регулирование. Будем считать, что вторичное регулирование отсутствует. Тогда функции поддержания частоты на заданном уровне и ликвидации остаточной неравномерности регулирования выполняет персонал, который воздействует на уставки регуляторов скорости так же, как это сделал бы вторичный регулятор.

Пусть в рассматриваемой энергосистеме произошло изменение (увеличение) суммарной нагрузки на величину $\Delta P_н$, которая будет считаться отнесенной к суммарной номинальной мощности обоих генераторов. Требуется проследить за тем, как будет осуществляться распределение этого изменения между параллельно работающими генераторами. В первый момент это распределение окажется обратно пропорциональным электрическому расстоянию от генератора до нагрузки. Поэтому почти вся величина ΔP_1 ляжет в этот момент на *Г1*, который начнет тормозиться. И лишь изменение угла передачи δ заставит загружаться второй генератор, который при условии сохранения синхронной динамической устойчивости также уменьшит свою скорость вращения. Процессы, происходящие в двухмашинной схеме при толчке нагрузки, изображены на рис. 2-3, *б*, *в*.

Указанное изменение скорости будет воспринято первичными регуляторами, которые соответствующим образом изменят положение регулирующих агрегатов, причем если величины σ каждого из агрегатов, отнесенные к их номинальным мощностям, будут равны между собой, то и дополнительная нагрузка ΔP распределится пропорционально их номинальным мощностям. Однако частота в системе не придет к номинальной. Этому препятствует остаточная неравномерность регулирования Δf, которая и должна быть скомпенсирована действием персонала или (при их наличии) автоматическими регуляторами вторичного действия. Этот процесс подробно изложен в курсах автоматизации энергосистем. Здесь же важно лишь подчеркнуть, что такая компенсация может быть выполнена двояко: либо пропорциональным изменением нагрузки обоих агрегатов, либо непропорциональным ее изменением, например воздействием на один лишь *Г1*.

Последний случай, как наиболее важный, требует специального рассмотрения. Из уравнения (2-1) и рис. 2-3, трактуемых применительно к сложной системе, вытекает, что, воздействуя на МИСВ одного из генераторов в сторону восстановления частоты до номинального значения, можно не только добиться этого значения, но одновременно и произвести перераспределение дополнительной нагрузки, пришедшейся на долю каждого из агрегатов при первичном регулировании. Эта особенность статически-астатической системы регулирования, сложившейся в современных энергосистемах, является очень существенной, поскольку позволяет и быстро воспринять все изменения нагрузки системы, и переложить затем эти изменения на те агрегаты, которые специально выделены для этой цели.

Обнаружив в системе возможность перераспределения изменений нагрузки, обеспечиваемую вторичным регулированием, рассмотрим критерии, по которым это перераспределение осуществля-

ется. Здесь сразу же придется обратиться к понятиям не только техническим, но и экономическим, и указать, что при соединении на параллельную работу отдельных электростанций, а затем энергосистем и их объединений возможны два способа обмена мощностью между ними.

Первый способ характерен для энергосистем СССР и других стран с национализированной энергетикой, т. е. всех социалистических стран и ряда крупных капиталистических стран (Англия, Франция и частично Япония). В этих странах обмен мощностью между отдельными частями объединений определяется главным образом экономическими соображениями. Линии связи между ними, загружаемые в соответствии с указанными соображениями, работают в режиме *свободных перетоков* мощности. Это обстоятельство точно определяет требования, предъявляемые к системам вторичного регулирования, которые служат для поддержания номинального значения частоты (ликвидации остаточной неравномерности) и экономичного распределения нагрузки исходя из соответствующих показателей параллельно работающих агрегатов.

Второй способ характерен для энергосистем стран, в которых имеются отдельные энергокомпании (США, ФРГ и др.). В этих странах, несмотря на существование развитых электрических сетей, электростанции должны работать в режиме вынужденных перетоков мощности по линиям связи. Значения потоков должны соответствовать указанным в соглашениях о купле-продаже электроэнергии, заключенных между соответствующими организациями — государственными или частными. Системы вторичного регулирования в этом случае представляют собой орудие для выполнения соглашений; их основной задачей является не только и не столько компенсация остаточной неравномерности регуляторов скорости и обеспечение экономичного распределения нагрузки между агрегатами, сколько поддержание на заданном уровне обмена мощности, проходящей через границы сетей, принадлежащих различным организациям. Поэтому их называют обычно системами *регулирования частоты и обменной мощности*.

Различный характер задач, решаемых системами вторичного регулирования в различных условиях, определил, как это не парадоксально, и различный уровень развития и различную степень отработки их. Если системы, используемые в первом способе, играли в энергосистемах лишь вспомогательную роль и их действие почти не отражалось на характере функционирования, то системы, применяемые во втором способе, всегда являлись одним из основных элементов управления режимом работы и их отработке и надежному функционированию уделялось большое внимание.

Таким образом, как техническим, так и организационным аспектам данной проблемы следует уделить большое внимание. Это положение является тем более важным, что оно меняется в сторону сближения систем, каждая из которых имеет свои достоинства и недостатки.

Прежде всего следует заметить, что для систем, работающих со свободными перетоками в начальный период, основной задачей автоматики нормального режима было регулирование частоты. Объяснялось это тем, что размеры систем были сравнительно малы и даже небольшое изменение нагрузки приводило к существенному отклонению частоты от номинальной. Так, например, в одной из энергосистем, имевшей в составе своих потребителей крупные электрометаллургические предприятия, химкомбинаты, электротранспорт и т. п., можно было наблюдать колебания частоты до 0,2 Гц, а в отдельные периоды и до 0,5 Гц. И хотя для компенсации отклонений, вызывающих такие колебания, достаточно было изменения нагрузки одной лишь станции, а порой и одного агрегата, делать это вручную было затруднительно, а качество регулирования получалось, естественно, невысоким.

Поэтому уже в тот период велась работа по разработке и внедрению автоматических устройств, избавляющих оперативный персонал от выполнения указанных операций. Причем велась эта работа в сложных условиях, поскольку к разрабатываемым системам с самого начала предъявлялись жесткие требования в отношении чувствительности, стабильности и надежности, а эффективных технических средств, обеспечивающих выполнение указанных требований, тогда практически не существовало. Тем не менее ряду организаций (Центральным лабораториям Ленэнерго в СССР, фирмам «Лидс» и «Норсруп» в США и др.) удалось разработать образцы регуляторов, пригодные для практического использования и эксплуатировавшиеся в течение некоторого времени на нескольких электростанциях. Однако работа эта заняла столь большое время, что к моменту ее окончания произошло качественное изменение самого объекта управления, изменившее и требования, предъявляемые к регуляторам.

Действительно, первые пригодные для практического использования устройства появились уже в 30 годах, но были несовершенны и сложны. К концу 40-х и началу 50-х годов появление новых элементов автоматики (магнитных, электромашинных усилителей и т. п.) сделало рассмотренные ранее требования практически выполнимыми. Но объединение сетей, относившихся к отдельным станциям и системам, привело к тому, что удельный вес толчков нагрузки по сравнению с суммарной мощностью агрегатов в объединении существенно снизился, соответствующий размах колебаний частоты резко упал до сотых долей герца.

В этих условиях роль регуляторов частоты, их значения для систем со свободными перетоками стали совершенно иными; регуляторы из основных, крайне важных для практики эксплуатации, превратились, как уже указывалось, во вспомогательные. Тем не менее оставалась еще одна задача, относящаяся к ведению нормального режима работы энергосистем и считающаяся и по сей день достаточно важной,— это задача экономичного распределения нагрузки между параллельно работающими агрегатами, станциями и энергосистемами.

Возникновение этой задачи исторически обусловлено различием в экономических характеристиках агрегатов (характеристиках относительных приростов) и электрических расстояниях их от центров нагрузки. В основном она решается на стадии планирования работы энергосистем (в частности, при составлении суточных графиков их нагрузки). Однако нагрузка энергосистемы есть величина случайная и в основе любого плана или графика лежит лишь ее оценка или прогноз. Точность такой оценки никогда не является абсолютной, поэтому при оперативном управлении появляются так называемые внеплановые отклонения нагрузки и возникает необходимость в дополнительном перераспределении нагрузок по станциям и системам, при котором режим системы приблизился бы к оптимальному. Эта задача, называемая *третичным регулированием* или оперативной дооптимизацией режима, требует воздействий на МИСВы агрегатов, так же как и при регулировании частоты. При этом можно использовать и большую часть технических средств, предназначенных для указанной цели. Поэтому экономичное распределение нагрузки (перераспределение ее с целью оперативной дооптимизации) давно уже считается неотъемлемой частью всех функций САУРЧМ.

Чтобы осуществить дооптимизацию, в состав автоматики следует включать аппаратуру, способную выполнять практически те же расчеты, которые необходимы и при составлении суточного графика работы энергосистем. Разумеется, здесь требуется большое быстродействие, позволяющее выполнять эти расчеты в темпе процесса. Однако сама задача несколько упрощается, так как исключаются операции по прогнозированию, появляется возможность использования данных о реальном потокораспределении в системе и т. п. Эти последние обстоятельства были весьма благоприятными; они вызвали предложения об отказе (в тех случаях, когда это возможно) от предварительного краткосрочного планирования и переходе к полностью оперативной оптимизации режима работы системы. Однако техническая сторона данного вопроса, особенно применительно к системам со свободными перетоками, оказывается еще достаточно сложной.

Действительно, при использовании в процессе обмена энергией режима свободных перетоков сфера действия оптимизационных расчетов ничем не ограничена и в нее в идеальном случае должны входить все генерирующие источники, влияющие так или иначе на экономические показатели работы энергосистемы, объединения и даже ЕЭС. Однако при таком подходе задача становится столь трудоемкой, что решить ее на практике становится невозможно. Поэтому прибегают к ряду искусственных приемов, выполняемых с учетом иерархической структуры системы управления и обеспечивающих обобщение (эквивалентирование) генерирующих источников, а в некоторых случаях и разделение системы на части, т. е. декомпозицию задачи. Тем не менее даже при этих условиях объем расчетов остается достаточно большим, а требования к вычислительной технике высокими.

Высокими получаются в данном случае и требования к аппаратуре телемеханики и связи. Поскольку оптимизационные расчеты охватывают генерирующие источники не только близкие, но и далекие, в системе должны участвовать каналы большой протяженности, обеспечение надежной работы которых невозможно без специальных мер. Кроме того, для автоматического управления нагрузкой агрегатов большой мощности требуется тщательная отработка аппаратуры агрегатного уровня, т. е. устройств автоматики, установленных непосредственно на агрегатах. Особенно это относится к агрегатам ТЭС, число которых в системе обычно велико, а без четкой работы автоматики, их элементов (например, котлоагрегатов и т. д.) невозможна быстрая отработка сигналов, поступающих от САУРЧМ.

Таким образом, дополнение задачи регулирования частоты значительно более сложной задачей оперативной дооптимизации потребовало решения ряда технических проблем, что было невозможным без дополнительных усилий специалистов, разрабатывающих САУРЧМ и эксплуатирующих их. Поскольку сопротивление указанных решений оказывается всегда не в пользу САУРЧМ, то *автоматика нормального режима в странах с национализированной энергетикой широкого развития пока не приобрела.*

Совершенно иначе обстоит дело в странах с отдельными энергокомпаниями (частными фирмами, акционерными обществами или государственными организациями). Принцип невмешательства одной компании в дела другой, характерный для всех организаций подобного рода, в условиях единой электрической системы мог быть реализован только посредством вторичного регулирования. При этом система складывалась следующим образом: каждая энергокомпания, устанавливая связь по линии электропередачи с другой компанией, сразу же оснащала эту линию регулятором обменной мощности, действующим так, что все колебания нагрузки внутри данной компании компенсировались ее агрегатами, а мощность, передаваемая по ЛЭП межсистемной связи, всегда оставалась постоянной и могла быть изменена лишь перестройкой регулятора, производимой всякий раз по взаимному соглашению. Первоначально такие регуляторы устанавливались непосредственно на электростанциях или ближайших к ним подстанциях. Однако в дальнейшем число линий связи, соединявших какую-либо энергокомпанию с ее соседями, стало увеличиваться, обмен стал производиться по разным направлениям, а для его регулирования стало уже недостаточно одной электростанции, пришлось привлекать целый ряд генерирующих источников, расположенных на некотором удалении друг от друга. Оборудование рассматриваемых систем располагается на диспетчерских пунктах или в местах, их заменяющих (например, щитах управления крупнейших электростанций), а операции по измерению и управлению осуществляются уже дистанционно, посредством систем телемеханики.

При обмене мощностью по различным линиям связи и разным направлениям невозможно осуществлять указанное регулирование

по каждой линии в отдельности. Здесь приходится регулировать алгебраическую сумму мощностей (выдаваемых и принимаемых отдельными компаниями), которая известна под названием *сальдо обменных мощностей* и является основным регулируемым параметром в данной системе. Поддерживая заданную величину сальдо обменной мощности, система реагирует также на отклонение частоты Δf. Будем исходить из условного предположения, что частота в системе при нормальном режиме работы всегда является номинальной. Тогда, рассматривая ряд связанных между собой энергокомпаний, каждая из которых поддерживает определенную величину сальдо, легко прийти к выводу, что и нагрузка всех линий, используемых для такой связи, является постоянной, установленной предварительным расчетом.

Это обстоятельство является весьма существенным и влечет за собой ряд последствий, п е р в ы м и с а м ы м в а ж н ы м из которых является возможность ведения нормального режима объединенной электрической сети без централизованного диспетчерского управления ею. Указанная возможность использовалась на практике в течение ряда лет, основные осложнения возникали лишь при нарушении этого режима. Когда же таких нарушений не было, система работала нормально даже при весьма малой пропускной способности связей, составлявшей не более 5—10% от мощности соединяемых ими частей системы, причем основная роль в обеспечении такой работы принадлежала именно рассматриваемой автоматике.

В т о р о е п о с л е д с т в и е работы с «закрепленными» перетоками состояло в упрощении оптимизационных расчетов, которые в этом случае могли рассматриваться как относящиеся к сравнительно небольшому участку электрической сети с заданными граничными условиями по его концам. Эти условия, естественно, также не возникают автоматически, а являются результатами предварительных расчетов, выполняемых на этапе согласования взаимных поставок электроэнергии, т. е. планирования работы энергосистем, а иногда и оперативного управления ими (заметим, что в практике работы систем с отдельными энергокомпаниями подобное согласование, т. е. купля-продажа электроэнергии, часто является одной из основных функций диспетчерского персонала). Однако собственно автоматика нормального режима в этих расчетах обычно не участвует и для нее указанные граничные условия являются заранее заданными, что обеспечивает естественную декомпозицию и упрощает задачу.

Т р е т ь е п о с л е д с т в и е «закрепленности» перетоков — это облегчение учета условий обмена электроэнергии, т. е. автоматическая привязка величины обмена к времени суток, ситуации, складывающейся в момент обмена в различных частях системы, и т. п. Известно, что все эти факторы существенно влияют на экономические показатели работы энергосистем, а следовательно, и на стоимость киловатт-часа обменной мощности. Поэтому одних показаний счетчиков в этих условиях уже недостаточно и при работе со свободными перетоками требуется специальная сложная система регистрации, возможная только при наличии ЦВМ. Закрепленность же перетоков избавляет от необходимости в такой системе, что в период до появления ЦВМ весьма важно.

Ч е т в е р т ы м по счету, но не по важности, последствием является упрощение самой автоматики, которая при рассматриваемой системе охватывает обычно сравнительно небольшие территории, является локальной, а поэтому и более надежной. В то же время автоматика, имеющая большое значение для энергосистемы, тщательно эксплуатируется и обычно успешно работает. Поэтому, вводя соответствующие технические дополнения, можно возложить на нее и экономичное распределение нагрузок, о чем будет сказано далее.

Указанные особенности рассматриваемой системы первоначально считались ее достоинствами, однако в дальнейшем эта оценка несколько изменилась. Прежде всего оказалось, что жесткое закрепление значений обменной мощности *возможно только в том случае, когда каждая из компаний имеет достаточный резерв мощности* для компенсации всех кратковременных изменений нагрузки непосредственно в зоне возникновения их. Если же такой резерв недостаточен или просто неравномерно распределен (т. е. одна компания имеет больший резерв, а другая — меньший), то жесткая фиксация нагрузок по линиям связи на долговременной основе препятствует получению того эффекта, который эти линии могут дать, и становится нецелесообразной. Это привело к такому изменению структуры автоматики нормального режима, при котором сальдо обменных мощностей рассчитывается в границах так называемого *района регулирования*.

Понятие районов регулирования возникло в США несколько десятилетий назад, причем границы районов совпадали в основном с границами энергокомпаний, пересекая последние лишь в отдельных наиболее сложных случаях. Однако в процессе эволюции энергетики это положение резко изменилось. Вначале, когда технические средства автоматики были еще несовершенными и охват ими больших территорий оказывался достаточно сложным, крупные энергокомпании имели по нескольку районов регулирования. Теперь же наблюдается иной процесс — процесс укрупнения этих районов, который приобрел большой размах.

Основным стимулом для укрупнения районов регулирования является стремление полнее использовать резервы мощности, что в условиях объединенной электрической сети может быть сделано не только благодаря межсистемному, но и широтному эффекту (т. е. сдвигу моментов максимума нагрузки в различных часовых поясах). Однако не последнюю роль в этом отношении играет и расширение возможностей технических средств, используемых в автоматике нормального режима.

При широком использовании вычислительной техники и кодоимпульсной телемеханики для автоматики многие из проблем, практически неразрешимых в прошлом, могут быть решены без

особых затруднений. Так, значительно возросли возможности для экономичного распределения нагрузки. В частности, стала дешевле и надежнее передача информации на дальние расстояния и проще взаиморасчеты за поставку электроэнергии, что, как указывалось, требовало работы с фиксированными (закрепленными) перетоками. Это обстоятельство оказалось особенно важным для стран с частными энергокомпаниями.

Отмеченные факторы нашли реальное отражение в энергетике стран с рассматриваемой формой обмена электроэнергией. Так, например, в США за пять лет (с 1968 по 1973 г.) количество районов регулирования при общем росте энергетического производства сократилось с 300 до 120. Сами же районы стали более крупными и составляют основу энергетических объединений первого уровня, называемых *пулом*. Пул объединяет несколько энергокомпаний, работающих на основе взаимных соглашений о поставках электроэнергии в нормальных и аварийных режимах, при определенном порядке расчетов за такие поставки. Если границы пула совпадают с границами района регулирования, то энергокомпании внутри пула работают в режиме свободных перетоков, пользуясь всеми вытекающими отсюда преимуществами. Расчеты за поставку электроэнергии в соответствии с принятыми условиями поставок ведутся на ЦВМ.

В режиме свободных перетоков работают также и некоторые *сверхпулы*, или *суперпулы* — объединения второго уровня, включающие в себя несколько соседних пулов. Как пулы, так и суперпулы вынуждены иметь достаточно совершенное диспетчерское управление и жесткую диспетчерскую дисциплину, что приближает их в этом отношении к странам с национализированной энергетикой, опыт которых они заимствуют.

Однако если говорить о передаче опыта, то возможен и обратный процесс: некоторые элементы систем с районами регулирования могут возникнуть и в странах с национализированной энергетикой. Это объясняется упоминавшимися уже трудностями экономичного распределения нагрузки, которые испытывают такие страны, когда размеры их единых энергосистем очень велики. Возможность решить эту задачу без ее декомпозиции проблематична, и поэтому появляются предложения об использовании принципа фиксированных (регулируемых) перетоков между отдельными районами, что, кстати, облегчает и задачи хозяйственного управления. Кроме того, фиксация (регулирование) потоков обменной мощности применяется обычно на линиях, пересекающих границы отдельных стран, причем осуществляется она даже в тех случаях, когда обе стороны, обменивающиеся между собой электроэнергией, имеют национализированную энергетику. Таким образом, эта задача является актуальной для стран со всеми формами организации энергетики.

Следует акцентировать внимание и на задаче, актуальной главным образом для режима работы со свободными перетоками и состоящей в ограничении этих перетоков, когда они достигают значений, предельных по соображениям термической, статической или динамической устойчивости. Эта задача имеет свою специфику и составляет неотъемлемую часть всей проблемы автоматики нормального режима.

Проблема состоит, следовательно, из трех частей: автоматики регулирования частоты и экономичного распределения нагрузки, автоматики регулирования частоты и обменной мощности по слабым связям.

§ 2-4. ЭКОНОМИЧЕСКОЕ РАСПРЕДЕЛЕНИЕ НАГРУЗОК МЕЖДУ СТАНЦИЯМИ

Математическая постановка задачи. Задача оптимизации суточного режима энергосистемы формулируется следующим образом: найти минимум издержек $И$ (или суммарного расхода топлива ΣB) на производство и распределение энергии в энергосистеме при соблюдении режимных ограничений. Функция и (или ΣB) является нелинейной функцией параметров режима.

Режимные ограничения накладываются на совокупность контролируемых параметров и их функций. В эту совокупность входят нагрузки электрических станций и элементов электрической сети, расходы воды на ГЭС, расходы определенного вида топлива ТЭС и др. Накладываемые ограничения могут быть выражены в виде равенств (например, по балансу мощности в энергосистеме) и неравенств (например, по минимальным и максимальным значениям нагрузки электрических станций). Наряду с линейными ограничениями (например, по балансу мощности) могут быть и нелинейные (например, по расходу топлива).

Таким образом, задача оптимизации суточного режима энергосистемы характеризуется следующими свойствами:

1) описывается нелинейными функциями многих переменных;

2) на переменные и их функции накладывается большое число ограничений;

3) имеет множество решений, из которых надо выбрать наилучшее.

Поставленная задача относится к задачам нелинейного математического программирования. Сложность задачи оптимизации суточного режима энергосистемы дополняется ее большой размерностью и необходимостью оперативного решения.

Метод решения задачи. Задача оптимизации режима заключается *в минимизации для каждого часа суток суммарных издержек на топливо.* Связь между режимами различных часов, обусловленная наличием ГЭС и ТЭС с ограниченным расходом топлива, учитывается введением множителей Лагранжа (здесь не рассматривается выбор оптимального состава агрегатов на электрических станциях). Оптимальным считается режим, обеспечивающий минимум суммарных издержек на топливо:

$$И = \sum_{i=0}^{n} u_i B_i, \qquad (2\text{-}4)$$

где $ц_i$ — цена 1 т у. т. на i-й станции; B_i — часовой расход условного топлива: $B_i=f(P_i)$.

Следует определить нагрузки электростанций P_i, реализующих минимум функции $И$.

Условие баланса мощности можно учесть, выделив балансирующую станцию ($i=0$). Независимыми переменными при этом будут нагрузки электростанций P_i ($i=1, 2, ..., n$) всех объектов, кроме балансирующего.

При оптимизации ограничения на значения нагрузок электростанций P_i и нагрузок линий электропередачи (ЛЭП) P_l учитываются в форме неравенств:

$$P_{i\text{мин}} \leqslant P_i \leqslant P_{i\text{макс}} \quad (i=0,\ 1,\ \ldots,\ n); \tag{2-5а}$$

$$P_{l\text{мин}} \leqslant P_l \leqslant P_{l\text{макс}}. \tag{2-5б}$$

Оптимизация производится на основе модификации градиентного метода.

Ограничения (2-5а) на независимые переменные P_i ($i=1, ..., n$) учитываются приравниванием на каждой итерации переменных, вышедших за допустимые пределы, этим пределам. Ограничения (2-5а) и (2-5б) на зависимые переменные P_0 и P_l учитываются штрафными функциями. Тогда целевая функция при наличии в энергосистеме только ТЭС принимает следующий вид:

$$F=\sum_i ц_i B_i+Ш_0+\sum_l Ш_l, \tag{2-6}$$

где $Ш_0$ — штрафная функция, вводимая в случае нарушения ограничения (2-5) для P_0; $Ш_l$ — то же, для l-й ЛЭП.

Условие оптимальности режима определяется равенством нулю частных производных целевой функции ($i=1, ..., n$):

$$a_i=\frac{\partial F}{\partial P_i}=\left(ц_i b_i+\sum_l \frac{dШ_l}{dP_l}K_{il}\right)-\left(ц_0 b_0+\frac{dШ_0}{dP_0}\right)(1-\sigma_i), \tag{2-7}$$

где $b_i=dB_i/dP_i$ — относительный прирост расхода энергоносителя (условного топлива для ТЭС или воды для ГЭС); $K_{il}=\partial P_l/\partial P_i$ — коэффициент распределения нагрузки i-й электростанции на l-ю ЛЭП; $\sigma_i=\partial п/\partial P_i$ — относительный прирост потерь активной мощности в сети i-й электростанции.

Входящие в условие (2-7) значения относительных приростов потерь σ_i и нагрузок P_l контролируемых ЛЭП вычисляют в ходе итерационного процесса оптимизации режима энергосистемы в зависимости от активных нагрузок. По значениям P_{ik} определяют значения составляющих вектора градиента a_i.

Затем производят шаг оптимизации градиентным методом, т. е. вычисляют изменения независимых переменных ΔP_{ik} по формуле

$$\Delta P_{i,\,k+1}=-\mu_i H_k a_{ik}, \tag{2-8}$$

где μ_i — масштабный коэффициент; H_k — множитель.

Далее определяют значения $P_{i,\,k+1}$ в следующей итерации:

$$P_{i,\,k+1}=P_{ik}+\Delta P_{i,k+1}. \tag{2-9}$$

Итерации ведут по всем переменным до выполнения условия

$$|a_{ik}| \leqslant \varepsilon_a, \tag{2-10}$$

где ε_a — заранее заданная малая величина допустимой погрешности.

В связи со значительными изменениями величин a_i в ходе оптимизации предусматривается автоматическое изменение множителя H_k в зависимости от знака скалярного произведения векторов градиента в соседних итерациях:

$$\text{при } \sum_i a_{i,\,k+1}\,a_{ik}>0$$

$$H_{k+1}=\beta_1 H_k; \tag{2-11}$$

$$\text{при } \sum_i a_{i,\,k+1}\,a_{ik}<0$$

$$H_{k+1}=\beta_2 H_k, \tag{2-12}$$

где $\beta_1>1$ и $\beta_2<1$ — постоянные множители.

Наряду с изменением множителя H_k улучшению сходимости процесса оптимизации способствует использование знака производной целевой функции при больших по модулю ее значениях. Этот прием сочетается с ограничением модуля штрафных функций (штрафных составляющих), входящих в величины a_i. Такое ограничение позволяет сохранить различие между величинами a_i для различных переменных.

Как указывалось, ограничения вида (2-5а) и (2-5б) по зависимым переменным учитываются методом штрафных функций. Обычно при использовании данного метода входящие в целевую функцию (2-6) штрафные функции вычисляются по формуле

$$Ш_j=0{,}5\alpha\,(P_j-\bar{P}_j)^2=0{,}5\alpha\rho_j^2, \tag{2-13}$$

где α — коэффициент; $\bar{P}_j$ — допустимое предельное значение нагрузки; ρ_j — степень нарушения предела.

Основной недостаток рассмотренного подхода проявляется в тех случаях, когда решение находится на границе допустимой области и неизбежно происходит нарушение ограничений. Величину остаточного нарушения ρ_j можно сделать сколь угодно малой, если увеличивать коэффициент α в формуле (2-13). Однако при этом значительно замедляется сходимость процесса оптимизации.

Модификация указанного метода состоит в следующем: если процесс при расчетах с малыми значениями α сошелся с нарушением допустимого предела $\bar{P}_j$ на величину ρ_{j1}, то производят новый цикл оптимизации, в котором производную штрафной функции вычисляют по формуле

$$\partial Ш_j/\partial P_i=(\overline{Ш}_0+\alpha\rho_j)\,\partial P_j/\partial P_i, \tag{2-14}$$

где

$$\overline{Ш}_0=\alpha\rho_{j1}. \tag{2-15}$$

Если по окончании второго цикла оптимизации процесс сойдется с нарушением ρ_{j2}, то к величине $Ш_0$ прибавляют величину $\alpha\rho_{j2}$, и цикл оптимизации повторяют.

Циклы оптимизации повторяют подобным образом до выполнения по всем переменным условия

$$|\rho_j| \leqslant \varepsilon_\rho, \qquad (2\text{-}16)$$

где ε_ρ — заранее заданная малая величина.

На основе приведенного метода разработаны программы для ЦВМ, широко применяемые в практике работы энергосистем.

§ 2-5. УПРАВЛЕНИЕ НОРМАЛЬНЫМ РЕЖИМОМ В ЭНЕРГОСИСТЕМАХ СО СВОБОДНЫМИ ПЕРЕТОКАМИ ОБМЕННОЙ МОЩНОСТИ

Рассмотрим процессы управления в энергосистемах со свободными перетоками обменной мощности. Основную роль в поддержании баланса между производством электроэнергии и ее потреблением играет первичное регулирование, осуществляемое регуляторами скорости турбоагрегатов. Быстрое вторичное регулирование осуществляется главным образом в форме ограничения мощности по условиям пропускной способности электропередач. Экономичное распределение нагрузки осуществляется более медленным третичным регулированием, оно часто выполняется вручную в соответствии с командами диспетчера, перераспределяющего нагрузку, принятую агрегатами в процессе первичного регулирования. Диспетчер при этом добивается оптимального режима работы всей системы в целом.

Первичное регулирование. Регулятор скорости паровой машины — это первый регулятор пропорционального действия, известный в истории техники. Центробежный маятник, предложенный еще Уаттом, а также управляемый этим маятником золотник и сервомотор сталиклассическим примером подобного рода регуляторов.

Однако современные системы регулирования турбин, прошедшие долгий путь развития, значительно отличаются от своего классического прототипа. Это отличие особенно заметно для агрегатов мощностью 300—500 МВт и выше, играющих решающую роль в современных энергосистемах. Поэтому, прежде чем перейти к рассмотрению первичного регулирования частоты, необходимо коснуться особенностей регуляторов современных турбин. Главные из них следующие:

а) введение промежуточных усилителей. Все современные системы регулирования представляют собой системы косвенного действия, в которых между датчиком скорости и золотником главного сервомотора имеются дополнительные усилители. Раньше такие усилители были гидравлическими и строились в основном по схеме «золотник — сервомотор». Сейчас во многих случаях применяются усилители иной конструкции — электрические или гидравлические типа «сопло — заслонка», имеющие малую зону нечувствительности. Однако прохождение сигнала от датчика скорости к золотнику главного сервомотора имеет запаздывание, что не может не сказаться на динамике регулирования;

б) увеличение числа главных сервомоторов. Повышение единичной мощности агрегатов привело к возрастанию мощности их регулирующих органов, достичь которого в одной конструктивной единице не представлялось возможным. Поэтому многие современные агрегаты имеют не один главный сервомотор, а несколько. В паровых турбинах каждый такой сервомотор воздействует на свою группу клапанов, которые открываются последовательно один за другим. В гидротурбинах эти сервомоторы работают параллельно, но и здесь уже рассматриваются конструкции с индивидуальным приводом (сервомотором) на каждую лопасть направляющего аппарата. Поэтому сейчас в идеализированных схемах регулирования можно говорить лишь об эквивалентном сервомоторе;

в) разнообразие конструктивных схем и функциональных возможностей регуляторов. Появление более компактных и гибких средств для усиления и передачи сигналов в регуляторах, а также возникновение новых задач, связанных с увеличением единичной мощности агрегатов и другими обстоятельствами, привело к стремлению расширить функции систем регулирования турбин и наделить их новыми возможностями в зависимости от конструкций регуляторов. Подробное описание всех имеющихся регуляторов здесь невозможно, поэтому ниже рассмотрены лишь отдельные распространенные в СССР конструкции регуляторов и даны общие указания о тенденциях их развития. Это рассмотрение проведено раздельно по типам турбин: гидравлическим и паровым.

Гидротурбины. Период 1960—1965 гг. в гидротурбостроении ознаменовался практически повсеместным переходом от гидравлических систем регулирования турбин к электрогидравлическим. При этом под *электрогидравлической системой регулирования* понимается такая система, в которой получение сигнала, пропорционального угловой скорости вращения агрегата, и его предварительное усиление осуществляются электрическим путем, а окончательное усиление и реализация этого сигнала выполняются гидравлическими элементами.

Быстрому внедрению в гидротурбостроение электрогидравлических методов регулирования способствовало то обстоятельство, что электрические связи в регуляторах гидротурбин имелись и ранее: малая угловая скорость вращения вала гидроагрегата не давала возможности «раскрутить» центробежный маятник от него, и последний приводился в движение специальным электродвигателем, питавшимся от генератора, установленного на валу турбины. Поэтому, как только появилась возможность надежного электрического измерения угловой скорости вращения (частоты) агрегата и надежного усиления полученных при этом сигналов

перед вводом их в гидравлическую часть системы, регуляторы гидротурбин стали выполняться электрогидравлическими.

Существует еще одно обстоятельство, способствовавшее внедрению на ГЭС регуляторов этого типа; оно связано с повышением уровня автоматизации ГЭС. Действительно, управление работой гидроагрегатов значительно проще, чем агрегатов ТЭС. В то же время число агрегатов на ГЭС часто бывает очень велико (20 и более). И, кроме того, ГЭС часто бывают регулирующими станциями в системе, т. е. станциями, на которые возлагаются обязанности по регулированию частоты. Поэтому на таких станциях нередко применяется так называемое *групповое управление агрегатами* — режим, при котором все агрегаты станции рассматриваются в качестве единой группы с заданной суммарной мощностью или (что чаще) заданным суммарным открытием направляющих аппаратов (НА).

При построении систем группового управления многоконтурная следящая система выявляет сигнал управления, который уравновешивается суммарным значением задаваемого параметра. Обычно этим сигналом является сигнал по открытию НА. При этом индивидуальные сигналы по отклонению частоты остаются, но действие их подавляется достаточно большим коэффициентом усиления по изменению положения НА. Конкретная структура системы группового управления зависит от принятого способа управления. Поскольку эти способы на различных станциях неодинаковы, многие регуляторы строятся с учетом возможности использования их в различных схемах регулирования.

В качестве примера такого регулятора рассмотрим регулятор ЭГР-2М конструкции Ленинградского металлического завода, который допускает индивидуальное управление агрегатом и групповое управление им по четырем различным схемам. Основу структурной схемы этого регулятора (рис. 2-4) составляют следующие элементы: датчик отклонения частоты *ДЧ*, орган суммирования и усиления *ОСУ*, электрогидравлический преобразователь *ЭГП*, побудительный золотник *ПЗ*, вспомогательный сервомотор *ВС*, главный золотник *ГЗ*, сервомотор направляющего аппарата *СНА*, механизм управления турбиной *МУТ* и элементы контура обратной связи — устройство изменения статизма *УИС* и изодром *И*.

Датчик частоты *ДЧ* осуществляет измерение частоты подведенного к нему напряжения и вырабатывает сигнал отклонения ее от заданной (последняя также может регулироваться изменением положения соответствующих элементов). Орган суммирования и усиления *ОСУ*, называемый также выявительным органом, суммирует подведенные к нему сигналы и повышает уровень их мощности. *ЭГП*, называемый также исполнителем, преобразует электрические сигналы *ОСУ* в механическое перемещение соответствующих частей системы регулирования турбины, которая дальше работает как обычный гидравлический регулятор.

Рассматриваемый регулятор имеет несколько особенностей:

1) главная обратная связь системы, как и у большинства электрогидравлических регуляторов, сделана не механической, а электрической;

2) точка подключения *МУТ*, называемого также механизмом изменения мощности (*МИМ*) или механизмом изменения скорости вращения (*МИСВ*), выбирается здесь таким образом, что исходящие от него сигналы проходят на выход системы регулирования по двум каналам — пропорциональному и дифференцирующему.

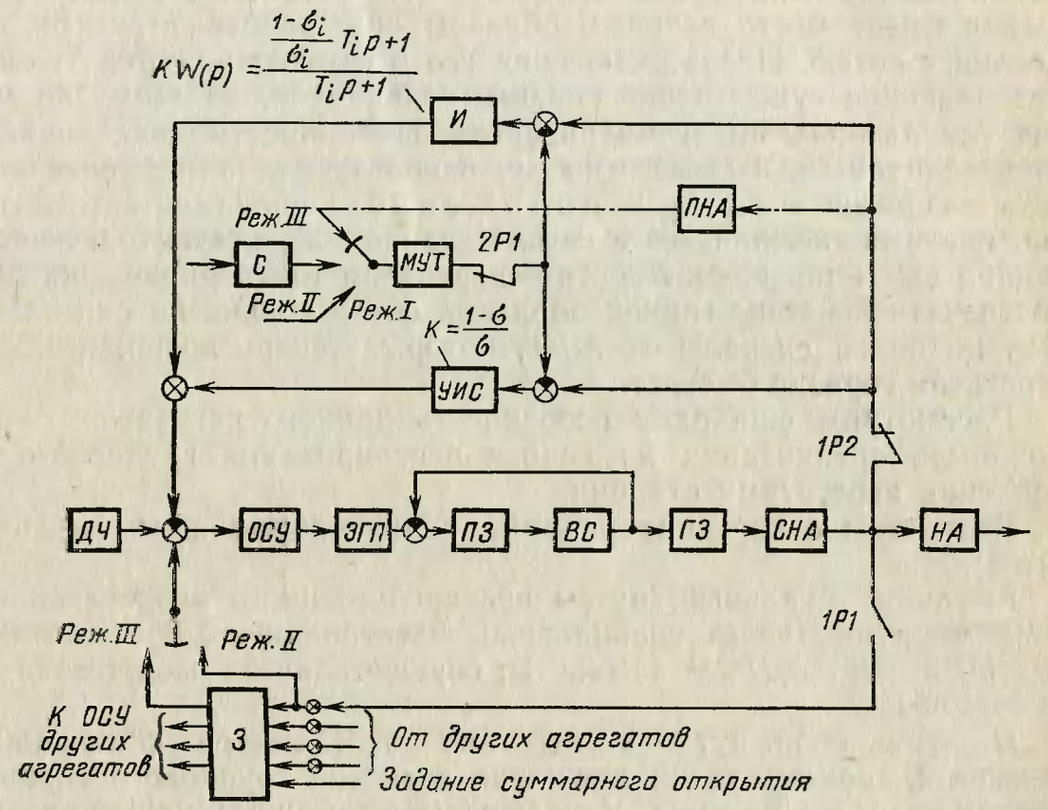


Рис. 2-4

Эти каналы образуются элементами цепи обратной связи системы, которая, как и у всех регуляторов гидротурбин, является изодромной, т. е. обладает передаточной функцией вида

$$W=K_{о.с}W_{о.с}(p), \tag{2-17}$$

откуда

$$W_{о.с}(p)=\left\{\frac{1-\sigma}{\sigma}+\frac{[(1-\sigma_i)/\sigma_i]\,T_ip}{T_ip+1}\right\}\frac{1}{K_{о.с}}, \tag{2-18}$$

где σ — статизм (неравномерность регулирования) агрегата в установившемся режиме (при $t=\infty$); σ_i — дополнительная «временна́я» неравномерность регулирования, проявляющаяся полностью при $t=0$ и исчезающая при $t=\infty$ ($\sigma\approx5\%$; $\sigma_i=20\div30\%$); T_i — время изодрома.

Введение исчезающей (гибкой) обратной связи в регуляторы гидротурбин вызвано наличием в этих агрегатах особого явле-

ния — гидроудара, который обусловливает появление в передаточной функции агрегата на малых колебаниях множителя вида

$$W_г(p)=1-Tp \qquad (2\text{-}19)$$

и резко ухудшает условия устойчивости замкнутой системы «турбина — регулятор скорости». Поэтому и приходится «временно» снижать коэффициент усиления системы, т. е. увеличивать статизм. Однако в последнее время было подмечено, что такое ухудшение имеет место главным образом при работе агрегата раздельно с сетью. После включения его в сеть появляются условия, позволяющие существенно снизить величину σ_i. Поэтому во многих регуляторах предусматриваются возможности двух значений этой величины — повышенное, используемое при работе агрегата раздельно с сетью, и пониженное, вводимое автоматически после включения его в сеть. В данном же регуляторе использована еще одна возможность — переносом точки включения *МУТ* обеспечить действие гибкой обратной связи только на сигналы от *ДЧ*, но не на сигналы от *МУТ*, которые теперь воспринимаются агрегатом гораздо быстрее.

Рассмотрим еще одну особенность данного регулятора — возможность организации на основе регулирования группового управления агрегатами станции.

Возможны следующие режимы управления каждым из агрегатов:

I — индивидуальный, путем непосредственного воздействия на *МУТ* от руки (через специальный электродвигатель). Контакты *1P1* разомкнуты, *1P2* — замкнуты; осуществляется изодромная обратная связь.

II — групповой, путем воздействия на *МУТ* через специальный сельсин *С*, повторяющий движение сельсина группового управления, смещаемого от руки. Контакты *1P1* замкнуты, *1P2* — разомкнуты; обратная связь — жесткая.

III — групповой, через специальный задатчик *З*. Обратная связь — жесткая; *МУТ* отключен (разомкнуты контакты *2P1*) и переключен на специальный повторитель положения направляющего аппарата *ПНА*. Этим достигается непрерывное соответствие положений *НА* и *МУТ*, так что при переключении из режима *III* в режим *II* или *I* исходная нагрузка агрегата останется прежней.

Режим *III* имеет несколько разновидностей, определяемых способом выработки сигнала задатчика *З*:

сигнал задатчика пропорционален требуемому суммарному открытию *НА* агрегатов станции без учета числа работающих агрегатов. В этом случае отключение одного из агрегатов станции приведет к изменению задания на других агрегатах (толчку);

сигнал задатчика учитывает число работающих агрегатов станции, и отключение агрегатов проходит без толчка. Однако и в этом случае, и в предыдущем сигналы задатчика вырабатываются лишь по требуемому суммарному открытию, без учета положения *НА* отдельных агрегатов. Это может привести к неравномерному их

открытию и служит поводом для введения еще одной разновидности режима *III*;

сигнал задатчика формируется, как и ранее, по требуемому суммарному открытию с учетом числа работающих агрегатов, однако к числу операций, выполняемых задатчиком, добавляется операция уравнивания открытий *НА*.

Переход от одной разновидности режима *III* к другой улучшает качество регулирования, но увеличивает количество аппаратных элементов и цепей, что отрицательно сказывается на надежности. Поэтому выбор того или иного вида регулирования осуществляется исходя из условий, существующих на конкретных станциях.

Паровые турбины. В 1950—1960 гг. произошел переход от сравнительно маломощных турбин, работавших от общего паропровода станции, к мощным агрегатам блочного типа, работающим на сверхкритических параметрах пара и оснащенных промежуточными перегревателями пара. Это обстоятельство существенно изменило характеристики паровых турбин как объектов регулирования и потребовало проведения целого ряда мероприятий по улучшению этих характеристик, включая дополнение систем регулирования турбин электрической частью (электроприставкой).

Изменения, внесенные в характеристики агрегата введением промежуточного перегрева пара, рассмотрим на примере схемы (рис. 2-5, *а*). Она состоит из следующих основных элементов: части высокого давления турбины (*ЧВД*), части среднего давления (*ЧСД*) и части низкого давления (*ЧНД*). Между частями высокого и среднего давлений турбины расположен промежуточный перегреватель (*ПП*), заключающий в себе столь большой объем пара, что при аппроксимации его динамических характеристик апериодическим звеном постоянная времени звена *Тр* принимает значения 4—5 с.

Это обстоятельство привело к ряду важных последствий, одно из которых — появление в турбине, помимо регулирующих клапанов, клапанов второй группы, называемых *клапанами промежуточного перегрева* или *отсечными*.

Назначение отсечных клапанов становится понятным, если рассмотреть процесс сброса нагрузки с агрегата, например, при отключении его от сети. В этом случае в регулируемой турбине должен быстро закрыться доступ пара. Это предотвращает разгон турбины выше допустимой скорости, при превышении которой срабатывает автомат безопасности и закрываются стопорные клапаны турбины. Автоматы безопасности современных турбин настраиваются на превышение угловой скорости вращения на 8—10% по сравнению с номинальной, при этом закрытие впуска пара должно проводиться за 0,2—0,3 с.

Выполнить такую операцию за указанное время можно, однако из рис. 2-5, *а*, *б* следует, что это оказывается эффективным лишь в отношении *ЧВД*. Что же касается *ЧСД*, то развиваемый ими момент будет снижаться лишь по мере опорожнения промежуточного перегрева, т. е. с постоянной времени *Тр*. Такой процесс,

конечно, неприемлем и требует установки за промперегревом дополнительных клапанов для устранения (отсечки) доступа пара в *ЧВД* и *ЧНД*.

Регулирование (дросселирование) потока пара клапанами промежуточного перегрева является экономически невыгодным, и в нормальном режиме при всех нагрузках, кроме весьма малых (10—15%), эти клапаны всегда полностью открыты. Диаграмма открытия клапанов изображена на рис. 2-5, *б*. Поэтому при опре-

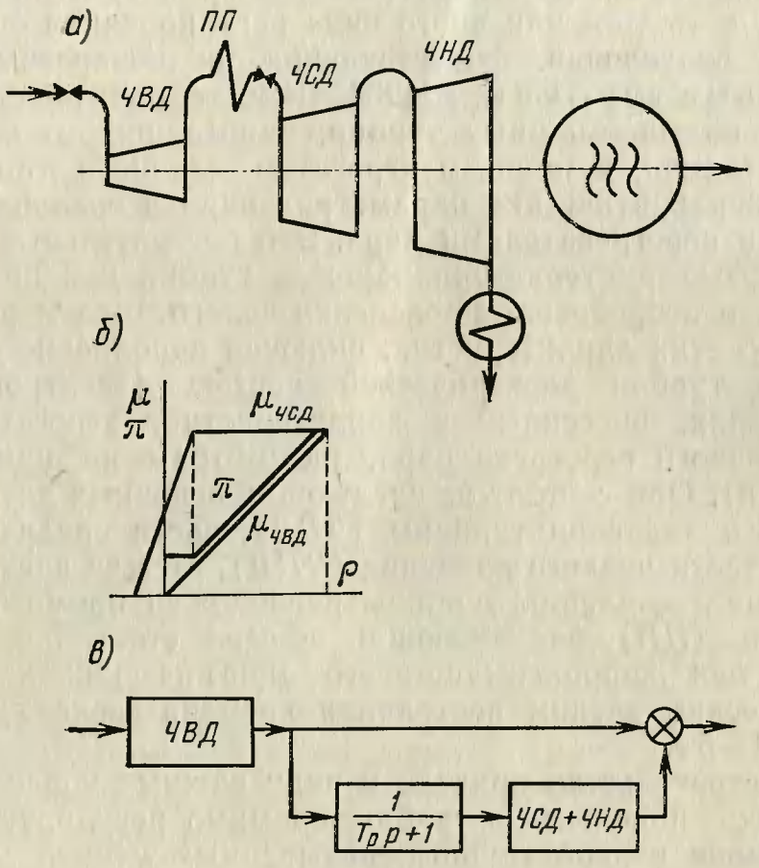


Рис. 2-5

делении динамических характеристик агрегата в нормальном режиме (при малых колебаниях) клапаны промежуточного перегрева не учитывают и считают турбину как бы состоящей из двух ветвей — ветви с *ЧВД*, расположенной непосредственно за регулирующим клапаном, и ветви с *ЧСД* и *ЧНД*, отделенной от этого клапана промперегревом. Такая модель турбины изображена на рис. 2-5, *в* и с учетом обычного распределения мощностей по ступеням турбины (около $^1/_3$ на *ЧВД*, остальное — на *ЧСД* и *ЧНД*) позволяет получить передаточную функцию агрегата на малых колебаниях:

$$W_a(p)=\frac{1}{3}+\frac{2}{3(T_p p+1)}=\frac{(T_\gamma/3)p+1}{T_p p+1}. \qquad (2\text{-}20)$$

Выражение (2-20) резко отличается от выражения для передаточной функции машин без промежуточного перегрева; оно показывает, что при быстрых колебаниях нагрузки в первичном регулировании участвует лишь $^1/_3$ мощности агрегата, т. е. агрегат, мощность которого в три раза меньше номинальной мощности данной машины или статизм в три раза выше.

Это положение грозило резким уменьшением возможности машины воспринимать нагрузку (так называемой приемистости агрегата) и породило целый ряд предложений, направленных на устранение указанного недостатка. Суть всех этих предложений сводилась к форсированному переоткрытию (перезакрытию) регулирующих органов машины в начальной части процесса, которое должно осуществляться пропорционально уменьшению реакции машины на изменение ее электрической нагрузки и компенсировать указанное выше увеличение начальной неравномерности регулирования — статизма агрегата. На практике пока было использовано лишь одно из переоткрытий, получившее название начальной коррекции неравномерности (НКН).

Сигнал НКН подается в систему регулирования турбины параллельно сигналу об отклонении частоты вращения η_w и формируется согласно выражению:

$$\eta_{\text{НКН}}=k_{\text{НКН}}(\rho-\pi), \qquad (2\text{-}21)$$

где $k_{\text{НКН}}$ — коэффициент усиления; ρ и π — относительные значения электрической нагрузки агрегата и давления в промперегреве.

Как следует из рис. 2-5, *б*, в установившемся режиме $\pi=\rho$; если же ρ изменится, то этот баланс нарушится и не восстановится до тех пор, пока π не «подтянется» к новому значению ρ. Сигналом, образовавшимся при этом, пользуются для дополнительного воздействия на клапаны турбины, причем из приведенных соображений легко заключить, что при $k_{\text{НКН}}=3$ динамика турбины с промперегревом и НКН будет при малых колебаниях близка к динамике турбины без промперегрева.

Аппаратная реализация НКН была впервые осуществлена в системе регулирования турбины мощностью 300 МВт на Ленинградском металлическом заводе им. XXII съезда КПСС.

Структурная схема системы регулирования этой турбины (рис. 2-6) состоит из обычной гидравлической системы и электрического добавления к ней, получившего название электрической части системы регулирования (*ЭЧСР*), или электроприставки (*ЭП*). Полученная при этом структура напоминает структуру электрогидравлического регулятора (*ЭГР*), однако имеется существенное различие между ними, поскольку в данном случае все основные функции сохранены пока за гидравлической частью, а на *ЭП* в режиме малых колебаний возложены лишь задачи по увеличению приемистости. Поэтому рассмотрение следует начать с гидравлической части системы, расположенной на рис. 2-6 в верхней его половине.

Вход этой части системы образован тремя конструктивными узлами: узлом электрогидравлического преобразователя (*ЭГП*), механизмом управления турбиной (*МУТ*) и узлом регулятора ско-

рости (*РС*). При этом под *регулятором скорости* понимается сочетание центробежного маятника (*ЦМ*), называемого иногда центробежным регулятором, с гидроусилителем типа «сопло — заслонка» — *ГУ1*.

Такой же усилитель — *ГУ2* — установлен и в узле *ЭГП*, на выходе электромеханического преобразователя (*ЭМП*), соединенного с узлом промежуточного золотника (*УПЗ*). Работая совместно с усилителем промежуточного золотника *ГУЗ*, который собран

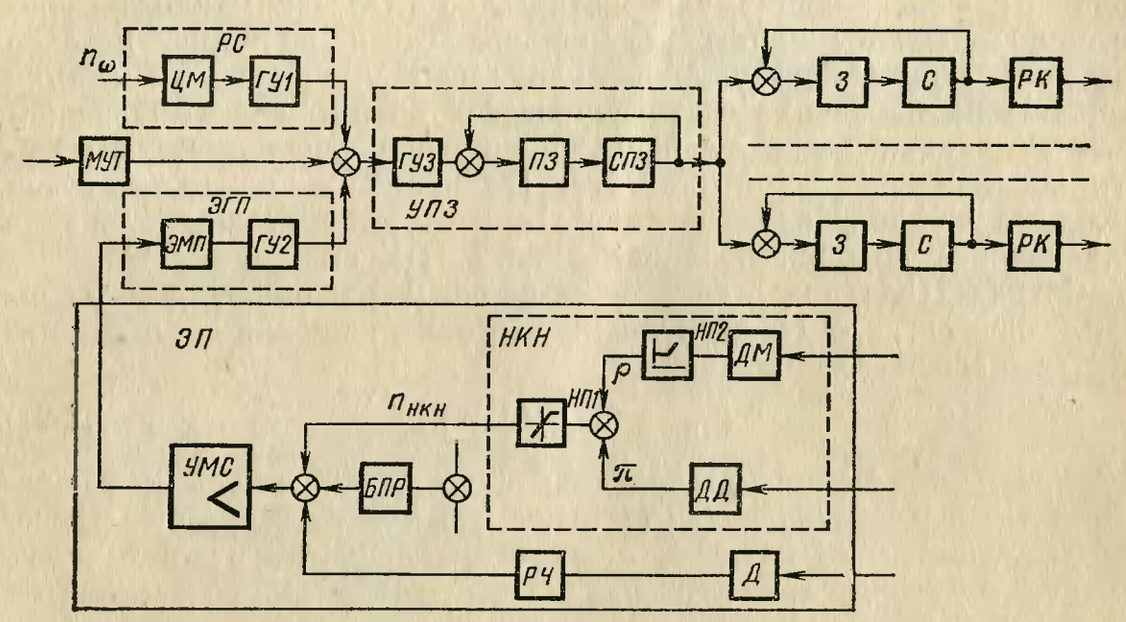


Рис. 2-6

по схеме гидравлической пружины, усилители *ГУ1* и *ГУ2* обеспечивают как усиление сигналов, так и исключение рычажных связей между узлами (эти связи осуществляются гидравлическими линиями с переменным расходом рабочей жидкости). Благодаря этому система оказывается в достаточной мере чувствительной и точной и в данном случае можно обойтись без электрического измерения скорости вращения, которое предполагается применять в регуляторах более поздней конструкции.

Согласно рис. 2-6 сигналы с выхода *ГУЗ* попадают на последний из предварительных каскадов усиления — промежуточный золотник *ПЗ* и сервомотор промежуточного золотника (*СПЗ*), после чего гидравлическими линиями с переменным напором рабочей жидкости они распределяются по золотникам (*З*) и сервомоторам (*С*) регулирующих клапанов (*РК*). Всего турбина имеет семь *РК* перед *ЧВД* и два *РК* перед *ЧСД*; однако клапаны перед *ЧСД*, как указывалось ранее, открываются полностью значительно раньше, чем клапаны перед *ЧВД* и в первичном регулировании практически не участвуют.

Рассмотрим электрическую часть системы регулирования — электроприставку (*ЭП*) (рис. 2-6). Основу ее составляет суммирующий магнитный усилитель (*УМС*), который осуществляет сум-

мирование сигналов, вырабатываемых в *ЭП*, и передачу их на вход *ЭМП*. Усилитель имеет так называемые дополнительные входы, которые употребляются для ввода в систему регулирования сигналов от внешних источников (на схеме не показаны). Остальные элементы *ЭП* могут быть разделены на две группы. Одна из них — это блок послеаварийной разгрузки (*БПР*), дифференциатор (*Д*) и реле частоты (*РЧ*). Решаемые ими задачи относятся к области противоаварийной автоматики и защиты турбины. Вторая группа — это канал *НКН*.

Как следует из выражения (2-21), в задачу канала *НКН* входит прежде всего выделение сигналов, пропорциональных ρ и π. Для этой цели в *ЭП* имеется датчик мощности агрегата (*ДМ*) и датчик давления (*ДД*). Кроме того, имеется необходимость в нелинейном преобразовании сигнала по мощности, обусловленная тем, что в режиме малых нагрузок при неполностью открытых клапанах *ЧСД* величина π не меняется с изменением механической мощности агрегата, а остается примерно постоянной (см. рис. 2-5, *б*). Такой же характер изменения должна иметь величина ρ, которая пропускается через нелинейный преобразователь *НП2* (рис. 2-6). Заключает канал *НКН* нелинейный преобразователь *НП1*, предназначенный для ограничения сигнала *НКН* в режиме больших колебаний.

В настоящее время накоплен опыт промышленного использования рассматриваемой аппаратуры, который позволяет применять ее на агрегатах больших мощностей.

Электроприставка описанного типа — это лишь один из примеров аппаратуры электроавтоматики, которая в последние годы внедряется в системы регулирования паровых турбин. Основной причиной внедрения является высокая технологичность этой аппаратуры, позволяющей решать все задачи по функциональному преобразованию сигналов и их предварительному усилению проще и дешевле, чем это делается при использовании чисто гидромеханических элементов. Немаловажную роль тут играют и соображения гибкости, возможности легкого внесения изменений в уже выполненные регуляторы и т. п. Поэтому многие турбостроительные заводы осуществляют такое внедрение во все более широких масштабах.

Так, например, ряд фирм в США, Западной Европе и Японии строят регуляторы турбин таким образом, что все основные функции по управлению агрегатом осуществляются на электрической стороне системы регулирования с передачей необходимого воздействия на клапаны через ЭГП. В некоторых случаях используют несколько ЭГП, каждый из которых воздействует на свой клапан, а на электрической стороне устанавливают сравнительно сложные средства обработки информации, вплоть до мини-ЦВМ.

Рассмотренная структура позволяет несколько расширить функции устройства: применить его для выполнения некоторых логических операций (например, при пуске и останове); с его помощью упростить связь регулятора с оператором и с вторичным

регулированием. Однако основной контур регулирования и все его характеристики претерпевают лишь незначительные изменения, почти не проявляющиеся в эксплуатации. Гидромеханические системы регулирования обычно считаются более надежными, чем электрические. Поэтому в ряде случаев отказываются от электрической части системы регулирования или сводят ее, как это сделал Харьковский турбинный завод им. Кирова, лишь к устройству для защиты агрегата от разгона.

Рассмотрим некоторые общие характеристики первичного регулирования.

1. Статические характеристики $n=f(P)$. Статические характеристики гидротурбин обычно бывают линейными. На паровых турбинах они могут иметь и другую форму. Так, характеристики турбин ЛМЗ (рис. 2-7, *а*) имеют повышенный статизм в зоне ма-

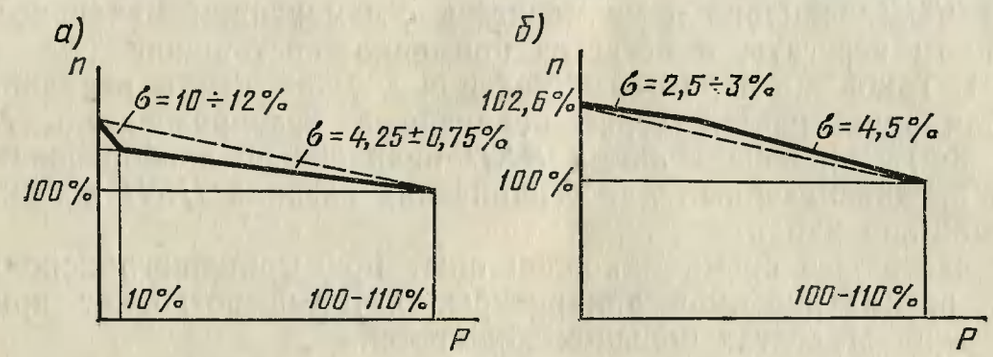


Рис. 2-7

лых нагрузок. Этого добиваются для того, чтобы улучшить условия устойчивости регулирования в этой трудной зоне. Турбины же Харьковского завода, наоборот, имеют пониженный (рис. 2-7, *б*) статизм в зоне малых нагрузок, что позволяет иметь больший коэффициент усиления и соответственно больший сигнал на закрытие в тот момент, когда турбина после сброса нагрузки входит в зону повышенных угловых скоростей вращения.

Изложенное относилось к характеристикам отдельных агрегатов. Для систем такие характеристики указать сложнее. В этом случае принцип ступенчатого изменения генерирующей мощности записывается как

$$K_c=\Delta P/\Delta f, \qquad (2\text{-}22)$$

где K_c — крутизна частотной характеристики системы; ΔP и Δf — изменение мощности и соответствующее ему изменение частоты, о. е.

При этом следует иметь в виду, что в состав генераторов системы входят агрегаты, загруженные до предела и не способные более реагировать на сигналы регулятора скорости.

При этом результирующая крутизна частотной характеристики системы (или обратное ей значение результирующего статизма) зависит главным образом от величины резерва. Поэтому она

может меняться в широких пределах и составляет величину от 6 до 17.

2. Зона нечувствительности регуляторов. Международной электротехнической комиссией (МЭК) установлен норматив для зоны нечувствительности регуляторов скорости турбин на уровне 0,06. Правила технической эксплуатации (ПТЭ) электростанций и энергосистем требуют, чтобы эта величина не превышала 0,3% (0,15 Гц). Однако действительные значения зон нечувствительности зависят от конструкции и состояния отдельных агрегатов, и в практике наблюдались случаи, когда послеаварийные проверки или системные испытания выявляли значительно большие их величины. При этом, однако, полезно иметь в виду, что мгновенное изменение частоты, связанное с взаимными колебаниями роторов генераторов, «выводит» большую часть регуляторов за зону нечувствительности. Поэтому при замерах по системе в целом можно получить значительно меньшие значения зоны.

3. Статистические характеристики. Такие характеристики определяют величину колебаний частоты в системе и могут трактоваться по-разному. Так, ПТЭ электростанций и энергосистем разрешают иметь максимальное отклонение текущего значения частоты в 0,2 Гц при среднем отклонении за 10 мин не более 0,1 Гц. Имеется и еще одна характеристика подобного типа — среднеквадратичное отклонение частоты. В современных системах оно составляет обычно не более 0,02—0,05 Гц.

Рассмотрим установившуюся классификацию колебаний частоты по времени. Так, различают секундные колебания, период которых измеряется секундами, а также так называемые минутные колебания, которые получают, центрируя запись секундных колебаний. Такое разделение оправдано, в частности, тем, что изменение открытия клапанов паровой турбины должно быть подкреплено соответствующим изменением в режиме работы котла, на что требуются уже не секунды, а минуты. Кроме того, это разделение дает возможность выделить более устойчивые тенденции в изменении нагрузки системы, которые подлежат локализации с помощью устройств вторичного регулирования.

Вторичное регулирование. Регулирование, воздействующее на изменение уставки первичных регуляторов турбин, называют *вторичным.* Это регулирование выполняют замедленным и для повышения точности строят, как правило, по пропорционально-интегральному закону (ПИ-закону). В современных условиях вторичное регулирование можно подразделить на три уровня: агрегатный, общестанционный и системный.

Агрегатный уровень — это поддержание заданного значения мощности отдельных агрегатов. На паровых турбинах, где изменение уставок первичного регулирования осуществляется почти исключительно через МИСВ, регуляторы агрегатного уровня чаще всего бывают импульсными. Их быстродействие определяется как временем реакции агрегатов, так и требованиями турбостроительных заводов, которые указывают, что с целью предотвращения

усталостных деформаций в материале турбин скорость изменения их нагрузки при нормальных условиях не должна превышать 1—2% от номинальной мощности агрегатов в минуту.

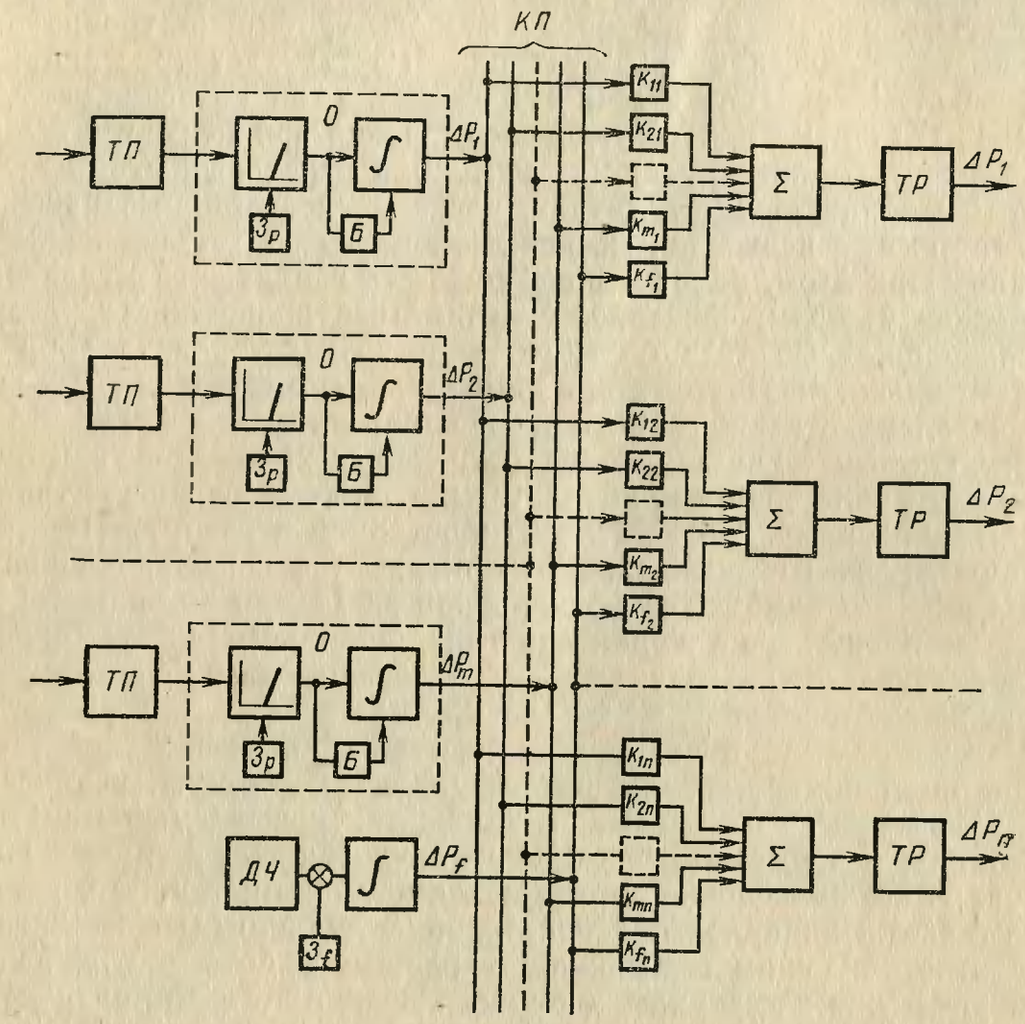


Рис. 2-8

Важной частью агрегатных регуляторов являются устройства для ограничения мощности, задаваемой агрегату, заранее введенными значениями верхнего и нижнего пределов.

Общестанционный уровень — это воздействие, осуществляемое либо на уставки агрегатных регуляторов мощности, либо непосредственно через первичные регуляторы, например через сельсины-задатчики гидротурбин.

Системный уровень — это воздействие, осуществляемое в интересах работы всей системы в целом. Если имеется система со свободными перетоками, то ее регулирование состоит в ограничении перетоков мощности по внутрисистемным и межсистемным линиям связи.

Существует много схем такого регулирования, из которых рассмотрим одну, применяемую на практике ЦДУ ЕЭС СССР. Эта схема (рис. 2-8) состоит из следующих основных частей: приемни-

ков телеизмерений (*ТП*), ограничителей мощности (*О*), коммутационного поля (*КП*) и телепередатчиков-регуляторов (*ТР*).

Телеприемники принимают в этой схеме информацию об уровнях загрузки контролируемых линий электропередачи $P_{л\,i}$. Если эта загрузка превышает предельное значение обменной мощности $P_{з\,i}$, заданное оператором посредством задатчика $З_р$, то образовавшаяся разность передается на блоки ограничителей, которые содержат электромеханические интеграторы по типу, описанному в гл. V.

В некоторых случаях ограничению подлежит не мощность одной линии, а сумма мощностей, протекающих по нескольким межсистемным связям, т. е. по так называемому опасному сечению. В этом случае выходной сигнал блока *О*

$$\Delta P_i \leqslant \int \sum_i (P_{л i} - P_{з i}). \qquad (2\text{-}23)$$

При этом надо решить две задачи — распределить полученный сигнал по станциям, участвующим в регулировании данного перетока, и снять сигнал при уменьшении перетока ниже установленного ограничения.

Решение первой задачи основано на использовании коэффициентов долевого участия, которые показывают, какую часть нагрузки от полного ΔP должна принять на себя та или иная станция. Эти коэффициенты вычисляются заранее и задаются на коммутационном поле задатчиками K_{ij}. Если первый индекс при коэффициенте обозначает ограничиваемый переток, а второй — регулирующую станцию, то суммарный сигнал, приходящий на j-ю станцию, может быть определен как

$$\Delta P_j = \sum_i K_{ij} \Delta P_i. \qquad (2\text{-}24)$$

Вторая задача решается следующим образом. Если в процессе регулирования $P_л$ станет меньше $P_в$, то вступит в действие специальная блокировка (*Б*), возвращающая интеграторы ограничителей к нулевому положению.

Эта же система может быть использована и для централизованного регулирования частоты, для чего к ней на равных правах с ограничителями подключают датчик (*ДЧ*), замеряющий отклонения частоты системы f от ее заданного значения $З_f$, т. е. величину Δf.

Если возникнут случаи, в которых сигнал *ДЧ* противодействует сигналу *О*, то срабатывает специальная блокировка, снимающая сигнал *ДЧ* до момента исчезновения такого противодействия (на схеме не показана).

Контроль за работой системы и изменение уставок ограничения оператор может вести непосредственно по телеваттметру данной линии. Кроме того, оператору предоставлено право с помощью задатчика изменять непосредственно мощность той или иной станции, осуществляя телеуправление ею.

При замене ограничителей на ПИ-регуляторы систему можно использовать в режиме регулирования перетока; сейчас аналоговые элементы в ней заменяют на цифровые машины.

Считается, что ограничение мощности должно подавлять ее двухминутные колебания, а регулирование — десятиминутные. При этом следует иметь в виду, что амплитуда колебаний перетока (так называемые «внеплановые» изменения) невелика и составляет обычно не более 3% от значений, заданных графиком, а следовательно, оптимизация здесь может и не производиться. Бóльшие же колебания, возникающие вследствие непредвиденных обстоятельств, например изменений погоды, внезапного выхода из строя того или иного оборудования и т. п., относятся к зоне третичного регулирования.

Третичное регулирование. При этом регулировании используют так называемые устройства задания графика нагрузки (УЗГН). К ним относятся устройства, выдающие общестанционным частям САУРЧМ заранее заложенную в них информацию о заданном графике нагрузки данного объекта. Очевидно, что каждое из этих устройств представляет собой блок нелинейности, разворачиваемой в функции одной переменной — времени. Ими могут быть устройства для считывания графика функции с листа бумаги — фотосчитывающие устройства; потенциометры с заранее коммутируемыми отпайками, уровень напряжения которых соответствует в заданном масштабе требуемым значениям нагрузки.

В последнее время вместо УЗГН указанного типа стали использовать так называемые автооператоры с полупостоянными запоминающими устройствами, где информация вводится посредством перфокарт, а развертывание графика функции осуществляется по импульсам, выдаваемым кварцевыми часами.

Далее третичное регулирование осуществляет оперативное корректирование режима, проводя его согласно командам диспетчера. При этом во многих системах советчиком диспетчера выступают как аналоговые машины типа «ЭКРАН», «АНРАН» и т. п., так и цифровые машины.

Рассмотрим одну из применяющихся в СССР систем оперативной коррекции режима, используемую в комплексе, состоящем из ЦВМ и устройств ввода — вывода информации.

Структура системы, а также стадии и режимы работы ее показаны на рис. 2-9. Основой для ведения режима является график нагрузки, выработанный службой режимов на основе прогноза потребления электроэнергии по системе и программы оперативного планирования режима работы объединенной энергосистемы. Для выработки этого графика используется как базисная информация, записанная в накопителе на магнитной ленте, так и вновь вводимая информация, задаваемая службой режимов. Расчет ведется по методу равенства относительных приростов с учетом потерь в сети; полученная при этом информация передается на алфавитно-цифровое печатающее устройство (АЦПУ), которое и превращает ее в графики нагрузки, используемые диспетчером.

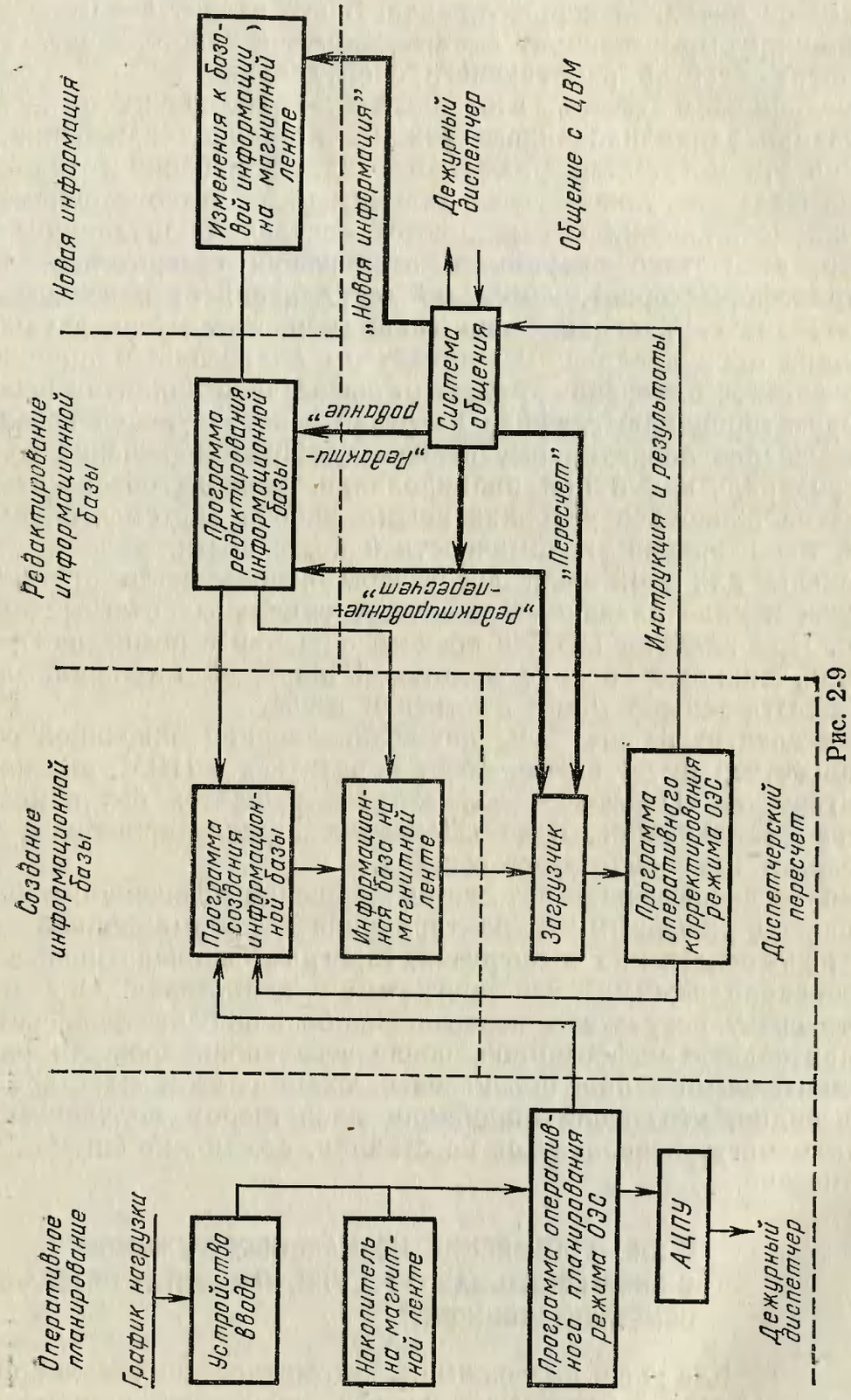


Рис. 2-9

Одновременно результаты плановых расчетов заносятся на магнитную ленту, создавая тем самым информационную базу системы оперативной корректировки. В нее входят все относящиеся к планируемому периоду данные, включая наиболее важный их компонент — состав работающего оборудования.

Предположим теперь, что какой-либо компонент в процессе реализации запланированного режима претерпел изменения. Изменения эти могут быть различного вида: изменения (отклонения от прогноза) нагрузки в узлах (например, по метеоусловиям), изменения (отклонения от заданного) состава оборудования (например, вследствие аварийного отключения генераторов, линий или трансформаторов), изменения (отклонения от ранее установленных) значений ограничения (например, вследствие ухудшения состояния оборудования или по другим аналогичным причинам). Каждое такое изменение требует от диспетчера принятия решения по корректированию графика нагрузки с последующей передачей этого решения оперативному персоналу. Причем решения по корректированию, как и при планировании, должны обеспечить при любых сложившихся условиях режим работы системы, оптимальный с точки зрения экономичности и надежности.

Раньше для этой цели диспетчеры использовали простейшие средства в виде различных таблиц, специальных счетных линеек и т. п. При наличии ЦВМ и средств общения с ними, даже простейших, например в виде пультовой пишущей машинки, задача может быть решена много быстрее и точнее.

Как следует из рис. 2-9, при возникновении описанной ситуации диспетчер имеет возможность обратиться к ЦВМ, выдавая ей директиву на «Пересчет», если задача решается без изменения состава оборудования, и на «Пересчет и редактирование», если происходит изменение этого состава.

Запрос диспетчера через систему общения человека с машиной попадает в программу редактирования информационной базы либо непосредственно в загрузчик программы оперативного корректирования режима. Эта программа — диалоговая. Она может выдать сразу результаты пересчета либо запросить у диспетчера дополнительную информацию, после чего вновь провести расчет. Дополнительный запрос обозначен на схеме словом «Инструкция».

Очевидно, что после апробации диспетчером полученные результаты могут передаваться на станции, что можно сделать и автоматически.

§ 2-6. УПРАВЛЕНИЕ НОРМАЛЬНЫМ РЕЖИМОМ В ЭНЕРГОСИСТЕМАХ С РЕГУЛИРУЕМЫМИ ПЕРЕТОКАМИ ОБМЕННОЙ МОЩНОСТИ

Как указывалось выше, автоматическое регулирование перетоков обменной мощности в энергосистемах применяется в основном для упорядочения экономических взаимоотношений между эксплуатирующими их организациями. При этом первичное регулирование и вторичное регулирование станционного уровня остаются такими же, как и в системах с нерегулируемыми (свободными) перетоками; отличия проявляются лишь во вторичном регулировании системного уровня, которое и будет кратко описано далее.

Структура системы и принципы ее действия. В простейшем энергообъединении, состоящем всего из двух частей, переток мощности по линии связи между частями может легко корректироваться любой из этих частей, и притом только одной.

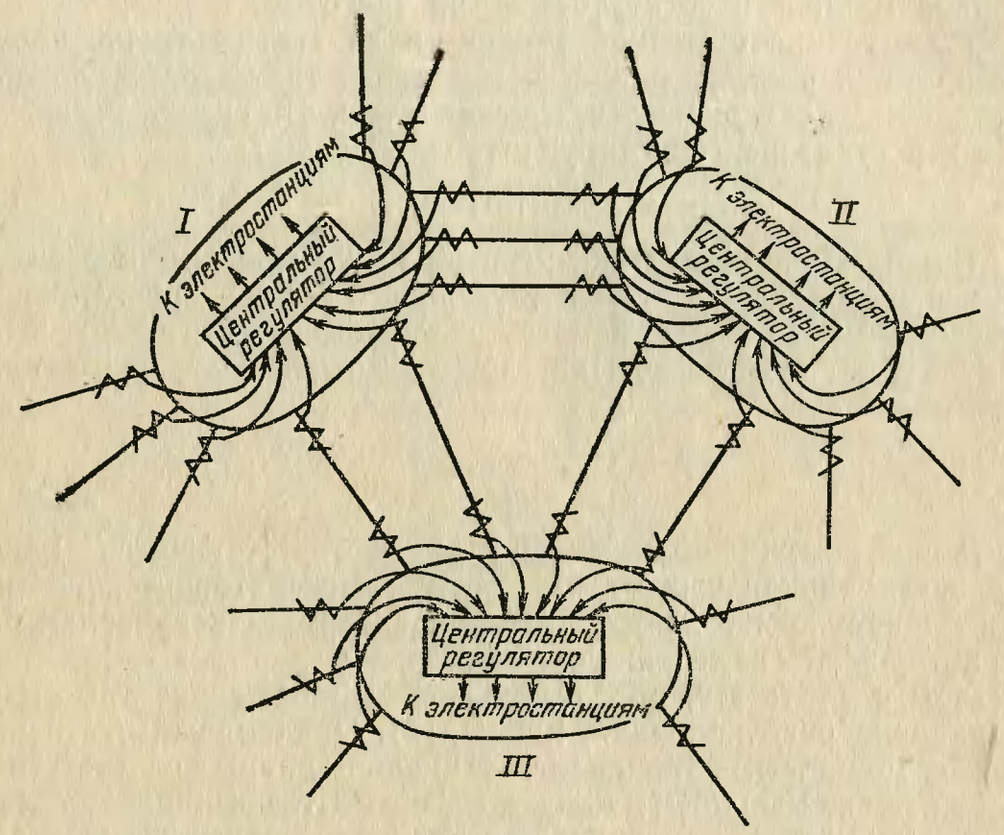


Рис. 2-10

Совершенно иное положение возникает в сложном объединении, при числе частей системы более двух. Если все эти части объединены между собой линиями связи, то попытка скорректировать мощность по одной из этих линий тем же способом, что и в простейшей энергосистеме, обречена на провал, так как любое изменение генерации в одной из частей немедленно вызовет изменение перетоков мощности по всем связям сразу.

Единственный выход из этого положения состоит в *том, чтобы вести регулирование во всех частях объединения одновременно,* следя при этом за алгебраической суммой (сальдо) мощностей, входящих и выходящих из каждой части. На этом и основан принцип районов регулирования, применяемый во всех системах с регулируемыми перетоками обменной мощности.

На рис. 2-10 показана часть объединения, состоящая из трех районов регулирования, связанных между собой и с другими рай-

онами этого же объединения линиями электропередачи. По принципу действия системы каждый такой район должен иметь свой центральный регулятор, который получает информацию о всех перетоках мощности за границы данного района, вычисляет сальдо этих перетоков, определяет отклонение сальдо от заданного и далее распределяет отклонение по всем регулирующим станциям или агрегатам района. При этом для обеспечения полной независимости районов друг от друга применяется принцип регулирования обменной мощности со статизмом по частоте.

Регулирование обменной мощности со статизмом по частоте. Этот принцип регулирования, называемый также *регулированием по сетевым характеристикам,* состоит в том, что сигнал рассогласования в регуляторе (регулирующее отклонение):

$$\varepsilon = \Delta P + K_f \Delta f, \qquad (2\text{-}25)$$

где ΔP — алгебраическая сумма потоков обменной мощности, входящих и выходящих из соответствующего района регулирования энергосистемы; K_f — коэффициент усиления по частоте; Δf — отклонение частоты в системе. При этом легко показать, что, выбирая K_f из выражения

$$K_f = \frac{P_{\text{ном}}}{f_{\text{ном}}} \cdot \frac{100\%}{\sigma}, \qquad (2\text{-}26)$$

где $P_{\text{ном}}$ — номинальная мощность соответствующего района; $f_{\text{ном}}$ — номинальная частота; σ — статизм регуляторов скорости, %, можно локализовать любое изменение нагрузки в пределах района, в котором это изменение произошло.

Чтобы сделать это, обратимся к объединению из трех (*I, II, III*) районов регулирования (рис. 2-10). Предположим, что номинальные мощности районов объединения равны соответственно $P_{\text{ном1}} = P_{\text{ном2}} = 1000$ МВт, $P_{\text{ном3}} = 10\,000$ МВт, номинальная частота $f_{\text{ном}} = 50$ Гц, а статизм регуляторов скорости $\sigma = 6{,}66\%$ ($K_{\text{у}} = 15$). Тогда в соответствии с выражением (2-26) коэффициенты усиления по частоте должны составлять:

$$K_{f1} = K_{f2} = 300 \text{ МВт/Гц}; \quad K_{f3} = 3000 \text{ МВт/Гц}.$$

Допустим, что в некотором нагрузочном режиме при частоте $f = f_{\text{ном}}$ имеется точный баланс между генерацией и нагрузкой в районах, причем

$$P_{\text{г1}} = P_{\text{н1}} = 1000 \text{ МВт}; \quad \Delta P_1 = 0;$$
$$P_{\text{г2}} = P_{\text{н2}} = 1000 \text{ МВт}; \quad \Delta P_2 = 0;$$
$$P_{\text{г3}} = P_{\text{н3}} = 10\,000 \text{ МВт}; \quad \Delta P_3 = 0.$$

Пусть теперь этот режим изменился таким образом, что нагрузка в районе *I* увеличилась на 180 МВт. Это приведет к уменьшению частоты в объединении на величину

$$\Delta f = 50 \frac{180}{1000 + 1000 + 10\,000} \cdot 0{,}0666 = 0{,}05 \text{ Гц}.$$

При этом вся дополнительная нагрузка войдет в сигнал вторичного регулирования района, в котором она возникла, и будет воспринята агрегатами этого района (разумеется, если они имеют резерв мощности). Поскольку же в закон вторичного регулирования всегда входит интегральная составляющая, то частота в системе в процессе регулирования возвратится к номинальной, и генерация в остальных районах будет зафиксирована на прежнем уровне.

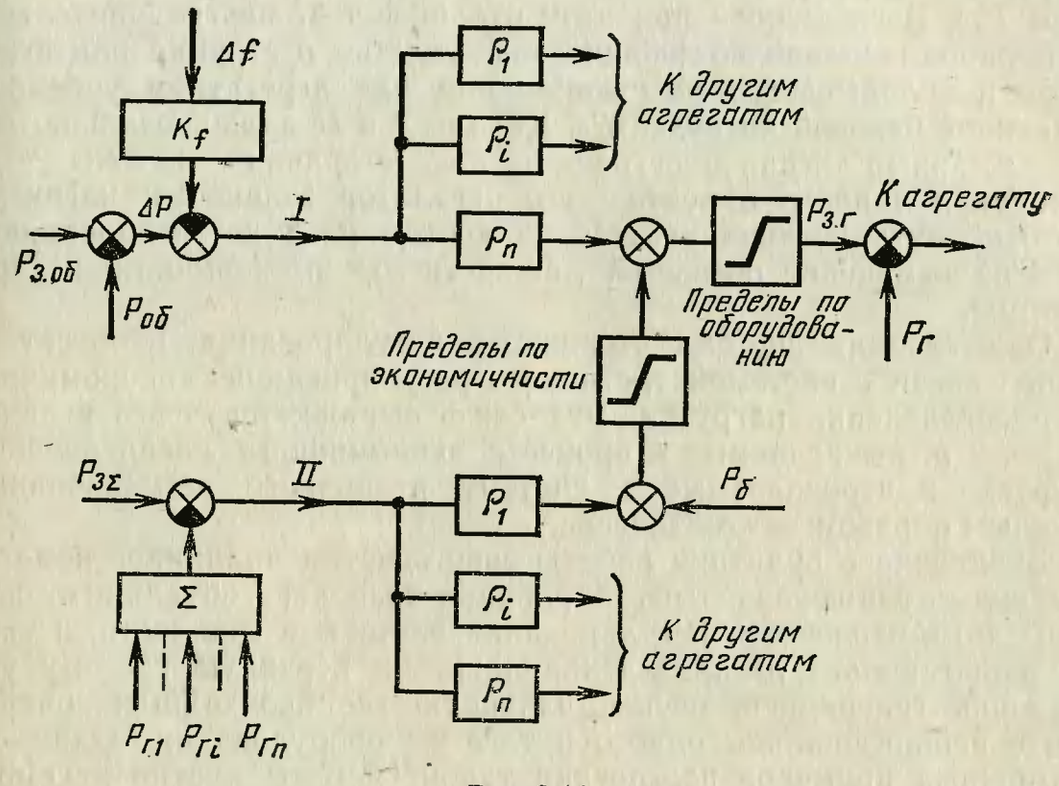


Рис. 2-11

Алгоритм выполнения рассмотренных операций зависит от принятой структуры регулятора и принципа его действия. В настоящее время в США наибольшее распространение получило так называемое *регулирование с базовой точкой и коэффициентами участия.* При этом базовой точкой $P_б$ считается точка на графике нагрузки агрегата или станции, вокруг которой и происходят колебания мощности при регулировании. Под коэффициентами участия ρ понимают, как и ранее, части общего отклонения регулируемой величины от заданной, приходящиеся на долю той или иной станции или агрегата.

Структурная схема системы регулирования такого типа изображена на рис. 2-11. Характерной особенностью ее является наличие двух каналов регулирования: *I* — по обменной мощности; *II* — по суммарной мощности района регулирования.

В канале *I* происходит суммирование текущих обменных мощ-

ностей района $P_{об}$ для образования их сальдо, определение отклонения сальдо от заданного $P_{з.об}$ и распределение отклонения по станциям или агрегатам. Помимо отклонения сальдо обменных мощностей ΔP в вырабатываемый каналом сигнал δ вводится также величина отклонения частоты Δf, умноженная на коэффициент регулирования K_f. Это и позволяет организовать регулирование обменных мощностей со статизмом по частоте.

В канале *II* происходит суммирование текущих значений нагрузок генераторов $P_г$ и сравнение полученной суммы с заданием $P_{з\Sigma}$. Вычисленное при этом отклонение ΔL перераспределяется пропорционально коэффициентам участия ρ станций или агрегатов и складывается на станционном или агрегатном уровне с величиной базовой нагрузки $P_б$. Каналы *I* и *II* далее соединяются, их суммарный сигнал поступает на вход вторичной системы регулирования данного объекта — его регулятор мощности; нагрузка этого объекта устанавливается на уровне $P_б$ с двумя поправками — на изменение обменной мощности ΔP и мощности внутри системы.

Описываемая система вторичного регулирования работает в тесной связи с системой третичного регулирования — экономичного распределения нагрузки. Эта связь выражается через величины $P_б$ и ρ, вычисляемые в процессе экономичного распределения нагрузки и передаваемые в систему вторичного регулирования главным образом автоматически.

Внедрение в практику работы энергосистем принципов и методов прямого цифрового регулирования позволяет объединить системы автоматического регулирования частоты и мощности, а также экономичного распределения нагрузки в единую систему управления генерацией, осуществляющую все необходимые операции с использованием одного и того же оборудования. Один из возможных примеров построения такой системы кратко рассмотрен ниже.

Цифровая система управления генерацией (порядок расчета). Типичным примером методов и алгоритмов, применяемых для управления генерацией в системах с регулируемыми перетоками, являются методы и алгоритмы, при которых операции по управлению генерацией содержат регулирование частоты и активной мощности (АРЧМ) и экономичное распределение нагрузки (ЭРН).

Генераторы, над которыми проводятся эти операции, также делятся на две группы: с автоматическим управлением из диспетчерского центра; с ручным управлением по командам диспетчера.

Для первой группы генераторов операции АРЧМ проводятся раз в 2 с, а операции ЭРН — раз в 3 мин (в других системах подобного рода эти интервалы доходят до 10—15 с и 5—10 мин соответственно). Для второй группы ЭРН проводится раз в 20 мин, а АРЧМ не проводится вовсе.

Для ЭРН применяется обычный алгоритм, основанный на принципе равенства относительных приростов, в частности, использующий характеристики относительных приростов агрегатов. Потери же в линиях энергосистемы:

$$P_L = P_т (\mathbf{B}P),$$

где $P_т$ — вектор-строка нагрузок генераторов; $\mathbf{B}$ — матрица коэффициентов; P — вектор-столбец нагрузок генераторов.

Коэффициенты $\mathbf{B}$ формулы потерь зависят от характеристик электрической сети и ее конфигурации; они определяются специальным преобразованием. В отечественной практике им обычно соответствуют коэффициенты распределения k_l, приводящие к матрице чувствительности α. Полученные при этом зависимости потерь являются приближенными; однако они выражены в функции нагрузок генераторов и линеаризованы, что позволяет использовать простейшие методы оптимизации (например, градиентный).

В принципе возможен расчет матриц $\mathbf{B}$ или α для каждого из текущих режимов в отдельности. Однако он достаточно трудоемок, поэтому в описываемой системе рекомендуется подготовить заранее два или более набора таких матриц для различных условий работы энергосистемы.

Система АРЧМ предусматривает возможность использования одного из трех законов регулирования:

астатического регулирования частоты;

астатического регулирования обменной мощности;

регулирования обменной мощности со статизмом по частоте.

Считается, что эта система должна улавливать не столько сами отклонения регулируемой величины от заданной, сколько тенденции такого отклонения. Поскольку же регулируемая величина может колебаться с периодом, меньшим периода регулирования, то во избежание излишнего воздействия на системы регулирования турбин сигнал δ' операции АРЧМ подвергается сглаживанию по формуле

$$\delta_{i+1} = M\delta_i + N\delta', \qquad (2\text{-}27)$$

где δ_{i+1} и δ_i — сглаженные значения текущего и предыдущего сигналов АРЧМ; N — коэффициент пропорциональности, устанавливаемый диспетчером и равный обычно 0,3; $M = 1 - N$; δ' — несглаженное значение текущего сигнала АРЧМ.

В зависимости от величины δ могут иметь место следующие режимы АРЧМ, отличающиеся один от другого назначением и способом выработки управляющего сигнала на агрегаты:

$|\delta| < x$ (где обычно $x = 5$ МВт) — режим мертвой зоны. Назначение — экономичное перераспределение нагрузки внутри района регулирования;

$|\delta| > y$ — режим аварийной взаимопомощи. Назначение — быстрейшая ликвидация δ без учета экономичности.

Для выработки сигналов управления агрегатом $U_с$ при различных режимах АРЧМ проводятся следующие операции.

Режим мертвой зоны. 1. Определяется разность между сум-

марной нагрузкой энергосистемы (района регулирования) в момент очередного АРЧМ и нагрузкой ее в момент последнего ЭРН:

$$\Delta L = L_{\text{АРЧМ}} - L_{\text{ЭРН}}. \qquad (2\text{-}28)$$

2. Вычисляется вектор желаемых нагрузок агрегатов:

$$\bar{P}_{\text{жАРЧМ}} = \bar{\rho}\Delta L + \bar{P}_{\text{ЭРН}}, \qquad (2\text{-}29)$$

где $\bar{\rho}$ — вектор коэффициентов участия агрегатов в покрытии ΔL, определяемый при последнем ЭРН; $\bar{P}_{\text{ЭРН}}$ — вектор уставок по мощности агрегатов при последнем ЭРН.

3. Сравнивается $\bar{P}_{\text{жАРЧМ}}$ с векторами минимальных либо максимальных нагрузок агрегатов; при нарушении того или иного предела соответствующий коэффициент участия устанавливается равным нулю, а остальные коэффициенты пересчитываются так, чтобы их сумма вновь составляла единицу.

4. Рассчитываются требуемые изменения нагрузки агрегатов:

$$\Delta\bar{P} = \bar{P}_{\text{жАРЧМ}} - P_{\text{т}}, \qquad (2\text{-}30)$$

где $P_{\text{т}}$ — текущие уставки по нагрузке агрегатов.

5. Вычисляются управляющие сигналы на агрегаты

$$U_{\text{с}} = W\Delta\bar{P}, \qquad (2\text{-}31)$$

где W — коэффициент усиления при экономичном перераспределении нагрузки агрегатов.

Нормальный регулировочный режим. 1. Вычисляются сигналы управления агрегатами

$$U_{\text{с}} = G\delta\bar{\rho} + W\Delta\bar{P}, \qquad (2\text{-}32)$$

где G — коэффициент усиления, устанавливаемый диспетчером и принимаемый обычно равным 0,9; $W\Delta\bar{P}$ — величина, определяемая указанным ранее способом.

2. Будущие нагрузки агрегатов сравниваются с предельными и в случае необходимости корректируются.

Режим аварийной взаимопомощи. Определяются сигналы управления для агрегатов

$$U_{\text{с}} = G_{\text{а}}(\bar{P}_m - \bar{P}_{\text{т}}), \qquad (2\text{-}33)$$

где $G_{\text{а}}$ — коэффициент усиления в режиме аварийной взаимопомощи, принимаемый обычно равным единице; $\bar{P}_m$ — верхний или нижний предел нагрузки агрегатов (в зависимости от знака δ).

Анализ образованного алгоритма цифрового АРЧМ показывает, что в нормальном режиме он полностью соответствует описанному принципу регулирования с базовой точкой и коэффициентами участия. Режим мертвой зоны допускает некоторое отклонение регулируемых величин от заданных («плавание» их), что предотвращает слишком частые воздействия на регулирующие органы агрегатов. В режиме аварийной взаимопомощи на агрегаты посылается предельно допустимый управляющий сигнал и производится полная мобилизация всех регулировочных возможностей данного района.

Заметим, что подобная реализация регулировочных возможностей может быть выполнена и непосредственно в нормальном режиме путем резкого увеличения коэффициента усиления G при $\delta > y$. Такой режим часто встречается при работе энергосистем с регулируемыми перетоками обменной мощности; его называют *режимом скоростного регулирования.*

Сигналы управления $U_{\text{с}}$, выработанные устройствами регулирования, в частности управляющими ЦВМ, могут быть выражены непосредственно в мегаваттах. Они должны приводить к соответствующему изменению положения МИСВ того или иного агрегата. Добиться этого можно различными способами, самый распространенный из которых — выдача импульсов на снижение или увеличение нагрузки, длительность которых пропорциональна $U_{\text{с}}$. Указанные импульсы передаются по высокочастотным каналам или каналам передачи данных и попадают на реле, управляющие бесконтактными ключами в цепях МИСВ агрегатов. В обратном направлении на управляющую ЦВМ посылаются текущие значения нагрузки агрегатов, а также значения верхнего и нижнего пределов этих нагрузок.

Как указывалось, в настоящее время существуют установки, где от одной ЦВМ ведется управление десятками агрегатов, расположенных на удаленных одна от другой электростанциях. Для проверки правильности функционирования таких систем применяются различные способы, в числе которых — периодическое сопоставление общего объема команд на изменение нагрузки того или иного агрегата за определенное время с действительным изменением мощности агрегата за то же время, а также проверка скорости реакции энергосистемы на сигналы АРЧМ и т. п.

§ 2-7. УПРАВЛЕНИЕ РЕГУЛИРОВАНИЕМ НАПРЯЖЕНИЯ В ЭЛЕКТРИЧЕСКИХ СЕТЯХ ОБЪЕДИНЕННЫХ ЭНЕРГОСИСТЕМ

Передача и распределение электрической энергии на современном этапе интеграции ЭЭС осуществляются электрическими сетями сложной конфигурации с использованием широкого диапазона уровней напряжения (0,4—750 кВ, а в дальнейшем до 1200 кВ) переменного тока и напряжения ±750 кВ постоянного тока.

Относительная протяженность электрических сетей непрерывно растет. Сети Минэнерго СССР для различных номинальных напряжений могут быть охарактеризованы следующими соотношениями:

Номинальное напряжение, кВ	6—35	110	220	330	500—750
Относительная протяженность электрических сетей, %	85	12	3,5	0,9	1,0

Завершение формирования объединенных энергосистем (ОЭС) и развитие Единой энергетической системы (ЕЭС) предопределяют необходимость изменения структуры и протяженности электрических сетей. Если в настоящее время линии электропередачи (ЛЭП) напряжением 330—750 кВ образуют основную системообразующую сеть и используются в качестве межсистемных линий связи, то в ближайшей перспективе для передачи больших потоков обменной мощности и энергии предполагается использовать ЛЭП напряжением 1200 кВ переменного и 1500 кВ постоянного тока.

Оперативное управление электрическими сетями осуществляется в соответствии с упоминавшейся структурой оперативно-диспетчерского управления, которая предусматривает, что:

объединенные диспетчерские управления — ОДУ ОЭС — осуществляют оперативное управление и контролируют режим основной системообразующей сети внутри ОЭС, а также обеспечивают поддержание заданных перетоков мощности и энергии по межсистемным линиям связи;

диспетчерские пункты районных энергосистем — ДП РЭУ — осуществляют оперативное управление и контроль за распределением электрической энергии между потребителями внутри РЭУ, а также обеспечивают выполнение заданных поставок мощности и энергии в соседние энергосистемы;

диспетчерские пункты предприятий и районов электрических сетей обеспечивают оперативное управление и контроль за распределением электрической энергии при поддержании требуемого качества напряжения и потребителей.

В управлении и ведении трех верхних уровней диспетчерской иерархии находятся электрические сети напряжением от 110 кВ* и выше. Режимы этих сетей планируются и реализуются по условиям минимума суммарного расхода топлива. Режим напряжения сетей выбирается и поддерживается из условия минимума суммарных потерь мощности и энергии. Требуемое качество напряжения обеспечивается при этом путем поддержания напряжения в заранее избранных контрольных точках внутри диапазонов.

В оперативном управлении и ведении диспетчерских пунктов предприятий и районов электрических сетей, как правило, находятся электрические сети напряжением менее 110 кВ. Режим напряжения этих сетей выбирается и поддерживается из условия обеспечения требуемого качества напряжения у потребителей при минимуме суммарных потерь в сети.

Распределение потерь энергии между сетями различных напряжений иллюстрируется следующими данными:

Номинальное напряжение, кВ	6—35	110	230	330	500—750
Суммарные потери энергии, %	35	38	17	6	4

* В ряде энергосистем в управлении или ведении диспетчера РЭУ находятся также электрические сети напряжением 35 кВ.

Из приведенных данных видно, что наибольший эффект от уменьшения потерь может быть достигнут за счет оптимизации режима напряжений в сетях 110 и 6—35 кВ.

Управление режимом напряжений выполняется с помощью устройств, обеспечивающих управляемую генерацию, потребление и перераспределение реактивной мощности. Режим управляемой генерации и потребления реактивной мощности обеспечивается генераторами и синхронными компенсаторами (СК). Управляемая генерация реактивной мощности осуществляется с помощью батарей конденсаторов. Режим потребления реактивной мощности,

Таблица 2-1

Объединенные энергосистемы	Отношение мощности компенсирующих устройств к установленной мощности системы, %		
	синхронные компенсаторы	статические конденсаторы	всего
Центр	3,6	11,0	19,6
Средняя Волга	1,0	8,7	9,7
Урал	6,3	8,3	14,6
Северо-Запад	4,8	8,8	13,6
Юг	6,6	12,8	19,4
Северный Кавказ	7,2	19,2	26,4
Закавказье	4,0	6,0	10,0
Казахстан	3,7	5,25	8,97
Сибирь	7,3	7,3	14,6
Средняя Азия	2,2	8,3	10,5
Итого . .	5,95	9,85	15,8

кроме генераторов и СК, может обеспечиваться реакторами. Управляемое перераспределение реактивной мощности выполняется трансформаторами с регулированием под нагрузкой (РПН), вольтодобавочными трансформаторами, линейными регуляторами и бустерами.

В большинстве случаев уставки регуляторов возбуждения генераторов выбирают по условиям статической и динамической устойчивости. Кроме того, учитывают, что располагаемая реактивная мощность генераторов зависит от их активной нагрузки, уменьшаясь по мере увеличения нагрузки генераторов.

Выбор места установки и режима работы реакторов, как правило, осуществляют исходя из условий ограничения токов короткого замыкания и повышения динамической устойчивости энергосистем. Поэтому оптимизацию режима напряжений можно осуществлять в основном с помощью регулируемых трансформаторов и компенсирующих устройств (СК и батарей конденсаторов).

Относительная мощность компенсирующих устройств (КУ) в энергосистемах страны иллюстрируется табл. 2-1.

Недостаточная мощность КУ приводит к дефициту реактивной мощности, что обусловливает недопустимо низкие уровни напряжения и большие потери в сетях напряжением 110 кВ и 6—35 кВ. В условиях недостатка реактивной мощности исключается возможность эффективного использования регулировочных диапазонов трансформаторов с РПН, устанавливаемых в этих сетях.

В настоящее время установленная мощность энергоблоков 150 МВт и выше составляет большую часть установленной мощности. Значительная часть из них присоединяется к сетям напряжением 220 кВ и выше. В ближайшие годы установленная

Таблица 2-2

Причины неиспользования РПН	Доля неиспользования РПН от общего их числа, %
Запрещение заводов-изготовителей	40
Невозможность использования полного диапазона регулирования из-за наличия нагрузки на стороне низшего напряжения	20
Значительная электрическая удаленность подстанций от источников мощности	20
Прочие причины	20

мощность крупных энергоблоков, работающих на сети высоких номинальных напряжений, будет увеличиваться. В то же время удельная обеспеченность энергосистем КУ останется на прежнем уровне: 0,16 квар на 1 кВт установленной мощности электростанций. Это приведет к тому, что необходимая реактивная мощность из сетей с высокими номинальными напряжениями будет передаваться в дефицитные районы, увеличивая потери мощности и энергии и снижая качество напряжения у потребителей. Поскольку по имеющимся данным конденсаторы и синхронные компенсаторы могут поставляться в достаточном количестве, необходима разработка мероприятий, стимулирующих широкое внедрение и эффективное использование КУ в энергосистемах страны.

Все автотрансформаторы связи напряжением 500 кВ и значительная часть трансформаторов напряжением 330 и 220 кВ не имеют РПН. Переключение РПН с периодичностью от нескольких раз в сутки до нескольких раз в месяц осуществляется только на 40% указанных трансформаторов.

Неэффективность использования РПН этой группы трансформаторов иллюстрирует табл. 2-2.

Размещение и использование РПН трансформаторов, установленных в сетях напряжением 6—35 кВ и 110 кВ, отличается большой неравномерностью. Так, например, большинство подстанций напряжением 6—35 кВ Латвглавэнерго оснащены трансформаторами с РПН, ответвления которых переключаются специальными автоматическими регуляторами. В то же время в большей ча-

сти энергосистем оснащенность электрических сетей напряжением 6—35 и 110 кВ средствами регулирования напряжения явно недостаточна, а имеющиеся трансформаторы с РПН используются очень редко.

С точки зрения применяемых критериев оптимизации напряжения электрические сети могут быть подразделены на питающие и распределительные. К питающим относят электрические сети, осуществляющие транспорт электрической энергии; непосредственное присоединение электроприемников к ним не производится. К распределительным относят электрические сети, к которым подключены или могут быть подключены электроприемники.

Оптимизацию напряжения в питающих электрических сетях производят по критерию минимума суммарных потерь. В распределительных электрических сетях оптимальным считается режим, обеспечивающий требуемое качество напряжения на зажимах всех электроприемников при минимуме потерь в сетях.

Подобное разделение и использование разных критериев оптимизации имеют смысл только в том случае, когда в различных режимах имеется положительный баланс реактивной мощности во всех узлах и питающие сети связаны с распределительными через трансформаторы с РПН, обладающие необходимым диапазоном регулирования. Однако в большинстве случаев отдельные узлы нагрузки и целые районы электрических сетей дефицитны по реактивной мощности, а трансформаторы, связывающие питающие и распределительные сети, не оснащены РПН или имеют недостаточный регулировочный диапазон. Поэтому, как правило, раздельная оптимизация напряжения в питающих и распределительных электрических сетях невозможна.

Оптимизация напряжения в питающих сетях возможна с учетом требований, предъявляемых к качеству напряжения в распределительных сетях, что достигается заданием ограничений в виде неравенств для разных уровней напряжения в узлах соединения питающих и распределительных сетей и для параметров используемых регулирующих устройств.

В настоящее время оптимизация напряжения в электрических сетях осуществляется путем первоначального планирования и последующего поддержания требуемых уровней напряжения в заранее выбранных контрольных точках. При этом в качестве контрольных точек выбираются узлы электрической сети, напряжение в которых в наиболее полной мере характеризует качество напряжения в целом районе (части) питающих и распределительных сетей.

Наиболее целесообразные уровни напряжения в контрольных узлах выбираются путем решения комплексной задачи оптимизации электрических режимов. При этом существуют два подхода к решению поставленной задачи.

Один подход основан на принципе раздельной оптимизации режима по активной мощности и напряжению — реактивной мощности. На первом этапе такого подхода решается задача опти-

мального распределения активных нагрузок между станциями системы по критерию минимального расхода условного топлива. При этом требования к качеству напряжения учитываются путем задания допустимых диапазонов изменения напряжения в контрольных точках сети. На втором этапе решается задача оптимизации режима по напряжению и реактивной мощности при заданном распределении активных мощностей. Отклонения напряжения в контролируемых узлах, превышающие заданные (допустимые), учитываются в целевой функции оптимизации путем задания так называемых штрафных функций по напряжению.

Использование первого подхода позволяет получить достаточно хорошие результаты сравнительно простыми методами, реализуемыми при минимальных затратах времени ЦВМ.

Дальнейшим развитием такого подхода явился метод регулирования напряжения и реактивной мощности при управлении режимом с помощью автоматизированной системы диспетчерского управления (АСДУ). Принятая при этом формулировка задач в отклонениях зависимых и независимых переменных от заранее выбранных оптимальных значений позволяет в качестве независимых переменных рассматривать параметры регулирующих устройств, а в качестве зависимых переменных — параметры электрического режима сети. При непосредственном управлении отыскивается минимум суммы квадратов отклонений напряжения в контролируемых узлах сети от заданных оптимальных значений. Задача оптимального управления формулируется как задача отыскания минимума суммарных потерь в сети при допустимых отклонениях параметров регулирующих устройств и напряжений в контролируемых узлах. При этом между отклонениями параметров регулирующих устройств и соответствующими отклонениями напряжений предполагается линейная зависимость, определяемая относящимися к ним элементами матриц чувствительности.

В изложенной постановке решение задачи сводится к двум операциям:

определению матриц чувствительности при заданных параметрах схемы и режима сети;

нахождению требуемых отклонений параметров (уставок) регулирующих устройств, минимизирующих сумму квадратов отклонений напряжения при непосредственном управлении или минимизирующих суммарные потери в сети при оптимальном управлении.

Проведенные согласно первой операции расчеты показали, что если трансформаторов с поперечным регулированием в системе нет, то при нахождении целевой функции можно не учитывать члены, зависящие от потоков активных мощностей, проходящих по линиям. В этом случае допустимы также некоторые упрощения расчетных формул, определяющих элементы матрицы чувствительности по реактивной мощности. Если графики нагрузок всех узловых точек рассматриваемой сети геометрически подобны, элементы

матрицы чувствительности по напряжению мало зависят от режима и могут быть приняты постоянными в пределах 5—7% изменения нагрузки от исходной. Это позволяет предварительно вычислить матрицы чувствительности по планируемому режиму и, следовательно, резко снизить требования к быстродействию ЭВМ, используемых в оперативном контуре управления АСДУ.

При алгоритмизации второй операции (определения требуемых коррекций уставок регулирующих устройств) применялся метод сопряженных градиентов. Результаты практических расчетов подтверждают возможность использования современных ЦВМ средней производительности для оперативного управления режимом напряжений достаточно сложных электрических сетей.

Другой подход к оптимизации режимов напряжений предусматривает одновременную комплексную оптимизацию режима по активной и реактивной мощности и уровням напряжения в контролируемых узлах.

В распределительных электрических сетях с достаточно высокой повторяемостью режимов (не считая аварийных) при автоматическом управлении режимом напряжений широко распространен метод, основанный на использовании регрессионных связей между параметрами, характеризующими рассматриваемый режим. Наличие таких связей позволяет автоматизировать процесс регулирования напряжения без использования ЦВМ, а также развитой системы сбора и передачи необходимой телеинформации. Однако, чтобы получить числовые значения коэффициентов регрессионных зависимостей, необходимо периодически организовывать специальные замеры и проводить обработку полученных результатов. Кроме того, всякое изменение конфигурации схемы сети приводит в общем случае к изменению численных значений регрессионных зависимостей. Указанные недостатки ограничивают применение данного метода районами распределительных электрических сетей, осуществляющих электроснабжение постоянного состава потребителей с неизменной конфигурацией схемы сети.

Создание и развитие АСДУ позволяет широко применять централизованное управление уставками и законами регулирования всех локальных регулирующих устройств для обеспечения наивыгоднейших технико-экономических показателей работы рассматриваемой ЭЭС в целом. Поэтому наиболее целесообразно решение задачи регулирования напряжения, когда все регулирующие устройства снабжены локальными регуляторами, настраиваемыми на наиболее вероятный режим работы присоединенной распределительной электрической сети. При этом уставки и законы регулирования всех локальных регуляторов централизованно корректируются на основе специальных расчетов, проводимых ЦВМ АСДУ верхнего уровня управления.

АСДУ должна работать на базе современной вычислительной техники, средств сбора, передачи, регистрации и отображения данных и обеспечивать решение широкого круга задач оперативного управления режимами энергосистем. Качественное изменение в

структуре и возможностях технических средств, используемых для управления режимом, предопределяет необходимость качественно нового подхода к решению регулирования напряжения в электрических сетях. При этом наряду с существующими проблемами оснащенности электрических сетей необходимыми регулирующими и компенсирующими устройствами возникает актуальная задача наиболее целесообразного их использования в условиях автоматизированного, а на последующих этапах и автоматического управления.

§ 2-8. ОЦЕНКА ЭКОНОМИЧЕСКОЙ ЭФФЕКТИВНОСТИ АВТОМАТИЗИРОВАННЫХ СИСТЕМ УПРАВЛЕНИЯ

Критерием экономической эффективности внедрения автоматизированных систем управления (АСУ) и автоматизированных систем диспетчерского управления (АСДУ) следует считать степень повышения общественной производительности труда — снижения затрат живого и овеществленного труда на передачу и распределение электроэнергии.

Внедрение АСУ и АСДУ позволяет не только получить заметный эффект от решения оптимизационных задач, но и повысить качество управления. Этому способствуют большая обоснованность и оперативность принимаемых решений; их своевременность и глубина анализа. Существенны также централизация выполнения различных расчетов, формирование необходимых документов и совершенствование на этой основе структуры и функций аппарата управления.

Эффект от внедрения АСУ, например в предприятии электрических сетей (ПЭС), определяется снижением потерь электроэнергии, оборотных средств и первоначальных капиталовложений; уменьшением затрат в результате рационального планирования текущих и капитальных ремонтов, а также эксплуатационных работ; повышением качества и надежности электроснабжения потребителей.

Экономическая эффективность АСУ в основном определяется как разность между эффектом от использования системы АСУ и затратами на ее создание. Однако при этом следует сделать некоторые уточнения.

После внедрения АСУ приведенные затраты $З$ (с учетом народнохозяйственной неравноценности экономии в разные годы)

$$З = З_1 + З_{АСУ} - (\pi_t - \Delta\pi_t)(1+p_{в.п})^{-t},$$

где $З_1$ — приведенные затраты до внедрения АСУ; $З_{АСУ}$ — приведенные (к году начала разработки) затраты на создание АСУ; π_t — экономия приведенных затрат, получаемая в t-й год в результате функционирования АСУ; $\Delta\pi_t$ — потери экономии, связанные с ненадежностью комплекса технических средств АСУ; $p_{в.п}$ — нормативный коэффициент приведения разновременных затрат.

Так как затраты на создание АСУ производятся несколько лет, их необходимо сопоставить с затратами, приходящимися на год

начала разработки системы. Это позволяет определить требуемую сумму средств для выполнения намеченного объема работ по созданию и внедрению АСУ, что было бы невозможно при приведении затрат к году выхода системы на режим нормальной эксплуатации.

Затраты на создание АСУ определяются с учетом того, что капитальные вложения производятся в начале года, а издержки подсчитываются в конце года:

$$З_{АСУ} = p_н \sum_{t=1}^{T} \left[K_{tАСУ} + Г_{эtАСУ}(1+p_{и.п})^{-1}\right](1+p_{н.п})^{-t} + Г_{эАСУ}(1+p_{н.п})^{-T-1},$$

где $p_н$ — нормативный коэффициент эффективности капитальных вложений; T — срок создания АСУ; $K_{tАС}$ — капиталовложения по АСУ в t-й год; $Г_{эАСУ}$, $Г_{этАСУ}$ — годовые эксплуатационные расходы по АСУ, приходящиеся на год начала нормальной эксплуатации и t-й год соответственно.

В объем капитальных вложений, необходимых для создания АСУ на ПЭС, входит стоимость технических средств (регистрации, сбора информации в службах, на участках и в районах электрических сетей; системы связи и передачи информации), разработки, проектирования АСУ и строительства дополнительных помещений для установки оборудования АСУ.

Годовые эксплуатационные расходы по АСУ на ПЭС состоят из суммы амортизационных отчислений на реновацию и капитальный ремонт, затрат на текущий ремонт, платы за пользование средствами обработки информации в информационно-вычислительном центре энергосистемы, а также расходов по содержанию помещений и прочих расходов. В состав последних входят стоимость потреблений периферийными устройствами электроэнергии; стоимость основных и вспомогательных материалов, необходимых для эксплуатации и функционирования устройств (перфокарт, перфолент, красящей ленты, бумаги и т. д.); затраты на служебные командировки, охрану труда, изобретательство и техническое усовершенствование, подготовку и повышение квалификации кадров; канцелярские, почтовые, телеграфные расходы и т. д.

Поскольку сокращение численности электросетевого персонала (вследствие создания АСУ) компенсируется дополнительным штатом самой АСУ, в годовые эксплуатационные расходы по АСУ не включены затраты по обслуживанию системы. Сокращение численности персонала ПЭС также не дает экономии приведенных затрат предприятия.

Потери экономии, обусловленные ненадежностью комплекса технических средств

$$\Delta\pi_t = bT_{tср},$$

где b — удельная величина экономии от внедрения АСУ, руб/ч; $T_{tср}$ — среднее время простоев комплекса технических средств в t-м году, ч, равно сумме простоев отдельных устройств, влияющих на задержку обработки информации в вычислительном центре.

Снижение эффективности АСУ из-за ненадежности системы ухудшает результаты и вызывает необходимость параллельного использования традиционных методов управления.

Затраты на АСУ будут экономически целесообразны, если $З_1 \geqslant З$, а это произойдет тогда, когда

$$(\pi_t - \Delta\pi_t)(1+p_н)^{-t} \geqslant З_{АСУ}.$$

Экономическую эффективность можно оценить так же, как

$$\varepsilon = (\pi - \Delta\pi)/З_{АСУ}.$$

Величина, обратная ε, представляет собой срок окупаемости затрат на создание АСУ.

§ 2-9. УПРАВЛЕНИЕ ЭНЕРГЕТИЧЕСКИМИ СИСТЕМАМИ В СССР И ЕГО РАЗВИТИЕ

Основное направление развития энергетики СССР. Таким направлением является создание Единой энергетической системы СССР, обеспечивающей электроснабжение всех районов страны и имеющей электрические связи с зарубежными энергообъединениями.

В настоящее время на территории СССР действуют 93 энергосистемы, из которых 85 работают параллельно в составе 11 объединенных энергосистем, обеспечивающих электроснабжение основных промышленных районов страны и производящих более 92% всей вырабатываемой в стране электроэнергии.

Объединенные энергосистемы Центра, Средней Волги, Урала, Северо-Запада, Юга, Северного Кавказа, Закавказья, Казахстана, в состав которых входит 66 энергосистем, работают параллельно, связаны одним режимом и образуют Единую энергетическую систему СССР.

Энергообъединения Сибири и Средней Азии, в состав которых входит 14 энергосистем, работают изолированно. Объединенная энергосистема Востока, в состав которой входит 8 энергосистем, находится в процессе формирования.

К концу десятой пятилетки намечается присоединить на параллельную работу с ЕЭС СССР объединенную энергосистему Сибири и усилить связи с ЕЭС СССР, ОЭС Северного Казахстана.

К 1980 г. предусмотрено сооружение межсистемной ЛЭП Казахстан — Средняя Азия напряжением 500 кВ и включение на параллельную работу с ЕЭС объединенной энергосистемы Средней Азии.

Экспорт электроэнергии осуществляется из Львовской, Молдавской, Белорусской и Ленинградской энергосистем. Львовская энергосистема работает параллельно с объединенной энергосистемой «Мир» стран — членов СЭВ, Молдавская энергосистема осуществляет электроснабжение выделенного района НРБ по ЛЭП Вулканешты — Добруджа.

В 1977—1980 гг. по межгосударственной магистрали напряжением 750 кВ организуется параллельная работа ЕЭС СССР и энергосистемы «Мир» стран — членов СЭВ.

Минэнерго СССР ведет строительство таких мощных электростанций, как Саяно-Шушенская и Усть-Илимская ГЭС, Запорожская ГРЭС, Ново-Воронежская и Курская АЭС, важных народнохозяйственных комплексов — автомобильных заводов в Тольятти и Набережных Челнах, Камского нефтехимического комбината и др.; кроме того, Минэнерго СССР участвует в сооружении 136 энергетических объектов в 27 странах мира. С технической помощью Минэнерго в 1971 г. введено в действие 3,1 млн. кВт мощности на зарубежных электростанциях.

В соответствии с имеющимися проектными разработками до 1990 г. возможно появление связей между ЕЭС СССР и энергосистемами Западной Европы по ЛЭП переменного тока напряжением 750—1150 кВ или постоянного тока 1500 кВ.

Система ОАСУ «Энергия». Успешное завершение формирования объединенных энергосистем и создание ЕЭС СССР требует не только ускорения процессов строительства и ввода в эксплуатацию электростанций и электрических сетей различного напряжения, но и дальнейшего совершенствования форм и методов управления, основным направлением которого является создание отраслевой автоматизированной системы управления — ОАСУ «Энергия».

При этом под ОАСУ «Энергия» понимается совокупность математических, экономических и административных методов, реализуемых на базе современных средств вычислительной, организационной и информационной техники, обеспечивающей наиболее эффективное управление энергетикой как отраслью народного хозяйства страны в целом.

ОАСУ «Энергия» создается с учетом экономико-методических, системных и организационно-технических принципов.

Экономико-методические принципы предполагают построение общей экономико-организационной модели энергетики как объекта управления, определяющей взаимосвязь и информационное сопряжение функций с задачами управления в рамках установленных целей, критериев и ограничений. Последнее достигается:

установлением степени важности (приоритетности) отдельных задач управления и очередности их разработки и внедрения;

приведением производственной структуры в соответствие с требованиями и возможностями научно-технического прогресса и системы управления как вышестоящими, так и подчиненными подразделениями;

установлением четкой взаимосвязи в периодичности решения всех задач для обеспечения непрерывности технологического процесса управления.

Системные принципы предполагают:

рационализацию документооборота с целью минимизации чис-

ла и количества используемых форм документов, а также сокращения путей их движения и исключения дублирующих путей;

организацию потока документов между органами управления и производством через ЭВМ, осуществляющие хранение и регулярное обновление статистических и нормативных данных;

составление оптимального графика (временно́й диаграммы) функционирования всех элементов ОАСУ в процессе решения задач с целью рациональной загрузки всего комплекса технических средств ОАСУ при обработке и хранении информации.

Организационно-технические принципы разработки ОАСУ заключаются в выборе оптимального перехода к новым формам, методам и техническим средствам управления.

В процессе разработки и внедрения ОАСУ можно выделить следующие этапы:

1) обследование существующей структуры управления, используемых технических средств, математических методов и программ, а также полный анализ существующего документооборота и потоков информации между отдельными звеньями управления;

2) составление и утверждение технического задания на разработку ОАСУ, в котором отражаются все основные этапы разработки и внедрения с точной характеристикой используемых экономико-математических методов, технических средств и информационных потоков;

3) техническое проектирование, в процессе которого уточняются и конкретизируются требования к ОАСУ, сформулированные в техническом задании, и дается проработка всех основных этапов создания и внедрения ОАСУ;

4) рабочее проектирование, в процессе которого разрабатываются нормативно-справочные показатели, шифры и коды всех видов данных, циркулирующих в ОАСУ, а также доводятся до рабочих чертежей и программ решения технического проекта;

5) внедрение первой очереди ОАСУ.

Основным звеном системы управления энергетической промышленностью является районное энергетическое управление (РЭУ). Энергетическая система, включающая все электростанции, тепловые и электрические сети, расположенные на определенной территории и связанные единым технологическим процессом, является сложным энергетическим предприятием (комбинатом). РЭУ, охватывающие весь цикл производства, распределения и реализации энергии, имеют в своем составе ремонтные и вспомогательные подразделения и находятся на полном хозяйственном расчете. Основной задачей совершенствования управления является укрупнение энергетических систем и улучшение хозяйственного расчета.

На среднем и высшем уровне управление энергетикой построено в соответствии с существующим статусом Минэнерго СССР, в трех республиках (Украинской, Казахской и Узбекской) функционируют республиканские министерства энергетики и электрификации. Энергосистемы областей РСФСР подчинены Главным эксплуатационным управлениям Минэнерго СССР, а энергосистемы других союзных республик — Главным производственным управлениям энергетики и электрификации, также подчиненным непосредственно Минэнерго СССР (кроме Молдавской ССР).

Построение оперативно-диспетчерского управления ЕЭС страны. Это управление строится по территориально-иерархическому принципу и включает в себя следующие подразделения:

Центральное диспетчерское управление (ЦДУ) ЕЭС СССР;

объединенные диспетчерские управления (ЦДУ) объединенных энергосистем (ОЭС);

диспетчерские пункты районных энергосистем управления (ДП РЭУ);

диспетчерские пункты электростанций и районов электросетей.

Хозяйственное и оперативно-диспетчерское управление каждой энергосистемы сосредоточено в одном органе — районном энергетическом управлении.

Хозяйственное и оперативно-диспетчерское управление каждого энергетического объединения разделено: хозяйственное управление сосредоточено в Главных эксплуатационных управлениях, Главных производственных управлениях министерств энергетики и электрификации Украины, Казахстана, Узбекистана, а оперативно-диспетчерское управление — в ОДУ.

Координацию и руководство оперативно-диспетчерским управлением осуществляет ЦДУ ЕЭС СССР, которому в хозяйственном отношении подчинены объединенные диспетчерские управления.

В Минэнерго СССР имеются строительно-монтажные тресты союзного подчинения, в том числе:

по строительству ТЭС и АЭС;

по сооружению ЛЭП и подстанций;

по строительству сельских электросетей;

по монтажу тепломеханического и электротехнического оборудования.

Имеются также специальные управления, проводящие строительство комплексов энергетических объектов и промышленных предприятий для других отраслей народного хозяйства.

Руководство строительно-монтажными трестами осуществляют главные производственные управления Минэнерго СССР.

Таким образом, деятельность структурных подразделений Минэнерго СССР характеризуется двумя главными направлениями:

управлением капитальным строительством (энергетическим строительством в СССР и за рубежом, промышленным строительством), предприятиями стройиндустрии, энергоремонтными, машиностроительными и другими промышленными предприятиями;

управлением производством и распределением электрической и тепловой энергии (эксплуатацией).

В соответствии с этим в текущем пятилетии предусмотрено создание первой очереди автоматизированных систем на разных уровнях управления энергетикой:

ОАСУ «Энергия» в составе двух основных специализированных ведомств (соответствующих двум главным направлениям производственной деятельности) и девяти функциональных подсистем, являющихся типовыми для промышленных министерств;

автоматизированной системы диспетчерского управления (АСДУ) Единой энергосистемы (ЕЭС) СССР и объединенными энергосистемами (ОЭС);

автоматизированных систем управления предприятиями (АСУП) — энергосистемами;

автоматизированных систем управления строительно-монтажными трестами (АСУС), обеспечивающих решение задач хозяйственного и оперативного управления энергетическим и промышленным строительством;

автоматизированных систем управления крупными электростанциями;

автоматизированных систем управления крупными энергоблоками на ТЭС.

Подсистемы ОАСУ «Энергия». В нее входит девять общеотраслевых подсистем «Энергия»:

перспективного развития отрасли;

технико-экономического планирования;

управления финансовой деятельностью;

планирования, учета и анализа труда и заработной платы;

управления материально-техническим снабжением и комплектацией материалами, изделиями и конструкциями; технологическим оборудованием; строительными материалами и механизмами, топливом;

планирования, учета и анализа кадров;

управления научно-исследовательскими, проектными работами и научно-технической информацией;

бухгалтерского учета;

управления перевозками.

Специализированная подсистема управления капитальным строительством, предприятиями стройиндустрии и промышленными предприятиями должна осуществлять:

технико-экономическое планирование и анализ подрядной деятельности;

оперативное управление строительством;

технико-экономическое планирование и анализ промышленной деятельности стройиндустрии;

оперативное управление промышленным производством;

управление сбытом промышленной продукции стройиндустрии.

АСУ всех уровней управления, кроме низших, являются сложными интегрированными системами, в которых сочетается решение задач технологического и организационного управления.

Задачи оперативно-диспетчерского управления. Эти задачи решаются АСДУ, являющейся неотъемлемой частью подсистемы управления производством, распределением и реализацией электрической и тепловой энергии ОАСУ «Энергия».

Энергосистема как объект управления характеризуется следующими особенностями:

неразрывностью процессов производства, распределения и потребления электрической энергии;

жестким взаимодействием в едином производственном процессе большого числа электростанций и других энергетических объектов, размещенных на огромной территории страны;

мгновенным характером развития и распространения на большую территорию аварийных переходных процессов.

В диспетчерском управлении существуют четыре временны́х уровня:

текущее (долгосрочное) планирование на месяц — год;

оперативное (краткосрочное) планирование на сутки — неделю;

оперативное автоматизированное управление в темпе процесса;

автоматическое управление.

АСДУ включает в себя персонал, технические средства, экономико-тематические методы и обеспечивает решение основных задач управления ЕЭС и ОЭС.

АСДУ является интегрированной системой, которая включает в себя автоматизированную систему планирования технологических процессов (АСПТИ), обеспечивающую решение задач двух первых временны́х уровней и автоматизированную систему управления технологическими процессами (АСУТП), обеспечивающую решение задач двух последних временны́х уровней.

АСУП энергосистем — интегрированная система, которая включает в себя АСДУ и автоматизированную систему организационного управления (АСОУ).

АСОУ, так же как и в других отраслях промышленности, включает в себя персонал, технические средства, экономико-математические методы и обеспечивает на всех временны́х уровнях, включая планирование, решение задач организационного (административного) управления.

ОАСУ «Энергия» — интегрированная система, которая включает в себя АСОУ, автоматизированную систему управления строительством (АСУС) и АСДУ ЕЭС СССР на высшем уровне управления.

АСУС и АСОУ на каждом уровне управления подобны аналогичным системам управления, функционирующим и создаваемым в строительстве, а также в добывающих и транспортных отраслях промышленности.

Основной технической базой, на которой в десятой пятилетке будут решаться задачи АСОУ и АСУС, являются ЦВМ второго поколения. В 1974—1975 гг. началось применение третьего поколения серии ЕС ЭВМ.

Наиболее специфичной и характерной для энергетики является АСДУ. На всех уровнях управления АСДУ должны создаваться на основе комплексного использования средств автоматики, телемеханики, связи и вычислительной техники в три этапа.

На первом этапе создания АСДУ, базировавшемся на исполь-

зовании ЦВМ второго поколения, автоматизировались функции планирования режимов.

В ЦДУ ЕЭС СССР, ОДУ и ряде наиболее крупных энергосистем применялись несколько десятков ЦВМ главным образом второго поколения. Для расчетов на этих ЦВМ было разработано специальное математическое обеспечение, позволившее автоматизировать наиболее важные и трудоемкие расчеты. Разработка алгоритмов и программ велась в основном научно-исследовательскими институтами с участием ЦДУ и объединенных диспетчерских управлений.

Широко применялись программы прогнозирования нагрузок, расчета установившихся режимов, оптимизации режимов по активной и реактивной мощности, расчета токов короткого замыкания, динамической устойчивости, планирования работы каскадов ГЭС и др.

Таким образом, использовавшиеся в системе диспетчерского управления ЦВМ позволяют решать основные задачи планирования режимов энергосистем. Однако они не были приспособлены для информационных задач, решение которых возможно только при наличии развитых средств оперативного (в темпе поступления) ввода — вывода, отображения и регистрации информации.

Второй этап характеризуется применением ЦВМ третьего поколения, а также более широким применением современных средств сбора, передачи, обработки информации; он позволит использовать АСДУ в режиме «советчика» диспетчера при оперативном ведении режима. Таким образом, начнется применение ЭВМ в контуре оперативного управления, что обеспечит диспетчеру оценку текущего или прогнозируемого режима на основании информации, подготавливаемой ЦВМ. При этом предусматривается первоочередное решение задач сбора, передачи, приема, первичной обработки и отображения информации, необходимой диспетчеру для управления энергосистемой.

Для эффективного управления суммарное время, затрачиваемое на сбор, передачу и прием необходимой информации, последующее решение требуемых задач (в результате чего определяется целесообразная стратегия управления), а также время передачи и исполнения управляющих воздействий на энергообъектах не должно превышать предельно допустимого времени запаздывания. Под *предельно допустимым временем запаздывания* понимается отрезок времени, в течение которого технико-экономические показатели работы энергосистем изменяются при естественном, т. е. неуправляемом, ходе процесса, на величину, определяемую допустимым отклонением режима от оптимального по условиям надежности и экономичности. Величина эта зависит также от достоверности и точности исходной информации, совершенства применяемых расчетных методов.

На третьем этапе развития АСДУ начнется переход к непосредственной автоматизации функций управления нормальными и аварийными режимами.

АСДУ Единой энергосистемы страны создается с учетом существующей структуры диспетчерского управления, основанной на централизованно-ступенчатом (иерархическом) принципе со строгим подчинением низшего звена высшему.

Состав АСДУ ЕЭС предусматривает:

вычислительный центр ЦДУ ЕЭС СССР;

зональные вычислительные центры при ОДУ;

вычислительные центры энергосистем и автоматизированных систем управления электростанциями и районами электрических сетей.

Технические средства каждого из перечисленных вычислительных центров (ВЦ) должны включать в себя:

средства вычислительной техники, необходимые для решения задач оперативно-диспетчерского, производственно-технического и хозяйственного управления;

средства сбора и передачи всей необходимой телемеханической и алфавитно-цифровой информации;

средства отображения и документирования информации;

вспомогательные средства копирования и тиражирования информации, а также средства организационной техники.

Предварительный анализ показал, что в ближайшей перспективе создание самостоятельных ВЦ экономически целесообразно только для наиболее крупных и режимнозначимых энергосистем. Поэтому в структурно-функциональной схеме АСДУ ОДУ должны сочетаться как централизованный, так и децентрализованный принципы построения. Это означает, что для небольших энергосистем, где создание собственных ВЦ экономически нецелесообразно, все необходимые расчеты должны решаться ВЦ соответствующего энергообъединения по принципу разделения времени. Крупные энергосистемы, имеющие собственные ВЦ, при решении задач управления режимами энергообъединения должны рассматриваться со степенью детализации, требующейся только для задания основных параметров и ограничений энергосистемы, при которых энергообъединение в целом работает с наивыгоднейшими технико-экономическими показателями.

Технические средства ВЦ должны обеспечивать решение всех задач соответствующего уровня управления ОАСУ «Энергия», среди которых (наряду с задачами долгосрочного и краткосрочного планирования) имеются две большие группы задач — оперативного управления, а также обработки, отображения и регистрации необходимой информации.

Особое значение имеют эти две группы задач для трех верхних уровней оперативно-диспетчерского управления (ЦДУ — ОДУ — энергосистема), где отказ или задержка принятия решения может привести к авариям, связанным со значительным народнохозяйственным ущербом и недоотпуском электроэнергии. Поэтому целесообразно разделение средств вычислительной техники каждого из указанных уровней управления на два сопряженных в информационно-программном отношении комплекса:

вычислительный комплекс (ВК), обеспечивающий решение перспективных и плановых задач диспетчерского управления, а также всех хозяйственных и производственно-технических задач энергетики;

оперативно-информационный комплекс (ОИК), обеспечивающий прием, первичную обработку, отображение и документирование необходимой информации, а также решение всех задач оперативного управления режимами энергосистем.

Такое разделение позволяет удовлетворить высокие требования по надежности и производительности используемых средств вычислительной техники наиболее эффективными в системном и экономическом отношении путями.

В системном отношении функционально-структурное разделение средств вычислительной техники позволяет использовать в ОИК и ВК различные по структуре, составу, производительности и специализации вычислительные средства, а также соответствующее математическое обеспечение; существенны также простота их расширения, модернизации и замены.

В экономическом отношении такое решение отличается высокой эффективностью, поскольку позволяет для достижения требуемых показателей надежности ограничиться полным резервированием вычислительных средств только в ОИК, в то время как в ВК оказывается возможным применение обычных универсальных ЦВМ соответствующей производительности. Типовая структура вычислительных средств всех уровней управления обеспечивает эффективное использование принципов агрегатирования и модульности, широко применяемых в ЦВМ третьего поколения. При этом ВЦ разных уровней управления, совпадающие по структуре, будут отличаться один от другого только требуемой производительностью и составом устройств ввода — вывода, отображения и регистрации информации. Это позволяет ориентироваться на преимущественное использование ряда совместимых ЦВМ третьего поколения, обеспечивающих комплексирование вычислительных систем требуемой производительности.

С точки зрения обеспечения требуемой надежности все задачи ОИК можно разделить на три группы:

прием и обработка поступающей информации;

отображение и регистрация информации;

оперативное управление.

Задачи первой и второй групп предъявляют повышенные требования к надежности вычислительных средств, так как отсутствие достоверной информации исключает возможность эффективного управления и, следовательно, должно рассматриваться как отказ ОИК в целом.

Предварительные расчеты показали, что требуемая надежность при решении задач первой и второй групп достигается использованием не менее двух ЦВМ третьего поколения, в то время как решение задач третьей группы может быть обеспечено одной ЦВМ соответствующей производительности. Анализ существующих и

подготавливаемых к выпуску средств вычислительной техники показал, что для решения задач первой и второй групп наиболее подходящими являются ЦВМ типа Видеотон-1010Б, М-6000 и ЕС-1010, а для решения задач третьей группы — ЭВМ типа ЕС-1030. В настоящее время приняты два типовых решения задачи комплексирования вычислительных средств ОИК разных уровней управления:

ОИК вычислительных центров энергообъединений выполняется на базе двух (трех) ЦВМ типа М-6000 или двух ЦВМ типа Видеотон-1010Б, сопряженных с одной (двумя) ЭВМ типа ЕС-1030;

ОИК вычислительных центров энергосистем выполняется на базе двух (трех) ЭВМ типа М-6000 и одной ЭВМ типа ЕС-1020 (1030).

Приведенные возможные решения характеризуются этапностью внедрения и объемом решаемых задач. В схеме ОИК предусматривается резервирование периферийных устройств и отдельных функциональных узлов. При полном выходе из строя ОИК должны быть обеспечены резервирование отображения оперативной телеинформации с помощью традиционных средств (щитов, пультов, стрелочных приборов и т. п.), а также доступ диспетчера к ЦВМ вычислительного комплекса для решения основных оперативных задач.

Вычислительные комплексы всех уровней управления должны обеспечивать наращивание производительности используемых ЭВМ по мере увеличения числа и сложности решаемых задач, расширения числа абонентов (пользователей) и развития системы сбора информации.

В текущей и последующей пятилетках предусматривается замена вычислительных машин второго поколения типа М-220 (М-222), БЭСМ-4 (БЭСМ-4М) и Минск-32 (Минск-22) на вычислительные машины третьего поколения типа ЕС-1020, ЕС-1030, ЕС-1040, ЕС-1050 и ЕС-1060.

Применяемые в ОАСУ «Энергия» средства сбора и передачи телемеханической и алфавитно-цифровой информации должны обеспечивать надежную и достоверную передачу всех необходимых данных при минимальном количестве и протяженности используемых каналов связи.

Основными средствами сбора оперативной информации о схеме и параметрах режимов энергосистем должны быть многоканальные кодоимпульсные системы телемеханики, позволяющие передавать большое число различных сообщений по уплотненным стандартным телефонным каналам. Схемы передачи и соответствующие им объемы телеинформации должны определяться с учетом принятой структуры диспетчерского управления. При этом формируется информационная модель электрической сети, необходимая для решения всех оперативных и плановых задач диспетчерского управления.

Должна быть предусмотрена передача управляющих воздействий из ОИК вычислительного центра на объекты (электростанции

и подстанции), участвующие в автоматическом регулировании частоты и активной мощности, а также в автоматическом регулировании напряжения.

Телепередача управляющих воздействий должна осуществляться с повышенной надежностью.

Для передачи алфавитно-цифровой информации в начальной стадии развития ОАСУ «Энергия» широко используются телетайпы. Далее наряду с телетайпами применяется аппаратура передачи данных (АПД), обеспечивающая передачу информации по обычным телефонным каналам связи со скоростью 600—1200 бод. При этом телетайпы остаются для резервирования АПД и передачи отдельных видов информации.

Ввод телемеханической информации в память ЭВМ и вывод управляющих воздействий для передачи на объекты должны осуществляться автоматически через специальные устройства сопряжения, обеспечивающие адресацию принимаемой и передаваемой информации с целью разгрузки центрального процессора ЭВМ.

Ввод алфавитно-цифровой информации на первом этапе осуществляется преимущественно с перфолент. В дальнейшем алфавитно-цифровые сообщения будут поступать в ЦВМ и выводиться из нее для передачи по каналам связи в режиме «память — память».

Среди технических средств ОАСУ «Энергия» большая роль отводится средствам отображения и документирования информации, которые в функциональном отношении подразделяют на три основные группы:

для оперативно-диспетчерского персонала энергосистем и энергообъединений;

для подразделений ОАСУ «Энергия», осуществляющих руководство и оперативное управление строительной и производственно-хозяйственной деятельностью отрасли;

для персонала, осуществляющего обслуживание технических средств и разработку математического обеспечения ОАСУ «Энергия».

Наиболее высокие требования по надежности работы, а также наглядности, оперативности и разнообразию отображаемой и документируемой информации предъявляют к средствам, используемым оперативно-диспетчерским персоналом энергосистем и энергообъединений. Указанные устройства должны обеспечивать оперативное (в темпе процесса) отображение и регистрацию как алфавитно-цифровой, так и символьно-графической информации значительного объема. Средства отображения информации для оперативно-диспетчерского персонала размещают в диспетчерском зале и подразделяют на общие и индивидуальные.

К общим средствам отображения информации относят:

диспетчерский щит со схемой энергообъединения и приборами, отображающими состояние основной сети;

проекционный или световой щит для оперативного отображения схем отдельных энергетических объектов и участков объединенной энергосистемы;

большое табло для представления оперативной информации об изменении положения выключателей в основной сети ОЭС или об отклонениях текущих режимных параметров (активной мощности, тока, частоты, напряжения) от допустимых значений.

К индивидуальным средствам отображения информации относят:

индикаторы на электроннолучевых трубках (ЭЛТ) для представления алфавитно-цифровой информации, характеризующей значения электрических параметров, вышедших за допустимые пределы; схем электрических соединений подстанций и станций, соответствующих данному и предшествующим моментам времени, с нанесенными на них текущими значениями параметров; фрагментов схем электрических сетей; алфавитно-цифровой производственно-статистической информации; справочно-инструктивной информации (номинальные параметры основного оборудования, уставки релейной защиты и противоаварийной автоматики, инструктивные указания по проведению различных операций, включению — отключению оборудования, устранению аварийных ситуаций и т. п.);

малые световые табло (СТМ) для представления отдельных электрических параметров (активной и реактивной мощности, тока, напряжения и частоты) по запросу диспетчера;

аналоговые и цифровые приборы для представления отдельных электрических параметров;

селекторы для представления справочно-инструктивной информации.

Для документирования оперативно-диспетчерской и производственно-статистической информации на диспетчерских пунктах необходимо предусматривать:

алфавитно-цифровые печатающие устройства (АЦПУ);

двухкоординатные графопостроители (ДГП);

электрифицированные пишущие машинки (ЭПМ).

Для подразделений ОАСУ, осуществляющих руководство и оперативное управление строительной и производственно-хозяйственной деятельностью отрасли, следует предусматривать индикаторы на ЭЛТ, обеспечивающие отображение алфавитно-цифровой информации. Для документирования больших объемов информации применяются АЦПУ. Документирование небольших массивов данных (справок, таблиц, кратких сводок) может осуществляться с помощью ЭПМ.

Для производственных служб, выполняющих обслуживание технических средств и разработку математического обеспечения ОАСУ «Энергия», должны предусматриваться отдельные комплекты средств отображения и документирования как алфавитно-цифровой, так и символьно-графической информации. К последним относятся графические и алфавитно-цифровые индикаторы на ЭЛТ, ЭПМ, АЦПУ и двухкоординатные графопостроители.

Математическое обеспечение ОАСУ «Энергия» должно разрабатываться с учетом выбранной структуры, состава и характеристик технических средств. В его составе принято выделять два комплекса:

общесистемных программ, позволяющих наиболее эффективно и надежно использовать все технические средства в рамках выбранной структуры и функциональные связи системы управления;

специализированных прикладных программ, позволяющих решать задачи планирования и управления энергетикой.

Комплекс общесистемных программ должен включать в себя:

операционную систему (ОС), обеспечивающую наиболее эффективное использование многомашинных вычислительных систем каждого уровня управления и их взаимодействие при решении задач в режимах реального времени, пакетной обработки и разделения времени;

библиотеку трансляторов с алгоритмических языков высокого уровня и машинно-ориентированных языков автокодового типа;

библиотеку стандартных подпрограмм, позволяющих вычислять стандартные функции и выполнять наиболее часто встречающиеся преобразования;

библиотеку сервисных программ, обеспечивающих удобство и эффективность ввода, вывода и коррекции (редактирования) решаемых программ и исходных данных;

библиотеку программ, позволяющих проверить работоспособность всех технических средств с целью наискорейшего устранения выявленных неисправностей.

Комплекс специализированных прикладных программ должен включать в себя:

библиотеку программ для решения задач информационного обеспечения всех уровней управления;

библиотеку программ оперативного управления отраслью;

библиотеку программ долгосрочного, текущего и оперативного планирования.

Впервые в энергетике ЦВМ начали применять в связи с разработкой программ для решения таких частных задач, как расчет установившегося режима, прогноз активных нагрузок и т. п. Системные прикладные программы, обеспечивающие решение комплексных задач автоматизированного управления, начали создаваться только в последнее время.

Возможности применения каждой отдельной частной программы очень широки, поэтому математическое обеспечение ОАСУ «Энергия» должно разрабатываться с максимальным использованием имеющихся алгоритмов и программ по модульному принципу — с унифицированным сопряжением отдельных модулей и возможностью динамичного перестроения их числа и состава при решении комплексных прикладных программ.

§ 2-10. ОРГАНИЗАЦИЯ ДИСПЕТЧЕРСКОГО УПРАВЛЕНИЯ ЭНЕРГОСИСТЕМАМИ В СССР

Являясь составляющей ОАСУ «Энергия», диспетчерское управление обеспечивает надежную и экономичную работу ЭЭС СССР. Система оперативно-диспетчерского управления начала складываться в СССР еще в начале 30-х годов. В настоящее время структура этой системы имеет характер, показанный на рис. 2-12. Из рисунка следует, что структура системы глубоко

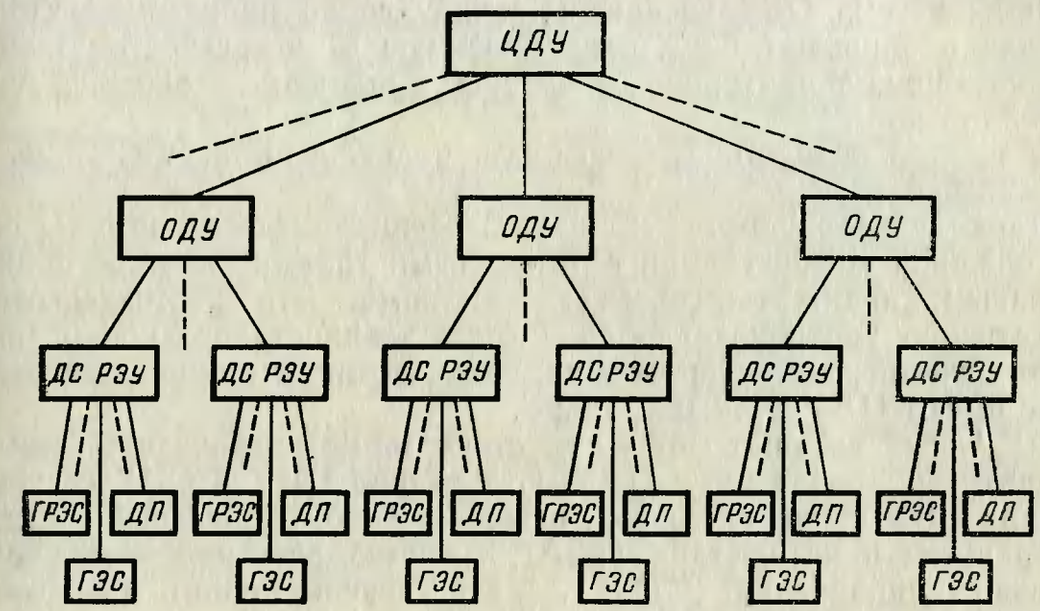


Рис. 2-12

иерархична — со строгим подчинением низшего звена высшему. На высшем уровне иерархии управления находится Центральное диспетчерское управление (*ЦДУ*) Единой энергосистемы СССР. Второй уровень — это энергообъединения, или объединенные энергетические системы (*ОЭС*), управляемые объединенными диспетчерскими управлениями (*ОДУ*). Третий уровень иерархии составляют районные энергосистемы. Оперативное управление ими осуществляют диспетчерские службы районных энергетических управлений (*ДС РЭУ*), которым подчинен оперативный персонал государственных районных тепловых электростанций (*ГРЭС*) и гидростанций (*ГЭС*), а также персонал диспетчерских пунктов (*ДП*) сетевых предприятий (электросетей).

Оперативный персонал крупных и важных с системной точки зрения станций и подстанций часто подчиняют непосредственно ОДУ.

Отметим, что в настоящее время второй уровень иерархии характерен лишь для оперативного управления. Административно-хозяйственное (экономическое) управление представлено на данном уровне территориальными главными управлениями Минэнерго

СССР, министерствами и главными управлениями энергетики и электрификации союзных республик, отделенными от ОДУ.

Степень концентрации производства электроэнергии в стране (доля энергосистем, объединенных на параллельную работу) в СССР достаточно велика. При общем числе энергосистем страны, равном 96, 82 системы входят в одну из одиннадцати ОЭС: Северо-Запада, Центра, Юга, Северного Кавказа, Закавказья, Средней Волги, Урала, Казахстана, Средней Азии, Сибири и Дальнего Востока.

Среди этих ОЭС лишь три последних работают пока изолированно; восемь ОЭС соединены между собой линиями электропередач и образуют ЕЭС, охватывающую 67 энергосистем и обслуживающую территорию, на которой проживает около 80% населения страны.

В десятой пятилетке к ЕЭС будут подключены и ОЭС Сибири и Средней Азии.

Параллельная работа ЭС и ОЭС осуществляется часто по сетям сложной конфигурации с различными типами электростанций и разным характером связей между ними. Это обстоятельство существенно увеличивает роль и ответственность органов оперативно-диспетчерского управления, среди которых наибольшее значение имеют ЦДУ ОДУ и ДС РЭУ.

ОДУ представляют собой самостоятельные организации, административно подчиненные ЦДУ. Структурно ЦДУ и ОДУ состоят из ряда служб: диспетчерской, режимов, гидротехнической, релейной защиты и автоматики (РЗА), средств диспетчерско-технологического управления (СДТУ), связи, перспективного развития, вычислительной техники и др.

ДС РЭУ не являются самостоятельными организациями, а представляют собой одно из подразделений районных энергетических управлений (РЭУ). В состав ДС РЭУ входят обычно диспетчерская часть, группа режимов и группа статистиков. Службы, имеющиеся в ОДУ (РЗА, связи и т. п.), входят в состав РЭУ наравне с диспетчерской, т. е. на правах самостоятельных подразделений.

Диспетчерские службы ОДУ и диспетчерские части ДС РЭУ выделяют из своего состава оперативный персонал, обеспечивающий трехсменное круглосуточное дежурство по управлению энергосистемой. В ОДУ (ЦДУ) смена обычно состоит из трех человек: старшего диспетчера, диспетчера и техника-оператора, или статистика. В ДС РЭУ смена состоит из двух человек: старшего диспетчера и диспетчера.

Смена работает в особом, специально оборудованном помещении, называемом диспетчерским пунктом (ДП). Рабочее место диспетчера — пульт, на котором размещается телефонный коммутатор (селектор) и приборы телеизмерений. Перед пультом располагается стенной диспетчерский щит с мнемосхемой энергосистемы. В энергосистемах СССР большинство таких щитов относится к динамическим щитам, которые с помощью телемеханики

отражают действительное положение выключателей в энергосистеме; символы выключателей сделаны светящимися. Важнейшие из измеряемых на ДП величин (межсистемные перетоки, частота) выводятся на регистрирующие приборы.

В энергосистемах, имеющих системы регулирования или ограничения перетоков мощности, в пульты диспетчеров встраивают специальные панели управления. Кроме того, на многих ДП используют новейшие средства отображения информации на ЭЛТ. Для приема телемеханической информации и управления ЭЛТ используют мини-ЦВМ типа М-6000 и Видеотон-1010В. Максимальный размер трубок по диагонали — 59 см.

На экран ЭЛТ выводят схемы участков сети (детализированные и обобщенные) с указанием потоков мощности и уровней напряжения, выявленных с помощью телеизмерений, а также текстовую информацию, в том числе и информацию о состоянии энергосистемы (например, об отключении выключателей и т. п.).

На новом диспетчерском пункте ЦДУ эта информация отображается на большом табло группового обзора, изготовленном венгерской фирмой «Видеотон» и управляемым от ЦВМ.

Опыт эксплуатации подтвердил целесообразность существующей централизованно-ступенчатой (иерархической) системы управления, которая сохранится и при дальнейшем развитии ЕЭС.

Распределение функций управления между диспетчерским персоналом различных ступеней позволяет организовать оптимальное управление энергосистемами и их объединениями в нормальном режиме и быстрейшую ликвидацию аварий.

Этому способствует и введение двух категорий оперативного управления оборудованием. Оборудование считается находящимся в управлении данной энергосистемы ОДУ или ЦДУ, если все операции с этим оборудованием осуществляются только по команде соответствующего диспетчера. Оборудование находится в ведении данной энергосистемы, ОДУ или ЦДУ, если все операции с этим оборудованием осуществляются только с разрешения соответствующего диспетчера.

В оперативное управление диспетчера передается оборудование, операции с которым требуют координации действий подчиненного ему дежурного персонала или согласованных изменений в релейной защите и автоматике нескольких объектов. В оперативном ведении диспетчера находится то оборудование, состояние и режим работы которого влияют на величину располагаемой мощности и резерва, а также на режим и надежность работы сети.

Дежурный диспетчер контролирует основную схему и режим работы энергосистемы и при необходимости изменяет их. Диспетчеры ЦДУ и ОДУ распределяют мощность между ОЭС и ЭС, регулируют межсистемные перетоки, руководят регулированием частоты, контролируют положение «включено — отключено» и настройку противоаварийной автоматики основных межсистемных связей, руководят производством операций с оборудованием, находящимся в их управлении, и ликвидацией аварий в ЕЭС и ОЭС,

ведут контроль за работой подчиненного оперативного персонала и оказывают ему необходимую помощь.

При этом диспетчерское управление должно обеспечить:

а) удовлетворение потребности в электрической и тепловой энергии и покрытие максимальных нагрузок;

б) бесперебойность электроснабжения и надежность работы энергосистемы в целом и отдельных ее элементов;

в) соблюдение установленных норм качества электрической и тепловой энергии (частоты в ЕЭС, уровней напряжения в основной сети, температуры и давления пара и горячей воды, отпускаемых потребителям);

г) максимальную экономичность работы энергообъединений и ЕЭС в целом при рациональном использовании энергоресурсов;

д) скорейшее устранение нарушений параллельной работы и поддержание «живучести» энергосистемы, т. е. способности ее противодействовать развитию цепочечных аварий.

Выполнение этих функций диспетчерского управления обеспечивается большой подготовительной работой, называемой *разработкой режимов работы энергосистем.* Эта разработка проводится на основе прогнозов нагрузки, которые составляются исходя из данных прошлых лет, скорректированных на процент прироста промышленного производства в текущем году. После получения прогноза должны выполняться:

а) годовой график месячных максимумов нагрузки энергосистемы и их покрытия с учетом сезонных изменений мощности, ремонтов основного оборудования, условий обеспечения резерва и межсистемных перетоков мощности;

б) годовые, квартальные и месячные балансы электроэнергии с учетом межсистемных перетоков электроэнергии;

в) документы по оптимальному распределению нагрузки между электростанциями, ЭС и ОЭС;

г) суточные графики активной нагрузки и горячего резерва;

д) оперативные схемы электрических соединений основной сети;

е) расчеты распределения потоков активной и реактивной мощности и уровней напряжения в опорных пунктах ЭС, ОЭС и ЕЭС на период годового максимума нагрузки, на летнее время и при необходимости на период максимума;

ж) расчеты устойчивости и выбор структуры и уставок противоаварийной автоматики;

з) схемы оптимального использования гидроресурсов ГЭС.

Основная часть указанных разработок осуществляется службами режимов ОДУ и группами режимов ДС РЭУ. Важные задачи выполняют также гидротехнические службы ОДУ. На основе прогнозов речного стока, получаемых от Гидрометеорологического управления СССР, намечаются уровни сработки и наполнения водохранилищ и согласуются режимы работы каскадов ГЭС и водохозяйственного комплекса, включающего орошение, судоходство, рыболовство.

Правильное решение комплексной задачи регулирования речного стока возможно лишь при условии управления из одного центра, где сосредоточены сведения по водотоку, данные по энергетическому использованию гидроресурсов и работе гидростанций, а также требования всех водопотребителей и водопользователей. Таким центром для Волжско-Камского каскада является ЦДУ ЕЭС СССР, для других каскадов — территориальные ОДУ.

Долгосрочное и краткосрочное планирование балансов мощности и электроэнергии, определение потребности в энергоресурсах и экономичное распределение активных нагрузок производится в соответствии с существующей иерархической системой управления. ЦДУ задает графики нагрузки основным ГЭС и суммарные графики нагрузки ОДУ. ОДУ распределяют полученное задание, составляя графики нагрузки наиболее мощных и ответственных станций и отдельных РЭУ. Далее ДС РЭУ окончательно распределяют (разбивают) графики нагрузки по своим электростанциям.

Таким образом, основная оптимизационная задача — распределение активных нагрузок — решается в ЕЭС СССР по иерархической схеме, т. е. осуществляется ее декомпозиция. Тем не менее эта задача остается весьма сложной и для ее решения широко используется вычислительная техника. В середине 60-х годов в большинстве ОДУ и многих РЭУ были установлены ЭВМ второго поколения типа М-220 (222) и БЭСМ-4, которые и использовались для проведения указанных расчетов, в том числе самого важного из них — составления суточного графика нагрузки. В настоящее время идет замена этих ЭВМ машинами третьего поколения типа ЕС-1030, ЕС-1040 и М-4030, которые в дальнейшем будут соединены с мини-ЭВМ оперативного управления и образуют комплексы, способные играть роль «советчиков» диспетчера.

Бóльшую часть загрузки ЭВМ ОДУ составляют расчеты устойчивости параллельной работы энергосистем. В связи с этим в ЦДУ ЕЭС СССР установлена специализированная аналоговая машина второго поколения типа «Дельта». Эта машина в натуральном масштабе времени выполняет расчеты электромеханических переходных процессов в энергосистемах, число эквивалентных генераторных станций которых не превышает шестнадцати. Сочетание рассматриваемой машины с мини-ЭВМ Видеотон-1010В позволяет легко моделировать противоаварийную автоматику энергосистем, выбирая ее структуру и уставки для реальных случаев.

Службы РЗА ОДУ выбирают уставки релейной защиты и автоматики основных межсистемных связей и совместно со службами режимов определяют порядок регулирования частоты, напряжения и межсистемных перетоков мощности.

Для обеспечения надежности работы энергосистем большое значение имеет правильное планирование и оформление вывода оборудования в капитальный и текущий ремонт. Для оборудования, находящегося в оперативном управлении и ведении ОДУ (ЦДУ), планы-графики ремонтов составляют так же, как и

графики нагрузки, т. е. в иерархическом порядке: ОДУ (ЦДУ) определяют и задают РЭУ так называемые *ремонтные площадки*, т. е. графики ремонтных мощностей по временам года, а последние разбивают эти графики применительно к конкретному оборудованию. Полученные таким образом планы подлежат утверждению руководством ОДУ (ЦДУ) и РЭУ не позднее чем за месяц до начала года.

Вывод оборудования из работы или резерва независимо от наличия утвержденного плана оформляется оперативными заявками, подаваемыми руководством энергообъектов в ДС РЭУ. Если выводимое оборудование находится в оперативном управлении или ведении ОДУ (ЦДУ), то ДС РЭУ передает полученные заявки в эти инстанции.

Заявки на вывод основного оборудования могут сопровождаться заявками на отключение для настройки и проверки устройств релейной защиты, автоматики, телемеханики и т. п.

Все оперативные заявки принимаются соответствующими службами лишь в определенное время суток и подвергаются специальному рассмотрению, существенной частью которого является так называемая *режимная проработка заявок*, т. е. определение режима, образующегося в результате вывода из работы (отключения) того или иного элемента оборудования, и оценка допустимости этого режима для энергосистемы.

Процесс *рассмотрения* (или *разрешения*) *заявок*, сложен и трудоемок. Поэтому заявки, связанные со сложными переключениями и существенным изменением режима работы энергосистемы, должны подаваться за 3 дня до начала работ. Однако существуют и так называемые *аварийные заявки*, т. е. *заявки на внеплановый ремонт или проверку оборудования*, которые подаются в любое время суток непосредственно диспетчеру и могут разрешаться им до конца текущей смены. Продление таких заявок требует разрешения главного диспетчера энергосистемы (ОДУ, ЦДУ).

Для правильного оперативного ведения режима необходимо обеспечить сотрудников (оперативный персонал) инструкциями, регламентирующими функции, порядок действия и взаимоотношения оперативного персонала на различных ступенях управления. Следует также установить последовательность проведения наиболее ответственных операций по изменению схемы, методов регулирования режима и использования средств автоматики и релейной защиты. Эти материалы содержат также все необходимые для оперативной работы нормативные указания и справочные данные: пределы устойчивости межсистемных связей, допустимые схемы и режимы, максимальные и минимальные нагрузки основного оборудования и т. д.

Такие положения и инструкции разрабатываются и утверждаются всеми звеньями диспетчерского управления в соответствии с функциями подчиненного им оперативного персонала.

Функции ЦДУ, ОДУ и ДС РЭУ не ограничиваются только вопросами оперативного управления. Они разрабатывают предложе-

ния и участвуют в решении вопросов развития энергосистем; осуществляют оперативную подготовку к объединению энергосистем и присоединению новых энергорайонов, вводу в эксплуатацию электростанций, линий электропередачи и других сетевых объектов. Диспетчерские управления и службы разрабатывают также задания на проектирование автоматики регулирования нормального режима и противоаварийной автоматики системного значения, руководят испытаниями и внедрением в эксплуатацию, выбирают уставки и анализируют работу автоматических систем и устройств.

Применительно к различным условиям работы энергосистем (осенне-зимний максимум, период паводка и др.), а также в связи с вводом в эксплуатацию новых объектов диспетчерские управления и службы разрабатывают нормальные эксплуатационные схемы и режимы работы, утверждают графики напряжения в узлах (контрольных точках) основной сети, разрабатывают мероприятия эксплуатационного характера по повышению надежности и экономичности работы ЕЭС.

Для рационального использования энергоресурсов диспетчерские управления и службы участвуют в анализе топливной конъюнктуры и разработках планов потребления различных видов топлив.

Диспетчерские управления и службы координируют, а в ряде случаев принимают непосредственное участие в научно-исследовательских работах и испытаниях, направленных на повышение надежности и экономичности работы энергосистем и совершенствование диспетчерского управления.

Значительное место в работе ЦДУ, ОДУ и ДС РЭУ занимает получение и обработка информации о работе ЕЭС, энергообъединений и энергосистем. Кроме текущей информации, необходимой для оперативной работы, диспетчерские управления и службы получают большую ежедневную информацию о положении в системах за прошедшие сутки (выработке электроэнергии, максимуме нагрузки, межсистемных перетоках, уровнях воды в основных водохранилищах, положении с топливными ресурсами и т. д.). Периодически диспетчерские службы получают дополнительную информацию, служащую для анализа работы энергосистем и использования основного оборудования в них, а также для контроля выполнения планов и т. д. Эта информация используется для нужд не только оперативно-диспетчерского, но и административно-хозяйственного управления.

Контрольные вопросы

1. В чем основная цель диспетчерского управления?
2. В чем особенности диспетчерского управления в странах с национализированной энергетикой?
3. Какова основная структура диспетчерского управления электроэнергетикой в СССР?

4. Что такое первичное, вторичное и третичное регулирование и какова его роль в диспетчерском управлении?

5. В чем заключаются основные функции автоматики в энергосистемах, как разделяется эта автоматика?

6. Что понимается под «обменными мощностями» и как они регулируются диспетчером?

7. На основе каких соображений осуществляется оптимизация режимов?

8. Какова основная структурная схема регулирования турбины? Какими параметрами она характеризуется?

9. Как реализуется диспетчерское управление режимом напряжений сетей электрических систем?

10. Что является критерием экономической эффективности автоматизированных систем управления? Как производится ее оценка?

11. Характеристика основного направления развития энергетики СССР.

12. В чем заключаются системные принципы ОАСУ «Энергия»?

13. Какова структура диспетчерского управления в СССР?

ГЛАВА 3 СРЕДСТВА ОТОБРАЖЕНИЯ ИНФОРМАЦИИ В АСДУ

§ 3-1. ПРИНЦИПЫ И МЕТОДЫ ВИЗУАЛЬНОГО ПРЕДСТАВЛЕНИЯ ИНФОРМАЦИИ

В зависимости от требований, предъявляемых к системе отображения информации в АСДУ, выбирается количество и тип средств с наиболее подходящими характеристиками. При этом могут использоваться практически все существующие принципы отображения информации, которые в совокупности со всеми техническими средствами АСДУ составляют единый, наивыгоднейший на каждом уровне управления информационный комплекс.

Наибольшее влияние на выбор типа и количества средств отображения информации оказывают состав и периодичность решения информационных и специальных энергетических задач, а также технические и программные возможности используемых средств вычислительной техники, устройств телемеханики и аппаратуры передачи данных.

Применяемые в АСДУ средства отображения информации можно подразделить на индивидуальные и групповые (коллективного пользования). К индивидуальным средствам отображения информации относятся стрелочные и цифровые приборы; сигнальные табло, а также электроннолучевые индикаторы диспетчерского пульта, размещаемые в непосредственной близости от рабочего места диспетчера. Основным средством группового отображения является диспетчерский щит, на котором необходимая для управления информация должна быть представлена таким образом, чтобы обеспечивалось ее оперативное и однозначное восприятие со всех рабочих мест диспетчерского зала.

Как индивидуальные, так и групповые средства отображения информации в свою очередь подразделяют на пассивные и активные. Пассивные средства осуществляют отображение только строго определенных видов информации, представляемых в заранее выбранной форме, размерности и порядке. К пассивным средствам можно отнести диспетчерские щиты, поскольку изменение состава, объема и формы отображаемой информации возможно только

при изменении конструкции щита (числа образующих щит панелей, количества и типа измерительных приборов и т. п.).

В отличие от пассивных активные средства позволяют не только отображать необходимую информацию различного типа, но и осуществлять ее коррекцию и редактирование как по форме, так и по содержанию, что особенно важно в так называемых человеко-машинных системах, к которым относится АСДУ.

Наиболее характерным примером активных средств отображения информации являются электроннолучевые индикаторы (дисплеи), описание которых дается в следующем разделе.

В качестве носителя представляемого оператору изображения используют экраны электроннолучевых трубок (ЭЛТ); экраны проекционных установок, работающих на отражение или на просвет; экраны из электролюминесцентных элементов различной формы — прямоугольники, квадраты, специальные символы или элементы символов, цифры, буквы и т. п., а также экраны, выполненные на так называемых жидких кристаллах. Кроме того, применяют экраны матричного типа, в которых каждый элемент матрицы (растра) может иметь два четко различимых уровня яркости. В качестве таких элементов используют различные лампы (люминесцентные, газосветные, накаливания и т. п.), световые диоды, а также ячейки с двумя поверхностями разного цвета, смена которых осуществляется электромагнитными реле.

В тех случаях, когда каждый элемент может генерировать или отражать несколько цветов (например, красный, зеленый и синий), экраны матричного типа позволяют получать цветное изображение. Рабочее поле матричных экранов может быть равномерным или набираться из отдельных символо-мест (подматриц). Символоместные экраны обычно используют для отображения алфавитно-цифровой информации. Экраны с равномерным расположением элементов наряду с алфавитно-цифровой информацией позволяют также отображать и графическую.

Для отображения и документирования информации применяют, кроме того, обычную и специальную бумагу или пленку, на которой требуемое изображение вычерчивается, печатается или проявляется механическим, электростатическим, химическим или иным способом. В частности, для вывода результатов расчетов в графической форме — графики электропотребления, динамики изменения параметров режима в переходных процессах, схемы электрической сети и т. п., в АСДУ используют графопостроители различных типов. Вычерчивание графиков, схем и т. п. осуществляется перемещением рисующей головки с пером (стержнем) в соответствии с координатами, поступающими из вычислительной машины.

В ряде графопостроителей рисующая головка перемещается только по поперечной оси. Требуемое продольное перемещение рисующей головки подменяется соответствующей протяжкой бумаги. Как правило, рисующая головка содержит несколько стержней, что позволяет получать многоцветные чертежи и схемы. Алфавитно-цифровые надписи и комментарии могут выполняться

рисующей головкой по специальным подпрограммам, а также наноситься специальной печатающей головкой. Существенным недостатком графопостроителей является сравнительно низкая скорость вывода информации. Поэтому для оперативного получения твердой копии используют электрографические копировальные устройства, сопрягаемые с индикаторами на ЭЛТ.

Широко применяют информационные щиты из различных материалов (пластмассы, металла, дерева и т. п.), на которых отображаемая информация набирается из отдельных элементов: букв, цифр, условных символов, отрезков прямых и т. п.

Устройства отображения информации характеризуются рядом специальных показателей.

Скорость вывода информации особенно важна в АСДУ, где требуется отображение информации в реальном времени, т. е. в темпе поступления данных на вход устройства. Отображение в реальном времени может быть обеспечено только в тех случаях, когда объем информации, поступающей на вход устройства в единицу времени, не превышает скорости, с которой осуществляется отображение. Поэтому в устройствах, предназначенных для отображения информации в реальном времени, скорость вывода информации должна выбираться с учетом максимально возможного темпа поступления данных.

Универсальность характеризует возможность отображения различных видов информации (графиков, схем, алфавитно-цифровых знаков, специальных символов), объединяемых в различные по составу и размерности форматы.

Разрешающая способность человеческого глаза составляет примерно 1 угл. мин. При расстоянии наблюдения, равном 45 см, это соответствует элементу изображения, размеры которого составляют примерно 0,125 мм. Минимальное расстояние, на котором воспринимается все изображение в целом, обычно равно ширине изображения. Для точного распознавания изображения в этом случае требуется приблизительно 1000 линий. Поэтому разрешающая способность устройства считается удовлетворительной, если обеспечивается различение около 1000 элементов (точек) по вертикали экрана (кадра) с расстояния, равного ширине изображения. В общем случае *разрешающая способность* устройства отображения характеризуется размерами минимального элемента, используемого для формирования изображения. Так, например, разрешающую способность устройств отображения информации, выполненных на ЭЛТ, принято характеризовать размерами светового пятна.

Емкость устройства отображения определяется предельным количеством информации, которая одновременно может быть выведена на экран (рабочее поле). Очевидно, что емкость устройства определяется его разрешающей способностью и размерами экрана. В тех случаях, когда изображение формируется из символов (знаков) одинакового размера, емкость устройства может быть оценена количеством имеющихся символо-мест.

Яркость определяется как отношение силы света элемента поверхности источника в направлении наблюдения к площади элемента, спроектированной на плоскость, которая перпендикулярна данному направлению. Иными словами, яркость является силой света, отнесенной к единице площади проекции источника на поверхность, которая перпендикулярна направлению наблюдения.

Контрастность используется для характеристики различия между двумя соседними элементами изображения. Это различие может быть достигнуто с помощью яркости, цвета, размеров, формы и длительности воспроизведения сравниваемых элементов изображения. Однако термин «контрастность» чаще всего применяют для обозначения различия в яркости элементов изображения. В качестве количественной меры используют коэффициент контрастности $C_к$ и контрастность, выраженную в процентах,— $C_{\%}$. Коэффициент контрастности равен отношению яркости самого светлого участка изображения к яркости самого темного его участка; его применяют в тех случаях, когда важно воспроизведение шкалы серых тонов. Контрастность, выраженную в процентах, чаще всего используют для характеристики устройств отображения информации, у которых уровень яркости фона $B_в$, обусловленного внешним освещением, составляет значительную часть яркости изображения $B_и$. В соответствии с изложенным

$$C_к = \frac{B_{макс}}{B_{мин}}; \quad C_{\%} = \frac{B_и - B_в}{B_в} 100\%. \qquad (3\text{-}1)$$

При выборе и проектировании системы отображения информации в АСДУ целесообразно оценивать контрастность по $C_{\%}$, поскольку освещенность рабочей поверхности должна быть достаточно высокой. При этом для обеспечения достаточной контрастности необходима высокая яркость устройств отображения. Следовательно, система освещения диспетчерских залов должна выбираться с учетом различных, весьма противоречивых требований. С одной стороны, освещенность рабочего места диспетчера, а также устройств, работающих на отраженном свете (мнемосхем диспетчерского щита, измерительных приборов без подсветки, панелей управления и связи и т. п.), должна быть достаточно высокой. С другой стороны, это обусловливает необходимость применения повышенной яркости экранов ЭЛТ, проекционных установок и т. п. Разумеется, при этом должна учитываться возможность применения направленного освещения, защитных козырьков, фильтров, специальных штор и т. д. Однако даже при использовании указанных средств иногда принимают компромиссный уровень освещенности, при котором и самосветящееся и освещенное извне изображения одинаково эффективны.

Цвет определяется длиной световых волн, излучаемых или отображаемых устройством отображения. Человеческий глаз чувствителен к световым волнам, длина которых ограничена диапазоном от 400 (фиолетовый цвет) до $700 \cdot 10^{-9}$ м (красный цвет). В сетчатке человеческого глаза имеются две основные рецепторные системы — система колбочкового и система палочкового зрения. Палочковая система более чувствительна, ее чувствительность слегка сдвинута в сторону фиолетового конца спектра. Колбочковая система доминирует в условиях дневного освещения.

Зрительное ощущение, появляющееся при падении лучистой энергии на сетчатку глаза, характеризуется цветовым оттенком, насыщенностью и яркостью. Совокупность этих свойств и дает ощущение цвета. Нейтральный серый цвет, не обладающий ни оттенком, ни насыщенностью, называется ахроматическим. Яркость является тем свойством цветового ощущения, которое позволяет оценивать его как эквивалент ощущения, вызываемого некоторым набором нейтральных (ахроматических) серых цветов. Равные количества потока излучения с разной длиной волны не вызывают равных ощущений яркости. Для стандартизации фотометрических данных разработана стандартная кривая спектральной чувствительности человеческого глаза. Эта кривая, принятая для колбочковой системы, определяет ощущение яркости (чувствительности человека к свету) как функцию длины волны. С помощью стандартной кривой может быть оценена яркость любого источника света. Максимальной яркостью при равном потоке излучения обладает источник с длиной волны $555 \cdot 10^{-9}$ м.

Более сложный процесс — определение цвета и увязка понятий цвета (оттенка) и насыщенности с их физическими эквивалентами. Один из методов описания цвета основан на сравнении цвета источника (объекта) с цветом эталона, совокупность которых описывает с некоторой дискретностью всю гамму ощущений цвета. Другой метод заключается в сравнении данного цвета со смесью соответствующего числа цветов из набора стандартизованных первичных цветов (красного, зеленого и синего). Соответствующая цветовая диаграмма позволяет определять этим методом физические эквиваленты цвета и насыщенности.

Использование цвета в системах отображения повышает их информационную емкость, усиливает контрастность и облегчает различение классов объектов. Однако при этом, как правило, снижаются разрешающая способность и яркость изображения, а также увеличиваются сложность и стоимость устройства.

Различимость знаков и символов определяется рядом факторов. Одним из них является формат — отношение ширины к высоте. Хотя могут считываться и квадратные знаки, рекомендуется применять форматы 5 : 7 или 2 : 3. Ширину линии следует выбирать в пределах от $^1/_{16}$ до $^1/_8$ высоты знака, причем более тонкие линии целесообразно использовать для освещенных знаков на темном фоне. Немаловажна и форма знаков. При выборе размеров знаков должны учитываться важность данных, утомляемость оператора, условность символов, а также яркость, контрастность и загроможденность изображения. Учитываться должны все перечисленные выше факторы, хотя основными в большинстве случаев являются ограничения, налагаемые остротой зрения, т. е. разрешающей способностью человеческого глаза. Как указывалось, раз-

решающая способность человеческого глаза составляет 1 угл. мин, поэтому для разрешения такого, например, знака, как *E*, необходимо, чтобы он соответствовал углу зрения, равному, по меньшей мере, 5 угл. мин. Поскольку это минимальный размер, то знаки, соответствующие такому углу зрения, обычно применяют для проверки и определения остроты зрения.

Для преобразования углового размера в высоту знака необходимо знать расстояние наблюдения. Обычно рассматривают два наиболее общих случая. Для индивидуальных устройств отображения используют так называемое стандартное расстояние наблюдения, которое принимают равным примерно 45 см. В тех случаях, когда расстояние между экраном индивидуального устройства и глазом наблюдателя отличается от стандартного, приведенные размеры знаков следует пересчитать, используя отношение реального и стандартного расстояний наблюдения.

При стандартном расстоянии наблюдения (исходя из угла зрения 5 угл. мин) минимальный размер знака должен составлять 1,27 мм. Однако это минимально видимый, а не рекомендуемый размер. При определении рекомендуемого размера обычно руководствуются вероятностью распознавания и различимостью сходных по начертанию знаков. Как правило, рекомендуемый размер знака в три раза превышает минимально видимый. В рассмотренном случае рекомендуемый размер знака составляет примерно 3,8 мм, что соответствует 15 угл. мин.

Для устройств группового пользования нет стандартного расстояния наблюдения, поскольку они сильно различаются размерами и характеристиками экрана, а также условиями применения. Однако для каждого такого устройства может быть достаточно точно определено наибольшее ожидаемое расстояние наблюдения, а затем и рекомендуемый размер знака, исходя из угла зрения, равного 15 угл. мин.

Устойчивость изображения обычно характеризуют максимально возможным смещением (дрейфом) образующих его элементов. На восприятие и распознавание данных наиболее отрицательно влияет относительное смещение отдельных элементов изображения. Медленное смещение или колебание изображения в целом затрудняет наблюдение, повышая утомляемость оператора. Увеличение амплитуды и частоты колебаний может привести к невозможности однозначного восприятия изображения. Поэтому во всех устройствах обязательно нормируется максимально допустимая величина смещения изображения. Для символо-местных экранов обычно нормируется максимально допустимое смещение в строках (вертикальный дрейф) и столбцах (горизонтальный дрейф). Чаще всего указанные параметры задаются в процентах от соответствующих размеров символо-места. Устройства с высокой устойчивостью изображения обеспечивают требуемую линейность и отсутствие краевых искажений.

Система кодирования отображаемой информации определяет возможности пространственного распознавания изображения, для

количественной оценки которых используют скорость и точность различения и смыслового восприятия применяемого кода. Простейшим примером системы кодирования является алфавит, используемый для отображения текстовых сообщений. Скорость и точность смысловой интерпретации (восприятия) текста однозначно определяются скоростью и точностью различения каждой буквы, если речь идет об одном и том же тексте, отображаемом с использованием различного формата и начертания элементов алфавита.

Однако даже в этом простейшем случае становится очевидной зависимость скорости и точности смыслового восприятия от содержания отображаемой информации. Поэтому не может быть разработана универсальная система кодирования отображаемой информации, оптимальная во всех применениях. В тех случаях, когда требуется обеспечить максимальную скорость восприятия и качественной оценки быстро изменяющихся процессов, целесообразно применять графическую систему кодирования отображаемой информации. Однако, как известно, графики не обеспечивают точного и быстрого считывания и контроля численных значений отображаемых процессов.

Для словесного описания схемы соединений электрической сети, как правило, требуется в несколько раз больший объем информации, чем при использовании матрицы инциденций или соответствующего рисунка с набором принятых условных обозначений.

При системном подходе к конструированию и выбору средств отображения информации необходимо считаться с тем, что оператор обязательно сопоставляет информацию, поступающую от разных источников. Очевидно, что при этом скорость и точность различения и смысловой интерпретации информации, отображаемой группой устройств, во многом будет зависеть от однородности применяемой в них системы кодирования и взаимного расположения устройств. В определенной мере совместимость различных устройств может быть оценена числом и продолжительностью фиксаций глаза оператора на каждом устройстве при типовом составе и объеме отображаемой информации.

Надежность устройств отображения информации может быть оценена коэффициентом готовности

$$K_г = T_0/(T_0+\tau), \qquad (3\text{-}2)$$

где T_0 — среднее время безотказной работы устройства, ч; τ — среднее время устранения отказа, ч.

При выборе типа, состава и числа устройств, образующих комплекс отображения информации АСДУ, исходят из того, что одновременный отказ всех устройств комплекса недопустим. В наихудшем случае должно обеспечиваться отображение информации в объеме, достаточном для оперативного управления режимами энергосистем. Поэтому комплекс отображения должен обладать структурной и количественной избыточностью. Структурная

избыточность появляется при использовании совокупности устройств, информационные возможности которых частично перекрывают друг друга. При отказе одного устройства или группы однотипных устройств возможности отображения информации снижаются, но не теряются полностью. Количественная избыточность обеспечивается дублированием (мажорированием) однотипных устройств.

Таким образом, для обеспечения требуемой надежности в состав комплекса отображения информации АСДУ должны входить устройства, обладающие максимальной универсальностью. Очевидно, что оценка надежности комплекса отображения должна проводиться в тесной взаимосвязи с другими техническими средствами АСДУ, с обязательным учетом их функциональной взаимозависимости.

Стоимость и расходы на эксплуатацию являются теми показателями, по которым окончательно сопоставляются соизмеримые по другим показателям варианты построения комплекса для отображения информации АСДУ.

§ 3-2. УСТРОЙСТВА ВВОДА — ВЫВОДА ИНФОРМАЦИИ НА ЭЛТ

Широкое распространение в АСДУ благодаря своей универсальности, возможности работы в реальном масштабе времени, высокому качеству изображения в сочетании с возможностью организации удобного и наглядного диалога «человек — машина» получили устройства ввода — вывода информации (УВВ) на ЭЛТ, называемые также индикаторами на ЭЛТ, экранными терминалами или дисплеями. В индикаторах на ЭЛТ возможно использование телевизионного и дискретного способов вывода изображения.

Общая характеристика. При телевизионном способе изображение формируется в виде растра, образуемого при движении луча, обегающего экран построчно слева направо и сверху вниз. Ток луча в процессе перемещения по каждой строке модулируется непрерывным видеосигналом, поэтому для отображения информации, которая хранится в ЦВМ в дискретной форме, необходимо предварительно преобразовать ее в видеосигнал. Чтобы записать отображаемую на ЭЛТ информацию в память ЦВМ, необходимо преобразовать видеосигнал каждой строки в дискретную форму. При этом требуется столько двоичных разрядов памяти, сколько точек можно различить в каждой строке. При использовании применяемого в СССР телевизионного растра, содержащего 625 строк в кадре, для запоминания одного кадра изображения потребуется около 0,5 млн. двоичных разрядов.

В современных индикаторах на ЭЛТ преимущественно используется дискретный способ вывода изображения с прямой адресацией луча в любую точку рабочего поля экрана. Индикаторы дискретного типа принято подразделять на символьно-местные (алфавитно-цифровые) и графические.

Рабочее поле алфавитно-цифрового индикатора представляет собой прямоугольную матрицу. Каждый элемент матрицы является символо-местом стандартного размера, внутри которого осуществляется высвечивание любого символа из имеющегося (разрешенного) набора. Вывод информации на экран алфавитно-цифрового индикатора реализуется путем задания адреса символо-места на рабочем поле ЭЛТ и указания вида символа (буквы, цифры, специального знака и т. п.), который должен быть высвечен на этом символо-месте.

Число символо-мест рабочего поля экрана в различных устройствах колеблется от 100 до 3000. Набор разрешенных символов может содержать различное число стандартных и специальных знаков. При этом в ряде случаев могут использоваться наборы, содержащие несколько модификаций одинаковых символов, отличающихся размерами, начертанием и т. п. Управление движением луча в процессе высвечивания каждого символа обычно осуществляется по стандартной подпрограмме. Поэтому процесс вывода информации на алфавитно-цифровой индикатор аналогичен процессу, реализуемому обычной пишущей машинкой.

Первоначальная установка луча в нужное место экрана аналогична перемещению каретки, обеспечивающей требуемое положение листа бумаги при печати на машинке. Высвечивание требуемого символа аналогично выбору и нажатию соответствующей клавиши. Информационная емкость алфавитно-цифрового индикатора обычно измеряется числом символо-мест рабочего поля экрана.

В индикаторах графического типа рабочее поле экрана представляет собой матрицу адресуемых точек. Координаты светящейся точки на экране ЭЛТ обычно задаются в двоичном коде на специальных регистрах — регистре ординаты *PY* и регистре абсциссы *PX*. Разрешающая способность современных дисплеев позволяет получать рабочее поле, содержащее от 512×512 до 2048×2048 адресуемых точек, что требует соответственно от 9 до 11 двоичных разрядов в регистрах *PX* и *PY*.

Управление движением луча при отображении информации сводится к заданию начальных и конечных координат каждого вектора, количество, длина и наклон которых определяются требуемой точностью аппроксимации выводимого изображения. В этом состоит основное отличие телевизионного способа формирования изображения от матричного. При использовании телевизионного способа время, за которое формируется один кадр изображения, не зависит от полезного объема выводимой информации. В тех случаях, когда изображение формируется с помощью матрицы адресуемых точек, время вывода определяется только объемом высвечиваемой одновременно полезной информации. Поэтому информационную емкость графических индикаторов часто оценивают максимальной длиной вектора, который может быть высвечен на экране ЭЛТ.

Высвечивание стандартных элементов изображения (букв,

цифр, стандартных символов и т. п.) в графических индикаторах, так же как и в символо-местных, может осуществляться по стандартным подпрограммам. Однако в отличие от алфавитно-цифровых графические индикаторы позволяют получать также трехмерные изображения, реализовывать их вращение вокруг любой оси, контролировать графики изменения параметров во времени и т. п.

Структурная схема УВВ на ЭЛТ. В состав современного УВВ на ЭЛТ входят (см. рис. 3-1) следующие основные функциональные блоки и устройства:

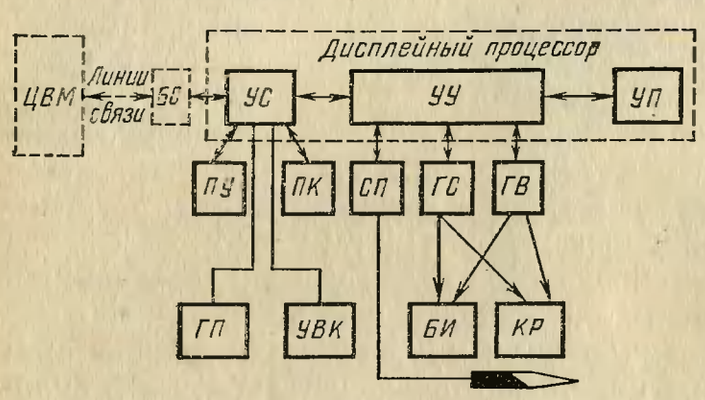


Рис. 3-1

блок визуального представления (индикации) информации (*БИ*), включающий в себя ЭЛТ с фокусирующей и отклоняющей системами;

устройство управления (*УУ*);

устройство памяти (*УП*);

устройство сопряжения (*УС*);

блок подключения к линиям связи (*БС*);

генераторы символов (*ГС*);

генераторы векторов (*ГВ*);

пульт управления с алфавитно-цифровой и функциональной клавиатурой (*ПК*).

Кроме того, УВВ на ЭЛТ может иметь ряд дополнительных устройств, обеспечивающих удобный ввод — вывод, редактирование и регистрацию отображаемой информации.

Для регистрации информации, отображаемой на экране ЭЛТ, можно применять кинорегистраторы (*КР*), графопостроители (*ГП*), печатающие устройства (*ПУ*). В ряде случаев для упрощения считывания координат масштабных изображений (карт, чертежей, графиков) используют устройства ввода координат (*УВК*).

Эффективное управление вводом и редактированием информации обеспечивается с помощью специальных устройств типа световое перо (*СП*), световой карандаш, рисовальный (координатный) шар, рисовальный (координатный) рычаг и т. п.

Совокупность блоков управления (*УУ*), памяти (*УП*) и сопряжения (*УС*) называют дисплейным процессором, поскольку он обеспечивает реализацию функций простейшей вычислительной машины: прием и выполнение команд, поступающих от ЦВМ и пульта управления; хранение, регенерацию и обмен информации; управление и синхронизацию работы всех устройств индикатора; сопряжение и обмен информацией с внешними устройствами, которые могут быть дополнительно подключены к дисплею.

Блок индикации представлен структурной схемой на рис. 3-2. В состав блока входит фокусирующая система (*ФС*), узел подсветки (*УПс*) для яркостной модуляции луча, источник тока фокусировки (*ИТФ*) и блок высоких напряжений (*БВН*).

Для отклонения луча служат две пары усилителей, работающих на две отклоняющие системы. Усилители отклонения (*УО*) предназначены для установки луча в любую точку поверхности экрана, что достигается при помощи главной отклоняющей системы (*ОСГ*). Усилители развертки символов (*УРС*) предназначены для воспроизведения на экране ЭЛТ букв, цифр и стандартных

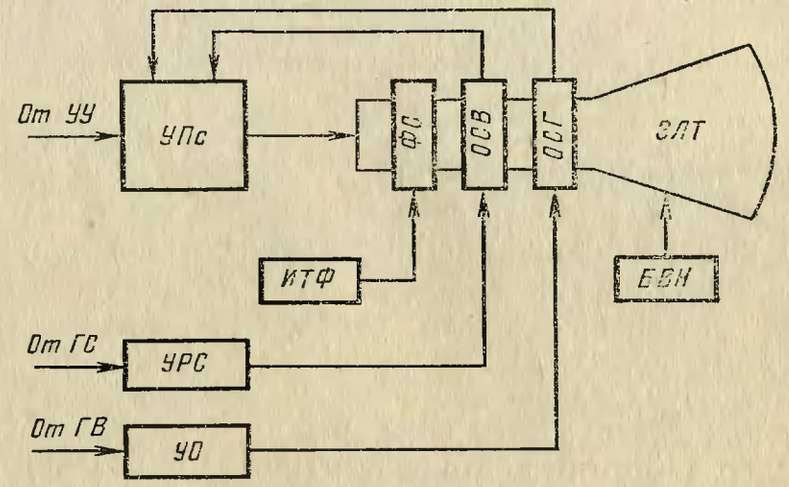


Рис. 3-2

символов, что обеспечивается с помощью вспомогательной отклоняющей системы символов (*ОСВ*).

Индикация буквенно-цифровых знаков может осуществляться либо специальными генераторами символов, либо в самой ЭЛТ с помощью метода, называемого *формированием фигурного сечения луча.* Изображение символа формируется при пропускании электронного луча через фигурные отверстия специального металлического трафарета — знаковой матрицы. ЭЛТ данного типа принято называть профильно-лучевыми. Обычно знаковая матрица содержит буквы алфавита, цифры и стандартные символы (точка, запятая, двоеточие и т. п.). При прохождении через трафарет луч принимает форму требуемого знака и создает на люминофорном экране изображение такой же формы.

ЭЛТ с профилированием луча включает в себя электронную пушку, отклоняющие пластины для выбора знаков, знаковую матрицу, компенсирующие пластины, а также отклоняющую и фокусирующую системы. Компенсирующие пластины служат для повторного направления луча по оси ЭЛТ после смещения его при выборе знака.

В ряде конструкций ЭЛТ с профилированием луча обеспечивается регулировка размеров отображаемых знаков. Обычно высота знаков варьируется от 2,5 до 20 мм. ЭЛТ с фигурным сече-

нием луча позволяют получить четкие символы с постоянной яркостью и могут также использоваться для генерирования векторов. При этом в знаковой матрице выбирается символ точки, а полученный луч отклоняется с помощью генераторов векторов.

Однако рассматриваемые ЭЛТ имеют ряд существенных недостатков. Одним из них является необходимость замены и генератора знаков, и ЭЛТ в случае выхода из строя хотя бы одного из этих устройств. Изменение используемого набора символов может быть реализовано только заменой знаковой матрицы и, как следствие, всей трубки в целом. Поэтому применение профильно-лучевых ЭЛТ связано с большими эксплуатационными расходами, хотя стоимость выполненных на их базе дисплеев, как правило, меньше аналогичных по параметрам индикаторов на стандартных трубках.

От свойств используемого люминофора зависят такие важнейшие показатели индикаторов на ЭЛТ, как яркость и контрастность изображения, диаметр светового пятна, длительность послесвечения и информационная емкость. Яркость свечения люминофора после возбуждения электронным лучом зависит также от интенсивности луча, времени его пребывания, частоты повторения сигнала и длительности послесвечения люминофора. Затухание люминофора, обусловленное его послесвечением, происходит по степенному или логарифмическому закону. При наблюдении явлений с низкой частотой повторения (ниже 1 Гц) послесвечение обеспечивает достаточно длительное запоминание информации и является фактически единственным способом оперативного изучения редко повторяющихся процессов. В случае сигналов с большой частотой повторения (от 20 до 50 Гц) послесвечение сглаживает изображение и исключает эффект мелькания (мерцания). Однако при увеличении частоты повторения сигнала послесвечение может оказаться слишком длительным, что приведет к наложению (размазыванию) изображения.

Используемые в индикаторах на ЭЛТ люминофоры можно разделить на зеленые и оранжевые. Зеленые люминофоры характеризуются коротким временем послесвечения и обеспечивают высокую яркость изображения. Поэтому их чаще всего используют в индикаторах, предназначенных для отображения быстро изменяющихся данных в условиях достаточно высокой освещенности рабочего помещения. Оранжевые люминофоры обладают достаточно длительным (до нескольких секунд) послесвечением; их обычно применяют в индикаторах, устанавливаемых в помещениях с пониженной освещенностью.

Длительность послесвечения люминофора определяет необходимую частоту регенерации (возобновления) выводимого на экран ЭЛТ изображения. Если за период времени между двумя последовательными регенерациями яркость послесвечения люминофора успевает резко снизиться, выводимое изображение воспринимается как периодически изменяющее свою яркость (мерцающее). Чтобы глаз не ощущал мерцания, изображение необходимо регенерировать 40—60 раз в секунду при использовании люминофоров зеленого типа и 5—15 раз в секунду в случае люминофора оранжевого типа.

Очевидно, что при постоянной скорости движения луча v количество высвечиваемых точек N, диаметр каждой из которых d, определяется разрешающей способностью индикатора и обратно пропорционально необходимой частоте регенерации изображения f:

$$N = v/df. \tag{3-3}$$

Из (3-3) следует, что информационная емкость, которую обычно оценивают максимальным числом одновременно высвечиваемых символов (в алфавитно-цифровых индикаторах) или наибольшей длиной отображаемого вектора (в графических индикаторах), определяется не только размерами экрана и разрешающей способностью трубки, но и скоростью движения электронного луча и требуемой частотой регенерации изображения.

В ряде случаев для улучшения восприятия изображения часть данных выделяют мерцанием, что достигается уменьшением частоты регенерации соответствующих символов, как правило, в два раза по сравнению с нормальной. Очевидно, что при этом информационная емкость индикатора может быть увеличена на число символов (адресуемых точек), выделенных мерцанием.

Информационная емкость индикатора на ЭЛТ зависит также от числа адресуемых точек (количества и длины векторов), применяемых для формирования каждого символа. Поэтому в ряде символо-местных дисплеев время вывода зависит от характера отображаемых данных: оно минимально, когда в каждом символо-месте отображается одна точка; и максимально, когда на каждом символо-месте отображается знак, для начертания которого используется максимальное число точек (отрезков векторов). Максимальное время вывода информации должно быть всегда меньше длительности цикла регенерации изображения.

Аналогичная ситуация может быть в тех случаях, когда в индикаторе предусмотрены символо-места разного размера. При этом максимальное время вывода соответствует символо-местам большого размера, например, для отображения текста из заглавных букв.

Для получения изображения постоянной яркости чаще всего применяют фокусирующие и отклоняющие системы, которые обеспечивают постоянство скорости и силы тока электронного луча в процессе высвечивания любого вида символов. Однако в целом ряде случаев для увеличения информационной емкости индикатора применяют отклоняющие системы, в которых скорость движения луча пропорциональна длине требуемого перемещения. Тогда для получения изображения постоянной яркости ток луча должен корректироваться в зависимости от скорости его перемещения.

Модуляцией тока луча осуществляется высвечивание сплошных, штриховых, пунктирных и т. п. линий. Требуемая толщина

линий может обеспечиваться фокусирующей системой. Ширина электронного луча определяет размер светового пятна на экране ЭЛТ. Однако фактический размер пятна всегда больше из-за рассеяния света в люминофоре. Чтобы получить высокую яркость при малом размере светового пятна, необходим луч большой энергии. Если большая энергия концентрируется в пятно малого размера, возникает опасность растрескивания стекла колбы вследствие местного нагрева. Кроме того, на размеры светового пятна существенно влияет зернистость люминофора. Поэтому для получения светового пятна малого размера применяют мелкозернистые люминофоры, которые обеспечивают такую же яркость изображения, как и обычные люминофоры при нормальных размерах светового пятна.

Дисплейный процессор имеет состав и структуру команд, осуществляющих управление процессом ввода — вывода информации со стороны ЦВМ, которые во многом определяются возможностями и характеристиками используемых индикаторов на ЭЛТ. Поэтому рассмотрим лишь наиболее важные и общие для большинства индикаторов принципы организации работы дисплейного процессора.

Дисплейный процессор представляет собой специализированную вычислительную машину с программным управлением, которая должна выбирать из памяти и реализовывать команды, управляющие перемещением и яркостью луча. Кроме того, дисплейный процессор должен обеспечивать обмен информацией с ЦВМ. Причем этот обмен всегда является двусторонним и может осуществляться как по инициативе ЦВМ, так и по команде оператора, поступающей через органы управления дисплея.

Проводя аналогию между дисплейным процессором и процессором ЦВМ, необходимо отметить, что в каждом из них имеются некоторые главные регистры, состояние которых и определяет состояние процессора. В процессоре ЦВМ такими регистрами, в частности, являются сумматор и счетчик команд; в дисплейном процессоре — регистры координат *PX* и *PY*, хранящие текущее положение луча на экране ЭЛТ, а также счетчик команд, определяющий адрес памяти дисплея, где записана очередная выполняемая команда. Набор возможностей дисплейных процессоров, как и процессоров ЦВМ, более стабилен, чем структура и состав команд, с помощью которых эти возможности реализуются.

Практически все дисплейные процессоры могут выполнить следующие операции: установить луч в нужное место рабочего поля экрана и высветить (не высветить) точку; высветить в требуемом месте экрана соответствующий символ или цепочку (последовательность) символов. В графических индикаторах, кроме того, обязательно выполняется операция построения вектора из текущей в заданную точку экрана. Операция высвечивания стандартных символов, как правило, реализуется автоматически с использованием соответствующего генератора символов. В ЭЛТ с профилированием луча обращение к соответствующему генератору

заменяется предварительным перемещением луча в необходимое место знаковой матрицы.

Координаты точки могут задаваться абсолютными значениями абсциссы X и ординаты Y в двоичном коде или их приращениями ΔX и ΔY относительно исходной (текущей) точки. В ряде индикаторов возможно изменение начала координат. Применяется также режим, в котором координата Y задается для каждой точки, а для координаты X задаются только начальное значение и шаг изменения ΔX.

Для точек, векторов и текста можно дополнительно указывать яркость и мерцание. Для векторов, кроме того, возможно задание характера линии (сплошная, штриховая, пунктирная и т. п.).

При выводе текста в ряде случаев обеспечивается задание размеров и ориентация (наклон) каждого символа. Продвижение вдоль строки от символа к символу и переход от заполненной строки к началу следующей процессор выполняет автоматически. Аналогично тому, как в процессоре ЦВМ можно реализовать команду безусловного перехода, в дисплейном процессоре можно прервать нормальную последовательность вывода текста, перенеся луч в другую точку экрана. Это позволяет выделять абзацы, сдвигать символы на уровень индексов или показателей степени и т. п. В некоторых случаях структура команд позволяет работать с различными форматами рабочего поля экрана.

Наряду с рассмотренными выше командами, реализующими необходимые операции, связанные с выводом информации, дисплейный процессор обязательно должен обеспечивать программный доступ ко всем дополнительным, работающим в составе индикатора, устройствам регистрации отображаемой информации.

Весь комплекс операций ввода — вывода информации и обмена с ЦВМ должен быть увязан с циклом регенерации изображения. Для синхронизации и логической увязки работы всех блоков индикатора чаще всего используется микропрограммное управление. При этом выполнение каждой из рассмотренных команд осуществляется соответствующей микропрограммой, набор которых обычно хранится в специальном постоянном запоминающем устройстве (ПЗУ). Объем микропрограммного ПЗУ определяется числом и составом реализуемых операций и форматом используемых микрокоманд. Характерной чертой каждой микропрограммы является так называемый главный цикл, длительность которого зависит от периода регенерации изображения.

В ряде конструкций один дисплейный процессор используется для управления работой нескольких индикаторов. Система команд при этом обязательно дополняется командами, обеспечивающими адресацию, коммутацию и соответствующую дисциплину обслуживания каждой ЭЛТ.

Емкость блока памяти дисплейного процессора определяется разрядностью слов, используемых для записи данных и команд управления и обмена, и информационной емкостью индикатора. Обычно емкость памяти выбирается из условия одновременного

хранения не менее одного кадра изображения. В некоторых случаях блок памяти позволяет запоминать несколько кадров отображаемой информации.

Следует отметить, что принципиально возможно управлять процессом ввода — вывода информации, используя оперативную память центрального процессора ЦВМ. Однако такое решение снижает эффективность использования ЦВМ, повышает загрузку канала связи между дисплеем и ЦВМ, усложняет процесс состав-

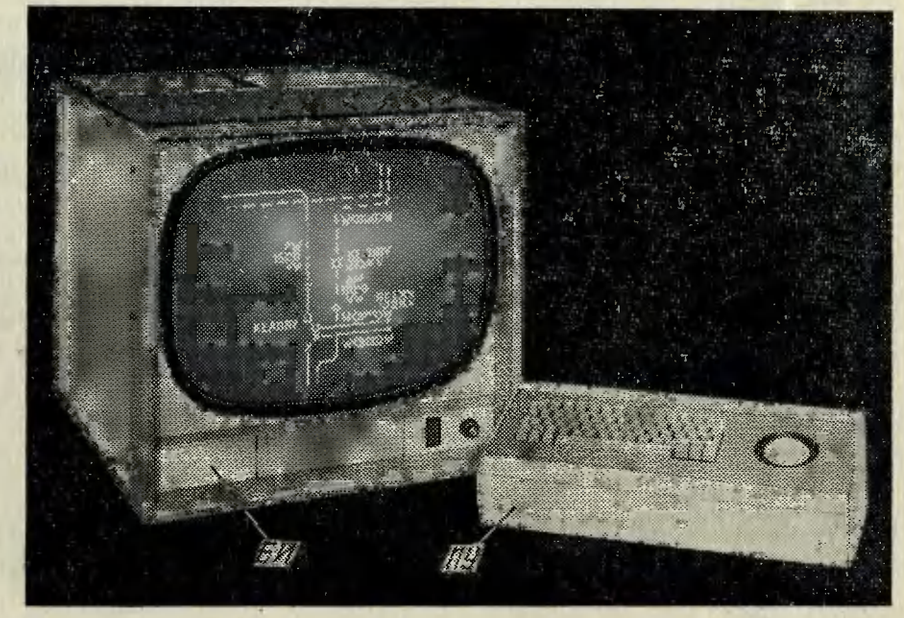


Рис. 3-3

ления программ ввода — вывода информации на ЭЛТ, исключая возможность автономного (без ЦВМ) формирования и анализа изображения.

Дальнейшее рассмотрение функциональных возможностей дисплейных процессоров проведем на примере дисплея типа МД-4, выпускаемого фирмой «Ферранти» (Англия), блок индикации (*БИ*) и пульт управления (*ПУ*) которого показаны на рис. 3-3.

Дисплейный процессор МД-4 имеет блок памяти емкостью 4096 слов со временем цикла 2 мкс. Формат слова составляют 24 двоичных разряда. В индикаторе применяются ЭЛТ с люминофором оранжевого типа, обеспечивающим достаточно длительное послесвечение. Используют трубки с размером экрана 36 или 53 см по диагонали. К одному устройству МД-4 могут подключаться до 12 индикаторов типа МД-3. Последние отличаются от МД-4 отсутствием в их составе блока памяти. Максимальное удаление блока индикации МД-3 от дисплейного процессора МД-4 составляет около 100 м.

Индикатор может работать в режиме вывода алфавитно-цифровых знаков, специальных символов, векторов, окружностей, а также осуществлять отображение информации, задаваемой относительными координатами. В режиме вывода алфавитно-цифровых знаков возможно отображение 32 или 64 знаков в строке.

Специальные символы могут иметь два формата, наибольший из которых в четыре раза превышает формат, используемый для вывода алфавитно-цифровых знаков. Допускается произвольное размещение специальных символов на экране, рабочее поле которого при этом представляет собой матрицу 256×256

адресуемых точек. Аналогичная организация рабочего поля экрана используется при выводе векторов и построении окружностей.

Возможны, кроме того, режимы высвечивания точек, каждая из которых задается соответствующими координатами X и Y, а также последовательности точек, для каждой из которых задаются только значения ординаты, а смещение по горизонтальной оси осуществляется автоматически с постоянным шагом. В этих режимах рабочее поле экрана представляет собой матрицу, содержащую 1024×1024 адресуемые точки. Цикл регенерации изображения составляет около $^1/_{16}$ с.

Для хранения подпрограмм, описывающих имеющийся набор алфавитно-цифровых знаков и специальных символов, используется модуль блока памяти дисплейного процессора. Обычно емкость модуля составляет 512 слов по 24 разряда. В таком модуле обеспечивается хранение информации, описывающей около 50 алфавитно-цифровых знаков (цифры и буквы латинского алфавита) и примерно столько же специальных символов. При необходимости допускается использование расширенного набора символов, описание которых размещается либо в специальном модуле памяти, либо в имеющейся, свободной от программы вывода, части памяти дисплейного процессора. Такое использование памяти дисплейного процессора является характерной особенностью индикаторов фирмы «Ферранти».

Управление работой индикатора осуществляется с помощью восьми команд, доступных программисту ЭВМ. Каждая из имеющихся команд записывается в блоке памяти дисплейного процессора в той последовательности, в какой должна отображаться информация на экране ЭЛТ. Используются восьмеричные коды команд — от 170 до 177. Для записи кодов команд отводятся разряды 1—7 слова.

Код 170 соответствует команде выбора (коммутации) индикатора, с которым должен работать дисплейный процессор. Номер требуемого индикатора указывается в разрядах 13—24. При этом каждому индикатору соответствует один из указанных разрядов. В тех случаях, когда работа должна проводиться с индикатором модели МД-4, все указанные разряды имеют нулевое значение.

Код 171 используется для команды перехода. Адрес перехода указывается в последних 12 разрядах слова. Разряды 8—11 имеют следующие назначения:

разряд 8 определяет условие перехода. Единичное значение этого разряда обозначает конец кадра. Если в процессе высвечивания изображения дисплейный процессор переходит к выполнению команды 171 при единичном значении разряда 8, луч перемещается в начало кадра, и вслед за поступлением импульса регенерации повторно исполняется вся программа отображения. При нулевом значении разряда 8 следующей по порядку должна выполняться команда, записанная по адресу перехода, т. е. в 12 последних разрядах данного слова;

разряды 9 и 10 используются для указания номера набора символов (знаков), который должен использоваться в процессе вывода изображения. Может существовать четыре набора, состав каждого из которых определяется заказчиком. После выполнения команды перехода все последующие данные будут отображаться с использованием набора символов (знаков), код которого указан в разрядах 9 и 10;

разряд 11 будет иметь единичное значение, если при выводе текста должен использоваться курсив. При этом осуществляется наклон букв примерно на 18°;

разряд 12 используется для указания числа знаков в строке. Единичное значение разряда 12 соответствует 32 знакам на строку, а нулевое — 64 знакам на строку.

Код 172 соответствует команде отображения последовательности равноотстоящих точек. Запись команды осуществляется двумя последовательными словами памяти. В первом слове записывается код команды (разряды 1—7), шаг приращения по координате X (разряды 8—9), а также координата X начальной точки (разряды 17—24). Разряды 10—16 первого слова не используются. Во втором слове разряд 1 всегда имеет нулевое значение, разряд 2 второго слова не используется, разряды 3—12 и 15—24 обеспечивают задание ординат для каждой из двух последовательно выводимых точек.

Очевидно, что число слов, следующих за первым (командным) словом, определяется количеством пар последовательно отображаемых точек. Разряды 13—14 каждого второго слова не используются.

Код 173 присвоен команде вывода точек, каждая из которых задается соответствующими координатами *X* и *Y*. Кроме разрядов 1—7, где записан код команды, все остальные разряды первого слова не используются. Для задания координат каждой точки применяется отдельное слово, записываемое в памяти вслед за словом, содержащим код команды. При этом координата *X* занимает разряды 3—12, а координата *Y* — разряды 15—24. Разряды 2, 13, 14 не используются. Первый разряд всегда должен иметь нулевое значение. Количество слов, следующих за командным словом, определяется числом выводимых точек. Очевидно, что при объеме памяти дисплейного процессора, равной 4096 слов, возможно одновременное отображение на экране ЭЛТ около 4 тыс. адресуемых точек.

Код 174 соответствует команде построения окружностей. В командном слове разряд 8 задает характер высвечиваемой линии. Нулевое значение соответствует сплошной, а единичное — штриховой линии. Для задания координат центра (ординаты и абсциссы) используются разряды 9—16 и 17—24 соответственно.

В каждом слове, записываемом вслед за командным, предусмотрена возможность задания двух значений диаметров высвечиваемых окружностей. Один диаметр записывается в разрядах 8—15, а другой — в разрядах 17—24. Разряды 4—7 указывают номер квадранта, в котором должна быть высвечена дуга соответствующего диаметра. Для отображения окружности все указанные разряды должны иметь единичное значение. Разряд 1 каждого второго слова всегда должен иметь нулевое значение. Разряды 2—3 и 16 не используются.

Код 175 обозначает команду вывода коротких векторов, длина которых определяется относительными координатами конца и абсолютными координатами начала каждого вектора. Для задания ординаты начала вектора используются разряды 9—16 командного слова. Абсцисса начала вектора записывается в разрядах 17—24. Разряд 8 комадного слова, как и в команде 174, задает характер высвечиваемой линии. Во втором (после командного) слове указываются относительная ордината (разряды 7—15) и абсцисса (разряды 16—24). Разряды 2—6 не используются. Разряд 1 второго слова должен всегда иметь нулевое значение.

Код 176 соответствует команде вывода специальных символов. Разряд 8 командного слова указывает на наличие (нулевое значение) или отсутствие (единичное значение) мерцания высвечиваемого символа. Координаты первого по порядку символа указываются в разрядах 9—16 (координата *Y*) и 17—24 (координата *X*). Вслед за командным словом записываются слова, содержащие коды отображаемых символов. При этом для каждого символа в специальном разряде указывается признак, определяющий его формат. В одном слове содержатся коды и признаки трех последовательно отображаемых символов. Вначале записывается занимающий разряды 1—7 код символа, а затем признак используемого формата.

Код 177 соответствует операции вывода текста. Разряд 8 командного слова указывает признак мерцания, а разряды 9—24 определяют ординату и абсциссу начала текста, каждая из которых занимает по восемь двоичных разрядов соответственно. Вслед за командным словом записываются слова, содержащие коды и признаки формата для трех последовательных знаков текста. Аналогично команде 176 для записи кода и признака формата каждого символа в этом коде отводится по восемь двоичных разрядов.

Характерной особенностью современного дисплейного процессора является последовательная (линейная) работа с «памятью». Слова, являющиеся командами, как и слова, содержащие данные (координаты, коды символов и т. п.), выбираются и обрабатываются в той последовательности, в какой они хранятся в блоке памяти. Исключение составляют команды перехода, использова-

ние которых позволяет получить требуемое размещение информации на экране ЭЛТ при работе с алфавитно-цифровыми и специальными символами.

Для эффективного использования индикатора на ЭЛТ длина слова дисплейного процессора должна совпадать с длиной слова, применяемого в ЦВМ, предназначаемой для работы с дисплеем.

Генераторы символов реализуют процесс вывода специальных и алфавитно-цифровых знаков. В них широко используется метод точечного растра. При использовании этого метода площадь экрана, отводимая под символо-место, представляет собой прямоугольную матрицу из адресуемых точек. В процессе высвечивания нужного знака луч последовательно (построчно) пробегает все точки микрорастра. При этом с помощью модуляции тока луча осуществляется высвечивание требуемой совокупности точек. Чаще всего используется минимальный растр размером 5×7 адресуемых точек, позволяющий получить однозначно воспринимаемое и различимое начертание знака. Для записи программы модуляции тока луча в ПЗУ достаточно 35 двоичных разрядов.

Управление движением луча по микрорастру может осуществляться по принципу телевизионной развертки. В тех случаях, когда должны отображаться символы нормального и увеличенного формата, число адресуемых точек микрорастра выбирается из условия отображения символов увеличенного формата. При высвечивании символов нормального формата часть адресуемых точек микрорастра не используется. Символо-места увеличенного формата могут размещаться на рабочем поле экрана ЭЛТ без видимых разрывов между ними в строках и столбцах. В этом случае алфавитно-цифровые дисплеи могут применяться для отображения некоторых видов графической информации. Обычно символо-места увеличенного формата применяются для отображения специальных символов, например отдельных элементов схемы электрической сети. При соответствующем наборе специальных символов это позволяет сформировать схему электрической сети в сочетании с необходимыми алфавитно-цифровыми комментариями. Подобные символо-местные дисплеи называют также *псевдографическими*.

На качество получаемого таким образом изображения существенно влияет стабильность работы отклоняющей и фокусирующей систем ЭЛТ. Максимально допустимое смещение (дрейф) изображения не должно превышать половины диаметра светового пятна, т. е. должно быть соизмеримо с разрешающей способностью трубки.

Во многих индикаторах для генерации символов применяется растр из фиксированного набора отрезков векторов, длина, наклон и размещение которых внутри символо-места выбираются из условия получения хорошо различимых и однозначно воспринимаемых знаков. В простейшем случае луч последовательно пробегает всю предусмотренную комбинацию отрезков векторов, причем высве-

чиваются только те из них, которые необходимы для формирования соответствующего знака. При этом для записи программы модуляции тока луча требуется столько двоичных разрядов, сколько элементов содержит набор отрезков векторов. Как правило, применяются наборы, содержащие от 24 до 32 отрезков векторов. Таким образом, в этом случае необходим меньший, чем при использовании точечного растра, объем ПЗУ.

Существенное сокращение времени высвечивания каждого символа достигается при использовании метода программируемых отрезков. В этом случае для каждого знака предварительно осуществляется его кусочно-линейная аппроксимация. Контур каждого символа разбивается на ряд отрезков, обеспечивающих наиболее различимое и распознаваемое его изображение при непрерывном характере движения луча.

Как показывает анализ, для описания каждого символа из набора, содержащего цифры и буквы русского и латинского алфавита, в среднем необходимо пять отрезков векторов. Однако в отличие от рассмотренного метода подсветки необходимых участков из фиксированного набора отрезков векторов в данном случае для каждого символа должна использоваться отдельная программа управления движением луча. Это обычно связано с увеличением требуемого объема ПЗУ.

Генераторы векторов управляют движением луча из некоторой точки экрана с координатами X_0, Y_0 в требуемую точку с координатами X, Y. В зависимости от модуляции тока луча узлом подсветки (см. рис. 3-2) прямая, соединяющая эти точки, может иметь различный характер начертания и яркости. Высвечивание данных осуществляется заданием координат конца каждого вектора в той последовательности, которая необходима для формирования требуемого изображения. В принципе это обеспечивает достаточно наглядное отображение графической информации произвольной сложности. При этом качество изображения таких стандартных кривых, как окружность, эллипс и т. п., будет характеризоваться количеством и длиной векторов, используемых для их аппроксимации. Предельное количество векторов, которые могут одновременно применяться для формирования изображения, определяется емкостью оперативной памяти дисплейного процессора, скоростью движения луча и временем цикла регенерации.

Для автоматизации процесса высвечивания кривых в ряде индикаторов используются стандартные подпрограммы отображения, реализуемые с помощью специальных генераторов. Чаще всего это бывают генераторы окружностей и эллипсов. При этом применяется параметрическая форма задания окружности в относительных координатах:

для построения дуги в I и II квадрантах

$$\Delta X = X - X_0 = R - \sum_{i=1}^{2R} \delta X_i; \qquad (3\text{-}4а)$$

$$\Delta Y = Y - Y_0 = \frac{R}{\delta Y} \sin \frac{\pi \sum_{i=1}^{2R} \delta X_i}{2R}; \qquad (3\text{-}4а)$$

для высвечивания дуги в III и IV квадрантах

$$\Delta X = X - X_0 = \sum_{i=1}^{2R} \delta X_i - R;$$

$$\Delta Y = Y - Y_0 = -\frac{R}{\delta Y_i} \sin \frac{\pi \sum_{i=1}^{2R} \delta X_i}{2R}. \qquad (3\text{-}4б)$$

Здесь X и Y — текущие значения координат луча на рабочем поле экрана в двоичном коде; X_0 и Y_0 — координаты центра окружности; R — радиус отображаемой окружности в двоичном коде; δX и δY — элементарные приращения (шаг) координат, используемые при построении окружности.

Чаще всего δX и δY соответствуют шагу изменения двоичного кода координат на единицу, т. е. $\delta X = \delta Y = 1$.

Для управления движением луча необходимо преобразовать дискретную информацию дисплейного процессора в соответствующие аналоговые сигналы, подаваемые на пластины отклоняющей системы ЭЛТ. Для этой цели используются цифроаналоговые преобразователи (ЦАП).

В состав индикатора обычно входит несколько *ЦАП*.

Одна пара *ЦАП* служит для управления работой главной отклоняющей системы (*ОСГ*) — см. рис. 3-2. На вход этих *ЦАП* от генератора векторов (*ГВ*) подаются двоичные коды координат X_0 и Y_0, определяющие начальное положение луча на рабочем поле экрана. Координаты X_0 и Y_0 обычно задаются в составе команд программы вывода, реализуемой дисплейным процессором. Поскольку абсолютные значения координат X и Y, как правило, положительны, в составе *ЦАП ОСГ* может не применяться знаковый разряд, и адрес каждой точки поступает из дисплейного процессора в виде положительных целых чисел, записанных в двоичном коде. Нулевые значения X и Y соответствуют установке луча в левый верхний угол рабочего поля экрана. В тех случаях, когда все двоичные разряды регистров *РХ* и *РУ* имеют единичное значение, луч перемещается в правый нижний угол рабочего поля экрана.

В ряде дисплеев может применяться система задания координат, когда начало отсчета соответствует расположению луча в центре экрана. В этом случае в составе используемого *ЦАП* обязательно должен быть знаковый разряд.

Очевидно, что число двоичных разрядов *ЦАП* определяется числом адресуемых точек по горизонтали (*РХ*) и вертикали (*РУ*). В алфавитно-цифровых индикаторах с помощью *ОСГ* осуществляется только выбор соответствующего символо-места на рабочем поле экрана. При этом число символо-мест в строке и столбце

может быть различным. Поэтому *ЦАП РХ* и *ЦАП РУ* должны содержать различное число разрядов.

В графических индикаторах, как правило, *РХ* и *РУ* содержат одинаковое число разрядов, поскольку рабочее поле экрана в большинстве случаев образует квадратную матрицу адресуемых точек.

Другая пара *ЦАП* используется в составе генераторов знаков, символов, векторов и т. п. Обычно для каждого набора однородных по формату и начертанию знаков и символов применяется одна пара *ЦАП*. Так, например, если осуществляется генерация только алфавитно-цифровых знаков, каждый генератор символов работает на одну, общую для всех знаков пару *ЦАП*. Эти *ЦАП* через усилители развертки символов управляют работой вспомогательной отклоняющей системы символов (*ОСС*) — см. рис. 3-2. В процессе высвечивания знака (символа) необходимые перемещения луча задаются в относительных координатах, что позволяет использовать один и тот же генератор символов для вывода соответствующего знака на любом символо-месте экрана. Поэтому *ЦАП ОСС*, как правило, имеют в составе входных регистров знаковый разряд.

Допустим, что индикатор на ЭЛТ обеспечивает генерацию алфавитно-цифровых знаков одного формата. При этом предусматривается размещение информации на 32 строках, каждая из которых может содержать до 64 знаков. Для генерации знаков используются генераторы с микрорастром, содержащим 5×7 адресуемых точек. Полагаем, что ОСГ выполняет начальную установку луча таким образом, что он попадает в левую верхнюю точку микрорастра каждого символо-места.

Для управления ОСГ используются два ЦАП, один из которых перемещает луч по горизонтали и имеет входной регистр *РХ* с шестью двоичными разрядами, второй ЦАП перемещает луч по вертикали и содержит входной регистр *РУ* с пятью двоичными разрядами. Тогда генераторы знаков должны управлять перемещением луча по строкам микрорастра и подавать на узел подсветки сигналы модуляции тока луча, обеспечивая высвечивание нужных точек. ЦАП ОСС в этом случае должен иметь по три разряда регистров *РХ* и *РУ*.

Из области ПЗУ, соответствующей высвечиваемому знаку, по первому такту задающего генератора дисплейного процессора на регистры *РХ* и *РУ* ЦАП поступает код 000. Это обеспечивает фиксацию луча в первой точке первой строки микрорастра. Одновременно с этим на вход узла подсветки из ПЗУ подается сигнал, величина которого определяется первым разрядом кода модуляции, записанного в ПЗУ для высвечиваемого символа. Далее код *РХ* становится равным 001, а код *РУ* остается без изменения. Из ПЗУ считывается второй разряд кода модуляции тока луча.

Указанная процедура заканчивается после того, как в регистрах ЦАП будут записаны для *РХ* код 101, а для *РУ* код 111. При этом будет считан и передан на вход узла подсветки последний (35-й) разряд кода модуляции луча для отображаемого символа.

Пульт управления (*ПУ*) УВВ на ЭЛТ иногда может быть выполнен в виде отдельного блока (см. рис. 3-3) или составлять единое целое с блоком индикации (*БИ*), как, например, в устройстве VU-2000 фирмы «Синтра» (Франция), показанном на рис. 3-4. Пульт управления (*ПУ*) любого индикатора обязательно содержит алфавитно-цифровую клавиатуру (*АЦК*) — см. рис. 3-3 и 3-4. Число клавиш определяется прежде всего набором

знаков и символов, отображаемых дисплеем. В простейшем случае применяется клавиатура обычной электрифицированной пишущей машинки, которая в свою очередь может использоваться для печатания отображаемой информации. Кроме клавиш, обеспечивающих отображение нужного знака (символа), в составе *АЦК* предусматривается набор клавиш, позволяющих управлять положением знака на рабочем поле экрана.

Рис. 3-4

Местоположение выводимого с помощью *АЦК* знака определяется специальным маркерным символом, перемещение которого обеспечивается нажатием соответствующих клавиш. Клавиши позволяют перемещать маркерный символ влево — вправо, вверх — вниз, по диагонали и т. п.

Для ускорения и облегчения управления маркерным символом могут применяться специальные устройства. Набор этих устройств для VU-2000 и дисплея фирмы «Ферранти» показан на рис. 3-4, 3-5.

Рабочим органом *координатного шара* (*КШ*) является верхняя, выступающая над панелью часть шара. Упираясь в верхнюю часть, оператор может вращать шар в любую сторону. Углы поворота шара вокруг двух взаимно перпендикулярных осей в горизонтальной плоскости поступают на преобразователи «угол — код». Полученные на их выходе двоичные коды вводятся в дисплейный

процессор, где могут использоваться для задания координат X и Y маркерного символа. Описанный режим управления маркерным символом обеспечивает большую наглядность и оперативность высвечивания на экране необходимой алфавитно-цифровой и символьно-графической информации, а также удобство ее коррекции и редактирования.

Рисовальный рычаг (*РР*) — рис. 3-5 — также связан с аналого-цифровыми преобразователями «угол — код». Отклонения его в

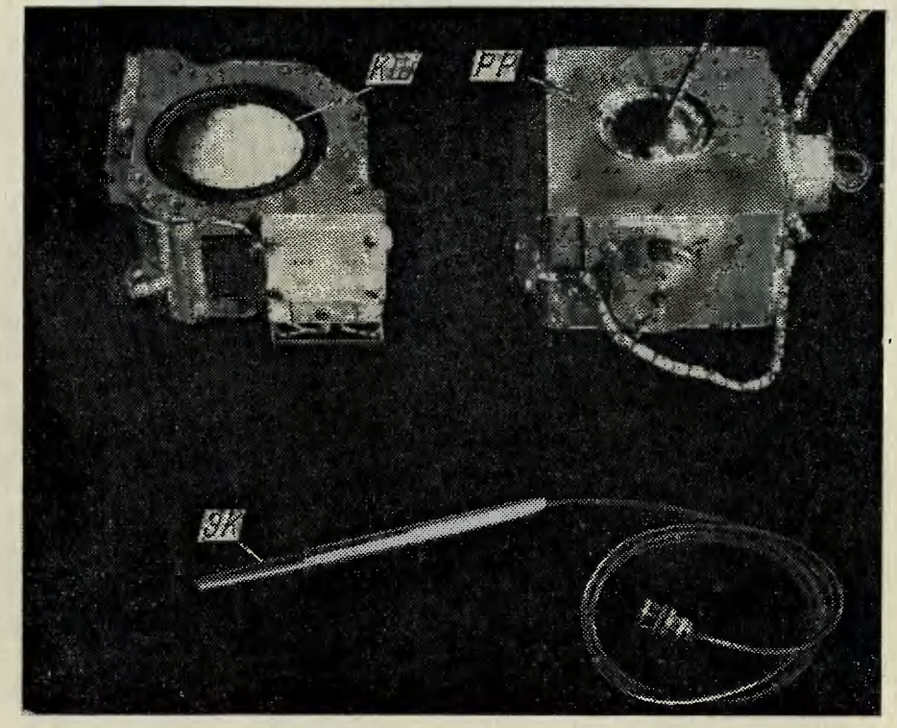


Рис. 3-5

ту или иную сторону в двух взаимно перпендикулярных плоскостях преобразуются и поступают в дисплейный процессор в виде соответствующих координат маркерного символа. В отличие от координатного шара рисовальный рычаг обеспечивает как управление положением маркерного символа, так и задание требуемой скорости его перемещения, которая определяется скоростью перемещения самого рисовального рычага. Координатный шар и рисовальный рычаг помимо управления перемещением маркерного символа могут применяться для управления положением луча (режим рисования) либо для задания направления перемещения всего или части выводимого изображения. Перемещение изображения осуществляется с помощью ЦВМ. В этом режиме текущие координаты маркерного символа из дисплейного процессора поступают в ЭВМ, где определяется разность между ними и предыдущими их значениями. Полученные отклонения ΔX и ΔY используются для определения требуемого изменения начального адреса отображаемого массива информации.

Электронный карандаш (*ЭК*) — см. рис. 3-4, 3-5 — реагирует на пучок электронов, попадающих в точку экрана, куда направлен пробник карандаша, и меняет его емкостные характеристики. *Световой карандаш* реагирует на вызванное электронным лучом свечение люминофора. В торце светового карандаша обычно имеется линза, фокусирующая свет на фотодиод (фототранзистор, фотосопротивление) или на систему световодов, передающих свет на фотоэлектронный умножитель. Разрешающая способность карандашей сравнительно невелика: светового — около 1,5 мм, а электронного еще ниже. Электронный карандаш обладает по сравнению со световым более высокой реактивностью, так как исключает задержки, обусловленные послесвечением люминофора.

Как световой, так и электронный карандаши реагируют на изображение только во включенном состоянии. Включение осуществляется специальным выключателем, размещаемым или непосредственно на корпусе карандаша, или на ножной педали. Несмотря на различие в работе светового и электронного карандашей, с функциональной точки зрения они равнозначны. Оба типа карандашей формируют сигнал только в том случае, когда в поле зрения карандаша попадает элемент выводимого на экран изображения. Обычно этот сигнал поступает одновременно в ЦВМ и процессор дисплея. В дисплейном процессоре сигнал останавливает программу построения изображения, а в ЦВМ прерывает выполнение программы. По этому прерыванию ЦВМ опрашивает заторможенное состояние дисплейного процессора, определяя адрес и координаты элемента изображения, на который указывает карандаш. Затем по указанию оператора или по специальной программе с выбранным элементом изображения можно осуществить любую операцию: заменить выбранный символ другим, перенести в другое место экрана и т. п.

Возможно также использование карандаша для рисования на экране ЭЛТ требуемого изображения. Режим рисования обычно реализуется программой с помощью специального сопровождающего символа. После того как координаты и программный адрес элемента изображения, на который указывает карандаш, определены, на этом месте высвечивается специальный сопровождающий символ и включается программа, отслеживающая дальнейшее движение карандаша. При этом осуществляется циклический поиск каждого нового положения карандаша и последующий вывод точек или векторов по траектории его движения.

Функциональная клавиатура (*ФК*) — см. рис. 3-4 — пульта индикатора предназначена для выполнения операций управления процессом обработки и отображения информации. Нажатие каждой функциональной клавиши приводит к появлению в дисплейном процессоре запроса на обмен с центральным процессором ЦВМ. При этом каждой клавише соответствует специальный код запроса.

В соответствии с принятой дисциплиной обслуживания запросов, поступающих в ЦВМ от внешних устройств, осуществляется

прерывание центрального процессора, и ЦВМ переходит к выполнению подпрограммы, закрепленной за поступившим кодом запроса. Поэтому состав и содержание операций, выполняемых с помощью функциональной клавиатуры, определяются числом клавиш и набором заранее составленных подпрограмм, хранящихся в памяти ЦВМ. Обычно с помощью функциональной кла-

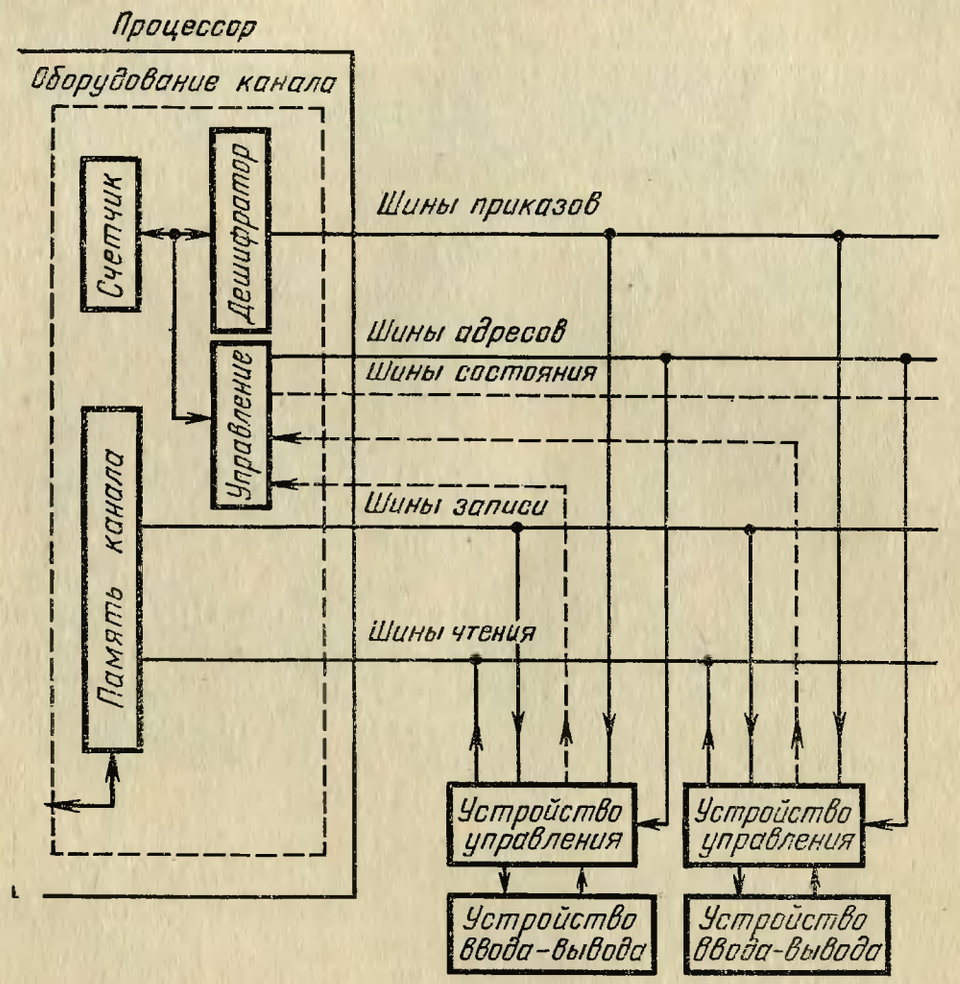


Рис. 3-6

виатуры выполняется процедура смены (листания) кадров, сдвиг и изменение масштаба изображения и т. п.

Назначение каждой функциональной клавиши может быть легко изменено путем смены соответствующей подпрограммы. Поэтому, как правило, на клавишах не применяется постоянная гравировка, а их функции задаются при помощи сменных шаблонов. Иногда клавиши снабжаются подсветкой, управление которой осуществляется из ЦВМ. Это позволяет контролировать процесс обработки каждого запроса и в ряде случаев определять необходимую последовательность действий, исключая возможность ошибочного нажатия клавиш.

Блок сопряжения организует оперативный информационный обмен между ЦВМ, дисплейным процессором и дополнительными устройствами ввода — вывода и регистрации, подключаемыми к УВВ на ЭЛТ. Если дисплей, ЦВМ и дополнительные устройства выполнены на разной элементной базе, блок сопряжения осуществляет также их схемно-логическое сопряжение.

При незначительном расстоянии между дисплеем и ЦВМ для связи используется стандартный мультиплексный канал. Схема подключения индикаторов на ЭЛТ к мультиплексному каналу ЦВМ (рис. 3-6) совпадает со схемой присоединения любых других устройств ввода — вывода ($У_{вв-выв}$) с соответствующими устройствами управления (*УУ*). *УУ* каждого $У_{вв-выв}$ подключается к шинам мультиплексного канала, который имеет память, счетчик и дешифратор приказов и управление шинами адресов и шинами состояния. Оборудование канала связано с *УУ* каждого $У_{вв-выв}$ через систему шин (рис. 3-6), обеспечивающих обмен информацией с ЦВМ в соответствии с принятым порядком обслуживания запросов, поступающих от каждого $У_{вв-выв}$. Работа канала состоит в подаче на шины адреса кода адреса данного $У_{вв-выв}$, оценке сигналов о его состоянии, передаваемых по шинам состояния, выдаче необходимых приказов по шинам приказов и записи или чтения вводимой и выводимой информации по шинам записи и чтения.

Если дисплеи используются на значительном удалении от ЦВМ, для информационного обмена между ними используются стандартные телефонные каналы связи. Повышение достоверности информационного обмена в этом случае обычно обеспечивается с помощью аппаратуры передачи данных (АПД).

§ 3-3. СИСТЕМЫ ОТОБРАЖЕНИЯ ИНФОРМАЦИИ НА ДИСПЕТЧЕРСКИХ ПУНКТАХ

Традиционными устройствами, входящими в состав системы отображения информации на диспетчерских пунктах, являются диспетчерские щиты и пульты.

Диспетчерские щиты. Они обеспечивают отображение схемы электрической сети с использованием стандартных условных обозначений генераторов, трансформаторов, выключателей и т. п. Степень детализации отображаемой схемы определяется в основном режимной значимостью каждого объекта. Поэтому наряду с отображением схемы всей сети в целом на диспетчерском щите в ряде случаев имеются подробные схемы некоторых особо важных объектов (электрических станций и подстанций). Номинальное напряжение оборудования индексируется цветом соответствующих элементов изображения. На диспетчерских пунктах энергосистем СССР применяются диспетчерские щиты мозаичного типа, набираемые из отдельных типовых панелей. Рабочая поверхность каждой панели щита набирается из квадратных элементов одинакового размера (4×4 см), на поверхности каждого из которых нанесены различные элементы изображения: отрезки линий, буквы, цифры, специальные символы или фрагменты символов и т. п. Необходимые изменения, обусловленные вводом новых линий, стан-

ций и подстанций, легко осуществляются заменой соответствующих элементов мозаичной поверхности. Размеры отображаемых знаков и символов выбираются, исходя из уверенного их различения с рабочего места диспетчера. Поэтому размеры рабочей поверхности диспетчерского щита определяются числом и степенью детализации объектов отображаемой схемы электрической сети, а также требуемыми габаритами применяемых знаков, символов и других элементов изображения.

Наряду с отображением схемы диспетчерские щиты используются также для отображения текущего положения коммутационных аппаратов, которое передается устройствами телемеханики в виде телесигналов (ТС). В зависимости от степени подробности отображаемой схемы могут отображаться ТС отдельных выключателей или итоговое состояние их совокупности. В последнем случае состояние «обобщенного» выключателя определяется при помощи специальных логических дешифраторов, на вход которых поступают ТС положения каждого выключателя рассматриваемой совокупности. Так, например, для случая, когда линия электропередачи присоединяется к шинам подстанции через два выключателя, а на диспетчерском щите данное присоединение отображается одним обобщенным символом, дешифратор представляет собой логическую схему ИЛИ.

Отображение положения выключателей осуществляется специальными индикаторами ТС. Рабочее поле индикатора ТС представляет собой стеклянный экран, на внутреннюю поверхность которого проецируется свет от двух ламп. Между каждой лампой и экраном установлена цветная прозрачная пластина (маска). Обычно используются пластины зеленого и красного цветов. Экран индикатора заключен в рамку, размеры которой равны размерам стандартного мозаичного элемента. Поэтому индикатор ТС может быть установлен в любом месте рабочей поверхности щита.

В зависимости от значения ТС, поступившего от соответствующего устройства телемеханики, загорается лампа, проецирующая зеленый (включено) или красный (отключено) цвет на экран индикатора ТС. Чтобы любое изменение ТС было зафиксировано диспетчером, переключение ламп индикатора ТС происходит только по разрешающему (квитирующему) сигналу. При появлении несоответствия между состоянием выключателя, отображаемым индикатором ТС и его текущим (реальным) положением, поступившим от устройства телемеханики, индикатор переводится в режим прерывистого включения (мигания). Приведение в соответствие состояния индикатора ТС и положения выключателя производится с помощью специальной панели квитирования, устанавливаемой на диспетчерском пульте.

Кроме индикаторов ТС на диспетчерском щите могут устанавливаться регистрирующие приборы, а также цифровые приборы, на которых отображаются телеизмерения (ТИ) потоков мощности в ветвях, напряжений в узлах сети, суммарной мощности электрических станций и т. п.

Отдельная группа цифровых или аналоговых приборов диспетчерского щита используется для отображения астрономического времени, частоты, производной частоты, разности между электрическим и астрономическим временем и т. п. В ряде случаев с помощью цифровых приборов диспетчерского щита отображается суммарная нагрузка и генерация энергосистем, сальдовые перетоки обменных мощностей и т. п.

В качестве блоков индикации в цифровых приборах чаще всего используются индикаторные газонаполненные лампы, а также матрицы, содержащие 5×7 или 7×10 ламп накаливания. Габариты, яркость и контрастность индикаторов, применяемых в цифровых приборах, должны обеспечивать высокую скорость различения и однозначность восприятия каждого символа с рабочего места диспетчера.

Диспетчерские щиты с ТС, как правило, используются с не освещенными нормально мнемосимволами схемы (так называемые темные щиты). Размеры диспетчерского щита определяются требуемым количеством мнемосхем (размерностью отображаемой схемы).

Коэффициент заполнения поля щита, определяемый отношением площади, занятой мнемоническими элементами, надписями, приборами и индикаторами, к общей площади поля щита, должен быть не более 0,4 с учетом перспективы развития энергосистемы (ОЭС).

При компоновке мнемосхемы на диспетчерском щите должны учитываться следующие требования:

на щит выносятся только объекты, находящиеся в управлении и ведении данного диспетчерского пункта;

угол обзора фронтальной плоскости щита должен быть в пределах 40—60°;

мнемосхемы линий электропередачи высшего напряжения должны быть возможно более короткими, иметь минимальное количество пересечений и не быть близко расположенными друг к другу;

расцветка мнемосхемы должна быть контрастной по отношению к цвету поля щита; рекомендуется применять мнемосхемы с прямым контрастом — темные линии на светлом поле;

количество кодирующих цветов не должно превышать семи;

размеры мнемосимволов должны соответствовать требованиям оптимальной различимости (оптимальной видимости), когда оптимальные размеры мнемосимволов соответствуют углу зрения 30—40 угл. мин, а минимальные — 12 угл. мин;

угловой размер мнемонических изображений отдельных энергообъектов на щите не должен превышать 18°— предельного углового размера зоны мгновенного зрения.

Диспетчерские пульты. Разработка пультов осуществляется с учетом требований, обеспечивающих удобное и эффективное управление всеми техническими средствами оперативно-информационного комплекса АСДУ, включая средства вычислительной техники,

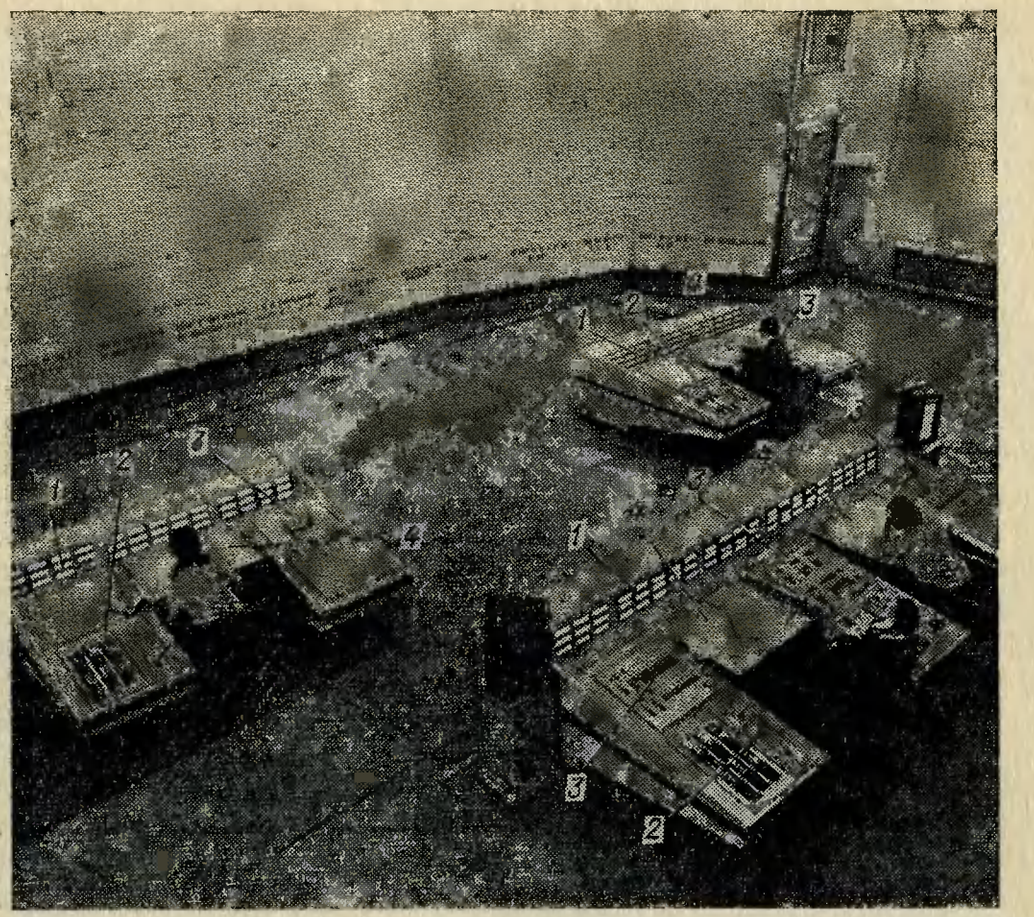


Рис. 3-7

устройства отображения информации, каналы связи и телемеханики, автоматику регулирования частоты и перетоков активной мощности и т. п. При этом с рабочего места диспетчера должно обеспечиваться уверенное различение и быстрое смысловое восприятие информации, отображаемой на диспетчерском щите, приборах и других устройствах индикации диспетчерского пункта.

В настоящее время в энергосистемах СССР применяются одно-, двух- и трехместные диспетчерские пульты, поставляемые в комплекте с диспетчерскими щитами мозаичного типа.

В составе пульта (рис. 3-7) можно выделить: *1* — приборную панель; *2* — панель управления каналами связи и диспетчерскими магнитофонами; *3* — панели управления аппаратурой диспетчерского щита и автоматикой регулирования частоты и перетоков активной мощности; *4* — рабочий стол диспетчера. Панели управления размещаются справа и слева от рабочего места диспетчера. Приборная панель и рабочий стол диспетчера находятся против рабочего места диспетчера.

Рабочая поверхность приборной панели позволяет разместить до трех рядов узкопрофильных аналоговых приборов или равных им по габаритам цифровых индикаторов, подключаемых к устройствам телемеханики. Небольшой наклон приборной панели облег-

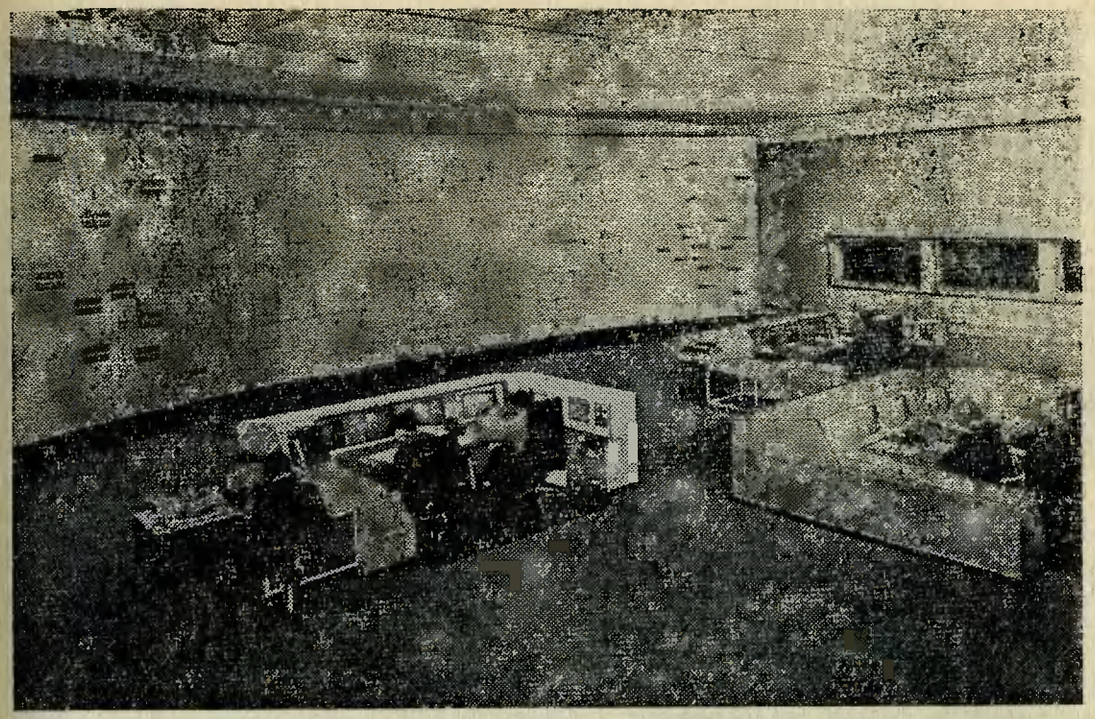


Рис. 3-8

чает быстрое и точное считывание показаний каждого прибора с рабочего места диспетчера. Размещение органов управления на соответствующих панелях диспетчерского пульта осуществляется таким образом, чтобы обеспечивался наиболее быстрый и удобный доступ с рабочего места к наиболее важным и часто необходимым элементам панелей управления.

В рассматриваемой конструкции диспетчерского пульта не предусмотрены индикаторы на ЭЛТ. Поэтому в настоящее время ведутся разработки конструкций диспетчерских пультов, учитывающих принципиально новые возможности обработки и отображения информации, предоставляемые дисплеями и ЦВМ.

Оснащение ДП. В качестве основного устройства для отображения информации и управления ее обработкой в АСДУ используются УВВ на ЭЛТ, дополняемые устройствами быстрой печати и графопостроителями, позволяющими получить так называемую «твердую копию» отображаемой информации. При этом важную роль играет функциональная клавиатура дисплеев, позволяющая существенно упростить и автоматизировать процесс поиска и редактирования необходимой информации.

Однако, как показывает отечественный и зарубежный опыт, применение дисплеев и других новых средств отображения информации не исключает возможности применения традиционных устройств и, в частности, диспетчерских щитов. Так, например, на Национальном диспетчерском пункте Великобритании наряду с индикаторами на ЭЛТ и другими современными средствами отображения и регистрации информации используется диспетчерский щит с цифровыми и аналоговыми приборами (рис. 3-8).

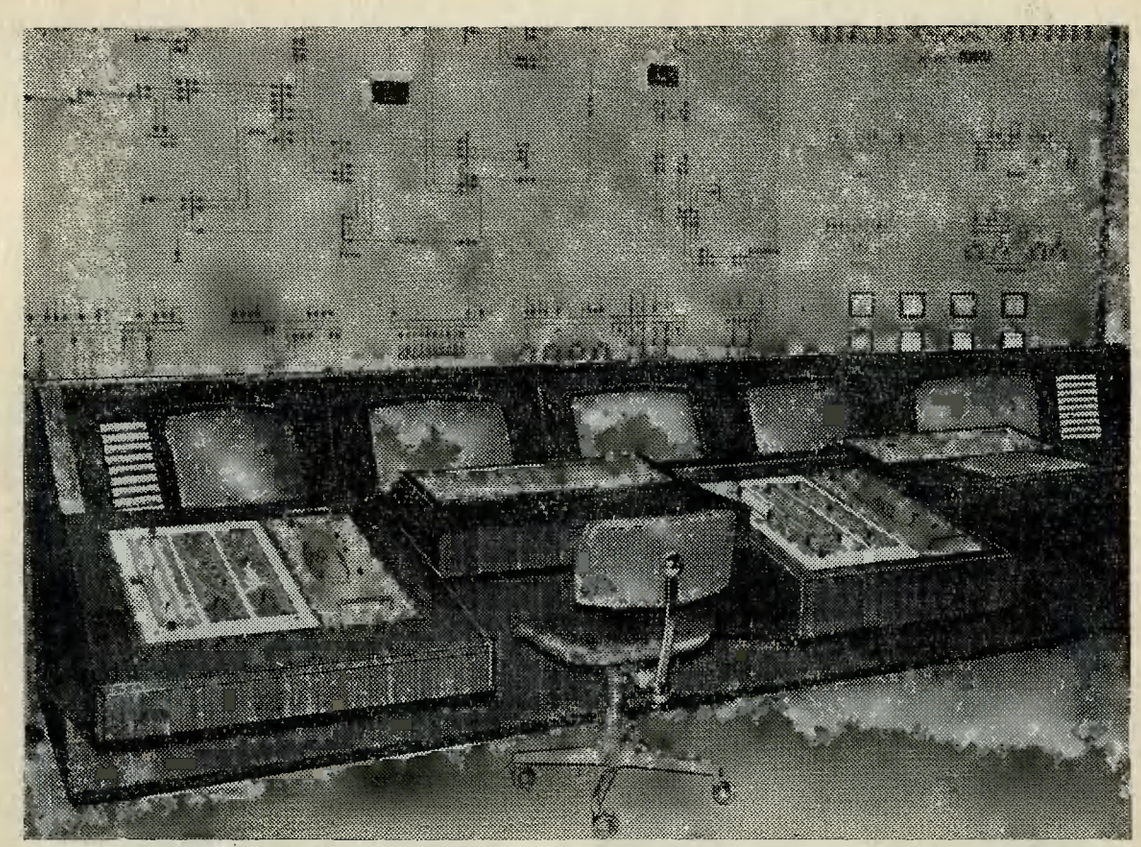


Рис. 3-9

Двухместные диспетчерские пульты оснащены четырьмя дисплеями фирмы «Ферранти» (см. § 3-2), для управления которыми на каждом рабочем месте установлена функциональная клавиатура с координатным шаром, обеспечивающие быстрый и удобный поиск, редактирование и отображение необходимой информации. Важную часть информации составляют результаты решения оперативных задач оценки надежности и экономичности текущего и предстоящих режимов.

На рис. 3-9 показан разработанный в СССР диспетчерский пульт, где в качестве основных средств отображения информации используются индикаторы на ЭЛТ. Информационные возможности УВВ на ЭЛТ дополняются и резервируются описанным диспетчерским щитом мозаичного типа с индикаторами ТС и цифровыми измерительными приборами.

На рис. 3-10 показан диспетчерский пункт Центрального диспетчерского управления Единой энергосистемы СССР. Индикаторы ТС и цифровые приборы диспетчерского щита позволяют оценить схему и параметры текущего режима основной электрической сети. В верхней части щита имеются четыре цифровых прибора увеличенного габарита, на которые выводятся: частота; производная частоты по времени; астрономическое время; суммарная нагрузка Единой энергосистемы СССР. На каждом из трех рабочих мест диспетчерского пульта имеются: панель аналоговых и цифровых

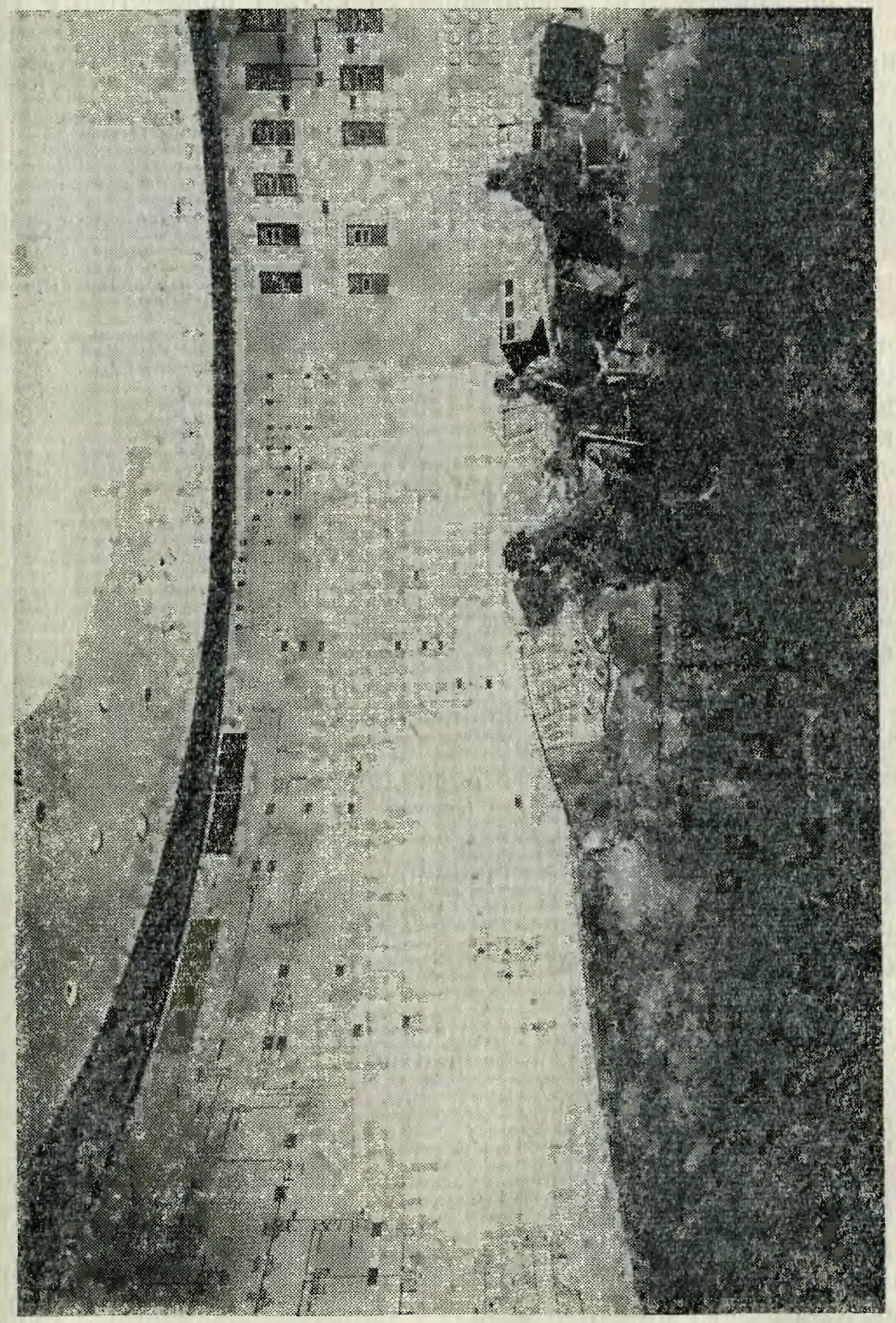


Рис. 3-10

приборов; панель управления диспетчерским щитом; панель управления каналами связи и диспетческими магнитофонами; пульт управления индикатора на ЭЛТ (дисплея).

Выбор конструкции диспетчерского пульта проводится с учетом аппаратных и вычислительных возможностей всего комплекса технических средств АСДУ и при проектировании системы отображения информации учитывают:

размер диспетчерского зала, его пространственную ориентацию и удаленность от средств вычислительной техники, систем связи и телемеханики;

ожидаемые показатели — объем, скорость и периодичность поступления всех видов информации;

максимально допустимое запаздывание между поступлением и отображением каждого вида информации;

параметры каждого устройства отображения в объеме показателей, перечисленных в § 3-1;

программные и технические характеристики средств вычислительной техники;

структуру каналов связи и параметры устройств телемеханики и аппаратуры передачи данных.

Необходимость комплексного учета всех перечисленных факторов делает задачу выбора технических средств диспетчерского пункта достаточно сложной. Оптимальное решение этой задачи возможно лишь с использованием системных методов.

Состав, размерность и требуемая периодичность решения задач, а следовательно, объем, скорость и периодичность поступления информации зависят от принятой структуры организации диспетчерского управления, схемы электрической сети, количества и характеристик энергетического оборудования, состава, размещения и режима работы потребителей и т. п.

В СССР оперативно-диспетчерское управление строится по территориально-иерархическому принципу;

Центральное диспетчерское управление Единой энергетической системы — ЦДУ ЕЭС СССР;

объединенные диспетчерские управления (ОДУ) объединенных энергосистем (ОЭС);

диспетчерские пункты районных энергосистем;

диспетчерские пункты предприятий и районов электрических сетей;

дежурный персонал электрических станций и подстанций.

Иерархическая структура обеспечивает надежность управления, а также снижение размерности и декомпозицию решаемых на каждой ступени задач.

Взаимная координация различных ступеней диспетчерской иерархии достигается распределением электроэнергетического оборудования по принципу оперативной подчиненности, которая может иметь две формы. Оборудование может находиться в оперативном управлении или в оперативном ведении диспетчерской службы соответствующей ступени. При этом электроэнергетическое оборудование, находящееся в оперативном управлении одной ступени диспетчерского управления, может находиться в оперативном ведении следующих ступеней диспетчерского управления.

В оперативное управление данной ступени, как правило, передается оборудование, операции с которым требуют координации действий оперативного персонала нижележащих ступеней или согласованных действий релейной защиты и автоматики нескольких объектов.

В оперативном ведении должно находиться оборудование, состояние и режим работы которого существенно влияют на величину располагаемой мощности и резерва, а также надежность и экономичность работы энергосистем.

Задачи каждой ступени диспетчерской иерархии можно разделить на следующие временные уровни:

автоматическое управление;

оперативное автоматизированное управление;

краткосрочное планирование (на сутки — неделю);

долгосрочное планирование (на месяц — год).

В основе указанного разделения лежит существенное различие предельно допустимого времени запаздывания решения каждой группы задач. Допустимое запаздывание определяется как отрезок времени, в течение которого технико-экономические показатели режима при естественном, неуправляемом ходе процесса изменяются на величину, не превышающую допустимой погрешности, характеризующей качество управления. Поэтому в диспетчерском управлении принято выделять два контура: один из них — оперативный — обеспечивает решение задач первых двух временных уровней, второй — плановый — предназначен для решения задач двух последних временных уровней.

Наличие в диспетчерском управлении двух четко выраженных контуров предопределяет целесообразность разделения АСДУ каждого уровня на два комплекса, работа которых обеспечивается разными, но обязательно совместимыми в информационно-программном отношении техническими средствами — оперативно-информационным (ОИК) и вычислительным (ВК) комплексами. Такое разделение позволяет удовлетворить высоким требованиям по надежности и производительности используемых средств вычислительной техники наиболее эффективным как в системном, так и в экономическом отношении путем.

В системном отношении функционально-структурное разделение технических средств позволяет использовать в ОИК и ВК различные по структуре, составу, надежности, производительности и специализации вычислительные средства и соответствующее математическое обеспечение в сочетании с простотой их расширения, модернизации и замены.

В экономическом отношении такое решение высокоэффективно, так как позволяет для достижения требуемых показателей надежности ограничиться резервированием технических средств

только в ОИК, используя в ВК обычные универсальные ЦВМ соответствующей производительности.

Оборудование диспетчерских пунктов должно являться неотъемлемой, органичной частью ОИК. Поэтому все диспетчерские пункты должны быть оборудованы необходимыми средствами диспетчерского и технологического управления, которые в сочетании с вычислительными средствами ОИК обеспечивают выполнение всех функций оперативно-диспетчерского управления данной ступени.

Диспетчерские пункты и узлы средств диспетчерского и технологического управления (СДТУ) должны получать основное электропитание от двух независимых вводов переменного тока, а также резервное электропитание. В качестве источников резервного электропитания могут использоваться аккумуляторные батареи и автоматизированные дизель-генераторы. При этом аккумуляторные батареи должны обеспечивать резервное электропитание всех устройств, не допускающих даже кратковременных перерывов электроснабжения. Устройства, допускающие кратковременные (до 1 мин) перерывы в электропитании, должны иметь резервное электроснабжение от дизель-генераторов или электромашинных (инверторных) агрегатов.

Чтобы обеспечить нормальные условия работы оперативно-диспетчерского персонала, помещения ДП должны быть оборудованы системами вентиляции и кондиционирования, параметры которых должны выбираться с учетом климатических условий и требований, предъявляемых вычислительной техникой, аппаратурой телемеханики и связи.

Контрольные вопросы

1. Охарактеризуйте взаимосвязь между разрешающей способностью и информационной емкостью устройств отображения.
2. Как оценивается контрастность изображения?
3. Какова взаимосвязь между цветом и яркостью изображения?
4. Каким образом определяются минимально различимые размеры знака?
5. Какими параметрами определяется информационная емкость УВВ на ЭЛТ?
6. Чем определяется частота регенерации изображения на экране ЭЛТ?
7. Каковы основные функции дисплейного процессора?
8. Назовите основные способы генерации символов, применяемые в индикаторах на ЭЛТ.
9. Каковы принцип действия и функции светового и электронного карандашей?
10. Каковы принцип действия и функции координатного шара и рисовального рычага?
11. Укажите назначение и принцип действия функциональной клавиатуры.
12. Перечислите факторы, которые должны учитываться при проектировании системы отображения информации диспетчерского пункта.

ГЛАВА 4 ВЫЧИСЛИТЕЛЬНАЯ ТЕХНИКА ПРИ УПРАВЛЕНИИ ЭНЕРГОСИСТЕМАМИ И ИХ ОБЪЕДИНЕНИЯМИ

§ 4-1. ОБЩИЕ СВЕДЕНИЯ

Развитие средств и методов управления в энергетике идет по пути создания систем управления централизованного типа, использующих различные ЭВМ (ЦВМ, АВМ, ГВМ). Созданы системы, убедительно продемонстрировавшие преимущества нового подхода по сравнению с ранее существовавшим, при котором разрозненные устройства с ограниченными функциями соотносились с понятием «система» лишь в общем процессе управления, без учета их структуры и аппаратурной реализации.

Электроэнергетика — одна из тех отраслей промышленности, которая стимулировала и стимулирует современные средства и методы обработки научно-технической информации, включая ЦВМ. Достаточно напомнить, например, что одна из первых ЦВМ в СССР — машина МЭСМ, разработанная на Украине в 1955—1956 гг., предназначалась для расчетов режимов электропередачи Куйбышев — Москва. Электроэнергетика является крупнейшим потребителем больших «научных» машин. В ней, как и в других отраслях промышленности, ЭВМ также применяют в управлении хозяйственной деятельностью предприятий на всех уровнях иерархии. ЭВМ используют непосредственно на предприятиях (электростанциях, подстанциях) для управления технологическими процессами. Кроме того, в энергетике есть еще одна специфическая область, совмещающая в себе как бы две рассмотренные системы управления — это автоматизированные системы диспетчерского управления (АСДУ).

В состав АСДУ входят, как правило, два комплекса технических средств: системы, работающие вне темпа процесса («офф лайн» по-английски) и образующие вычислительные центры обычного типа (часто с применением телеобработки информации), и системы реального времени, обслуживающие непосредственно диспетчерский персонал энергосистем и их объединений. Кратко охарактеризуем основные задачи этих систем и способы их реализации, остановившись на специфике организации и управления энергетикой в различных странах.

Энергетика является одной из ключевых отраслей национальной экономики любой страны. От ее четкого функционирования зависит жизнь крупных районов, а иногда и всей страны. Поэтому в некоторых капиталистических странах, например Англии и Франции, энергетика национализирована. В этих странах существует и четко функционирующее диспетчерское управление с жесткой диспетчерской дисциплиной. Система диспетчерского управления обычно имеет три ступени. В СССР высшей ступенью системы диспетчерского управления является ЦДУ ЕЭС; к средней ступени относятся энергозоны, подчиненные Объединенным диспетчерским управлениям (ОДУ), и энергорайоны, управляемые диспетчерскими службами районных управлений и обслуживаемые районными диспетчерскими пунктами (РДП); низшей ступенью являются оперативный персонал станций и подстанций, а также органы диспетчерского управления в распределительных сетях.

В отношении крупных объектов, имеющих важное значение для нескольких энергосистем и энергозон, иерархия диспетчерского управления нарушается. Такие объекты (мощные ТЭС и ГЭС, крупные узловые подстанции магистральных ЛЭП), несмотря на свою принадлежность к районным энергетическим управлениям, находятся в оперативном подчинении диспетчерских органов более высоких ступеней иерархии.

В Англии и Франции завершается введение трехступенчатой системы диспетчерского управления; это оказывается целесообразным даже в тех случаях, когда РДП располагаются в одном здании с зональным диспетчерским пунктом (ЗДП). Количество зон диспетчерского управления второй ступени в этих странах составляет 6—7.

Иное положение в США, где отдельные энергокомпании существуют на правах частных фирм и акционерных обществ. Эти компании носят характерное название «утилити», т. е. «обслуживание», и поставляют энергию в города, районы, а иногда и штаты. Отличительной чертой таких компаний является разнообразие в размерах, возможностях, структуре и организации управления. Одни из них владеют электростанциями и сетями и обслуживают большие районы. Другие (таких сравнительно немного) своих станций не имеют (или имеют в небольшом количестве) и лишь распределяют энергию, приобретаемую ими у соседей.

Если при этом учесть, что сети энергокомпаний по всей стране объединены между собой (за исключением штата Техас), то станут очевидными вся сложность работы такой системы и та роль, которую в ней играют устройства регулирования перетоков мощности между отдельными районами. Если район, обслуживаемый одной группой устройств, включает в себя несколько отдельных энергокомпаний, то его называют *пулом*. Участники пула могут работать при свободных перетоках мощности. При этом расчеты за поставку электроэнергии производятся особой группой, руководящей работой пула. Среди выполняемых этими группами функций имеются и диспетчерские.

В настоящее время многие пулы сливаются в *суперпулы*, где также создаются группы управления. Кроме того, недавно был сделан еще один шаг в этом направлении. Для координации усилий по повышению надежности параллельной работы Федеральная энергетическая комиссия США разделила страну на девять зон, где соответствующими энергокомпаниями на паевых началах созданы специальные организации, принимающие на себя функции планирования совместной работы этих компаний, в том числе объединенных в пулы и суперпулы. Таким образом, можно считать, что иерархическая система управления в энергетике применяется теперь также и в США, где накоплен большой опыт использования ЦВМ.

Первой функцией диспетчерских органов всех ступеней является прогнозирование нагрузки и планирование работы энергосистем, проводимое по этапам, начиная от краткосрочного (суточного) планирования и кончая долгосрочным планированием с целью управления развитием энергосистем. На каждом этапе решаются разнообразные задачи — экономические, технико-экономические и чисто технические (как, например, расчеты устойчивости, токов короткого замыкания и т. п.). Причем все эти задачи чаще всего решаются вне связи с процессом оперативного управления. Такие технические средства на вычислительных центрах обычного типа обслуживают диспетчерские управления, а также хозяйственные, проектные и научно-исследовательские организации. При этом предпочтение отдается диспетчерским задачам, хотя время, затрачиваемое на них, сравнительно невелико (примерно 20% от общего времени).

Второй функцией диспетчерского управления является оперативный контроль и корректировка режима, ликвидация аварийных ситуаций и т. п. При выполнении этой функции часто используются отдельные установки, построенные на базе малых управляющих ЦВМ или мини-машин. Особенностью таких комплексов является их объединение с устройствами телемеханики и связи, а также со средствами для отображения информации — диспетчерскими щитами и дисплеями (ЭЛТ). В некоторых случаях эти комплексы осуществляют прямое цифровое регулирование частоты и мощности в энергосистемах; иногда проводят и управление операциями по переключениям.

Комплексы технических средств иначе называют вычислительными комплексами (ВК) и оперативно-информационными комплексами (ОИК). Если они выполняются с применением различных технических средств, то их не всегда связывают между собой: опыт показал, что эта связь требует сложного математического обеспечения и предварительного анализа информации, передаваемой из ОИК в ВК. В то же время эти комплексы (каждый в отдельности) часто имеют большое число выносных устройств ввода — вывода (терминалов). Терминалы ВК устанавливают на более низких ступенях диспетчерского управления и позволяют персоналу соответствующих подразделений иметь доступ к большим

машинам. Терминалы ОИК, устанавливаемые на электростанциях и подстанциях, представляют собой устройства для связи с персоналом станций и подстанций и для прямого цифрового управления оборудованием этих объектов. Причем в некоторых случаях функции таких терминалов выполняют ЦВМ, установленные на станциях и подстанциях для контроля и управления работой их оборудования.

§ 4-2. ВЫЧИСЛИТЕЛЬНЫЕ ЦЕНТРЫ ЭНЕРГЕТИЧЕСКИХ УПРАВЛЕНИЙ

Как указывалось в предыдущем параграфе, некоторые функции диспетчерского управления (анализ, прогноз и планирование) осуществляются с помощью комплексов средств, сосредоточенных в вычислительных центрах (ВЦ). В ряде случаев ВЦ являются автономными. Так, например, в СССР все органы диспетчерского управления двух высших ступеней иерархии имеют собственные ВЦ, оснащенные одной-двумя машинами типа ЕС-1030 (быстродействие 63 тыс. операций в секунду, объем оперативной памяти — 256 Кбайт*, три накопителя на магнитных дисках объемом 7,25 Мбайт** каждый, четыре шкафа магнитной ленты). В некоторых местах установлены машины типа М-4030 (быстродействие порядка 100 тыс. операций в секунду). Устанавливают также и более мощные машины ЕС-1033 (быстродействие — 194 тыс. операций в секунду).

Расчеты комплексного потокораспределения обычно проводят для сети, состоящей из 300—400 узлов и 500—600 ветвей. Планирование режима, оптимального по активной мощности, выполняют для системы, содержащей примерно 50—70 генерирующих узлов, 30—50 нагрузочных узлов и 20—30 контролируемых линий электропередач. Расчет устойчивости обычно проводят для системы, состоящей из 100 узлов и 200 ветвей (в предположении постоянства э. д. с. за переходной реактивностью генераторов).

При указанных показателях ЦВМ по быстродействию и объему памяти автономные ВЦ диспетчерских органов являются рентабельными. Однако по мере роста производительности машин растет и их стоимость, и автономные ВЦ оказываются неэффективными, поскольку органы диспетчерского управления не могут обеспечить экономически оправданную загрузку ЦВМ. Поэтому при быстродействующих ЦВМ целесообразно в рамках энергетических управлений совместное их использование диспетчерскими управлениями, научно-исследовательскими и хозяйственными организациями.

Характеристики некоторых вычислительных центров. В Управлении единой энергосистемы Франции [EdeF] интенсивно используется комплекс технических средств, установленный в Научно-исследовательском центре в пригороде Парижа и связанный со зданием Управления EdeF линией, передающей данные со скоростью 9600 бод. Этот комплекс, ориентированный главным образом на решение научно-технических задач, имеет оборудование американской фирмы CDC. Основу комплекса составляет в настоящее время ЦВМ CDC-6600, относящаяся по современной классификации к категории «гигантских». Для увеличения производительности в машине CDC-6600 принят принцип параллельного использования устройств, выполняющих группы операций. В частности, имеются четыре устройства для осуществления операций с плавающей запятой: сумматор, два множительных устройства, производящих операцию умножения двух 60-разрядных чисел за 1 мкс, и одно устройство деления. Кроме того, имеются еще четыре устройства для выполнения операций другого типа и два устройства индексной арифметики.

Объем оперативного запоминающего устройства (ОЗУ) машины составляет около 950 Кбайт при времени цикла порядка 1 мкс. Память разделена таким образом, что минимальное время ожидания составляет 0,1 мкс. Кроме того, имеется сверхоперативная регистровая память для хранения чисел, адресов и кодов параллельно выполняемых операций общим объемом 156 байт. Быстродействие машины составляет 1,5 млн. операций в секунду при работе со словами в 60 разрядов.

Для повышения надежности ЦВМ резервируется второй машиной (CDC-6400), имеющей быстродействие примерно в три раза меньшее. Обе эти машины взаимодействуют с большим числом внешних устройств, подобранных в соответствии с характером решаемых задач и содержащих четыре устройства памяти на наружных магнитных дисках (НМД) емкостью в 21 Мбайт каждый, 12 шкафов с магнитными лентами, пять быстродействующих АЦПУ, один выходной перфоратор и три устройства для считывания с перфокарт обычного типа. В комплекс дополнительно входит еще ЦВМ CDC-3500, используемая для диспетчеризации вычислительного процесса и организации связи с терминалами, а также малая ЦВМ CDC-1700, осуществляющая связь с вычислительным комплексом хозяйственного управления, имеющего мощную ЦВМ Юнивак-1108. Эта же машина управляет работой специализированного цветного проекционного устройства с экраном, отображающим схему сети и распределение по ней потоков мощности и напряжений.

В Научно-исследовательском центре этой энергосистемы имеется также аналого-цифровая (гибридная) установка, содержащая машины PACE-231 и EAI-9400. В нее входит свыше 500 операционных усилителей, 450 автоматически устанавливаемых коэффициентов, 90 множителей, 20 блоков нелинейности, 92 аналоговых запоминающих устройства и дискретная память в параллельной логике на 256 четырехразрядных слов. Эта система, как и система меньшего размера, выполненная на оборудовании

---

* 1 байт равен восьми двоичным разрядам; 1 Кбайт — 2^{10} байт.

** 1 Мбайт — 2^{100} байт.

EAI-8900 (285 усилителей, 100 множителей, ЦВМ типа EAI-8400), активно используется для исследования средств регулирования и управления в энергетике (малая система ЦВМ совместно с физической моделью энергосистемы составляет цифро-аналого-физический комплекс).

Терминалы машин CDC, установленных в Управлении энергосистемы, имеют центральный процессор, память в 4К 12-разрядных слов, телетайп, АЦПУ и устройство считывания с перфокарт. Система успешно эксплуатируется в течение ряда лет, что подтверждает правильность заложенных в нее принципов.

Несколько иначе построен ВЦ в Центральном электроэнергетическом управлении Англии и Уэллса. Здесь основное оборудование расположено непосредственно в здании Управления (в Лондоне), в других городах размещены лишь терминалы этой системы.

Основу системы ВЦ управления составляет оборудование американского производства, изготовленное фирмой IBM. Это оборудование представляет собой двухпроцессорный вычислительный комплекс третьего поколения, который периодически заменяется на более мощный с соответствующим увеличением быстродействия (в 1,5 — 2 раза).

Очередная замена подобного рода была произведена, когда вместо системы IBM-360/50/85 была установлена система IBM-370 с основным процессором модели 370-165 I (память 1024 Кбайт) и вспомогательным процессором (машиной-диспетчером) модели IBM-155 I. Основной процессор имеет сверхоперативное ЗУ на регистрах объемом в 4 Кбайт; быстродействие такой системы может быть оценено примерно в 2,0—2,5 млн. операций в секунду. При этом предусмотрен большой объем внешних накопителей — усовершенствованные НМД, которые могут одновременно хранить до 1600 Мбайт информации; усовершенствованные НМЛ, позволяющие хранить на одной бобине до 38 Мбайт при скорости передачи 120 Кбайт/с, и т. п.

В отличие от системы машин CDC вычислительные системы IBM-360 и IBM-370 оказываются особенно эффективными при совместном решении инженерных и хозяйственных задач. Среди более 900 задач, решаемых этой системой в среднем за сутки в описываемых ВЦ, хозяйственных задач всего около 100, однако они успевают загрузить устройства системы, не загруженные при решении инженерных задач, чему способствует гибкость используемой операционной системы.

Большой вклад в повышение эффективности рассматриваемого оборудования и дальнейшее внедрение вычислительной техники в английскую энергетику внесло широкое применение в данной системе методов телеобработки с установкой терминалов в большом числе родственных организаций. Первые девять терминалов системы были установлены в следующих пунктах: на Национальном диспетчерском пункте Управления в Лондоне, на зональных диспетчерских пунктах в семи городах Англии и Уэллса (максимальное удаление от Лондона — 250 км) и в Научно-исследовательской лаборатории в Лезерхеде. Опыт внедрения терминалов оказался успешным, и в настоящее время число подключенных к системе терминалов достаточно велико, причем значительная часть их установлена в коммерческих организациях, ведающих работой распределительных сетей напряжением 154 кВ и ниже.

Основу большинства абонентских пунктов системы (терминалов) составляют процессоры IBM-1130, которые ранее считались самостоятельными. Теперь они введены в общий набор оборудования систем IBM-360 и IBM-370 с целью использования в удаленных терминалах. Эксплуатируется два типа абонентских пунктов с такими процессорами: в состав первого входит телетайп и АЦПУ, он имеет память 8 Кбайт, скорость обмена информации с основной системой 2000 бод (бит/с); второй тип имет память 16 Кбайт, а также дополнительное оборудование — НМД на 1 Мбайт и ввод с перфокарт; скорость обмена с системой — 4800 бод. Некоторые терминалы имеют и графопостроители. Кроме того, в состав терминалов могут входить более простые устройства типа 2740: пишущая машинка, ленточный перфоратор и устройство ввода с перфоленты, т. е. стандартный комплект оборудования телетайпа.

Системы телеобработки. Наличие в английской вычислительной системе большого числа интенсивно используемых терминалов сделало экономически оправданным создание специальной системы телеобработки. Система действует под контролем дежурного оператора, однако большинство функций в ней выполняются автоматически машиной-диспетчером (т. е. второй ЦВМ комплекса).

Все функции по управлению телеобработкой можно разделить на две основные — организацию собственно вычислительным процессом и контроль за работой каналов связи.

Первая функция обычно осуществляется программно, а вторая — главным образом аппаратно. Особенностью данной системы, обусловленной наличием в ней машины-диспетчера, является возможность перехода к программному выполнению и второй функции, что позволяет упростить применяемое оборудование, одновременно повысив качество управления. В частности, аппаратура передачи данных здесь не имеет обычного устройства защиты от ошибок, так как соответствующие операции логического контроля проводятся уже в процессе обработки принятой информации. Кроме того, оператор с помощью специальных команд может заставить систему установить связь с тем или иным терминалом, передать сообщение, выполнить диагностический тест и т. п.

В условиях повышенных требований, предъявляемых к надежности системы управления телеобработкой, особенно существенна возможность осуществления контроля и статистики сбоев в линиях связи. Так, если сообщение «не прошло» по каналу связи, система автоматически повторяет его. Если после нескольких попыток нужная информация передана, то оператор о сбоях не информи-

руется, но производится фиксация сбоев. При полном отказе одного из каналов оператор получает статистику сбоев. Статистика собирается по различным временным интервалам — «до первого запроса», «до второго запроса» и т. д. Таким образом, собираются объективные данные о работе каналов связи, которые могут быть учтены при эксплуатации.

Управление процессом обработки информации по командам с терминалов осуществляется специальными управляющими программами, реагирующими на обращения с терминалов с помощью особого, специально предназначенного языка. Набор программ и язык управления телеобработкой были введены в данной системе впервые и созданы при непосредственном участии английских энергетиков («пользователей»).

В настоящее время фирма IBM имеет усовершенствованный вариант, но в английской энергосистеме до сих пор применяется первый вариант, который позволяет пользователю любого терминала организовать свой массив, провести его редактирование, направить для обработки или хранения, а также закрыть массив и начать работу в диалоговом режиме. Причем в каждом случае пользователю терминала доступны все средства системы, необходимые для решения задачи, включая модули программ, хранящиеся в библиотеке системы. Модули программ для решения многих энергетических задач независимо от того, какая организация их решает, оказываются одинаковыми. Это означает, что пользователи терминалов за небольшую плату, составляющую в зависимости от типа терминала примерно 0,1—1,0% от полной стоимости аренды всей системы, могут осуществить на этой системе необходимую вычислительную работу. При этом следует лишь учесть дополнительную плату за каналы связи, которая в Англии составляет только 0,2—0,3% к стоимости аренды всей системы на каждый канал.

Программное обеспечение. Первой и основной программой, подготовленной для диспетчерского управления, в данном ВЦ считается упомянутая программа телеобработки, которая дает возможность зональным диспетчерским управлениям принимать участие в процессе выработки общенационального графика нагрузки. Это осуществляется путем ввода непосредственно с ЗДП данных о генерирующих источниках, готовых к использованию, после чего эти данные автоматически попадают в задачу о выработке графика нагрузки в момент решения ее системой.

Представление о структуре и составе программ можно получить из табл. 4-1, где указаны подразделения Центрального управления, по заказу которых была сделана та или иная программа. При этом следует учесть, что некоторые программы (обычно помеченные знаком «*») используются в оперативном комплексе вычислительных средств. Многие программы, указанные в таблице, являются на самом деле хорошо организованными «пакетами программ» или составляющими таких пакетов.

Табл. 4-1 характерна для ВЦ, обслуживающего крупное энергообъединение. В зависимости от структуры этого объединения в

таблицу могли бы быть внесены некоторые дополнения. Так, в диспетчерских центрах энергетических объединений, имеющих большое число ГЭС, обычно подробно рассматривается сработка водохранилищ и проводится оптимизация работы каскадов ГЭС. Поэтому в их ВЦ, как правило, имеются соответствующие программы. В объединениях с дальними электропередачами сверхвысокого напряжения необходим расчет перенапряжений и т. п. Тем не менее ядро математического обеспечения ВЦ составляют именно те программы, которые указаны в данной таблице.

Таблица 4-1

Национальный диспетчерский центр	Оперативный отдел	Отдел планирования системы
* Расчет потокораспределения активных мощностей (модель постоянного тока 300 узлов, 500 линий) Расчет комплексного потокораспределения (модель переменного тока) Краткосрочная корректировка графика нагрузки с учетом данных от зональных управлений * Расчет токов, симметричных к. з.	Расчет потокораспределения активных мощностей (модель постоянного тока 600 узлов, 1000 линий) Обработка статистики и прогнозирование нагрузки Долгосрочная оценка суточных графиков нагрузки с учетом ограничений по сети в 550 узлов Планирование остановов оборудования	Расчет потокораспределения активных мощностей (модель постоянного тока 600 узлов, 1000 линий) Расчет комплексного потокораспределения (модель переменного тока) Расчет синхронной динамической устойчивости с учетом регуляторов скорости и возбуждения Расчет токов, несимметричных к. з.

Характерна особенность, очевидная из табл. 4-1,— наличие ряда программ одного и того же типа. Эти программы отнесены к различным подразделениям, где для проведения расчетов требуются программы, отличающиеся друг от друга способом ввода данных, оформлением полученных результатов, а иногда и принятым методом расчета. Это объясняется тем обстоятельством, что окончательное решение задач управления осуществляется все же человеком, который и подбирает модули программ, наиболее подходящие к данной задаче. При этом следует иметь в виду, что в современных вычислительных системах имеются средства для хранения различных модулей и целых программ, быстрого установления связей между ними.

Непременной принадлежностью любого ВЦ диспетчерского управления является наличие в нем архивов данных, используемых в качестве информационной базы для решения задач. В рассматриваемом ВЦ помимо статистики нагрузок и других данных о потребителях имеется Национальный каталог электрооборудования, содержащий все параметры, необходимые для расчетов. Возможность автоматической выборки данных из архивов и использование их для решения задачи без участия оператора или программиста — одно из важнейших условий успешного функциони-

рования такой системы. Все инженерные задачи, решаемые подразделениями по эксплуатации английской энергосистемы в ВЦ, составляют примерно 30% от его загрузки. Еще по 30% приходится на научно-исследовательские и проектные задачи. На долю хозяйственных задач приходится около 10%, причем они решаются как рассмотренной мощной вычислительной системой, так и машинами малой и средней мощности.

§ 4-3. ОПЕРАТИВНО-ИНФОРМАЦИОННЫЕ КОМПЛЕКСЫ

Под *оперативно-информационным комплексом* (ОИК) понимают набор технических средств и программного обеспечения, предназначенный для непосредственного обслуживания ДП энергосистем и их объединений. ОИК существенно отличается от комплексов ВЦ, представляя собой четко выраженную человеко-машинную систему, работающую в реальном времени. Это позволяет не только улучшить эксплуатационные качества оборудования ДП, но и сделать это оборудование более экономичным.

Развитие ОИК. Создание оперативно-информационных комплексов ДП началось еще в 20—30-х годах, когда были выделены специальные пункты для диспетчерского управления. Основным техническим средством управления сначала являлась телефонная связь, которая и в настоящее время сохраняет свое значение как средство диспетчерского управления. Вместе с телефонами на диспетчерских пунктах появились настенные (мнемонические) щиты с изображением схемы диспетчируемой системы, цель которых — напоминать диспетчеру о характере связей между отдельными объектами системы.

Первые щиты такого рода отражали лишь наличие в системе определенной коммутационной аппаратуры, но не текущее состояние этой аппаратуры. Поэтому их называли «статическими». Появление телесигнализации дало возможность «оживить» щиты сигналами о действительном состоянии коммутационной аппаратуры, и щиты стали называть «динамическими». При этом выявилась очевидная необходимость ручного управления щитами с целью отображения состояния объектов без телесигнализации и исправления неверных телесигналов.

Кроме того, оказалось полезным «квитирование» поступивших сигналов (т. е. подтверждение того, что они приняты диспетчером во внимание). Это потребовало применения специальных выключателей и реле, число которых в современных условиях достигает нескольких сотен и даже тысяч. Таким образом, из простейшей мнемосхемы диспетчерский щит превратился в громоздкое и достаточно сложное в техническом отношении сооружение, создание и эксплуатация которого требуют больших затрат.

Следующий шаг на пути развития диспетчерских щитов связан с широким распространением телеизмерений. На щите устанавливались цифровые индикаторы нагрузок по линиям электропередачи и напряжений на шинах. Расположив такие индикаторы в

непосредственной близости от устройств — символов соответствующих шин и линий, можно отобразить на щите всю картину состояния системы. Это было бы очень полезно для повышения качества и облегчения условий работы диспетчера, но решить эту задачу обычными средствами из-за ряда причин (удаленности щита от рабочего места диспетчера, различия в освещении между дневным и ночным временем и т. п.) оказалось очень сложно. Отдельные удачные попытки применения специальной аппаратуры такого рода широкого распространения пока не получили. Поэтому указывающие приборы системы телеизмерений в течение нескольких десятков лет размещались либо на специальном «режимном» щите, либо на пульте диспетчера, причем последнее многими специалистами считается наиболее удобным.

Помимо мнемосхем и приборов для работы диспетчера иногда требуются дополнительные детальные схемы объектов, а также различные инструкции и таблицы. Хранение этих материалов в обычных папках в данном случае неудобно, поэтому предпринимались попытки применить специальные проекторы с быстрым поиском нужного кадра, однако большого распространения они не получили.

Практика работы ДП различных ступеней управления показала, что при ограниченном объеме телемеханической информации пультовые приборы достаточно наглядны и удобны, однако с ростом объема, особенно заметным на ДП высших ступеней, положение грозило существенно измениться. Кроме того, сами пульты, оснащенные большим числом приборов, начали усложняться и потребовалось искать пути их совершенствования. Поэтому появление дисплеев с ЭЛТ — идеального средства для совмещения в одном устройстве мнемосхемы, режимного щита и проектора — удачно решило поставленную задачу.

При этом возникли трудности, связанные с появлением на ДП двух дорогостоящих средств отображения информации (щита и дисплея) и с использованием резервных мощностей ЦВМ, управляющих отображением. В связи с этим появились предложения о полном отказе от щитов на ДП с ЭЛТ и замене щита набором цветных ЭЛТ, расположенных в два горизонтальных ряда (такая попытка была сделана одной американской энергокомпанией). Однако сложность такого сооружения, которое подвешивается под потолком диспетчерского зала и снабжается специальным подъемным механизмом для замены трубок, препятствует его широкому распространению. В большинстве современных ДП дисплеи располагаются рядом со щитом.

Использование резервных мощностей ЦВМ специфично для подобного рода установок. Для этих установок трудно подобрать ЦВМ, у которой вся мощность экономически оправданно будет использоваться только для управления отображением. В то же время наработка на отказ таких машин составляет обычно несколько сотен часов; чтобы диспетчер на время устранения отказа не «ослеп», предусматривается резервное оборудование.

Способ загрузки его основан на привлечении оборудования ОИК для выполнения других функций АСДУ.

Например, резервное оборудование ОИК может загружаться некоторыми задачами краткосрочного планирования. Так сделано на Национальном диспетчерском пункте EdeF, где одна из управляющих ЦВМ путем совершенствования основного и добавления вспомогательного оборудования превращена в «научную» машину. Можно вообще не разделять оборудование на ОИК и ВК, рассматривая его как единый комплекс оборудования. При этом ма-

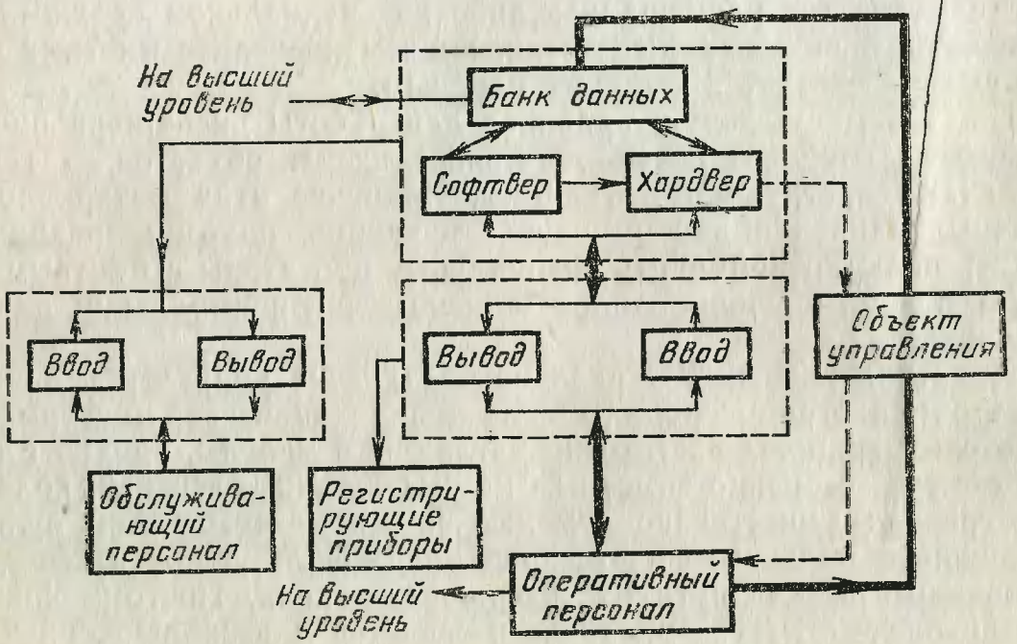


Рис. 4-1

шины, не участвующие в оперативной работе, используются для планирования. Однако организовать работу в этом случае трудно. В большинстве случаев в функции оборудования ОИК включается отображение информации и прямое цифровое регулирование (АРЧМ), причем круг задач непосредственной вычислительной помощи диспетчеру ограничен.

Структура системы. Рассмотрим общую структуру человеко-машинной системы, работающей в реальном времени, характерную для большинства ОИК (рис. 4-1). Жирными линиями изображен основной контур системы и его составляющие, тонкими — вспомогательные элементы и связи. При этом в основной контур входят:

вычислительная система с техническими средствами (хардвером), программами (софтвером) и банком данных (информационной базой системы);

устройства ввода — вывода информации (основные), называемые совместно с обслуживающими их программами интерфейсом связи человека с машиной;

оперативный персонал ДП, который воспринимает сообщаемую машиной информацию, самостоятельно или с помощью вычислительной машины вырабатывает решение и передает его на объект;

объект управления с оборудованием и персонал для выполнения требуемых операций, а также датчики и передающая аппаратура для выдачи информации в вычислительную систему.

Вспомогательные функции в системе выполняют:

обслуживающий персонал, состоящий из специалистов по техническим средствам и системных программистов, которые обеспечивают нормальное функционирование системы и вносят необходимые изменения и дополнения в программы и данные;

устройства ввода — вывода для обслуживающего персонала (пульт системного программиста и инженерный пульт системы);

устройства для документирования выводимой информации, работающие как по указаниям оперативного персонала, так и непосредственно по командам, поступающим из вычислительной системы.

Вспомогательный характер носят и показанные штриховыми линиями связи между вычислительной системой и объектом, а также между объектом и оперативным персоналом (минуя систему). Одни из этих связей отражают прямое цифровое управление, уже применяемое в современных системах, а также воздействия на перестройку уставок автономных систем. Другие связи показывают возможность выдачи информации оператору энергосистемы (диспетчеру) помимо вычислительной системы. Отметим, что до внедрения ЦВМ такие связи (действующие независимо, в «обход» телемеханики) считались основными и запрещалось производить какие-либо операции до получения подтверждения по телефону.

Функции системы. В настоящее время сложилось четкое представление о функциях, которые должны выполняться оперативно-информационными комплексами диспетчерских пунктов энергосистем. Для всех ступеней диспетчерского управления эти функции включают в себя:

1. Сбор, обработку и отображение информации. Сбор информации осуществляется устройствами ТИ — ТС, однако они не имеют индивидуальных запоминающих узлов, поскольку вся информация передается сразу же в ЦВМ. Здесь она проверяется на достоверность, ТИ нормируется (масштабируется), формируется в массивы и передается на хранение с целью использования при отображении, регистрации и расчетах. Нагрузка ЦВМ при этом определяется числом ТИ — ТС в цикле, длительностью цикла и числом различных изображений (форматов), которые должны подготавливаться для выдачи на экраны ЭЛТ. В некоторых случаях машина управляет также щитом, так что нагрузка увеличивается.

2. Прогнозирование аварийных состояний системы (оценка непредвиденных ситуаций). Под этим термином понимают проведение расчетов потокораспределения в системе применительно к

данному нагрузочному режиму при возможном изменении схемы (отключении тех или иных генераторов и линий электропередачи). Расчеты проводятся по указанию диспетчера циклически с автоматическим перебором возможных вариантов и анализом полученных результатов. Они позволяют судить о возможности перегрузки по току и (косвенно) о запасе устойчивости. Однако прямая задача по оценке устойчивости, требующая, как известно, больших вычислительных мощностей, в рамках ОИК решения пока не нашла.

3. Регистрацию параметров режима — текущую или по команде диспетчера. Очень удобным является так называемый ретроспективный анализ с «замораживанием» и «размораживанием». Он состоит в том, что наблюдая на экране ЭЛТ последовательно сменяющие друг друга состояния энергосистемы, зарегистрированные в оперативной памяти ЦВМ, например, во время только что происшедшей аварии, диспетчер может в определенный момент времени дать команду прекратить («заморозить») воспроизведение последовательности событий, автоматически зафиксировать состояние системы в этот момент для вахтенного журнала и, «разморозив» последующее воспроизведение, продолжить анализ. Причем в зависимости от объема памяти в вычислительной системе и от других обстоятельств такой «отход назад» с последующим движением вперед возможен максимально на 30 мин.

Кроме того, вычислительные системы ДП на уровне объединений позволяют:

осуществлять оперативную корректировку режима на основании прогноза нагрузки на определенный срок (обычно 5, 10, 15 мин). Результаты корректировки отображаются диспетчеру: они могут быть посланы на соответствующие станции, а при наличии АРЧМ — воздействовать на уставки аналоговых систем регулирования либо использоваться при прямом цифровом регулировании;

фиксировать перетоки между системами, подлежащие оплате. Такая оплата должна производиться с учетом характера обмена (нормальный, аварийный и т. п.), который ЦВМ легко может распознать в отличие от обычных счетчиков. Это обстоятельство решающим образом повлияло на практику многих объединений США, которые перешли к работе со свободными перетоками.

В то же время на ДП нижней ступени, обслуживающих небольшой энергорайон, имеются свои задачи, возможности решения которых будут рассматриваться далее.

Способы обеспечения надежности. Надежность средств современной вычислительной техники достаточно низка, в среднем она примерно на порядок ниже надежности основного энергетического оборудования. Особенно это касается электромеханических устройств ввода — вывода и других им подобных устройств, работающих с большими скоростями при достаточной сложности выполняемых операций. Попытки повышения надежности только за счет улучшения качества аппаратуры давали лишь незначительный

эффект. Основным способом обеспечения надежности в настоящее время является правильный выбор структуры, которая должна обладать избыточностью.

Под *избыточностью* понимают ввод в систему дополнительных блоков или элементов, по конструкции аналогичных основным, которые нормально выведены из работы или выполняют вспомогательные функции, а при отказе основных элементов занимают их место в системе. Избыточность бывает полной и частичной, с автоматическим вводом резервных элементов и с ручным их подключением.

Полная избыточность. Примером системы с полной избыточностью по основным функциям может служить система, обслуживающая Национальный диспетчерский пункт Центрального электроэнергетического управления Великобритании. Она построена на оборудовании «Аргус-500» английской фирмы «Ферранти» и собрана по схеме, показанной на рис. 4-2. Схема включает в себя два совершенно одинаковых комплекта оборудования (*А* и *В*), которые охватываются двумя системами шин, секционированных и организованных таким образом, что каждое из внешних устройств *В* может быть соединено с каждым из процессоров (исключение составляет лишь накопитель на магнитных дисках — *НМД*, которого нет в комплекте *А*).

Имеются также накопители на магнитных барабанах (НМБ) и накопители на магнитных лентах (НМЛ). Система имеет два входа от устройств телемеханики и четыре выхода к устройствам отображения, причем на каждом рабочем месте диспетчера установлено, по крайней мере, по две трубки (ЭЛТ), связанных с каждым выходом. Вывод из работы отказавшего оборудования и замена его исправным осуществляются автоматически, для чего служат специальные многоконтактные «корридорные» реле.

Для выявления неисправностей помимо подачи специальных тестов (в очередь с основной информацией) служит особое устройство — таймер, который посылает контрольные сигналы и при отсутствии ответа в заранее обусловленное время дает команду на соответствующие переключения. Подобный метод применяется и для проверки систем шин и процессоров. Нормально функции управления отображением (основные) выполняет процессор *А*, а функции вычислительной помощи — процессор *В* (для этого он и имеет НМД). При аварии с процессором *А* процессор *В* полностью прекращает вычислительную помощь диспетчеру и переходит на программы процессора *А*, что обеспечивает 100%-ное резервирование основных функций.

Частичная избыточность. Частичная избыточность связана с глубоко модульной структурой системы, при которой отказ одного модуля означает лишь некоторое «угасание» функций системы, тем более плавное, чем большее число модулей содержит система. Примером системы с частичным резервированием является система, выполненная фирмой «Барроуз» для компании «Филадельфия Электрик» на оборудовании В-6700 Фейл Софт (рис. 4-3).

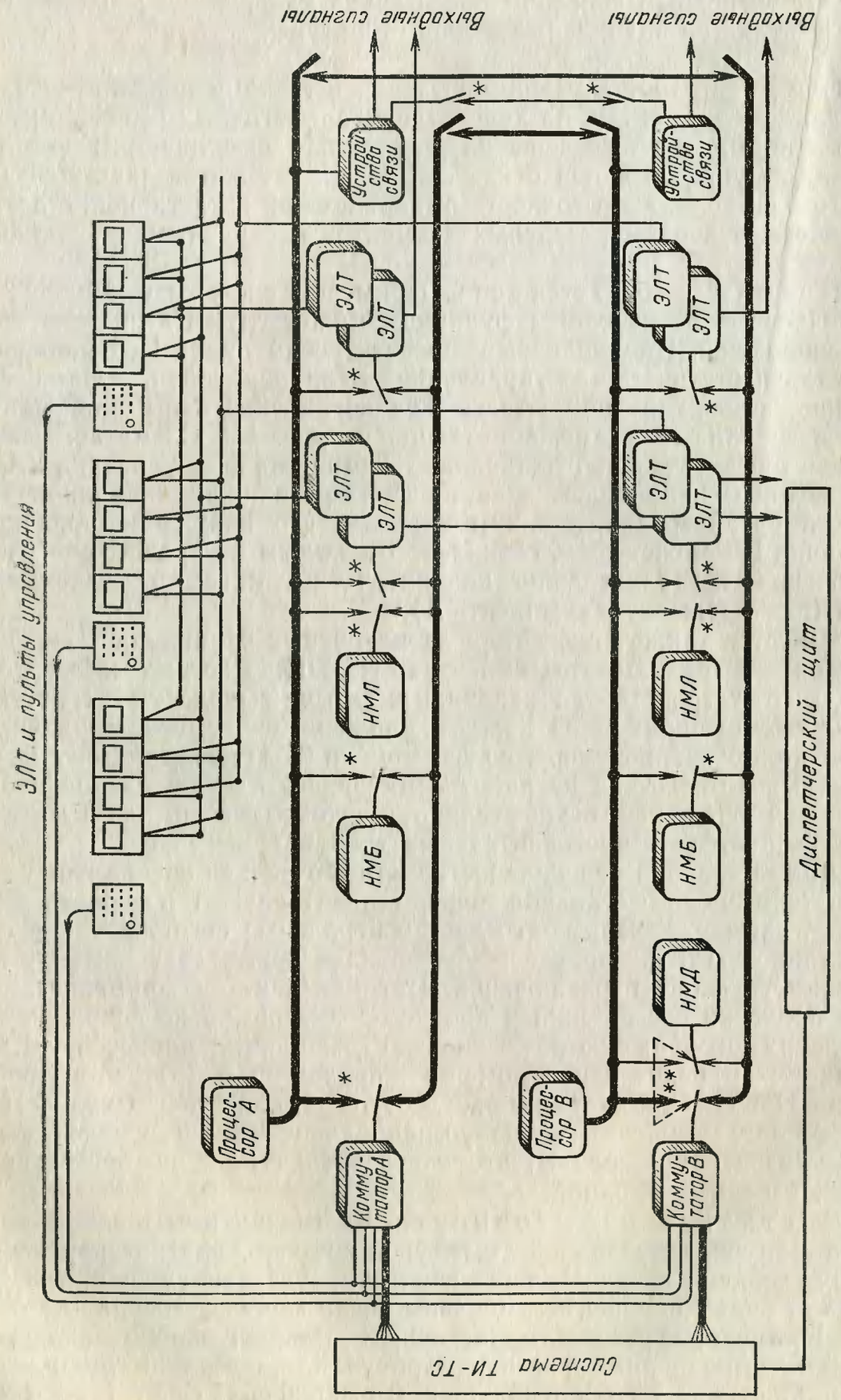


Рис. 4-2

Здесь все элементы центрального ядра системы (процессоры, память, каналы) разделены на 3—4 модуля с полной системой связей между ними (каждый доступен каждому). Имеется также специальный перестраивающий шкаф, который позволяет осуществлять простейшую диагностику и выводить из системы поврежденный элемент. Это немедленно становится известным магнитному операционному запоминающему устройству (*МОЗУ*), которое затем перераспределяет работу таким образом, чтобы исключить или удлинить выполнение наименее важных для данной конфигурации функций.

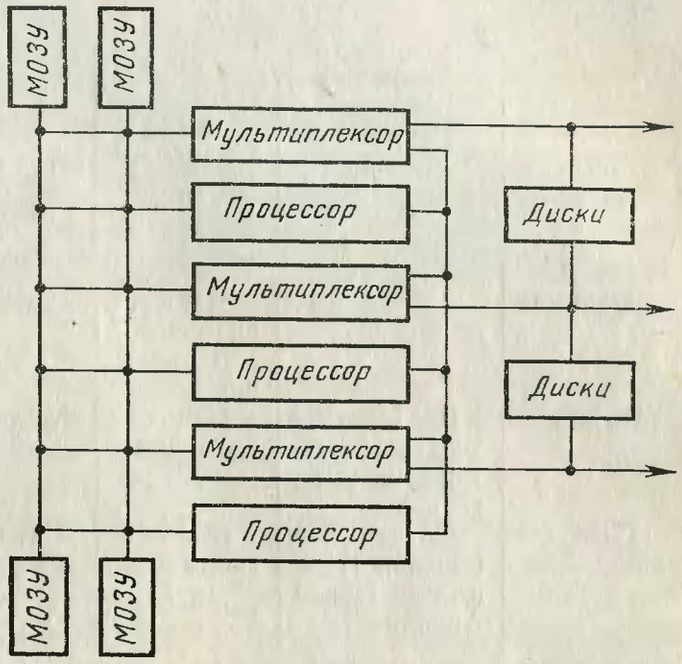


Рис. 4-3

В конкретном случае общая производительность системы очень велика и исключаются чаще всего вспомогательные функции. Однако возможно исключение и основных функций. Так, например, при отображении через дисплеи полной схемы системы иногда можно отказаться от отображения отдельных подстанций и т. п.

Помимо рассматриваемого метода повышения надежности в системе В-6700 Фейл софт для устранения сбоев используют прием, сводящийся к тому, что вся информация из МОЗУ системы выводится на диски, а затем вводится в другие модули памяти, передается другим процессорам. Название системы «Фейл Софт» (по-английски «Fail-Soft») используется и для названия метода частичной избыточности, который противопоставляется методу полной избыточности (по-английски «Fail-Save»). Применяя аналоги из практики работы энергосистем, иногда говорят, что полная избыточность эквивалентна использованию резервных агрегатов, а частичная — АЧР.

Состав и характеристики оборудования. При большом сходстве схем ОИК в различных АСДУ (применяют чаще всего схемы с полной избыточностью, аналогичные приведенной на рис. 4-2) и сравнительно небольшой разнице в загрузке (размер контролируемой энергосистемы исчисляется примерно в 400—700 линий при 250—450 узлах сети, а функции ОИК почти всегда одинаковы) имеет место существенная разница в мощности вычислительного оборудования. Эта разница определяется главным образом различным подходом к допустимой величине затрат на такое оборудование и неодинаковыми возможностями вычислительной техники в год

поставки; она компенсируется разницей в точности применяемых методов расчетов и различной их цикличностью. Сама возможность такой «компенсации», т. е. приспособления к имеющемуся оборудованию, является одним из важнейших свойств систем с ЦВМ.

Рассмотрим ОИК на малых (управляющих) машинах. Отечественная система на этих машинах описана в гл. 3. За рубежом в 1967—1969 гг. такие машины были установлены в трех крупных объединениях (табл. 4-2).

Таблица 4-2

Страна	Система	Ступень ДП на уровне	Тип ЦВМ	Число разрядов	Длительность операций, мкс	
					сложения	умножения
Франция	«Электрисите де Франс»	Национальном Зональном	С-90-40	24	3,5	7,0
Англия	Центральное электроэнергетическое управлсние	Национальном	«Аргус-500»	24	3,0	10,6
США	Объединение (суперпул) штатов Новой Англии	Объединения	«Сигма-2»	16	2,3	10,3

В настоящее время эти ОИК успешно эксплуатируются, выполняя практически все требуемые функции. Так, в Англии система Национального диспетчерского пункта не только принимает от 1100 телеизмерений и 400 телесигналов с подготовкой на их основе до четырех различных форматов отображения одновременно, но и выполняет ряд расчетов. При этом расчет токов трехфазных к. з. для проверки мощностей к. з. в различных точках энергосистемы в данном нагрузочном режиме занимает 4—5 мин и проводится с периодом в 30 мин. Расчет потокораспределения на случай аварийного отключения элементов системы (до 500 вариантов в сети из 500 ветвей и 300 узлов) занимает 10—13 мин и проводится с периодом в 20 мин.

В США, напротив, объем расчетов в данном случае сокращен (при применении малой машины), но каждые 2 с выдаются сигналы прямого цифрового управления на 16 выделенных генерирующих единиц и обобщенные сигналы в виде относительного прироста желаемых генерируемых и обменных мощностей для четырех групп компаний объединения (всего в АРЧМ участвует 78 агрегатов). Указанные сигналы вырабатываются на основе расчетов экономического распределения нагрузки по методу относительных

приростов с учетом ограничений по потокораспределению в нормальных и аварийных режимах, резерва мощности в отдельных районах и т. п.

Для выполнения столь большого объема функций машинами без плавающей запятой требуется упрощение методов расчета и увеличение их цикла. Так, в указанных оперативных расчетах потокораспределения для различных вариантов схемы сети, выполняемых в Англии, матрица проводимостей при переходе от варианта к варианту не обращается, а лишь корректируется (точное обращение матрицы производится 1 раз в сутки), а данные телеметрии принимаются с циклом в 30 с. Очевидно, это ведет к снижению точности расчетов и уменьшению их оперативности. Поэтому в Англии диспетчеру предоставлена дополнительная возможность обратиться к вычислительной системе ВЦ через посредство терминала. Во Франции одна из машин, установленных на Национальном ДП, имеет улучшенные характеристики (в частности, аппаратное выполнение операций с плавающей запятой), а в указанной энергосистеме США установлена дополнительно аналого-цифровая машина.

При применении в ОИК универсальных машин средней мощности характерно использование их также и для целей планирования. При оперативной работе существенных изменений задач и функций (по сравнению с системами на малых ЦВМ) не происходит. Однако ряд деталей изменяется. Например, основные линии связи между отдельными энергосистемами имеют уменьшенный цикл сканирования перетоков (до 2 с), а в дополнение к быстродействующей программе для расчета потокораспределения активных мощностей в сети, состоящей из 200 узлов (эта программа предназначена для использования главным образом при аварийных ситуациях), имеется возможность использовать программу для определения комплексного потокораспределения в сети, состоящей из 400 узлов, и т. п.

В США применяют машины средней мощности типа «Сигма-3» и «Сигма-5» фирмы «Ксерокс». «Сигма-5» имеет быстродействие примерно в два раза выше, чем IBM-360/50, при значительно более низкой стоимости, достигнутой в результате ряда упрощений. Примером системы с большим числом таких машин, установленных на объектах различного вида, являются энергокомпания штата Аризона (двенадцать ЦВМ «Сигма-3») и одна из компаний штата Пенсильвания (восемь ЦВМ «Сигма-5»). Достоинством рассматриваемых машин является наличие развитых канальных процессоров, ориентированных на использование в системах реального времени.

Большие машины с быстродействием порядка 500 тыс. операций в секунду начали устанавливать в ОИК в 1971—1973 гг. Примерами таких систем является уже упоминавшаяся система в компании «Филадельфия Электрик», выполненная на машинах B-6700 Фейл Софт, где реализуется весьма сложный алгоритм экономичного распределения нагрузок с учетом реальных характеристик турбин, а также система на ДП Объединения Боневильского энергетиче-

ского управления. В последнем случае энергосистема содержит большое число ГЭС (около 30) и соответственно большой объем гидрометеорологической информации.

Поэтому созданы, по существу, две системы, одна из которых (SCADA) служит для сбора и первичной обработки информации по сети, а вторая (RODS) производит все необходимые расчеты, включая расчеты экономичного распределения нагрузки и требуемых уровней напряжения в сети, управляет отображением информации и выдачей соответствующих сигналов на ГЭС и ТЭС. Для этой цели в первую систему вводятся две машины «Сигма-5», а во вторую систему — две большие ЦВМ типа PDP-10/55 и три мини-ЦВМ усовершенствованной конструкции PDP-11/15 со сверхоперативным ЗУ емкостью в 2 Кбайта.

Интерфейсные системы. Рассматриваемые здесь системы ДП относятся по общепринятой классификации к системам реального времени, однако являются в то же время системами узкоспециализированными. Все они имеют ряд общих свойств: высокую степень избыточности, наличие двух или трех систем шин (которые можно сравнить с шинами электростанций или подстанций), связь, с одной стороны, с устройствами телемеханики и передачи данных, а с другой,— с устройствами отображения информации и т. п. Известно, что такие свойства могут быть обеспечены при применении стандартного оборудования за счет правильного выбора его конфигурации и подбора соответствующего программного обеспечения. Однако при этом неизбежно возникает некоторая избыточность, поскольку универсальное оборудование содержит узлы, для конкретной конфигурации не нужные. То же самое относится к программам служебного программного обеспечения, организующего работу системы.

Поэтому возможен и другой путь создания интерфейсных систем, основанный на использовании в них наряду со стандартным (универсальным) и нестандартного (специализированного) оборудования. Этот путь требует участия организаций, специализирующихся на применении вычислительной техники в одной или нескольких родственных областях и реализуется этими организациями через создание специальных так называемых интерфейсных систем. Одна из таких систем, разработанная американской фирмой TRW и выпускаемая под названием «Система 9», показана на рис. 4-4.

Как следует из этого рисунка, система представляет собой некоторую схему, на вход которой подключается универсальная вычислительная система, а выходами являются цепи устройств телемеханики, связи, отображения информации и т. п. Сама схема содержит необходимое программно и аппаратно управляемое оборудование для переключения каналов и их проверки. Существует несколько разновидностей системы, одинаковых по своей структуре, но приспособленных к наиболее часто применяемым универсальным ЦВМ: IBM-360/370, «Сигма 2/3/5/7», Барроуз B-6700 Фейл Софт, PDP-11 и некоторым другим.

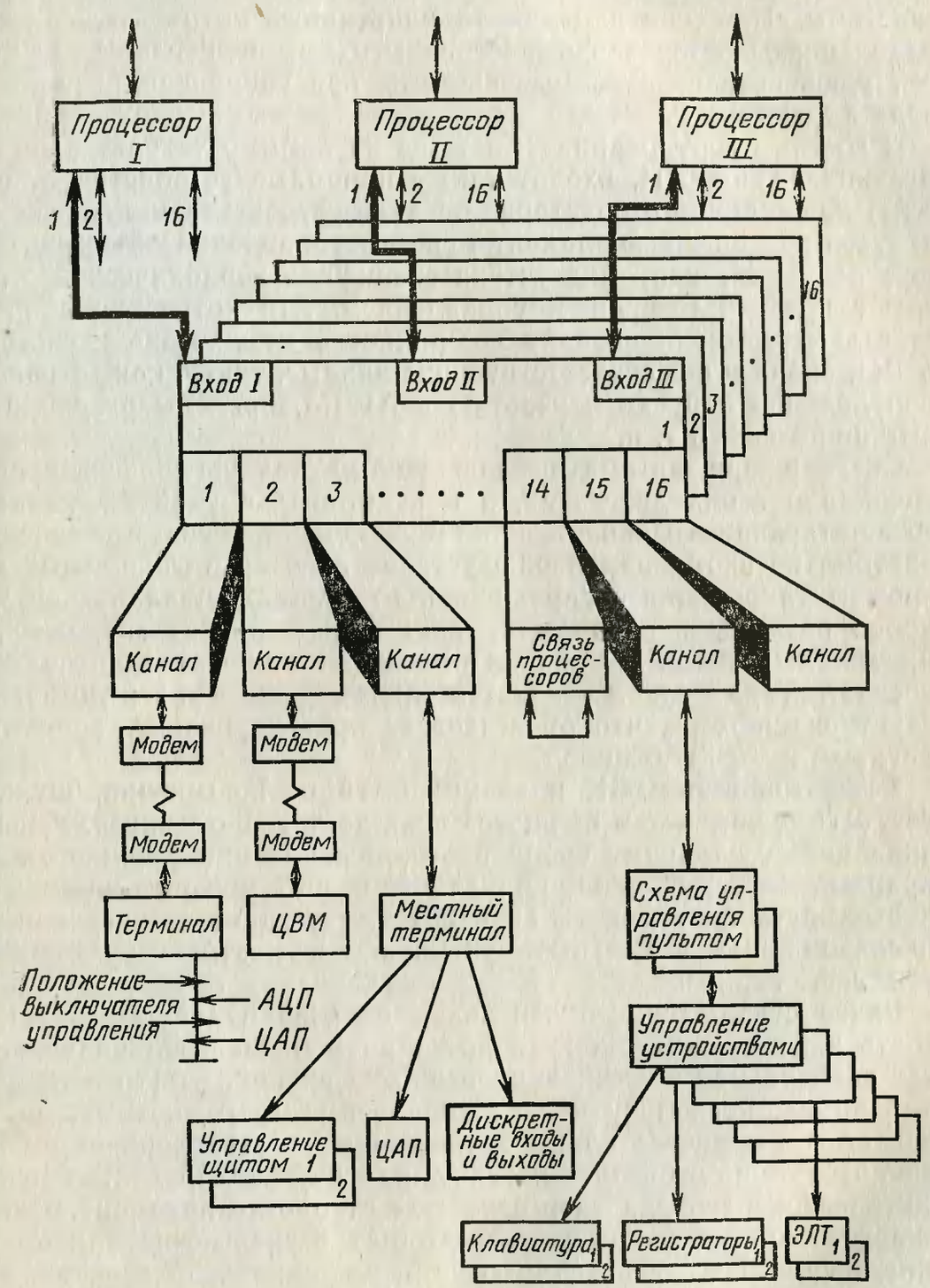


Рис. 4-4

Для «Системы 9» созданы специальные программы, рассчитанные на обслуживание соответствующей ЦВМ. Эти программы, как и устройства, создаются заранее и при необходимости лишь корректируются в соответствии со спецификой той или иной энергосистемы. При большом числе однотипных потребителей такой подход оказывается экономически выгодным и позволяет на 25—30% удешевить создаваемые системы при сокращении сроков их ввода в действие.

В состав оборудования «Системы 9» помимо устройств, располагающихся на ДП, входят также приемные устройства (терминалы) для станций и подстанций. Такие устройства могут рассматриваться как обычные элементы систем управления объектов, с той лишь разницей, что в них учтена специфика иерархической структуры с прямым цифровым управлением. Это потребовало предоставить местному персоналу возможность «общаться» с системой на ДП, вводя в нее соответствующие данные, такие, как готовность оборудования к пуску и участию в АРЧМ, пределы регулировочного диапазона, и т. п.

Система при автоматической работе должна информировать персонал о своих действиях, а в некоторых случаях и выдавать соответствующие распоряжения. Если действие системы сводится к автоматическому изменению уставок некоторых локальных контуров регулирования и управления, то аппаратуру таких контуров удобно размещать на терминалах вместе с датчиками состояния управляемых объектов, причем показания этих датчиков получает персонал. Таким путем создается единая физическая и логическая структура системы, что облегчает ее проектирование, подготовку программ и эксплуатацию.

Эффективность ОИК и возможности ее повышения. Функции ОИК ДП энергосистем являются пока достаточно узкими. Успешно справляясь с задачами сбора и отображения информации, они не оправдывают тех больших капиталовложений, которые приближают их стоимость к стоимости 50—100 МВт установленной мощности на современных ТЭС. Поэтому вопросы эффективности таких систем очень важны.

Ранее считалось, что основная «отдача» от систем будет состоять в повышении экономичности работы энергообъединений за счет оперативной оптимизации режимов их работы (точнее «дооптимизации», поскольку назначение оптимальных режимов осуществляется в процессе планирования, а в оперативной работе производится лишь уточнение их, связанное с возможным отклонением фактической нагрузки энергосистемы от прогнозируемой). Однако в настоящее время это относится только к энергосистемам с большим числом ГЭС, где возможна оптимизация использования речного стока.

В случае же энергосистем с ТЭС, располагающих однотипным высокоэкономичным оборудованием, эффект дооптимизации может быть связан главным образом с уменьшением потерь в сети и величина его незначительна. Поэтому при оценке систем подобного рода

их основную эффективность усматривают обычно в повышении надежности работы энергосистем. Детализируя это положение, укажем, что общая задача повышения надежности энергосистем распадается в настоящее время на ряд подзадач, решаемых теми или иными средствами автоматики. Большую роль при решении этих подзадач играют устройства автоматики нормального режима, предотвращающие перегрузку слабых связей, и устройства противоаварийной автоматики, которые вводят режим системы в допустимую область.

Поэтому диспетчер с помощью ОИК может сделать лишь то, что по тем или иным причинам не сделано автоматикой. Имеется, однако, и несколько аспектов проблемы повышения надежности системы, почти не охватываемых автоматикой,— это снижение тяжести (напряженности) исходного режима по отношению к наиболее вероятным авариям, ускорение восстановления нормального режима работы системы после аварий и уменьшение или полное исключение аварий из-за ошибок персонала. Все это так или иначе связано с работой диспетчера, определенную помощь которому может оказать ОИК. Поэтому основные поиски идут сейчас в указанном направлении.

Несколько возможностей такого рода, найденных в практике работы над этими системами, сводятся к следующему. В Национальном ДП Англии введена логика для прослеживания электрически связанных цепей при отображении схем подстанций. Последнее облегчает диспетчеру ориентировку при делении системы. В ОИК ДП районной энергосистемы Хьюстона (США) предусматривается телеуправление выключателями с помощью светового пера на дисплее. Прикосновение к символу выключателя на схеме после нажатия клавиши «Исполнить» приводит к включению или отключению выключателя. Этим исключаются ошибки при операциях с выключателями. В ОИК ДП Нью-Йоркского пула и объединения PJM перегрузка линий, реальная или прогнозируемая, отображается прямо на щите. Причем в качестве символов линий применены световоды из волоконной оптики, связанные с источниками света разных цветов, управляемыми от ЦВМ. Аналогичный прием использован на ДП «Электрисите де Франс», где в зависимости от реальной нагрузки линии светятся $l/4$, $l/2$, $3l/4$ и l символа линии. Все это должно повысить бдительность диспетчера в отношении перегрузок.

Помимо описанных способов повышения эффективности оборудования ДП, связанных с увеличением отдачи этого оборудования, разрабатывают и применяют приемы иного характера, направленные на снижение расчетной нагрузки вычислительных систем с соответствующим их удешевлением. Так, например, оказалось возможным осуществлять расчеты по выявлению опасности перегрузки линий электропередачи не циклически (периодически), а спорадически, по сигналу о существенном изменении вектора углов передачи в системе. Этот сигнал вырабатывается при статистической обработке данных телеизмерений (по методу наименьших

квадратов). Он поступает гораздо реже, чем команда на периодический расчет. Следовательно, быстродействие ЦВМ может быть уменьшено.

Имеется также возможность, используя вычислительные средства, восстановить некоторые параметры режима сети, которые по той или иной причине отсутствуют среди прямых телеизмерений, что удешевляет систему телемеханики. Немаловажным является также косвенный эффект, получаемый от увеличения гибкости системы: облегчения операций по внесению дополнений, изменений и упрощений устройств ТИ — ТС (например, за счет отказа от индивидуальных запоминающих узлов). Подобные приемы позволяют приблизиться к желаемому результату, но лишь в небольшой степени. Если основной эффект от ОИК предполагается получить за счет повышения надежности энергосистем, то необходимо, чтобы эти комплексы удовлетворяли требованиям:

1) быстрого моделирования энергосистемы в статике и динамике при определении границ ее устойчивости с учетом действия противоаварийной автоматики;

2) быстрого определения вероятности той или иной аварии из числа наиболее тяжелых с учетом условий погоды, состояния оборудования и т. п.;

3) обеспечения возможности автоматического отыскания и реализации коррекций к уставкам противоаварийной автоматики с учетом особенностей текущего режима и вероятности аварий.

Для реализации этих требований необходима работа над техническими средствами, обеспечивающими быстрое моделирование (в настоящее время наиболее перспективны гибридные системы) и над методическими вопросами вероятностного анализа аварий и автоматического выбора уставок автоматики. Существующие ОИК могут оказать большую помощь в этом отношении, накапливая большие объемы статистики и обеспечивая выделение части времени ЦВМ для экспериментов с автоматикой.

§ 4-4. ВЫЧИСЛИТЕЛЬНАЯ ТЕХНИКА НА ЭЛЕКТРОСТАНЦИЯХ И ПОДСТАНЦИЯХ

На электростанциях и подстанциях, как и на других предприятиях, необходимо управлять производственно-хозяйственной деятельностью и технологическими процессами. Технологические процессы в энергетике сложны в связи с непрерывностью их и требованиями сохранения высокой надежности.

Хозяйственное управление осуществляется более просто в силу однородности энергетической продукции и сравнительно небольшого количества персонала. При реализации хозяйственного управления станции и подстанции могут считаться частью другого, большего объекта (энергоуправления, сетевого района) и обслуживаться главным образом терминалами от центральных систем (хотя возможно и решение некоторых задач на месте).

Поэтому при управлении энергетикой автоматизированные системы управления технологическими процессами требуют наибольшего внимания.

АСУ ТП станций и подстанций создаются обычно как комплексные системы, позволяющие с помощью единого набора оборудования решать ряд задач, относящихся к различным моментам времени. При этом возможно, чтобы ЦВМ решали и хозяйственные задачи (выделение части машинного времени). Задачи АСУ ТП можно разделить на несколько групп (подсистем). Прежде всего выделим:

управление и контроль за работой элементов оборудования энергетического объекта (блочный или агрегатный уровень);

управление и контроль за работой всего объекта как части энергосистемы (общестанционный или просто станционный уровень).

Вторую группу задач в свою очередь можно разделить на задачи управления и контроля:

при нормальных режимах работы системы и медленных изменениях их параметров;

при нарушениях нормальных режимов и в случаях резких изменений параметров этих режимов.

Существуют, следовательно, задачи на агрегатном, станционном и системном уровнях, которые можно назвать задачами первого, второго и третьего классов.

Исторически внедрение вычислительной техники на электростанциях и подстанциях началось с решения задач первого класса на ТЭС (впоследствии и АЭС) и решения задач второго класса на ГЭС. Задачи третьего класса решаются сейчас в большинстве случаев при использовании АСУ только в форме телеуправления сравнительно небольшими необслуживаемыми подстанциями. Более сложные системы еще только появляются.

Задачи первого класса. К ним относятся главным образом задачи по управлению тепломеханическим оборудованием электростанций и вспомогательными приводами в электрической части станций и на подстанциях. Здесь ведется контроль за большим числом параметров (на современных ТЭС число их на одном энергоблоке доходит до 3000, а на АЭС — до 5000) и обеспечивается работа различных систем регулирования (система питания, система горения и т. п.), которые, так же как ЦВМ, имеют дискретный (импульсный) характер. Требования, предъявляемые к быстродействию, здесь невелики и реализация идеи централизованной системы является вполне естественной.

В развитии систем для решения задач первого класса можно выделить четыре периода:

1) конец 50-х годов — формирование концепций, исследования, проверка экономической обоснованности;

2) 1961—1969 гг.— эксперименты, установка на станциях некоторого количества машин второго поколения с использованием их для контроля параметров (т. е. в так называемом информацион-

ном режиме) и программного управления неответственным вспомогательным оборудованием;

3) 1970—1973 гг.— установка машин третьего поколения для программного управления вспомогательным оборудованием при работе блоков и основным оборудованием при их пусках и остановах. Постепенный переход к прямому цифровому регулированию в основных контурах с вытеснением старой аппаратуры;

4) 1973—1976 гг.— введение в системы дисплеев с ЭЛТ, появление большого числа специально спроектированных систем управления на базе ЦВМ и широкое внедрение этих систем.

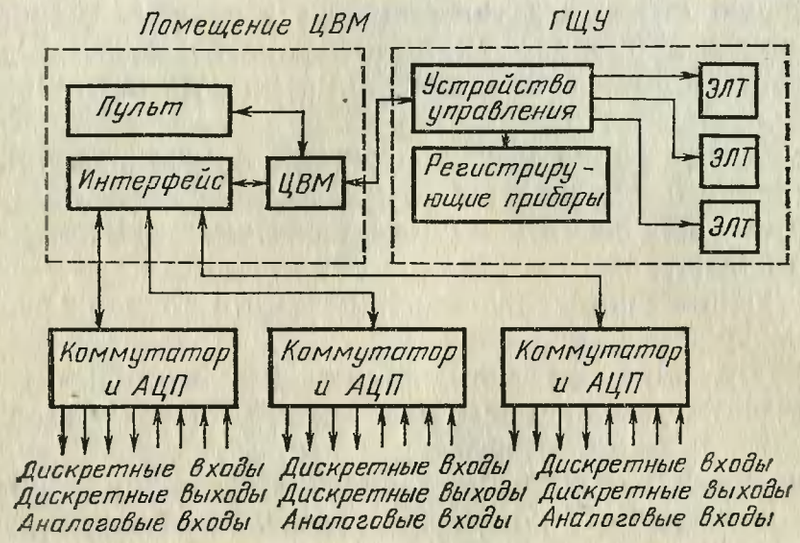


Рис. 4-5

Предполагается, что в будущем специально спроектированные системы будут выпускаться серийно и получат широкое распространение.

В СССР для работы энергоблоков ТЭС выпускают специализированную машину типа ИВ-500. В Англии на ряде блоков ТЭС и АЭС используют управляющую машину типа «Аргус-500». В США применяют системы «Продак-250», основу которых составляет машина «Сигма-2».

К настоящему времени установилась типовая конфигурация такого рода систем, предусматривающая три основные части:

1) центральную часть, или ядро, располагаемое обычно в особом помещении, называемом ниже помещением ЦВМ;

2) устройства связи с объектом (УСО) в виде шкафов с нормирующими (масштабирующими) цепями, коммутаторами и другим оборудованием, устанавливаемые в непосредственной близости от объекта, часто в различных его зонах;

3) оборудование щита управления, включая интерфейс связи и вспомогательные средства.

Структурная схема системы, приведенная на рис. 4-5, показывает, что такая конфигурация очень выгодна. Действительно, наличие выносных УСО, сканирующих (обегающих) входы и выходы на связях с объектом, позволяет резко сократить длину кабельных коммуникаций от реле, датчиков и приводов. От коммутаторов в помещение ЦВМ и из помещения ЦВМ на щит управления прокладывают относительно небольшое количество кабелей, рассчитанных на передачу только 1 байта информации в прямом и обратном направлениях. Вместе с резервными жилами требуется 24—32-жильный кабель и несколько специальных кабелей питания и телефонной связи. Расход кабелей по сравнению с вариантом индивидуальных цепей оказывается обычно меньше в 15—20 раз.

Также экономична и установка ЭЛТ на щите управления. Она заменяет многочисленные приборы, позволяя экономить затраты на щиты и многие другие. Вместе с тем ЭЛТ облегчает работу оператора и улучшает ее качество. Появляется также возможность решать ряд новых задач.

При решении такого рода задач на аналого-цифровые преобразователи УСО поступают сигналы от датчиков тепломеханических параметров: давления, температуры, расхода и т. п. С помощью датчиков мощности вводится информация об электрической нагрузке агрегата и мощности, потребляемой механизмами собственных нужд.

Все это дает возможность определить основные технико-экономические показатели оборудования, такие, как удельный расход условного топлива на 1 кВт·ч выработанной энергии, к. п. д. агрегата, расход электрической и тепловой энергии на собственные нужды, и т. п. Эти расчеты производят в процессе работы (оперативно) и используют для повышения указанных показателей и устранения неисправностей оборудования, например, таких, которые увеличивают затраты энергии на собственные нужды («утечки» и т. п.).

Весьма важно применение ЦВМ и для ускорения операций по пуску энергоблоков и подготовке их к принятию нагрузки («развороту» агрегатов). Высокая температура пара, применяемая в современных турбинах, обусловливает тщательный первоначальный прогрев агрегата перед пуском, чтобы разница в относительных расширениях по-разному прогретых его частей не привела к поломкам и авариям. Агрегат разворачивают, плавно поднимая параметры пара и увеличивая скорость его вращения, причем эта операция длится в современных условиях 4—6 ч.

Длительность операции оказывается решающим фактором при выборе режима работы агрегатов в период провала нагрузки (остановка или работа вблизи режима холостого хода с соответствующими потерями). Применение ЦВМ позволяет с помощью специальных расчетов определить и автоматически поддержать оптимальную скорость разворота на различных его этапах и сократить как время разворота, так и затраты труда персонала, которые в этот период обычно очень велики.

Машины агрегатного уровня можно использовать при всех

режимах работы ТЭС как нагрузочных, так и пусковых, облегчая работу персонала и увеличивая эффективность работы блоков.

Задачи второго класса. Эти задачи, возникающие главным образом на ГЭС, делятся на информационные и оптимизационные.

Информационные задачи связаны с большими размерами ГЭС, расположенных вдоль русла рек или тела плотины. Длина таких станций по фронту агрегатов составляет несколько сотен метров, а их подстанции, сооружаемые обычно на высоком берегу реки, «вытягивают» информационные связи до километра. Кроме того, для ГЭС характерно большее, чем для ТЭС, число агрегатов (12—20 вместо 6—8). В то же время здесь относительно прост технологический процесс, что позволяет, сокращая численность персонала, вести основные операции по управлению с главного щита управления (ГЩУ), где сосредоточена вся необходимая информация. Поэтому, несмотря на значительно меньшее число параметров, измеряемых на каждом агрегате, общий объем информации на ГЭС весьма велик и целесообразность применения выносных УСО для сокращения кабельных коммуникаций очевидна.

Выносные УСО выполнялись в виде устройств телеизмерения ближнего действия, обеспечивающих сбор и передачу на ГЩУ, в виде кодоимпульсных сигналов. Они установлены сейчас на крупнейших ГЭС.

Параллельно с устройствами телеизмерения ближнего действия (и даже раньше их) разрабатывались для ГЭС и специальные автоматы, необходимость в которых была вызвана также стремлением разгрузить персонал от вспомогательных функций, что важно при большом числе агрегатов. Эти автоматы совмещали в себе программно-временны́е устройства для выдачи заранее заложенной в них информации о заданной мощности ГЭС в функции времени и устройства группового регулирования для поддержания соответствующего уровня мощности на агрегатах. Они получили название автооператоров ГЭС, причем в дальнейшем предполагалось наделить их способностью к оптимальному распределению нагрузки с учетом индивидуальных характеристик и особенностей состояния отдельных агрегатов.

Развитие средств цифровой вычислительной техники показало, что функции, выполняемые устройством телеизмерения ближнего действия и автооператором, могут быть совмещены в одном устройстве. Первоначально это были устройства из УСО и центральной части с развитыми логическими возможностями, допускавшими выявление параметров, которые вышли за предельные значения, а также печать параметров (регистрацию). Эти устройства получили название логических машин. В настоящее время на ГЭС широко применяют универсальные ЦВМ, выполняющие функции устройств телеизмерения ближнего действия и автооператоров и заменяющие ряд других разрозненных устройств (например, предназначенных для пуска агрегатов, управления некоторыми вспомогательными механизмами и т. п.).

Внедрением ЦВМ завершается большой этап работ по комплексной автоматизации ГЭС, работы ГЭС в нормальном режиме и переходу к новому этапу, связанному с предотвращением и ликвидацией аварий. Этот этап потребует, по-видимому, установки машин станционного уровня и на ТЭС и АЭС.

Задачи третьего класса. К ним относятся задачи, постепенно возникавшие и усложнявшиеся по мере развития энергосистем и их объединений и приобретшие в настоящее время большую остроту. В их число входят задачи:

регистрации аварийных событий;

реализации различного рода защит;

реализации линейной автоматики, включая автоматическое опробование ЛЭП и восстановление связи в случае самоустранившихся повреждений;

противоаварийной автоматики, включая предотвращение выхода режима работы системы за допустимую область и возврат его в эту область.

В события, регистрируемые на станциях и подстанциях, входят включения и отключения ЛЭП, срабатывание устройств защиты и автоматики, появление различных предупредительных сигналов (например, сигналов от устройств контроля изоляции и т. п.).

Обычно регистрация этих событий ведется в виде записей в оперативном журнале станции и подстанции с последующей передачей соответствующей информации на высшие ступени оперативного управления. Причем персонал, делающий записи, получает информацию об этих событиях с помощью различных сигнальных устройств (блинкеров, табло и т. д.). С увеличением числа устройств управления и количества управляемых ими объектов объем информации увеличивается, при этом возникают трудности восприятия ее персоналом и размещения соответствующих устройств, которые на современных станциях и подстанциях исчисляются сотнями. Поэтому обработка информации на станциях и подстанциях требует установки так называемых «регистраторов событий». Это специальные приспособления, отмечающие время срабатывания того или иного устройства дискретной автоматики с указанием номера или кода его.

Такие устройства, в том числе и быстродействующие, специально приспособленные для нужд электроэнергетики, выпускаются промышленностью. Применение этих устройств на ряде зарубежных электропередач (например, магистральных ЛЭП напряжением 500 кВ) показало, что наиболее эффективным решением является установка универсальных ЦВМ, обладающих оперативной памятью объемом в 30—50 Кбайт с циклом не более 1,8 с, способной обеспечить регистрацию срабатываний до 400 контактов и дополнительную подачу сигналов (без регистрации) при срабатывании еще 600 контактов.

Для регистрации целесообразно использовать режим «приоритетны́х прерываний», причем в связи с малым быстродействием выходного телетайпа (10 символов в секунду) необходима буфер-

ная зона памяти на 100 событий. В то же время выдачу сигналов о срабатывании контактов можно вести в режиме постоянного сканирования, поскольку обегание их 1 раз в секунду займет не более 1% времени процессора.

Кроме регистрации и записи (распечатка в виде открытого текста без кодирования) фиксируется также точное время. Для этого используются специальные сигналы, передаваемые из центра системы по каналам связи и корректируемые на подстанциях путем учета заранее измеренной скорости распространения их. Поэтому разрешающую способность «привязки ко времени» ограничивает лишь необходимость установки специальных реле для разделения цепей ЦВМ и цепей оперативного тока. Полная разрешающая способность регистрации при этом составляет около 0,02 с.

После регистрации вся информация передается на диспетчерский пункт системы по обычным телетайпным каналам со скоростью 50 бод и является доступной для дальнейшего использования. В то же время ЦВМ регистрации хранит всю информацию о состоянии прилегающего к подстанции района системы и может быть использована для других целей.

Второй причиной, стимулировавшей применение ЦВМ в рассматриваемых случаях, явилось также стремление упростить создание и улучшить функционирование групп («кустов») объектов, управляемых из одного центра и содержащих ряд необслуживаемых подстанций или электростанций сравнительно небольшой мощности.

В СССР в таких случаях используются методы повышения уровня автоматизации объектов при сравнительно ограниченном объеме телемеханики. В США же, напротив, телемеханика используется очень широко, и установка в центре управления куста ЦВМ, а на управляемых объектах — ее терминалов или аналогичных машин позволяет решить эту задачу главным образом на стандартном оборудовании.

В зависимости от размеров куста и характера входящих в него объектов такая система в большей или меньшей степени приближается по своим функциям к системам ДП. Поэтому, не останавливаясь на функциях, перейдем непосредственно к возможностям организации в этом случае прямого цифрового управления. Кроме ряда вспомогательных операций, таких, как, например, переключение отпаек трансформаторов и батарей статических конденсаторов, которое применяется уже на некоторых необслуживаемых подстанциях, сейчас все шире используется ЦВМ для управления выключателями.

В ряде работ американской фирмы «Вестингауз» по применению прямого цифрового управления для выполнения функций релейной защиты были созданы установки («Продак-70»), которые имели в своей основе малую управляющую ЦВМ типа Р-2000 (16 разрядов, цикл памяти 3 мкс, умножение аппаратное). Установка была приспособлена к питанию от аккумуляторной батареи

(через инвертор мощностью 3 кВт) и соединена с трансформаторами тока и напряжения через 16-канальный АЦП, подключавшийся к каждому каналу примерно 1 раз за 0,5 мс. Введенная в нее программа обеспечивала выполнение функций трехступенчатой дистанционной защиты от междуфазных замыканий и замыканий на землю, причем для ускоренного определения величины тока в момент к. з. использовался замер производной тока в предположении, что форма его чисто синусоидальная.

Испытания установки на электродинамической модели и на одной из ЛЭП напряжением 220 кВ подтвердили правильность заложенных в нее принципов, однако эти установки не получили широкого применения. Такого же рода установка, использующая ЦВМ «Аргус-500», смонтирована на одной из АЭС в Англии для выполнения АПВ на ЛЭП напряжением 154 кВ.

Интересные результаты получены в СССР на Воткинской ГЭС при использовании для противоаварийной автоматики малой ЦВМ с программой, заложенной в постоянное запоминающее устройство (ПЗУ). Эта машина (УМ-1НХ) имеет оперативное ЗУ всего на 256 слов; тем не менее с ее помощью удалось осуществить достаточно сложный алгоритм расчетов для предварительной подготовки отключаемых мощностей в зависимости от характера аварий.

Таким образом, доказана принципиальная возможность осуществления с помощью ЦВМ достаточно сложных функций автоматики. Однако для того чтобы обеспечить широкое использование таких машин, необходимо решить проблемы надежности и эффективности.

Способы повышения надежности. Выше отмечалось, что надежность систем с ЦВМ в настоящее время обеспечивается главным образом за счет образования структурной избыточности. Это характерно для рассматриваемых здесь способов, причем наличие сравнительно быстродействующих цепей прямого цифрового управления повышает требования по надежности (требуется исключить всякую недостоверность в выработке окончательного решения и предотвратить даже случайные сбои, вызванные, например, переключением с одних внешних устройств на другие).

Опыт применения вычислительной техники позволил выработать достаточно экономичную «полуторную» схему, изображенную на агрегатном уровне (рис. 4-6). Схема предусматривает применение трех процессоров на два энергоблока, причем один из них считается резервным и постоянно соединен со специальными испытательными устройствами для проверки оборудования. Два других процессора являются рабочими и непосредственно участвуют в системе управления соответствующими блоками. При отказе рабочего процессора резервный процессор немедленно вступает в действие. Переключая на себя необходимые внешние устройства, он считывает с диска требуемую информацию и приступает к выполнению функций основного процессора.

Для схемы характерно «расщепление» внешних устройств и оборудования реального времени (АЦП, дискретных входов и

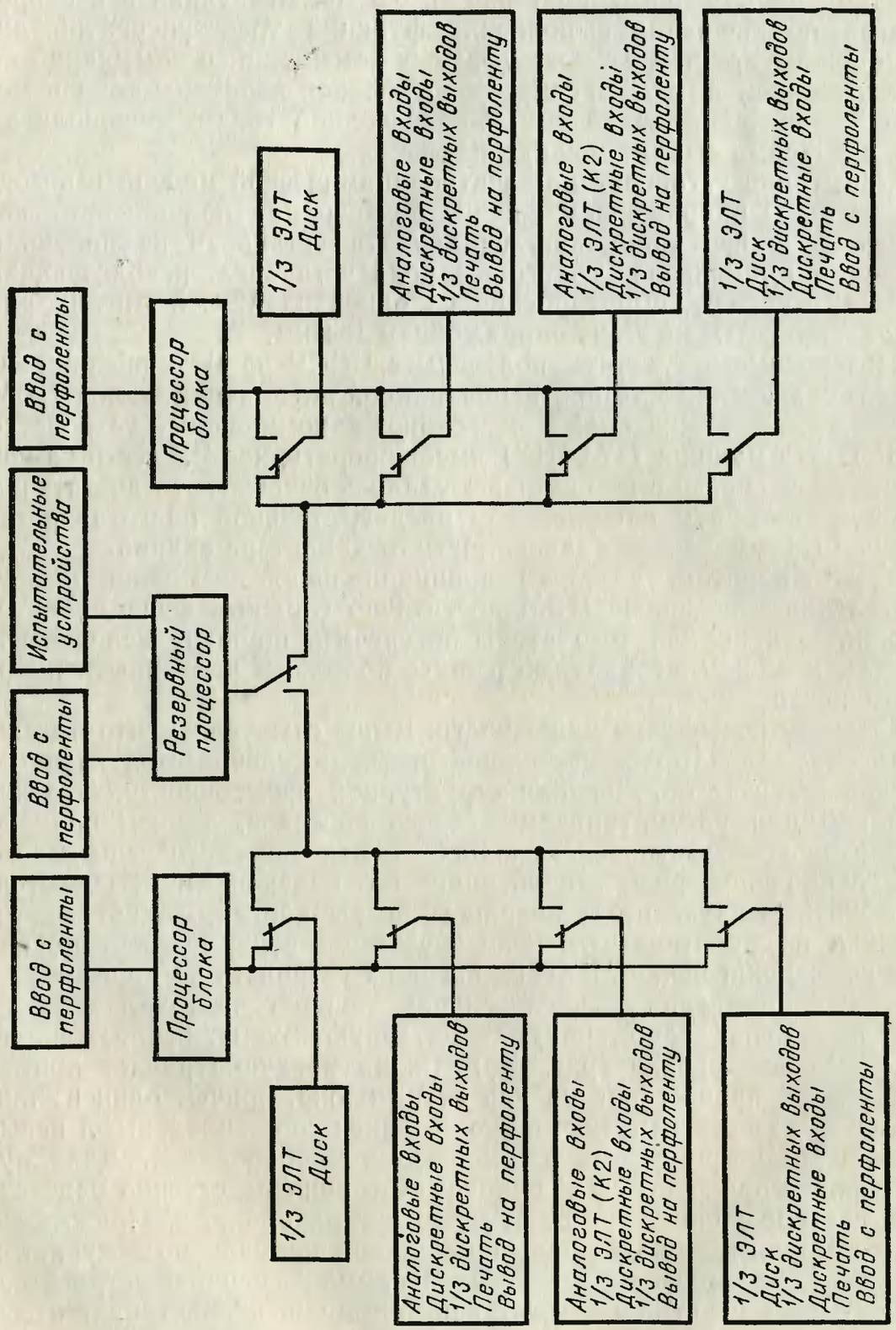


Рис. 4-6

выходов). Полный объем такого оборудования по каждой его разновидности делится на 2—3 группы, которые затем распределяются по четырем наборам устройств, показанным на схеме. Это распределение отвечает соединениям входов и выходов с конкретными датчиками, реле и приводами. При этом стремятся сделать так, чтобы поток информации через отказавшую цепь в необходимой степени компенсировался информацией через исправные цепи. Если косвенные методы при этом не достигают цели, то прибегают к дублированию, соблюдая принцип обеспечения наименьшей опасности.

Для задач второго класса характерна двухпроцессорная схема, аналогичная используемой на ДП (см. рис. 4-2). Для задач третьего класса, где ложное воздействие, связанное со случайным сбоем в машине, является необратимым, а программные методы контроля не всегда достигают цели, прибегают иногда к так называемым мажорированным системам (рис. 4-7). В этих системах имеется три аналогичных комплекта оборудования, решающих одну и ту же задачу, а выходной сигнал образуется посредством специальных логических цепей по принципу «голосования» — выбора «два из трех». При этом для проверки вышедших из строя внешних устройств и резервирования процессоров в случае применения мажорированных систем на объекте необходимо иметь, по крайней мере, еще один процессор, который соединяется с комплектом испытательных устройств.

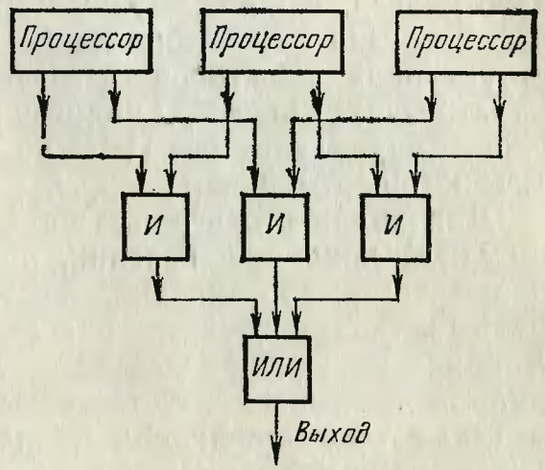


Рис. 4-7

§ 4-5. ЭФФЕКТИВНОСТЬ СИСТЕМ НА ОБЪЕКТАХ И ЕЕ ПОВЫШЕНИЕ

Для систем, рассматриваемых на объектах, эффективность имеет еще большее значение, чем для систем ДП.

В отличие от систем ДП и, в особенности, от систем ВЦ, тут можно указать сравнительно немного задач, которые нельзя решить обычными средствами, без ЦВМ. Причем экономически обосновать необходимость установки для решения этих задач сложных и надежных вычислительных систем со структурной избыточностью и большим числом требуемых вспомогательных устройств обычно не удается. Обоснованием здесь является возможность одновременной замены всего или почти всего оборудования системы управления централизованной системой с ЦВМ. Если при этом система с ЦВМ загружена полностью, а первоначальные

затраты на программирование уже окупились (например, при повторном применении большинства программ), то система будет всегда дешевле, чем заменяемая ею совокупность параллельно работающих аппаратов различного типа и конструкций.

При создании такой системы важную роль играет избыточность, как структурная, о которой подробно говорилось выше, так и аппаратурная. Так, например, если в системе имеется 150 дискретных входов, то может оказаться, что придется брать модуль на 256 входов, поскольку ближайший меньший имеет только 128 входов. Этим облегчается развитие системы, хотя первоначальная сравнительная оценка может оказаться и не в ее пользу.

Для выяснения эффективности систем данного типа прежде всего определяется их загрузка. Рассмотрим сначала задачи первого класса. В соответствии с изложенным выше можно заметить, что загрузка этими задачами ЦВМ достаточно велика, причем структурная избыточность может быть минимальна (1,5 системы на агрегат). Поэтому, например, для АЭС дальнейшее развитие систем управления без ЦВМ на агрегатном уровне считается практически невозможным.

Для задач второго класса в настоящее время уровень загрузки ЦВМ пока еще невелик, однако он может быть существенно повышен при организации систем технической диагностики. При решении задач третьего класса возникает следующее положение. Аппаратура релейной защиты, линейной и режимной противоаварийной автоматики, установленной на станциях и подстанциях, а также обслуживающая прилегающие к ним энергоузлы, становится все более сложной.

Однако задачи в энергосистемах усложняются еще быстрее, и эта аппаратура удовлетворяет указанным задачам далеко не полностью. Ограничения иногда возникают из-за сложности логических связей, реализовать которые с помощью обычных средств очень трудно; необходимость проведения довольно сложных расчетов также является причиной ограничений. В каждом их этих случаев применение ЦВМ дало бы, однако, определенный эффект, но он зачастую слишком мал, чтобы окупить все затраты, связанные с описанными мероприятиями по повышению надежности работы ЦВМ и организации их квалифицированной эксплуатации. Поэтому опыт использования ЦВМ для решения таких задач позволяет рекомендовать применение машин для решения и тех задач, которые могут быть решены и без ЦВМ, но требуют для этого громоздкой и дорогостоящей аппаратуры.

Такой совокупный, или, как его часто называют, системный подход к средствам управления, позволяет комплексно использовать оборудование, причем не только ЦВМ, но и различные датчики, цепи вторичной коммутации и т. п. Он открывает также новые возможности для совершенствования методов решения рассматриваемых задач. Примерный перечень функций систем с ЦВМ на подстанциях управления имеет следующий вид:

регистрация событий;

управление вспомогательным оборудованием;

контроль температуры трансформаторов, расчет допустимых перегрузок;

подготовка бланков переключений, контроль за правильностью последовательности выполнения операций;

расчет расстояния до места повреждения при использовании импульсных и иных средств измерения;

управление работой аппаратуры связи (в частности, переключение на резервную аппаратуру или резервное питание);

участие в работе системы телемеханики (сканирование датчиков, выдача последовательных кодов);

регистрация непрерывной информации (взамен аварийных осциллографов или совместно с ними);

выполнение функций логической части релейной защиты, линейной и противоаварийной автоматики.

Расчеты показывают, что одна система с ЦВМ повышенной надежности равна по стоимости примерно 150 панелям с релейной аппаратурой. Примерно столько панелей уже сейчас устанавливают на крупных подстанциях, поэтому повышение надежности ЦВМ и системный подход к ним вполне оправдан.

В настоящее время появились надежные и дешевые микро-ЭВМ, позволяющие применять более привычный для энергетики подход с созданием децентрализованных (распределенных) систем, где каждая машина выполняет лишь ограниченное число функций.

Вопросы для самопроверки

1. Каковы различия между системами ДУ в странах с национализированной и ненационализированной энергетикой?
2. Какова общая структура вычислительных средств в автоматизированных системах ДУ энергосистемами?
3. Какие основные задачи решаются оперативно-информационным и вычислительным комплексами АСДУ энергосистем?
4. Какое быстродействие и объем оперативной памяти характерны для вычислительных средств ОИК и ВК?
5. Какие сравнительные требования по быстродействию предъявляются различными задачами АСДУ?
6. Какие сравнительные требования по надежности функционирования технических средств предъявляются ОИК и ВК?
7. Какие структуры технических средств характерны в настоящее время для АСДУ энергосистем?
8. Используются ли в энергетике вычислительные системы коллективного пользования? Особенности такого использования.
9. Каковы функции ЦВМ, устанавливаемых в настоящее время на электростанциях? Какой объем информации перерабатывают эти машины и какова предпочтительная их структура?
10. Каковы функции ЦВМ, устанавливаемых в настоящее время на подстанциях? Какая разница между централизованными устройствами защиты и автоматики на ЦВМ и обычным децентрализованным выполнением этих устройств? Какие типы ЦВМ применяются сейчас на подстанциях?

ГЛАВА 5 СРЕДСТВА СБОРА И ПЕРЕДАЧИ ИНФОРМАЦИИ В АСДУ

§ 5-1. ОБЩАЯ ХАРАКТЕРИСТИКА КАНАЛОВ СВЯЗИ

Для оптимального управления режимами энергосистем все энергообъекты, под которыми понимаются электрические станции, подстанции, диспетчерские пункты разных иерархических уровней, должны быть связаны с АСДУ средствами передачи информации. При этом используемые средства передачи информации совместно с соответствующими каналами связи должны образовывать единую систему, позволяющую обеспечить надежный и достоверный прием и передачу данных, необходимых для работы АСДУ.

Применяемые в энергетике средства и способы передачи информации совершенствовались по мере роста энергосистем, усложнения задач по управлению их режимами. В настоящее время для передачи информации между энергообъектами и диспетчерскими пунктами энергосистем и энергообъединений используются различные средства — телефон, телетайп, одноканальные телеизмерительные системы ближнего действия, низкочастотные одноканальные устройства телеизмерения, одноканальные кодоимпульсные устройства телеизмерения и комбинированные многоканальные кодоимпульсные устройства телемеханики. Однако лишь кодоимпульсные устройства, а также разработанные в последние годы средства передачи информации, получившие название АПД, удовлетворяют требованиям АСДУ: обеспечивают высокую скорость, точность, надежность и достоверность передачи заданных видов информации при минимальном количестве необходимой аппаратуры и каналов связи. Поэтому в дальнейшем будут рассмотрены основные характеристики именно этих средств передачи информации и используемых каналов связи.

Каналы связи в энергетике. Передача информации на расстояние осуществляется по линиям проводной связи и радиолиниям связи. В соответствии с проектом Единой автоматизированной системы связи (ЕАСС) в СССР в качестве основного канала связи предусматривается использовать двусторонний дуплексный канал тональной частоты (ТЧ), обычно называемый телефонным каналом.

Передача информации по стандартному телефонному каналу осуществляется в диапазоне частот от 300 до 3400 Гц.

Телефонные каналы одного направления объединяются в пучки с помощью каналообразующей аппаратуры высокочастотного (ВЧ) или сверхвысокочастотного (СВЧ) уплотнения линейных трактов, соединяющих между собой узлы связи. Увеличение дальности действия достигается последовательным включением в линейные тракты промежуточных ВЧ-усилителей (для проводной связи) или ретрансляционных (для радиорелейной связи) СВЧ-станций. Станции, соединяющие каналы связи с источниками и потребителями информации, называют *оконечными*; станции, соединяющие между собой линейные тракты,— *транзитными* или усилительными; станции, осуществляющие и те и другие соединения каналов ТЧ,— *переприемными*.

Если источник и потребитель информации (абонент) соединены постоянно, то используемый канал связи называют *прямым* (некоммутируемым). В том случае, когда для установления связи между абонентами необходимо предварительно провести операции соединения, используемые каналы связи называют *коммутируемыми*. В энергетике широко используют как прямые, так и коммутируемые каналы связи. При этом прямые каналы применяют в релейной защите, противоаварийной автоматике, а также для передачи на ДП телеизмерений ТИ основных режимных параметров и телесигналов ТС положения силовой коммутационной аппаратуры (выключателей, разъединителей и т. п.). Коммутируемые каналы связи используют для телефонной, телеграфной и телетайпной связи, а также для передачи информации с помощью АПД.

Линии проводной связи подразделяют на воздушные и кабельные. Передача по воздушным цепям осуществляется по двухпроводной двухполосной системе, т. е. передача в обоих направлениях ведется по двум физическим проводам, но в разных спектрах частот: в прямом направлении в полосе частот f_1 до f_2, а в обратном — в полосе частот от f_3 до f_4. Для разделения этих полос в оконечных и промежуточных (усилительных) станциях включают фильтры, разделяющие части спектров, необходимых для передачи во встречных направлениях. Передача по кабельным цепям, как правило, осуществляется по четырехпроводной однополосной системе; при этом передача в противоположных направлениях ведется по разным парам кабелей, но в одном спектре частот от f_1 до f_2.

Воздушные линии менее надежны и имеют малое переходное затухание между соседними цепями, что не позволяет использовать более простую и экономичную однополосную четырехпроводную систему связи. Резко изменяющееся затухание воздушных цепей требует применения более сложных устройств автоматического регулирования усиления (АРУ), а использование двухполосной системы значительно уменьшает длину усилительных участков и количество передаваемых каналов. Кроме того, воздушные линии в большей степени, чем кабельные, подвержены влиянию

соседних линий связи, линий электропередачи и контактных сетей электротяги. Поэтому в энергетике преимущественно применяют кабельные линии связи. Используемая по линиям электропередач связь осуществляется с помощью специальной каналообразующей аппаратуры ВЧ-уплотнения, обеспечивающей организацию до 12 телефонных каналов в диапазоне частот до 500 кГц.

Радиосвязь применяют в основном на ДП сетевых районов и предприятий электросетей для руководства работой ремонтных бригад. Кроме того, в ряде случаев радиосвязь дублирует проводную диспетчерскую связь между ДП энергосистем, энергообъединений, ЦДУ ЕЭС СССР и крупнейшими энергообъектами. На указанных магистральных направлениях широко используют радиорелейные линии связи.

В энергетике широко используются как общегосударственные, так и ведомственные каналы связи. Создание АСДУ требует резкого увеличения объемов оперативной и производственно-статистической информации. Это вызывает необходимость строительства большого числа внутриведомственных магистральных кабельных линий, предназначенных для организации прямых некоммутируемых каналов связи.

В энергетике структура каналов связи отражает иерархическую структуру диспетчерского управления, к верхним уровням которой относятся ЦДУ ЕЭС, объединенные диспетчерские управления и ДП энергосистем. На всех диспетчерских пунктах, а также на крупных электростанциях и подстанциях организуются узлы связи.

Центральной частью каждого узла связи является линейно-аппаратный цех (ЛАЦ), в котором устанавливают аппаратуру уплотнения линейных трактов проводных линий и радиолиний, а также аппаратуру вторичного уплотнения каналов ТЧ, организующую каналы для телетайпов, аппаратуры телемеханики и АПД.

В ЛАЦ осуществляют транзитные соединения каналов, испытания и вывод их в коммутаторный зал, аппаратные телеграфа, фототелеграфа, телемеханики и передачи данных.

Аппаратура уплотнения. Для осуществления нескольких каналов связи в спектре частот линейных трактов проводных линий и радиолиний служит аппаратура уплотнения, которая может работать по частотному или временно́му способу разделения каналов. При частотном способе передача сигналов каждого канала в спектре линейного тракта осуществляется в отдельной полосе частот. При временно́м способе линейный тракт подключается к источникам и потребителям информации каждого канала поочередно на определенный отрезок времени. Основным видом аппаратуры уплотнения линейных трактов является аппаратура частотного уплотнения линий каналами ТЧ, обладающими одинаковыми исходными спектрами частот от 300 до 3400 Гц.

В аппаратуре частотного уплотнения используется амплитудная модуляция (АМ) с передачей одной боковой полосы, поскольку в этом случае требуется минимальный спектр для организации одного канала ТЧ. Другие способы передачи требуют более широкой полосы частот. Например, для аппаратуры с временны́м уплотнением необходима полоса, в 15—20 раз большая.

Для переноса одинаковых исходных спектров стандартных телефонных каналов в отводимые для них высокочастотные линейные тракты, без изменения соотношений амплитуд и частот, т. е. с сохранением ширины исходной полосы частот, числа частот, составляющих спектр сигнала, и их амплитуд, применяют индивидуальные для каждого канала м о д у л я т о р ы. Если несущая частота модулятора равна $f_н$, то при подаче на его вход сигнала со спектром частот от $F_н$ до $F_в$ на выходе получаются две полезные боковые полосы частот со спектром от $f_н - F_в$ до $f_н + F_в$, т. е. $2F_в$.

Для обратного переноса из высокочастотного спектра в низкочастотный (от $F_н$ до $F_в$) применяют д е м о д у л я т о р ы. На вход демодулятора подают одну или две боковые полосы частот и несущую частоту, а с выхода получают восстановленный по частоте и амплитуде исходный спектр сигнала, поданного на вход модулятора.

При модуляции кроме полезных спектров частот (боковых частот $f_н \pm F_в$) возникают ненужные (паразитные) частоты, лежащие вне спектров полезных частот. Например, вида $2f_н \pm F$, $3f_н \pm F$ и частота полезного сигнала. При демодуляции кроме частоты полезного сигнала возникают ненужные частоты $f_н$, $2f_н$, $2(f_н \pm F)$, которые задерживаются специальными фильтрами, включаемыми на выходе модуляторов и демодуляторов.

В аппаратуре уплотнения для питания модулятора каждого канала применяют различные несущие частоты — $f_{н1}$, $f_{н2}$,..., $f_{нn}$, где 1, 2, ..., n — номер канала. Таким образом, боковые полосы каждого канала размещаются в различных полосах линейного тракта. На приемном канале тракта они разделяются по соответствующим полосам частот с помощью полосовых разделительных фильтров, включенных на входе демодуляторов соответствующих каналов.

Чтобы разместить в спектрах линейных трактов вдвое большее число каналов и уменьшить мощность групповых и линейных усилителей, в линейные тракты не передается несущая частота и одна из боковых полос частот каждого канала. Уменьшение мощности сигнала за счет исключения одной из боковых полос компенсируют увеличением усиления в приемной аппаратуре уплотнения. Необходимая для демодуляции несущая частота $f_н$ подается на демодулятор от местного генератора (гетеродина). Такую систему передачи называют *однополосной передачей без несущей частоты.* Ее широко используют в многоканальной аппаратуре уплотнения трактов дальней связи.

Схемы модуляторов и демодуляторов, а также выполняемые ими функции в аппаратуре уплотнения сходны. Модуляторы и демодуляторы служат для переноса сигналов одного спектра частот в другой без изменения соотношения амплитуд и частот.

Однако модулятор предназначен для преобразования низкочастотных сигналов в высокочастотные, а демодулятор — высокочастотных в низкочастотные. Кроме того, модулятор и демодулятор используют для преобразования спектров сигналов одинаковых и смежных диапазонов, например, одного высокочастотного спектра в другой более высокий или низкий, а также высокочастотного в сверхвысокочастотный, или наоборот. Учитывая общность схем и процессов, в технике дальней связи модуляторы и демодуляторы называют *преобразователями частоты*, иногда добавляя к ним слово передающий или приемный.

В качестве основной первичной группы принята группа из 12 каналов, занимающая спектр 60—108 кГц. На каждый канал отводится полоса в 4 кГц (60—64, 64—68, ..., 104—108 кГц).

Получение, формирование и разделение 12 различных боковых полос на передающей стороне (рис. 5-1) осуществляется индивидуальными передающими преобразователями *ПП1 — ПП12*, питаемыми генераторами несущей частоты *ГНЧ1 — ГНЧ12* с различными несущими частотами 64, 68, ..., 108 кГц. На выходе *ПП* включаются специальные полосовые фильтры *ПФ1 — ПФ12*, задерживающие верхние боковые полосы, полученные после преобразователей частоты. Полученный спектр первичной 12-канальной группы обычно подается на групповой преобразователь и переносится им в спектр, который должен передаваться по линейному тракту аппаратуры уплотнения.

Преобразование на приеме осуществляется по той же схеме, но в обратном порядке. Поступающий из линейного тракта сигнал подается на групповой преобразователь, выделяющий спектр в диапазоне 60,6—107,3 кГц. Этот спектр с помощью соответствующих полосовых фильтров и демодуляторов (приемных преобразователей) разделяется на 12 каналов ТЧ. Необходимые для преобразования несущие частоты подаются на демодуляторы от соответствующих гетеродинов.

Для уменьшения числа необходимых каналов связи в энергетике широко используют вторичное уплотнение телефонных каналов. Аппаратуру, преобразующую частоты исходных сигналов в спектр частот канала ТЧ на передающей стороне, и наоборот, частоты сигнала из спектра канала ТЧ в исходный спектр частот на приемной стороне, называют *аппаратурой вторичного уплотнения (АВУ) линий связи.*

АВУ различных типов обеспечивает следующие виды связи: одновременное телефонирование и телеграфирование и фототелеграфирование; одновременное телефонирование и передачу телеинформации; тональное телеграфирование и передачу алфавитно-цифровой информации посредством АПД. При использовании вторичного уплотнения увеличивается дальность связи, не требуется установка специальных промежуточных усилителей, так как сигналы АВУ усиливаются усилителями аппаратуры уплотнения наравне с сигналами других каналов связи. Поэтому АВУ имеет только оконечные станции и не имеет промежуточных. Наиболь-

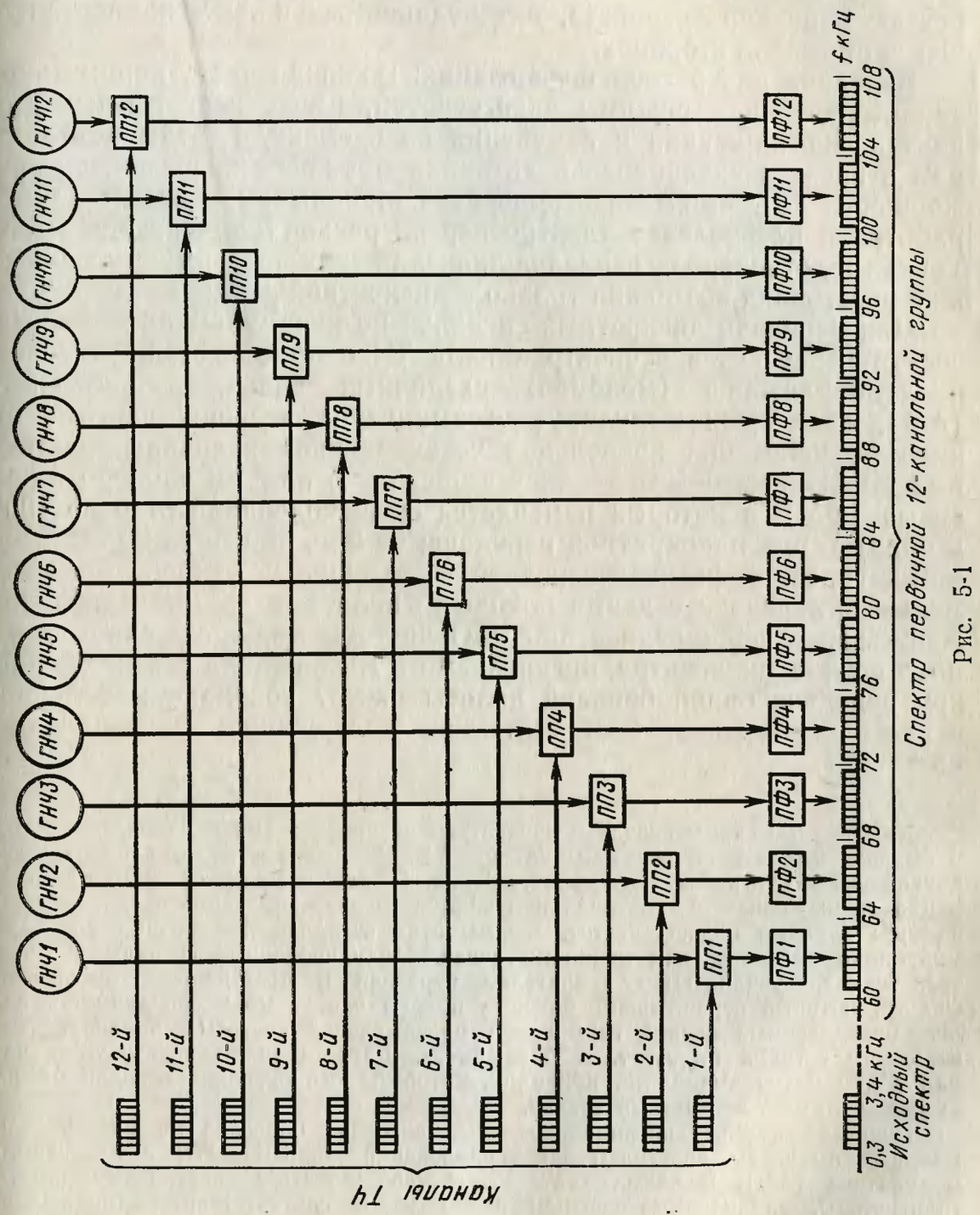


Рис. 5-1

шее распространение в энергетике получила АВУ, обеспечивающая организацию внутри канала ТЧ одного служебного телефонного канала со спектром 300—2400 Гц и одного или группы каналов со спектром 2400—3400 Гц. Число и спектр каждого из этих каналов определяются способом модуляции и требуемой скоростью передачи устройств, присоединяемых к АВУ на передающей и приемной сторонах.

Передача дискретной информации. Большая часть параметров, характеризующих режимы энергосистем, имеет непрерывный характер формирования и изменения во времени. К этим параметрам относятся активная и реактивная мощности нагрузки, потоки мощности по линиям электропередач, напряжение и частота, выработка и потребление электроэнергии, расход топлива, воды и т. п. Точная и достоверная передача значений этих параметров на большие расстояния возможна только в дискретной форме.

Для передачи дискретных сигналов по каналу ТЧ их исходный спектр переносится в спектр канала ТЧ с помощью модуляторов и демодуляторов (модемов) различных видов: амплитудных (АМ), в которых модулируется амплитуда несущей частоты от нуля до некоторой предельной установленной величины; частотных (ЧМ), в которых изменяется частота f_1 на f_2, и наоборот; фазовых (ФМ), в которых изменяется фаза колебаний от 0 до 180° и обратно при однократной передаче; от 0 до 180° и от 90° до 270° при двукратной фазовой передаче. В большинстве типов АВУ применяется передача с двумя боковыми полосами частот и расположением несущей (средней при ЧМ) частоты модулированного сигнала в середине спектра, организуемого АВУ канала связи, так как при передаче одной боковой полосы частот появляются большие искажения передаваемых сигналов, содержащих подтональные частоты.

Упрощенные схемы передачи дискретных сигналов с амплитудной, частотной и фазовой модуляцией показаны на рис. 5-2. На входы модуляторов подаются двухполюсные сигналы телеграфного типа. В зависимости от метода модуляции на выходных модуляторах получаются сигналы, имеющие около несущей частоты боковые полосы частот. Формы этих сигналов при разных способах модуляции показаны над каналами связи. Модулированные сигналы во всех трех схемах усиливаются усилителем передачи и поступают в полосовой фильтр, который ограничивает боковые полосы частот модулированных сигналов, определяемые первой гармоникой максимальной частоты модулирующего исходного сигнала $F_{макс}$, т. е. $\Delta f \approx 2F_{макс}$. Далее сигналы поступают в канал *ТЧ*, а с его выхода на приемник, который воспроизводит переданный на вход модулятора дискретный сигнал.

Передача амплитудно-модулированных сигналов показана на рис. 5-2, *а*. Входные импульсы поступают на управляющий элемент (*УЭ*) амплитудного модулятора (*АМ*). В качестве *УЭ* могут использоваться электронные лампы, транзисторы, управляемые вентили или реле. В соответствии с амплитудой входных импульсов *УЭ* обеспечивает усиление (замыкание) или ослабление (размыкание) сигналов в цепи генератора несущей частоты (*ГНЧ*). После усиления передачи (*УП*) и полосового фильтра (*ПФ*) АМ-сигналы передаются в канал *ТЧ*. Из канала после *ПФ* приемной станции, отфильтровывающего сигналы других каналов и помехи, АМ-сигналы поступают на усилитель приема (*УПР*) и подаются на амплитудный демодулятор (*АД*), который, выпрямляя

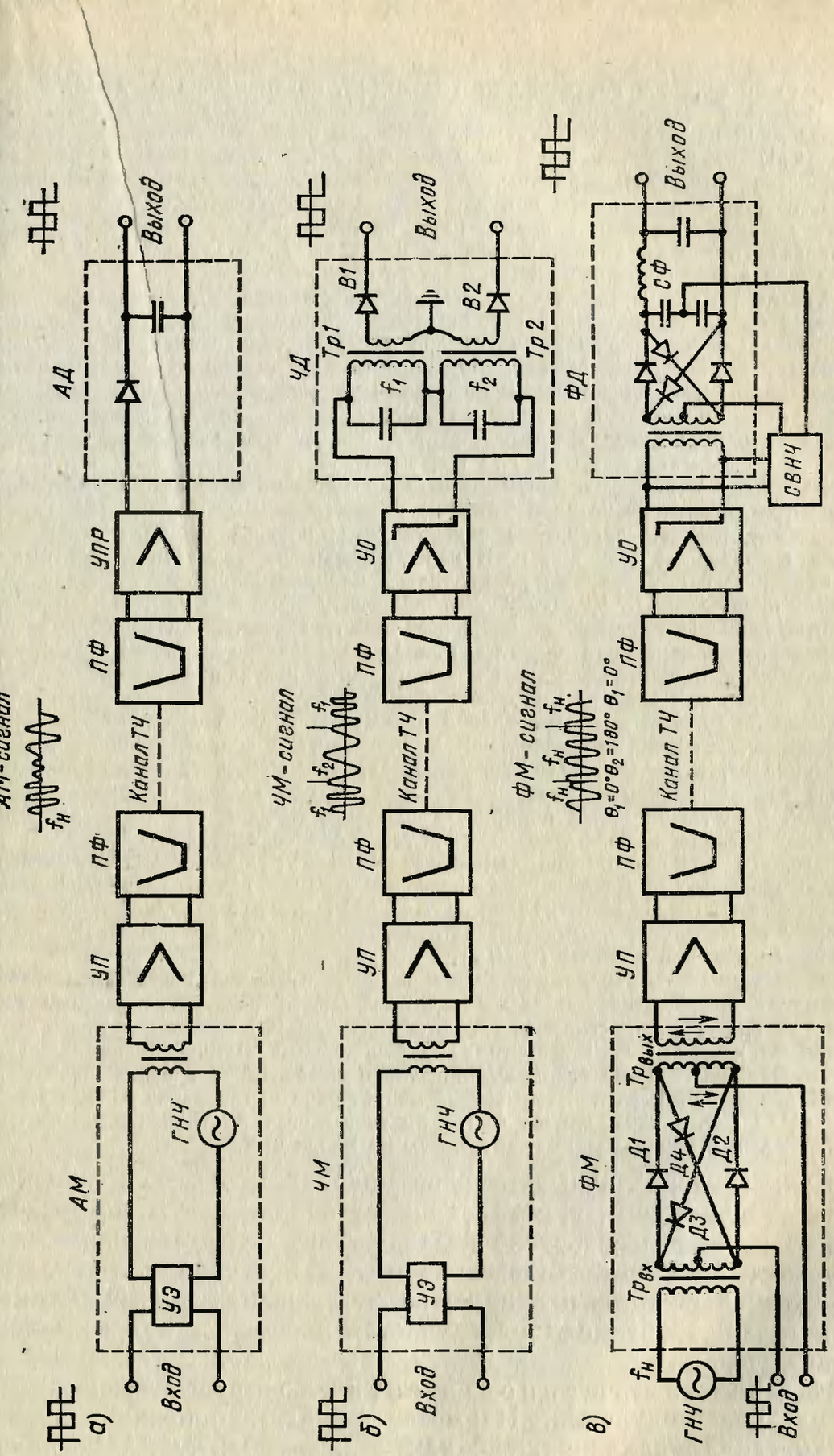


Рис. 5-2

и сглаживая модулированные сигналы, выделяет из них огибающую АМ-сигнала, близкую по форме и длительности к сигналам, поданным на вход *АМ*.

Передача частотно-модулированных сигналов осуществляется по схеме, приведенной на рис. 5-2, *б*. Входные импульсы поступают в частотный модулятор (*ЧМ*) через *УЭ*, в качестве которого могут использоваться реактивные устройства, например варикапы, у которых емкость или индуктивность или и то, и другое изменяются под действием модулирующего сигнала. При этом частота колебательного контура ГНЧ пропорционально амплитуде входных импульсов будет то увеличиваться до величины f_1, то уменьшаться до величины f_2, а амплитуда колебаний оставаться постоянной.

После усилителя передачи и полосового фильтра ЧМ-сигналы поступают в канал связи. На приемной стороне усилитель-ограничитель (*УО*) поддерживает на входе частотного демодулятора (*ЧД*) постоянное напряжение сигнала и срезает амплитудные помехи, наложившиеся на сигнал в канале связи, что повышает помехозащищенность передаваемой информации. *ЧД*, называемый также *дискриминатором,* состоит из двух контуров, каждый из которых настроен на одну из передаваемых частот f_1 или f_2. Токи каждой из этих частот через трансформаторы *Тр1* и *Тр2* поступают на выпрямители *В1* и *В2*, с выхода которых могут быть получены сигналы, близкие по форме и длительности к сигналам, поданным на вход *ЧМ*.

Схема передачи дискретной информации с использованием фазовой модуляции показана на рис. 5-2, *в*. В качестве примера рассматривается фазовый модулятор (*ФМ*), собранный по кольцевой балансовой схеме из диодов, включенных попарно (*Д1*, *Д2* и *Д3*, *Д4*) навстречу друг другу. Сигналы несущей частоты $f_н$ разветвляются во вторичной обмотке трансформатора входа $Тр_{вх}$ и проходят в первичной обмотке выходного трансформатора $Тр_{вых}$ в двух взаимообратных направлениях. Сигнал с частотой $f_н$ появляется на выходе $Тр_{вых}$ только при наличии импульсов на входе *ФМ*.

Если на средние точки балансной схемы *ФМ* поступает напряжение информационных сигналов положительной полярности, то сопротивление диодов *Д1* и *Д2* падает, а диодов *Д3* и *Д4* возрастает. Это нарушает взаимную компенсацию токов несущей частоты в $Тр_{вых}$ и на его выходе появляется сигнал с фазой $\Theta=0°$. При смене полярности входного сигнала сопротивление диодов *Д1* и *Д2* увеличивается, а диодов *Д3* и *Д4* — падает, вследствие чего фаза тока в выходном трансформаторе изменяется на 180°. После усилителя передачи и полосового фильтра ФМ-сигнал поступает в канал *ТЧ*. На приемной стороне поступивший из канала сигнал после *ПФ* и *УО* подается на фазовый демодулятор *ФД*. Несущая синхронная частота $f_н$ выделяется из ФМ-сигнала схемой выделения несущей частоты (*СВНЧ*).

Если токи ФМ-сигнала совпадают по фазе с токами несущей частоты, то на выходе выпрямительной схемы *ФД* получаются положительные полуволны тока, которые после сглаживающего фильтра (*СФ*) низкой частоты будут близки по форме и длительности к положительным импульсам на входе *ФМ*. При несовпадении фазы токов ФМ-сигнала с фазой токов несущей частоты ток на выходе выпрямительной схемы *ФД* меняет свое направление. Следовательно, на выходе *СФ* в этом случае будут получены сигналы, близкие по форме и длительности к отрицательным импульсам на входе *ФМ*.

Сравнение различных методов модуляции обычно проводят по частным критериям, так как единого обобщенного критерия для оценки различных способов передачи дискретных сигналов, к сожалению, пока нет. Такими частными критериями могут быть помехозащищенность в канале; нестабильность характеристик канала связи; требуемая полоса частот и сложность используемой аппаратуры.

Помехозащищенность сигналов существенно зависит от методов модуляции. Наименее помехозащищенной является амплитудная модуляция, так как в паузы между АМ-сигналами может попасть помеха, воспринимаемая приемником как лишний

импульс. Ошибочные сигналы могут быть получены также при резких колебаниях уровня принимаемого сигнала. Так, например, вероятность получения одной ошибки на 10 000 переданных знаков ($p \leqslant 10^{-4}$) обеспечивается только в том случае, когда амплитуда напряжения сигнала $U_с$ в четыре-пять раз больше напряжения помехи $U_п$. Частотная модуляция обеспечивает примерно вдвое большую помехозащищенность. Наибольшей помехозащищенностью обладают однократные ФМ-сигналы, прием которых с вероятностью появления ошибки $p \leqslant 10^{-4}$ достигает при $U_с/U_п \geqslant 1{,}5$.

Помехозащищенность канала связи при частотной и фазовой модуляции сигналов снижается от нестабильности (расхождения) несущих частот приемного и передающего преобразователей аппаратуры первичного уплотнения на величину, большую ± 3 Гц. При использовании фазовой модуляции дополнительные сбои возникают от колебаний (толчков) фазы сигнала на величину, большую $\pm 10°$. АМ-сигналы очень чувствительны к резким колебаниям (толчкам) уровня сигнала на приеме.

Помехозащищенность ЧМ-сигнала можно несколько повысить, расширяя полосу в два-три раза. Этот способ широко используется в радиоканалах, имеющих большие шумы, но позволяющих в определенных пределах расширять полосу передаваемых частот.

Нестабильность характеристик канала связи чаще всего вызывается кратковременными обрывами, возникающими во всех видах каналов, транзитное соединение которых осуществляется декадно-шаговыми искателями. При этом кратковременные разрывы электрических цепей возможны в щетках и соединительных шнурах из-за вибрации стоек. Эти обрывы вызывают равное число сбоев при всех видах модуляции.

Требуемая полоса частот при передаче модулируемых сигналов зависит от скорости модуляции, допустимых фазовых искажений, наличия низких частот и постоянной слагающей в спектре подаваемых сигналов, количества передаваемых боковых полос и т. п.

Чтобы передать низкие частоты и постоянную слагающую сигнала, необходимо передать обе боковые полосы частот модулированного сигнала, т. е. частот $\Delta f = 2F_{макс} = B$, где B — скорость модуляции, выраженная в бодах (двоичных знаках в секунду). Однако вследствие фазовых искажений, обусловливаемых разновременностью замедления различных частот передаваемого спектра, требуемую для передачи модулированных сигналов полосу частот расширяют до (1,25÷1,6) *В*. Полосовые фильтры вносят наибольшее замедление на частотах, близких к краям полосы пропускания фильтров. Поэтому последовательно с фильтрами в схему включают фазовые контуры, выравнивающие суммарное время прохождения основных составляющих сигнала в канале, что позволяет либо сократить требуемую полосу канала до 1,1 *В*, либо увеличить скорость передачи в 1,3—1,5 раза.

Сравнивая типы аппаратуры по сложности, можно сказать, что наиболее простой является аппаратура с АМ, так как для де-

модуляции АМ-сигнала на приемной стороне не требуется восстанавливать несущую частоту. Кроме того, эта аппаратура не реагирует на изменения частоты в канале связи.

Средней по сложности является аппаратура с ЧМ, надежно работающая при $И_с/И_п \geqslant 2{,}5$. В связи с этим Международным координационным комитетом телефона и телеграфа (МККТТ) для передачи информации по телефонным каналам рекомендована среднескоростная аппаратура вторичного уплотнения с частотной модуляцией.

Более сложной является аппаратура с ФМ. При больших помехах ($И_с/И_п \geqslant 1{,}5 \div 2{,}0$) наиболее оптимальна аппаратура передачи данных с однократной фазовой модуляцией. Аппаратура с двукратной фазовой модуляцией позволяет удвоить суммарную пропускную способность канала связи за счет независимой передачи второго потока информации на несущей частоте, сдвинутой по отношению к несущей частоте первого канала на 90°. Помехозащищенность в этом случае будет такой же, как и при частотной модуляции. При скоростях, превышающих 1200 бод, выгодно использовать аппаратуру с двукратной фазовой модуляцией.

При использовании канала с малыми величинами помех ($И_с/И_п > 10$) и колебаниями приемного уровня не более $\pm 0{,}4$ непера (Нп) любой из трех рассмотренных методов модуляции обеспечивает одинаково малое число сбоев. В этом случае выгодно применять более простую аппаратуру с АМ, не реагирующую на расхождение частот на входе и выходе канала ТЧ.

§ 5-2. МНОГОКАНАЛЬНЫЕ КОДОИМПУЛЬСНЫЕ УСТРОЙСТВА ТЕЛЕМЕХАНИКИ

Бóльшая часть параметров, характеризующих режим работы энергосистемы, имеет непрерывный характер формирования и изменения во времени. К этим параметрам относятся активная и реактивная нагрузки, перетоки активной и реактивной мощности по межсистемным связям, напряжение и частота в контролируемых узлах сети, выработка и потребление электроэнергии, расход топлива, воды и т. п.

При передаче информации в виде непрерывной функции $F(t)$ каждый вторичный прибор (указатель) должен быть постоянно связан с первичным прибором (датчиком), т. е. образовывать так называемую одноканальную систему. Передача производится по кабельным линиям связи либо по линиям электропередач, имеющим специальную обработку (ВЧ-связь по ЛЭП). Для повышения эффективности использования этих линий применяется способ разделения частот, состоящий в том, что весь допустимый для данной линии спектр частот $f_л$ разбивается на ряд неперекрывающих друг друга диапазонов — Δf_1, Δf_2, Δf_3, ..., Δf_n, каждый из которых рассматривается как самостоятельный канал связи.

Таким образом, при применении непрерывной (аналоговой) системы передачи информации по одной линии связи может быть

выполнено телеизмерение нескольких величин. Однако число таких каналов обычно сравнительно невелико, а сооружение и эксплуатация средств связи в расчете на один канал обходится при этом способе передачи сравнительно дорого. Кроме того, при использовании систем с непрерывным способом передачи отсутствуют какие-либо формализованные методы проверки достоверности информации. Действительно, если допустить наличие помех в полосе частот данного канала, то проверить достоверность информации, не вдаваясь в ее смысл, можно только путем параллельного использования двух каналов с различными частотами.

Точная, достоверная и надежная передача информации на большие расстояния возможна только в дискретной форме. При дискретном принципе целесообразная скорость передачи указанных параметров, а также период их дискретизации по времени и квантования по уровню определяются требуемой точностью воспроизведения графика изменения параметров на приемном конце. Переход от непрерывной формы функции к дискретной означает, что исходная функция заменяется совокупностью ее последовательных во времени значений, сдвинутых одно от другого на некоторую величину T_0, называемую *периодом дискретизации*.

Величину, обратную периоду дискретизации, называют *частотой преобразования*. В соответствии с известной теоремой Котельникова она должна быть не ниже удвоенной максимальной частоты, содержащейся в спектре преобразуемой функции. Следует, однако, отметить, что теорема Котельникова распространяется только на функции, имеющие ограниченный спектр, передача которого осуществляется достаточно широкими импульсами, отличными от дельта-функций.

При любой конечной частоте преобразования между двумя последовательно передаваемыми дискретными значениями функции имеется пауза, длительность которой равна периоду дискретизации за вычетом времени преобразования и передачи одного значения в канале связи. Эта пауза может быть заполнена передачей значений других функций, т. е. возникает возможность дополнительного уплотнения каналов связи за счет использования режима разделения времени. Очевидно, что для практической реализации режима разделения времени на передающей стороне необходимо организовать последовательный опрос всех источников информации, а на приемной стороне — запоминание информации, полученной от каждого из источников в отдельности. Поэтому в многоканальных системах телемеханики преимущественно используется кодоимпульсная модуляция, обеспечивающая представление значений функций в виде последовательности двоичных сигналов, запоминание которых на приемной стороне достаточно просто реализуется широко применяемыми в вычислительной технике стандартными блоками памяти.

Виды телеинформации. Многоканальные кодоимпульсные устройства телемеханики могут применяться для передачи различных видов информации. При этом передача информации осуществля-

ется в виде отдельных сообщений (слов), содержащих одинаковое число двоичных разрядов. Поэтому вид телеинформации определяется прежде всего источником, направлением передачи и назначением каждого сообщения. Передача информации может осуществляться в виде телеизмерений — ТИ (передаются текущие значения основных режимных параметров — мощности, тока, частоты, напряжения и т. п.); телесигналов — ТС (передаются состояния двухпозиционных объектов — выключателей, разъединителей и ряда других объектов); телеуправлений — ТУ (передаются команды типа «включить» — «выключить»; команд телеблокировки — ТБ (передаются команды, блокирующие действие автоматики и релейной защиты); команд телерегулирования — ТР (передаются команды типа «убавить» — «прибавить»); вызывных телеизмерений — ВТИ (по запросу передаются значения одного или группы телеизмеряемых параметров). Принципиально возможно использование многоканальных кодоимпульсных устройств телемеханики для передачи алфавитно-цифровых символов (статистической информации) — СИ. Наиболее широко в диспетчерской практике многоканальные кодоимпульсные устройства телемеханики используются для передачи ТИ и ТС.

Передача информации может производиться циклически, спорадически и по запросу (вызову) с приемной стороны.

Чаще всего циклически передаются ТИ. При этом осуществляется последовательное формирование и передача в канал связи кодовых комбинаций (слов), соответствующих текущим значениям телеизмеряемых параметров. Период времени между передачей двух последовательных значений одного и того же параметра — цикл обновления — зависит от количества передаваемых параметров и времени, затрачиваемого на передачу каждого из них.

Под спорадическим понимают способ передачи информации, при котором передача осуществляется только при появлении новых, ранее не передававшихся, но предусмотренных к передаче, видов информации, или при появлении изменений в ранее переданных и запомненных на приемной стороне сообщений. Чаще всего спорадически передаются ТС, ТБ, ТУ, СИ и ТР. При этом ТБ, ТУ, СИ и ТР передаются по мере появления, а ТС — при изменении состояния хотя бы одного из телесигнализируемых объектов.

Важно отметить, что спорадическая передача информации возможна только при наличии обратного канала связи (от приемника к передатчику), по которому с приемной стороны поступают сигналы — квитанции, подтверждающие правильность приема спорадически переданных сообщений. При рассматриваемом способе передачи информации возникает необходимость в организации очереди на передачу различных видов одновременно появившихся сообщений. Обычно применяется метод приоритетной организации передачи. Приоритет каждого вида информации определяется исходя из его значимости для управления режимами энергосистем. Часто по степени возрастания приоритета виды информации размещаются так: СИ, ВТИ, ТИ, ТС, ТР, ТУ, ТБ.

По вызову с приемной стороны могут передаваться СИ, ВТИ и ТС. При этом на приемной стороне формируется запрос, в котором указывается вид и конкретный перечень вызываемых сообщений. Запрос передается по обратному каналу и воспринимается передатчиком как команда, требующая немедленного исполнения. По этой команде прерывается циклическая передача обычных сообщений и начинается передача сообщений, указанных в вызывной команде.

Возможны два варианта передачи вызываемых сообщений: 1) на время передачи вызванных сообщений передача всех других видов информации, кроме тех, которые имеют более высокий приоритет, приостанавливается и циклическая передача вызванных сообщений длится до тех пор, пока с приемной стороны не поступит команда, отменяющая эту передачу; 2) вызываемые сообщения включаются в цикл ранее передававшихся видов информации, не отменяя их передачи.

Многоканальное кодоимпульсное устройство телемеханики состоит из одного передающего и одного или нескольких приемных полукомплектов. Передающий полукомплект устанавливается на контролируемом пункте — *КП* (электростанции, подстанции, диспетчерском пункте нижнего иерархического уровня), а приемный — на пункте управления — *ПУ* (диспетчерских пунктах разных иерархических уровней).

Наибольшее распространение в энергетике получили многоканальные кодоимпульсные устройства телемеханики типа МКТ-1, МКТ-2, «Стимул», ТМ-511 (512) и «Куст», в которых используются запоминающие устройства регистрового типа. Число регистров памяти (РП) определяется количеством передаваемых параметров, т. е. для каждого передаваемого сообщения предусматривается индивидуальный РП. При этом каждый РП содержит одинаковое число двоичных разрядов независимо от вида и численного значения записываемого сообщения.

Датчики. Каждое сообщение должно подвергаться кодированию на передающей и декодированию на приемной стороне. При кодировании сообщения сразу выполняются две различные по назначению операции: первая масштабирует передаваемое сообщение, приводя его к стандартной длине принятого для передачи слова; вторая преобразует в наиболее помехозащищенную форму, обеспечивающую достоверную передачу по каналу связи с высоким уровнем помех. Масштабирование таких видов сообщений, как ТИ и ВТИ, осуществляется, как правило, с помощью специальных датчиков с нормированным выходным сигналом.

Наибольшее применение получили датчики, преобразующие значение передаваемого параметра в сигнал постоянного тока, изменяющийся от 0 до ± 5 мА.

Обычно реальный выходной сигнал датчика $y(t)$ отличается по амплитуде и фазе от измеряемого сигнала $x(t)$, что приводит к появлению ошибки преобразователя. Спектральная плотность выходной функции $y(t)$ равна произведению спектральной плотности

измеряемой функции $x(t)$ на квадрат модуля частотной характеристики $\Phi(j\omega)$ датчика:

$$S_y(\omega)=S_x(\omega)|\Phi(j\omega)|^2.$$

В датчиках, преобразующих изменение контролируемой величины в механическое перемещение кодирующего элемента, необходимо учитывать инерционность движущегося механизма. Для большинства датчиков частотная характеристика имеет вид:

$$\Phi_д(j\omega)=(1+j\omega T_д)^{-1},$$

где $T_д$ — постоянная времени датчика.

Датчики, имеющие выходной сигнал постоянного тока, принято разделять на две основные группы:

датчики, выходной сигнал которых генерируется непосредственно (термопара, пьезоэлектрический датчик и т. п.) или получается от измерительных схем, питаемых источниками постоянного тока;

датчики, в которых постоянный ток получают после выпрямления сигнала переменного тока.

При использовании датчиков первой группы необходимо учитывать их инерционность, которая в ряде случаев может превышать инерционность датчиков с механическими преобразователями.

Датчики второй группы характеризуются наличием погрешности от пульсаций выходного тока. Для уменьшения пульсаций применяются специальные фильтры. При этом величина погрешности от пульсаций будет тем меньше, чем больше постоянная времени фильтра — $T_ф$. Однако увеличение $T_ф$ приводит к уменьшению пропускной способности датчика, так как при этом уменьшается частота среза фильтра ω_c.

Квадрат суммарной среднеквадратичной погрешности, вносимой фильтром,

$$\delta^2_{ф.\,скв}=\delta^2_{н.\,скв}+\delta^2_{п.\,скв},$$

где $\delta^2_{н.скв}=S_x(\omega)|1-\Phi_ф(j\omega)|^2$ — квадрат среднеквадратичной погрешности, вызываемой неидеальным пропусканием спектра контролируемого процесса фильтром с частотной характеристикой $\Phi_ф(j\omega)$; $\delta^2_{п.\,скв}=S_п(\omega_п)|\Phi_ф(j\omega)|^2$ — квадрат среднеквадратичной погрешности от пульсаций напряжения на выходе фильтра, зависящей от спектральной плотности $S_п(\omega_п)$ помехи, вызванной пульсацией напряжения питания датчика с частотой $\omega_п$, и частотной характеристики фильтра $\Phi_ф(j\omega)$.

Аналого-цифровые преобразователи. Процесс квантования измеряемой величины по уровню, выполняемый аналого-цифровым преобразователем (АЦП), заключается в округлении измеряемой величины до ближайшего целого числа эталонных долей — квантов, на которые делят измеряемый диапазон контролируемой величины. Погрешность квантования телеизмеряемой величины по уровню определяется числом используемых двоичных разрядов

АЦП и кодом, в котором записывается получаемое значение параметра.

Если каждое сообщение содержит n двоичных разрядов, а запись дискретных значений параметров осуществляется в коде с основанием a, то максимальная погрешность квантования по уровню

$$\delta_{к.\,макс}=\pm\left[2^{(n-lm+1)}a^l\right]^{-1},$$

где $l\leqslant n/m$ — целое число, показывающее, сколько раз основание кода может быть записано в одном слове, содержащем n двоичных разрядов; m — число двоичных разрядов, необходимое для записи основания кода.

Так, например, в устройствах телемеханики типа «Стимул-2М» передача ТИ осуществляется в двоично-десятичном коде словами, содержащими девять двоичных разрядов. При этом максимальная погрешность квантования по уровню

$$\delta_{к.\,макс}=\pm\left[2^{(9-2\cdot4+1)}\cdot10^2\right]^{-1}=2{,}5\cdot10^{-3}.$$

При использовании двоичного кода максимальная погрешность квантования по уровню

$$\delta_{к.\,макс}=2^{-(n+1)}.$$

Если ошибка квантования распределена равномерно, то среднеквадратичная ошибка квантования по уровню

$$\delta_{к.\,скв}=\delta_{к.\,макс}/\sqrt{3},$$

т. е. в $\sqrt{3}$ раз меньше максимальной ошибки.

Квантование телеизмеряемого процесса по времени (дискретизация) приводит к неизбежной потере части информации о контролируемом параметре. В результате возникает динамическая ошибка дискретизации процесса по времени, величина которой зависит как от длительности цикла измерения (периода дискретизации), так и от принятого метода восстановления измеряемой величины по ее дискретным числовым эквивалентам на приемной стороне. Используются различные методы интерполяции функции $x(t)$ по известным ее значениям $x(t_i)$ в фиксированных точках опроса (узлах интерполяции).

Интерполирующая функция $y(t)$ принимает в узлах интерполяции те же значения, что и $x(t)$, т. е.

$$y(t_0)=x(t_0),\quad y(t_1)=x(t_1),\ \ldots,\ y(t_m)=x(t_m).$$

В общем случае нужно найти кривую $y(t)$, проходящую через заданную систему точек опроса.

Выбор и реализация метода интерполирования зависят от назначения устройства телеизмерения, требуемой точности восстановления и характеристик контролируемого процесса. В энергетике преимущественно используются устройства телемеханики со ступенчатой интерполяцией, легко реализуемой с помощью запоми-

нающих устройств, сохраняющих значения $y(t_i)$ постоянными до момента появления $y(t_{i+1})$.

При ступенчатой интерполяции значение функции $y(t_u)$ в момент наблюдения t_u принимается равным последнему полученному дискретному отсчету функции $y(t_i)$. Таким образом, осуществляется интерполяция от одной точки отсчета t_i до следующей t_{i+1} (рис. 5-3).

Ошибка интерполяции (динамическая погрешность) $\delta_{д.и} = x(t_u) - y(t_u)$ может быть найдена по выражению

$$R = \frac{x^{(n+1)}(t')}{(n+1)!}(t-t_0)(t-t_1)\ldots(t-t_n),$$

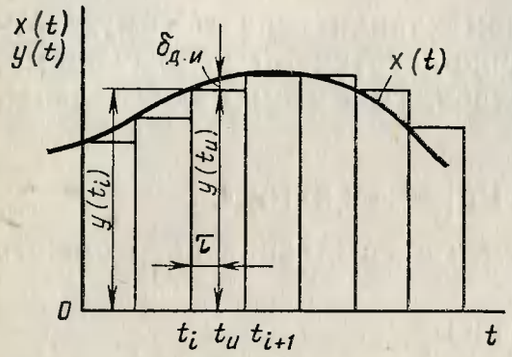


Рис. 5-3

где t' — некоторое промежуточное значение времени между моментами интерполирования t_0, t_1, ..., t_n и рассматриваемым моментом t.

Для данного случая $n=0$, тогда с учетом принятых на рис. 5-3 обозначений

$$\delta_{д.и} = x'(t')(t_u - t_i).$$

Максимальная погрешность интерполяции будет иметь место при максимальном периоде телеизмерения $T_0 = t_{i+1} - t_i$ и максимальном значении производной измеряемой величины, достигаемом в этом периоде.

Для функций, имеющих конечную высшую частоту ω_c и ограниченных по модулю, максимальное значение производной может быть оценено из неравенства Бернштейна:

$$|x'(t)|_{макс} \leqslant \omega_c |x(t)|_{макс},$$

где $|x(t)|_{макс}$ — максимальное значение функции $x(t)$.

Следовательно, максимальная погрешность ступенчатой интерполяции

$$|\delta_{д.и}|_{макс} \leqslant \omega |x(t)|_{макс} T_0.$$

Математическое ожидание (среднее значение) квадрата среднеквадратичной погрешности ступенчатой интерполяции

$$\overline{\delta}^2_{д.и} = M\{[y(t_u) - x(t_u)]^2\} =$$
$$= M[y^2(t_u)] + M[x^2(t_u)] - 2M[x(t_u)\,y(t_u)].$$

С учетом того, что

$$M[x^2(t)] = M[y^2(t)]; \quad M[x(t)] = M[y(t)];$$
$$M[x(t_u)\,y(t_u)] = 2M[x(t_i)\,x(t_i+\tau)] = K_x(\tau),$$

выражение для $\overline{\delta}^2_{д.и}$ принимает вид:

$$\overline{\delta}^2_{д.и} = 2D_x[1 - K_0(\tau)],$$

где D_x — дисперсия телеизмеряемого параметра; $K_0(\tau)$ — нормированная автокорреляционная функция телеизмеряемого параметра.

В случае визуального контроля по показаниям приборов или несинхронного автоматического ввода телеинформации в ЦВМ

$$\overline{\delta}^2_{д.и} = 2D_x\left[1 - \frac{1}{T_0}\int_0^{T_0} K_0(\tau)\,d\tau\right].$$

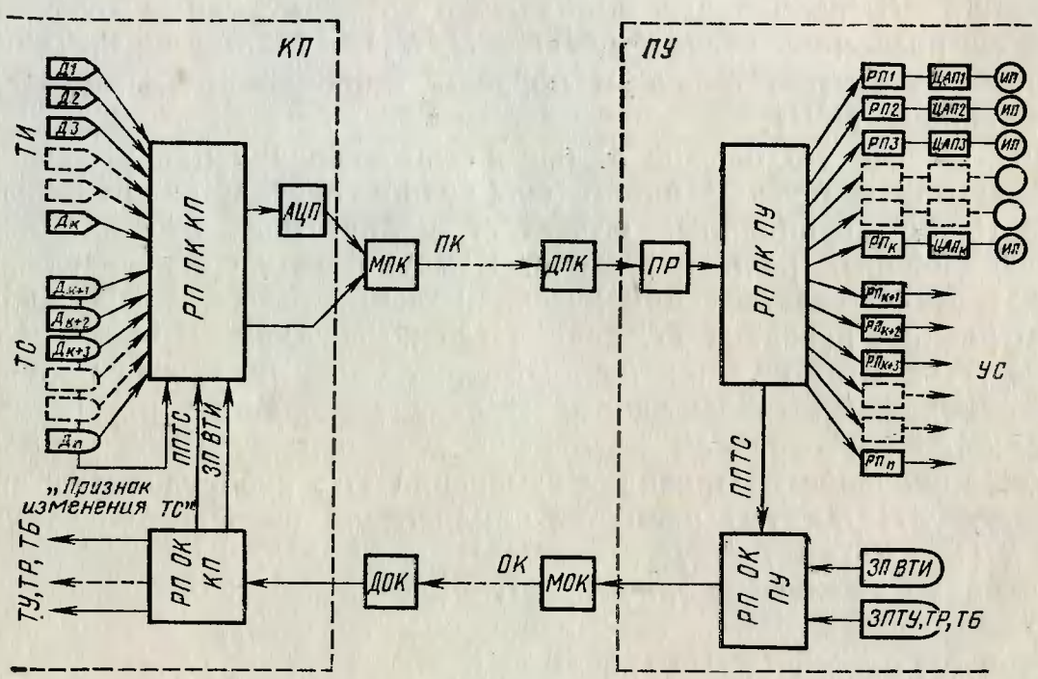


Рис. 5-4

С учетом задержки, обусловленной временем передачи $t_п$ каждого значения в канале связи, среднеквадратичная погрешность интерполяции

$$\overline{\delta}^2_{д.и} = 2D_x\left[1 - \frac{1}{T_0}\int_{t_п}^{T_0+t_п} K_0(\tau)\,d\tau\right].$$

Принцип работы многоканального кодоимпульсного устройства. На передающей стороне (рис. 5-4) преобразование аналоговых сигналов датчиков *ТИ* и *ВТИ* в дискретную форму осуществляется одним, общим для всех передаваемых телеизмерений *АЦП*, работающим по принципу поразрядного уравновешивания. Сигналы датчиков ($Д1 - Д_k$) последовательно подключаются ко входу *АЦП* специальным коммутатором — распределителем подканалов прямого канала связи контролируемого пункта (*РП ПК КП*). С выхода *АЦП* дискретные двоичные сигналы поступают на вход модулятора прямого канала (*МПК*), который преобразует их к виду, удобному для передачи по каналам ТЧ.

Наиболее широко используются *МПК* с частотной модуляцией сигналов. Переданный на *ПУ* ЧМ-сигнал, пройдя демодулятор прямого канала (*ДПК*), поступает последовательно (поразрядно) в общий приемный регистр (*ПР*), откуда параллельным кодом переносится в соответствующий индивидуальный регистр памяти (*РП*). Перенос сообщения в соответствующий *РП* осуществляется распределителем подканалов *РП ПК ПУ*.

Для вывода принятых телеизмерений на аналоговые измерительные приборы к каждому регистру ($РП1 — РП_k$), где хранится значение *ТИ*, необходимо подключить индивидуальные цифроаналоговые преобразователи ($ЦАП1 — ЦАП_k$), к выходу которых подключаются соответствующим образом тарированные измерительные приборы (*ИП*).

Датчиками *ТС* обычно являются замыкающие или размыкающие контакты реле. В одном сообщении передается положение группы двухпозиционных объектов, количество которых равно числу двоичных разрядов слова. Как указывалось, передача *ТС* может осуществляться циклически и спорадически. В спорадическом режиме передача *ТС* начинается по сигналу «Признак изменения ТС». Этот признак появляется каждый раз, когда происходит изменение хотя бы одного из ранее переданных и запомненных приемной стороной положений телесигнализируемых объектов. С появлением «Признака изменения ТС» распределитель подканалов *РП ПК КП* начинает циклический опрос всех датчиков *ТИ* ($Д1 — Д_k$) и *ТС* ($Д_{k+1} — Д_n$). Поскольку *ТС* заранее сгруппированы в отдельные слова, каждое из которых содержит информацию о положении n двухпозиционных объектов, то они сразу поступают на вход *МПК*, минуя *АЦП*.

На приемной стороне эти сообщения заносятся *РП ПК ПУ* в соответствующие регистры памяти ($РП_{k+1} — РП_n$), откуда информация о положении двухпозиционных объектов поступает на управляющие обмотки сигнальных реле диспетчерских щитов или любые другие устройства сигнализации (*УС*). *ТИ* и *ТС* передаются, как правило, в течение нескольких циклов. Затем *РП ПК ПУ* формирует сигнал *ППТС* — прекращения передачи *ТС*. Этот сигнал, пройдя распределитель подканалов обратного канала пункта управления (*РП ОК ПУ*) и модулятор обратного канала (*МОК*), поступает в обратный канал связи (*ОК*). После демодулятора обратного канала (*ДОК*) сигнал *ППТС* поступает на распределитель подканалов обратного канала контролируемого пункта — *РП ОК КП*, где формируется команда *ППТС*, исполняя которую *РП ПК КП* прекращает циклическую передачу *ТИ* и *ТС* и переходит к циклической передаче одних *ТИ*.

Если с *ПУ* поступает запрос на передачу вызывных телеизмерений (*ЗП ВТИ*), то *РП ПК КП* начинает циклический опрос и передачу в канал связи группы телеизмерений — *ВТИ*. Эта информация передается до тех пор, пока запрос на передачу *ВТИ* не будет снят на пункте управления.

Такие виды телеинформации, как *ТУ*, *ТР* и *ТБ*, обычно передаются по обратному каналу связи в направлении от *ПУ* к *КП*. Передача начинается только при появлении запроса на передачу. В зависимости от содержания этого запроса осуществляется передача нужного вида и количества *ТУ*, *ТР* или *ТБ*. Прекращение передачи происходит только после снятия запроса на *ПУ*. Передаваемые с пункта управления *ТУ*, *ТР* и *ТБ* с выхода *РП ОК КП* поступают в управляющие цепи автоматических устройств, устройств релейной защиты и системной автоматики, территориально близких к *КП*.

В некоторых устройствах телемеханики передача *ТБ* осуществляется по прямому каналу связи в спорадическом режиме. Передача *ТБ* начинается при появлении на *КП* специального импульса «Запрос ТБ», который прерывает передачу всех других видов информации, монополизируя канал для передачи экстренных сигналов телеблокировки. Необходимость в передаче *ТБ* по направлению *КП — ПУ* возникает, например, в случае, когда на *ПУ* установлен некоторый центральный регулятор (например, центральный регулятор частоты и ограничения перетоков активной мощности), воздействующий на энергообъект, где установлен *КП*. Если в схеме или в параметрах энергообъекта произойдут изменения, при которых необходимо блокировать действие центрального регулятора, то на *РП ПК КП* поступает «Запрос ТБ», отменяющий передачу всех иных видов телеинформации. Прекращение передачи *ТБ*, как правило, реализуется путем передачи по обратному каналу связи специального сигнала, гасящего «Запрос ТБ».

Цепи передачи экстренных сигналов ТБ на рис. 5-4 не показаны, так как спорадическая передача *ТБ* аналогична спорадической передаче *ТС*. Принципиальная разница состоит лишь в том, что передача *ТС* осуществляется путем присоединения к ранее передававшимся *ТИ* еще одной группы сообщений, т. е. путем удлинения цикла обновления информации, в то время как *ТБ* передаются в монопольном режиме, когда передача всех иных видов сообщений прекращена.

Нормальная работа многоканальных кодоимпульсных устройств телемеханики возможна только при синхронизации передающего и приемного полукомплектов. Задающей является частота генератора тактовых импульсов передающего полукомплекта. Синхронизацию передатчика и приемника обычно выполняют или путем периодической посылки передатчиком специальных синхронизирующих импульсов (синхросерий), или путем сравнения фазы импульсов передатчика с фазой импульсов тактового генератора приемника, реализуемого в процессе передачи информации (инерционная синхронизация).

Передача информации с помощью многоканальных кодоимпульсных устройств телемеханики может быть реализована в симплексном, дуплексном и полудуплексном режимах. В *симплексном режиме* информация передается только в прямом направлении — от передатчика к приемнику. Если информация передается одновременно в прямом и обратном направлениях, то такой режим

передачи называют *дуплексным*. В *полудуплексном режиме* информация передается вначале в прямом, а затем в обратном направлениях. В симплексном режиме может быть реализована только циклическая передача *ТИ* и *ТС*. Спорадическая передача *ТС* осуществляется в полудуплексном режиме. Передача *ВТИ*, *ТУ*, *ТР* и *ТБ* возможна как в дуплексном, так и в полудуплексном режимах.

Требуемая достоверность, точность, скорость и надежность передачи ТИ определяются рядом показателей, среди которых основными являются характер формирования, закон изменения во времени и значимость каждого телеизмеряемого параметра, определяемая его ролью в процессе управления.

Применение кодоимпульсных устройств для циклической передачи ТИ связано с необходимостью квантования сигнала измеряемой величины по уровню и времени. Это приводит к появлению погрешности, которая может быть оценена как сумма ошибок квантования по уровню (статическая ошибка) и дискретизации по времени (динамическая ошибка). Для наиболее часто применяемой ступенчатой интерполяции в случае несинхронного автоматического обращения к воспроизводимой информации при вводе ее в память ЦВМ суммарная среднеквадратическая ошибка, отнесенная к максимально возможному диапазону изменения телеизмеряемого параметра,

$$\overline{\delta}^2_{*\Sigma}=\frac{1}{12\mu^2}+2\frac{D_x}{\Delta_x^2}\left[1-\frac{1}{T_0}\int_{t_п}^{t_п+T_0}K_0(\tau)\,d\tau\right], \qquad (5\text{-}1)$$

где μ — число квантов используемого АЦП; D_x — дисперсия параметра; Δ_x — шкала измерения, определяемая максимально возможным диапазоном изменения телеизмеряемого параметра; T_0 — цикл обновления телеинформации; $t_п$ — время передачи одного ТИ по каналу связи; $K_0(\tau)$ — нормированная автокорреляционная функция телеизмеряемого параметра.

Для каждого кодоимпульсного устройства телемеханики среднеквадратичная ошибка квантования по уровню постоянна и зависит только от применяемого кода и числа информационных разрядов, используемых для передачи одного ТИ. Поэтому при заданном значении $\overline{\delta}_{*\Sigma}$ и выбранном типе устройств телемеханики целесообразный цикл обновления определяется динамической составляющей суммарной ошибки, которая, как это видно из уравнения (5-1), зависит от статистических характеристик телеизмеряемых параметров.

Многоканальные кодоимпульсные устройства телемеханики предназначены для работы по любым прямым (некоммутируемым) каналам связи. Чаще всего используют прямые каналы, организуемые выделением требуемого спектра частот в стандартном телефонном канале с помощью аппаратуры вторичного уплотнения — АВУ.

В соответствии с рекомендациями МККТТ применяемые в настоящее время для передачи информации в дискретной форме модуляторы и демодуляторы (модемы), а также АВУ стандартных телефонных каналов связи реализуются на единых принципиальных и схемно-логических решениях с преимущественным использованием ЧМ-сигналов (см. § 5-5).

Режимы передачи. Диапазон используемых скоростей передачи определяется требуемым циклом обновления и информационной емкостью устройств телемеханики. В соответствии с данными МККТТ между скоростью передачи информации v (бит/с) и необходимым спектром используемых частот Δf (Гц) существует приближенная связь:

$$v=(0{,}4\div 0{,}75)\,\Delta f. \qquad (5\text{-}2)$$

Если все параметры передаются с равным циклом обновления, то требуемая скорость передачи ТИ по каналу связи

$$v=\gamma(n+d)\,r_0T^{-1}_{о.мин}, \qquad (5\text{-}3)$$

где γ — коэффициент избыточности, определяемый числом специальных служебных слов (сообщений), обеспечивающих разделение отдельных циклов и синхронизацию передающего и приемного полукомплектов устройства телемеханики; n — число информационных разрядов слова, используемого для передачи одного ТИ; d — число вспомогательных (защитных) разрядов слова; r_0 — число параметров, передаваемых устройством телемеханики; $T_{о.мин}$ — наименьший для всех передаваемых параметров цикл обновления.

При этом параметры, расчетные циклы обновления которых превышают $T_{о.мин}$, будут передаваться с избыточностью.

Из уравнений (5-2) и (5-3) можно получить упрощенную формулу, позволяющую оценить пропускную способность канала связи при кодоимпульсной модуляции:

$$\Delta f_к=\gamma(n+d)\,r_0/[(0{,}4\div 0{,}75)\,T_{о.мин}]. \qquad (5\text{-}4)$$

Соотношения между отдельными сомножителями этого произведения определяются при выборе аппаратуры телемеханики, в наибольшей степени отвечающей реальным требованиям автоматизированной системы управления.

В отличие от циклического режима, в спорадическом режиме каждый последующий отсчет значения параметра должен осуществляться всякий раз, когда имеет место неравенство

$$|x(t)-x(t_i)|\geqslant|\delta_к|_{макс},$$

где $x(t)$ — текущее значение телеизмеряемого параметра; $x(t_i)$ — значение параметра, переданное в последнем отсчете; $|\delta_к|_{макс}$ — абсолютное значение максимально допустимой ошибки квантования параметра по уровню.

При этом максимальное значение динамической ошибки

$$|\delta_{д.и}|_{макс}\leqslant 2\,|\delta_к|_{макс}.$$

Однако техническая реализация спорадической передачи ТИ весьма затруднительна, так как на передающей и приемной сторонах в этом случае должны иметься устройства с развитой программной логикой, близкие по своим возможностям к процессору ЦВМ. Поэтому наиболее целесообразной представляется передача ТИ с переменным периодом дискретизации, когда цикл обновления каждого из параметров определяется по его наиболее стабильным статистическим характеристикам. Статистическая обработка графиков изменения активной мощности электростанций, уровней напряжения и перетоков активной мощности по межсистемным связям показала, что они могут быть отнесены к случайным процессам, для которых условие стационарности выполняется только для автокорреляционной функции. Нормированные автокорреляционные функции этих процессов достаточно хорошо аппроксимируются экспоненциальными функциями

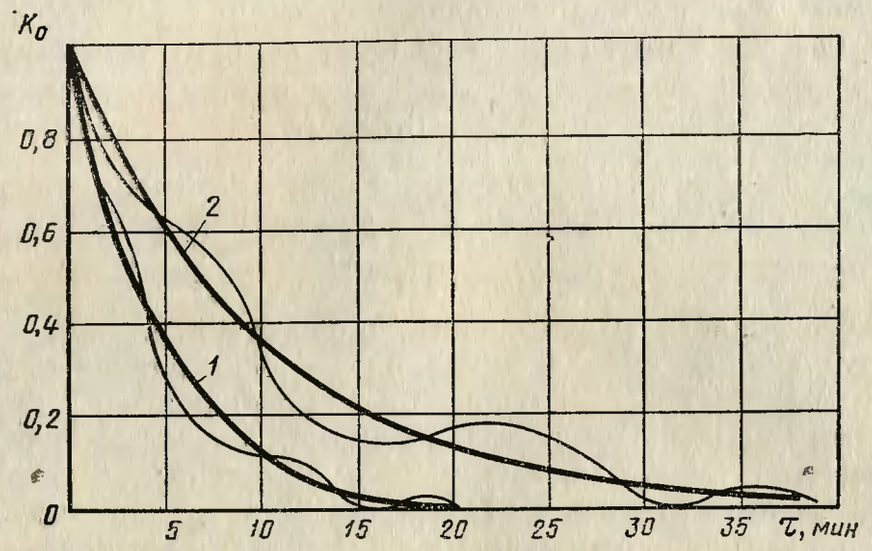


Рис. 5-5

$$K_0(\tau)=e^{-\tau/T},$$

где T — постоянная времени.

На рис. 5-5 приведены нормированные автокорреляционные функции (тонкие линии) и аппроксимирующие их экспоненциальные функции: *1* — перетоки мощности по межсистемным линиям и активная мощность электростанций, участвующих в автоматическом регулировании частоты и активной мощности (АРЧМ), постоянная времени экспоненты $T=300$ с; *2* — напряжение в узлах и мощность электростанций, не участвующих в АРЧМ ($T=600$ с).

Корреляционная функция вида e^z при $z\ll 1$ может быть представлена первыми двумя членами разложения ее в ряд:

$$e^z=1+\frac{z}{1!}+\frac{z^2}{2!}+\ldots.$$

Тогда уравнение (5-1) может быть записано в виде

$$\bar{\delta}^2_{*\Sigma}=\frac{1}{12\mu^2}+\frac{D_x}{\Delta_x^2}\cdot\frac{T_0+2t_п}{T},$$

откуда следует, что

$$T_0+2t_п=\frac{\Delta_x^2 T}{D_x}\left(\bar{\delta}^2_{*\Sigma}-\frac{1}{12\mu^2}\right). \qquad (5\text{-}5)$$

В большинстве современных кодоимпульсных устройств телемеханики используются АЦП с числом квантов $\mu\approx 200$. Для случая, когда суммарная среднеквадратичная ошибка $\delta_{*\Sigma}=0{,}01$, на основании результатов статистической обработки параметров режима по уравнению (5-5) были проведены вычисления (табл. 5-1).

Таблица 5-1

Наименование параметра	Статистические показатели		$T_0+2t_п$, с
	$\Delta_x/\sqrt{D_x}$, отн. ед.	T, с	
Перетоки мощности по межсистемным линиям	10	300	2,9
Активная мощность станций, участвующих в АРЧМ	11	300	3,5
Активная мощность станций, не участвующих в АРЧМ	13	600	9,9
Напряжение в контролируемых узлах	19	600	21,2

Для передачи информации с переменными циклами обновления в многоканальных кодоимпульсных устройствах телемеханики могут применяться схемы многоступенчатой коммутации (рис. 5-6), в которых к основному коммутатору *I* подключаются дополнительные *II* и *III* так называемые *субкоммутаторы*. Основной коммутатор осуществляет опрос параметров, имеющих наименьший расчетный цикл обновления $T_{о.мин}$, и формирует обращения к субкоммутаторам. Обращение к субкоммутатору *II* формируется при каждом опросе позиции *1* основного коммутатора. Поскольку субкоммутатор *II* рассчитан на циклический опрос четырех закрепленных за ним параметров, $T_{0II}=4T_{о.мин}$. Обращение к субкоммутатору *III* формируется при каждом опросе позиции *3* основного коммутатора. Цикл обновления каждого из восьми закрепленных за субкоммутатором *III* параметров $T_{0III}=8T_{о.мин}$.

Если емкость коммутатора обозначить через S_0, то время передачи одного телеизмерения по каналу связи

$$t_п=T_{о.\,мин}/(\gamma S_0), \qquad (5\text{-}6)$$

а требуемая скорость передачи ТИ

$$v=\gamma(n+d)S_0T^{-1}_{о.\,мин}.$$

Чтобы обеспечить телепередачу параметров с требуемым циклом обновления, емкость каждого субкоммутатора должна выбираться из условия

$$S_i = T_{0i}/T_{\text{о.мин}}, \qquad (5\text{-}7)$$

где T_{0i} — расчетный цикл обновления i-й группы параметров.

Обозначим

$$\alpha_i = (T_{0i} + 2t_{\text{п}})/(T_{\text{о.мин}} + 2t_{\text{п}}).$$

Тогда с учетом уравнений (5-6) и (5-7) можно записать

$$\alpha_i = (\gamma S_0 S_i + 2)/(\gamma S_0 + 2),$$

откуда

$$S_i = \alpha_i + 2(\alpha_i - 1)/(\gamma S_0). \qquad (5\text{-}8)$$

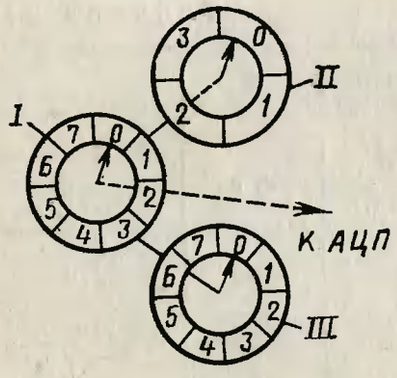


Рис. 5-6

При этом S_i принимается равным ближайшему меньшему целому числу.

Большая часть существующих многоканальных кодоимпульсных устройств телемеханики выпускается емкостью на 10, 20 и 30 параметров. При этом среднее значение коэффициента избыточности $\gamma = 1{,}2$. Тогда требуемая емкость субкоммутаторов может быть определена из уравнения (5-8) по значениям α_i, определяемым из табл. 5-1. Результаты вычислений приведены в табл. 5-2.

Как видно из табл. 5-2, для телепередачи параметров с переменными циклами обновления существующие устройства телемеханики должны иметь два дополнительных субкоммутатора. При этом основной коммутатор должен осуществлять опрос потоков мощности по линиям электропередачи, а также активной мощности станций, участвующих в АРЧМ. Суммарное число всех параметров, опрашиваемых основным коммутатором с циклом опроса $T_{\text{о.мин}}$,

$$r_0 = S_0 - 2.$$

Первый субкоммутатор должен иметь емкость $S_1 = 3$ и осуществлять опрос значений активной мощности станций, не участвующих в АРЧМ. Емкость второго субкоммутатора зависит от емкости основного коммутатора. Если емкость основного коммутатора $S_0 = 10$, то емкость второго субкоммутатора $S_2 = 8$. При большей емкости основного коммутатора $S_2 = 7$. При использовании этого вида модуляции между скоростью передачи и необходимым спектром частот существует прямо пропорциональная зависимость. Поэтому передача информации с переменными циклами обновления обеспечивает более эффективную загрузку каналов связи, так как при одном и том же спектре частот реализуется телепередача значений большего числа параметров.

Таблица 5-2

S_0	S_i		
	$\alpha_i = 1{,}2$	$\alpha_i = 3{,}4$	$\alpha_i = 7{,}3$
10	1,23	3,8	8,35
20	1,22	3,6	7,83
30	1,21	3,5	7,65

Суммарное число параметров, которое может быть передано по каналу связи с переменными циклами обновления, составляет $S_0 - 2 + S_1 + S_2$. Если телепередача осуществляется с равными циклами обновления, то по тому же каналу может быть передано S_0 параметров. Следовательно, эффективность использования канала связи тем выше, чем больше отношение

$$\beta = (S_0 - 2 + S_1 + S_2)/S_0. \qquad (5\text{-}9)$$

Передача ТИ с переменными циклами обновления приводит к уменьшению количества сообщений, передаваемых за единицу времени, и, следовательно, снижает загрузку ЭВМ, осуществляющих прием и обработку телеинформации.

При передаче параметров, число которых равно $S_0 - 2 + S_1 + S_2$, с переменными циклами обновления расчетная скорость поступления сообщений в ЭВМ

$$C_1 = \gamma S_0/T_{\text{о.мин}}.$$

Если то же количество параметров передается с циклом обновления $T_{\text{о.мин}}$, расчетная скорость поступления сообщений в ЭВМ

$$C_2 = \gamma(S_0 - 2 + S_1 + S_2)/T_{\text{о.мин}}.$$

Следовательно, загрузка ЭВМ приемом и обработкой ТИ обратно пропорциональна отношению (5-9).

Передача ТИ с циклами обновления, определяемыми по уравнению (5-5), обеспечивает на приемной стороне получение ряда значений, ступенчатая интерполяция которых дает наилучшую по минимуму среднеквадратичной погрешности аппроксимацию реального процесса. Такое представление реальных процессов, характеризующих режим энергосистемы, обеспечивает автоматизированное (с участием человека) решение группы задач контроля текущего режима, оперативного прогнозирования и оптимизации предстоящих режимов.

Телеинформация в системах АРЧМ. Используемые в системах автоматического регулирования устройства телемеханики осуществляют передачу от объектов (электростанций и подстанций) ТИ регулируемых параметров, а в обратном направлении — соответствующих телеуправлений. Передача ТИ и ТУ должна обеспечивать требуемое качество регулируемого процесса. Запаздывание между появлением возмущения на входе и соответствующей реакцией на выходе определяется постоянной времени контура регу-

лирования, циклом обновления и временем передачи ТИ и ТУ, а также допустимыми отклонениями регулируемых параметров от заданной величины.

При этом между постоянной времени контура регулирования и частотой входного сигнала существует приближенная зависимость:

$$f_{\text{макс}} \approx 1/T_{\text{к}},$$

где $f_{\text{макс}}$ — максимальная частота входного сигнала, на которую реагирует система автоматического регулирования; $T_{\text{к}}$ — постоянная времени контура регулирования.

По сравнению с частотой межсистемные перетоки характеризуются более высокой скоростью и возможным диапазоном изменений. Наименьший период колебаний межсистемных перетоков, которые могут привести к нарушению устойчивой параллельной работы энергосистем и, следовательно, должны ограничиваться системой АРЧМ, составляет около 6 с.

При ограничении перетоков активной мощности управляющее воздействие в системе АРЧМ формируется по закону:

$$F = \frac{1}{T_{\text{и}}} \int_0^t \left(P(t) - P_0\right) dt,$$

где $T_{\text{и}}$ — постоянная интегрирования системы АРЧМ; $P(t)$ — текущее значение перетока мощности; P_0 — заданное значение перетока мощности.

В случае дискретной передачи ТИ с циклом обновления T_0 управляющее воздействие

$$F = \frac{1}{T_{\text{и}}} \sum_{i=1}^{i=\frac{t}{T_0}} (P_i - P_0)\, T_0,$$

где P_i — значение перетока мощности, передаваемое устройством телемеханики в i-м отсчете.

При этом каждое значение P_i измеряется с суммарной погрешностью, максимальное значение которой

$$\delta_{\Sigma\,\text{макс}} = \delta_{\text{к. макс}} + \delta_{\text{д. и. макс}} = \left(\frac{1}{2\mu} + 2\pi f_{\text{макс}} T_0\right) P_{\text{макс}},$$

где $\delta_{\text{к.макс}}$ — максимальная погрешность квантования телеизмеряемого параметра по уровню; $\delta_{\text{д.и.макс}}$ — максимальная погрешность ступенчатой интерполяции; $P_{\text{макс}}$ — максимально возможное (допустимое) значение перетока активной мощности.

Если передача ТИ и ТУ происходит с одинаковыми циклами обновления, то при появлении в момент времени t_0 отклонения перетока мощности от заданного значения соответствующее управляющее воздействие будет сформировано с погрешностью, максимальное значение которой за время $t = t_0 + T_{\text{и}}$ составит

$$\delta_{F\,\text{макс}} \approx \frac{1}{T_{\text{и}}} \sum_{i=\frac{t_0}{T_0}}^{i=\frac{t_0+T_{\text{и}}}{T_0}} \left(\delta_{\text{к. макс}} T_0 + \frac{1}{2}\,\delta_{\text{д. и. макс}} T_0\right) =$$

$$= P_{\text{макс}} \left(\frac{1}{2\mu} + \pi f_{\text{макс}} T_0\right).$$

Заданное значение перетока мощности P_0 выбирается меньше максимально возможного по условиям устойчивости на величину $B = (0{,}2 \div 0{,}3)\, P_{\text{макс}}$.

Передача телеинформации в системе АРЧМ должна осуществляться с циклами обновления, обеспечивающими эффективное ограничение всех отклонений перетока мощности от заданной величины, которые могут привести к нарушению устойчивой параллельной работы энергосистем. Поэтому целесообразный цикл обновления телеинформации может быть определен из условия:

$$P_{\text{макс}} \left(\frac{1}{2\mu} + 2\pi f_{\text{макс}} T_0\right) < B.$$

Так, для случая, когда $B = 0{,}2 P_{\text{макс}}$, $f_{\text{макс}} = \frac{1}{6}$ Гц, $\mu = 200$, целесообразный цикл обновления $T_0 < 0{,}38$ с.

Системы АРЧМ предъявляют повышенные требования к надежности и достоверности передаваемой телеинформации. Поэтому в настоящее время передача телеинформации, необходимой для системы АРЧМ, как правило, осуществляется отдельными комплектами специальной аппаратуры телемеханики, работающей по выделенным дублированным каналам связи.

§ 5-3. ДОСТОВЕРНОСТЬ ПРИЕМА ИНФОРМАЦИИ

Одной из важнейших характеристик любого средства передачи информации является достоверность приема передаваемых сообщений. Если передача информации осуществляется без применения специальных мер по ее защите от искажений, то достоверность принятой информации будет прежде всего зависеть от характеристик используемого канала связи; для обычных телефонных каналов она составляет, как правило, 10^{-2}—10^{-4}, т. е. одно искажение приходится в среднем на 100—10 000 переданных сообщений. Поэтому во всех современных устройствах передачи информации, в том числе и в многоканальных кодоимпульсных устройствах телемеханики, проводится ряд мероприятий по защите передаваемых сообщений, позволяющих резко повысить достоверность передачи информации при применении каналов с высоким уровнем помех.

Основным мероприятием является кодирование передаваемой информации. Отличительной особенностью устройств телемеханики является кодовая защита каждого передаваемого сообщения (значения ТИ, группы ТС и т. п.) по отдельности. Сущность коди-

рования состоит в присоединении избыточной информации к сообщению таким образом, что ошибки, появившиеся в сообщении, могут быть обнаружены или даже исправлены. В соответствии с этим применяемые коды называют *обнаруживающими* и *исправляющими*. Простейшим видом кодирования, обеспечивающего обнаружение ошибки, является контроль четности передаваемых сообщений, широко используемый в ЦВМ. Этот контроль осуществляется присоединением к исходной информации дополнительного разряда (или группы разрядов), состояние которого зависит от того, является ли количество единиц в коде числа четным или нечетным. Если число единиц в сообщении четно, то контрольный разряд находится в состоянии «0». Если же число единиц нечетно, то контрольный разряд находится в состоянии «1».

В случае контроля по нечетности контрольный разряд принимает соответственно противоположные значения.

В многоканальных кодоимпульсных устройствах телемеханики широко используются коды Хэмминга, названные по имени их разработчика,— американского ученого Р. В. Хэмминга. Код Хэмминга обеспечивает исправление всех одиночных ошибок в передаваемых сообщениях и обнаружение ошибок, если число их четное, в том числе и двойных ошибок. Р. В. Хэмминг первым дал формальное определение понятия «расстояние» кода (кодовое расстояние).

Кодовым расстоянием между двумя двоичными последовательностями равной длины называют количество одноименных разрядов, значениями которых эти последовательности отличаются друг от друга. *Минимальное кодовое расстояние* — наименьшее расстояние между любыми парами кодовых слов в данном коде. Другими словами, минимальное кодовое расстояние есть минимальное количество двоичных разрядов, которые необходимо изменить, чтобы одно кодовое сообщение превратить в другое.

Если код имеет минимальное расстояние d, то он может обнаруживать не менее чем $(d-1)$ ошибок. При передаче информации в виде сообщений, содержащих n двоичных разрядов, из которых m информационных и $k=n-m$ проверочных, для исправления одиночной ошибки число проверочных разрядов должно удовлетворять неравенству:

$$2^k \geqslant m+k+1. \qquad (5\text{-}10)$$

Например, если каждое передаваемое сообщение содержит от 5 до 11 информационных разрядов, то наименьшее значение $k=4$, т. е. для исправления одиночной ошибки в сообщениях, имеющих формат от 5 до 11 двоичных разрядов, необходимо и достаточно четырех контрольных двоичных разрядов.

Кодовое расстояние между двумя словами характеризуется числом позиций, в которых различаются эти два слова. Более строго, кодовое расстояние между словом $A=(a_1, a_2, a_3, \ldots, a_n)$ и словом $B=(b_1, b_2, b_3, \ldots, b_n)$ определяется как

$$D(A, B)=\sum_{i=1}^{n}(a_i \oplus b_i).$$

Знак $\oplus$ означает сложение по модулю 2, т. е. обычное поразрядное сложение без переноса, что представляет собой логическую операцию исключающего **ИЛИ**. Например, расстояние между словами 001011 и 101001 равно двум.

Для обнаружения одиночной ошибки осуществляют процедуру, предложенную Хэммингом:

1) нумеруют сообщения, подлежащие передаче: 0, 1, 2, ..., N;

2) записывают сообщения в двоичной системе счисления, используя для записи каждого из передаваемых сообщений одно и то же число двоичных разрядов — m;

3) определяют минимальное значение k из неравенства (5-10);

4) в первых разрядах каждого сообщения располагают k проверочных символов, а в остальных — информационные;

5) состояние каждого из k проверочных разрядов зависит от состояния информационных разрядов сообщения в соответствии с равенствами:

$$\left.\begin{aligned} X_1+X_3+X_5+X_7+X_9+X_{11}+\ldots=0;\ (S_1)\\ X_2+X_3+X_6+X_7+X_{10}+X_{11}+\ldots=0;\ (S_2)\\ \cdots\cdots\cdots\cdots\cdots\cdots\\ X_4+X_5+X_6+X_{12}+X_{13}+X_{14}+\ldots=0.\ (S_0) \end{aligned}\right\} \qquad (5\text{-}11)$$

При этом значения информационных разрядов однозначно определяют значения соответствующих контрольных (проверочных) разрядов сообщения.

Очевидно, что в случае правильной передачи информации каждое принятое сообщение должно удовлетворять равенствам (5-11). Если выполняется равенство S_1, то считается, что $S_1=0$, в противном случае $S_1=1$. Хемминг доказал, что позиция неверно принятого информационного разряда определяется двоичным числом, образованным из признаков S_i уравнений (5-11), записанных в виде $l=S_0, \ldots, S_2, S_1$.

Описанный метод защиты передаваемых сообщений используется в устройствах телемеханики типа МКТ.

Кроме кодов Хэмминга и сочетательных кодов с постоянным числом нулей и единиц (например, код C_5^2 означает, что в пятиэлементной комбинации будут всегда две единицы) на практике нашли применение и так называемые корреляционные коды. Так, в многоканальных кодоимпульсных устройствах телемеханики типа «Стимул» передача каждого разряда кода сообщения осуществляется двумя элементарными сигналами: импульс-пауза для «1» и пауза-импульс для «0». Следовательно, для передачи любого сообщения всегда используется равное число импульсов и пауз. При этом импульс и пауза имеют разную полярность и вольт-секундная площадь импульсов должна быть равна вольт-секундной площади пауз.

§ 5-4. АППАРАТУРА ПЕРЕДАЧИ ДАННЫХ

Широкое внедрение вычислительной техники в практику управления производственной и хозяйственной деятельностью вызвало необходимость быстрого и достоверного прямого обмена большими объемами информации между ЦВМ, находящимися на различных уровнях управления. Этот обмен должен осуществляться без непосредственного участия человека (программный обмен) или же по его указанию, определяющему направление, скорость, вид и объем передаваемой информации. При этом наиболее целесообразным является использование стандартных каналов ТЧ, дополненных специальными оконечными устройствами, включающими в себя аппаратуру вторичного уплотнения (АВУ) и собственно аппаратуру передачи данных (АПД).

АПД должна обеспечивать передачу алфавитно-цифровой информации, логических и служебных знаков, закодированных в виде двоичных сигналов, необходимых для ввода в ЦВМ, и передачи абонентам-пользователям результатов расчетов. Подлежащие передаче данные могут поступать на вход АПД или со специальных носителей (перфоленты или магнитной ленты), или из памяти ЦВМ. Аналогично, на приемной стороне информация может или выводиться на один из носителей, или поступать в запоминающее устройство ЦВМ. Поэтому передача информации с помощью АПД возможна по схеме «лента — лента», «лента — память», «память — лента» и «память — память».

При использовании перфоленты каждый знак передаваемой информации наносится в виде комбинации отверстий, соответствующих коду, содержащему от пяти до восьми разрядов. Перфорированная лента вставляется в считывающее устройство, аналогичное по назначению телеграфному трансмиттеру, где информация, нанесенная на перфоленту, преобразуется в импульсы телеграфного кода, которые поступают на вход АПД. На приемной стороне импульсы телеграфного кода с выхода АПД подаются на перфоратор, обеспечивающий получение так называемой «чистой ленты», т. е. перфоленты, являющейся точной копией ленты на передающей стороне.

В некоторых случаях в составе абонентской установки АПД необходимо иметь не только считывающее, но и печатающее устройство, позволяющее получить печатную копию передаваемой информации. Очевидно, что эффективное использование канала связи и АПД в целом может быть достигнуто только в том случае, когда скорость ввода на передающей стороне совпадает со скоростью передачи информации в канале связи и скоростью вывода поступающих данных на приемной стороне. Другими словами, процессы ввода, передачи, приема и вывода информации должны проходить синхронно.

Характерной особенностью, отличающей АПД от других средств передачи больших объемов алфавитно-цифровой информации, является высокая достоверность. Она достигается использованием

принципа передачи «с переспросом», когда на передающую сторону по специальному служебному обратному каналу связи поступают сигналы запроса на повторную передачу информации, признанной недостоверной. Применение этого принципа передачи предопределяет необходимость разбиения передаваемой информации на отдельные блоки БИ (рис. 5-7).

Разбиение достигается с помощью специальных блоков памяти (БП) в передающем и приемном комплектах АПД. Подлежа-

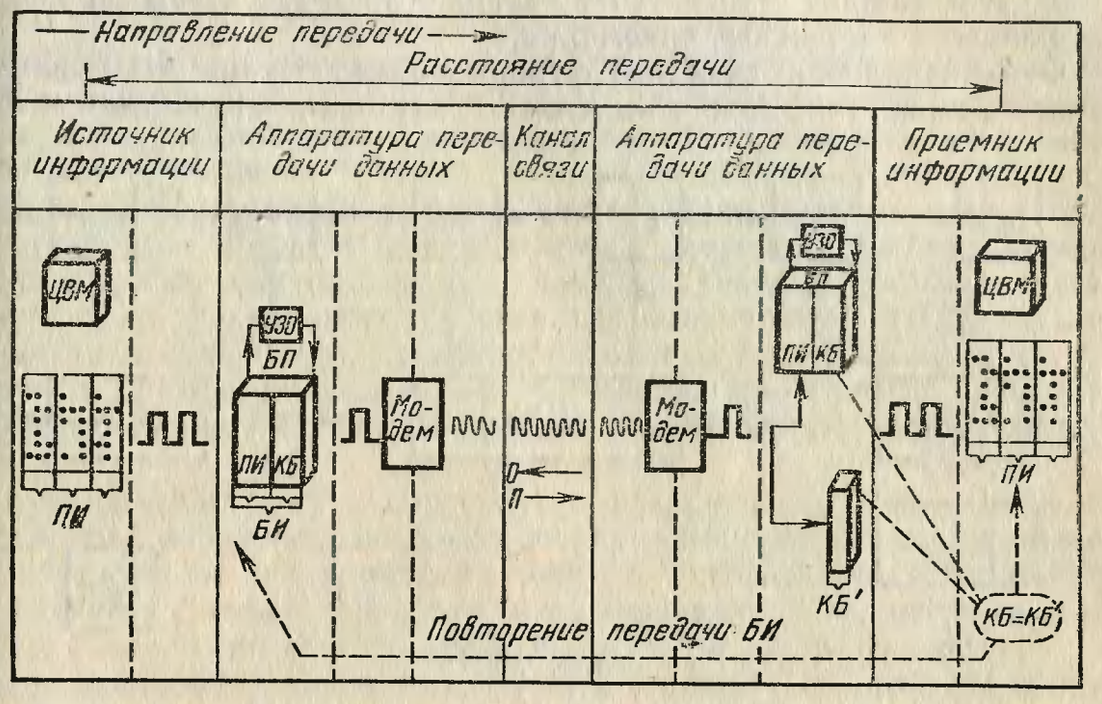


Рис. 5-7

щая передаче полезная информация (*ПИ*) поступает в *БП*, где к ней присоединяются специальные контрольные биты (*КБ*) — разряды. В отличие от кодоимпульсных устройств телемеханики для защиты передаваемых информационных блоков в *АПД* чаще всего используют так называемые циклические коды. Способ образования этих кодов можно упрощенно представить как деление по модулю 2 передаваемой в блоке полезной информации на некоторую константу, полученную с помощью специального образующего полинома, и присоединение остатка от деления к *ПИ*. На приемном конце эта операция повторяется, несовпадение двух остатков указывает на ошибку в передаче информации.

Операции по формированию контрольных разрядов на передающей и приемной стороне осуществляются специальным устройством защиты от ошибок (*УЗО*). На передающей стороне *УЗО* формирует контрольные разряды и, присоединив их к *ПИ*, формирует блок информации *БИ*, передаваемый в канал связи. Передача информации осуществляется таким образом, что первыми передаются полезные, а затем контрольные разряды. На приемной стороне двоичные сигналы полезной информации записываются в *БП*

и одновременно проходят через *УЗО*. К моменту окончания передачи *ПИ*, *УЗО* приемной стороны завершает формирование соответствующих контрольных разрядов. Очевидно, что если информация передана верно, то контрольные биты, сформированные приемником *КБ*, должны полностью совпасть с контрольными битами *КБ'*, сформированными на передающей стороне и переданными в канал связи вместе с полезной информацией.

Обычно АПД выполняется как аппаратура двустороннего действия, т. е. каждое устройство может работать как в режиме передатчика, так и в режиме приемника.

Функциональная схема. В функциональной схеме АПД, показанной на рис. 5-8, можно выделить следующие устройства:

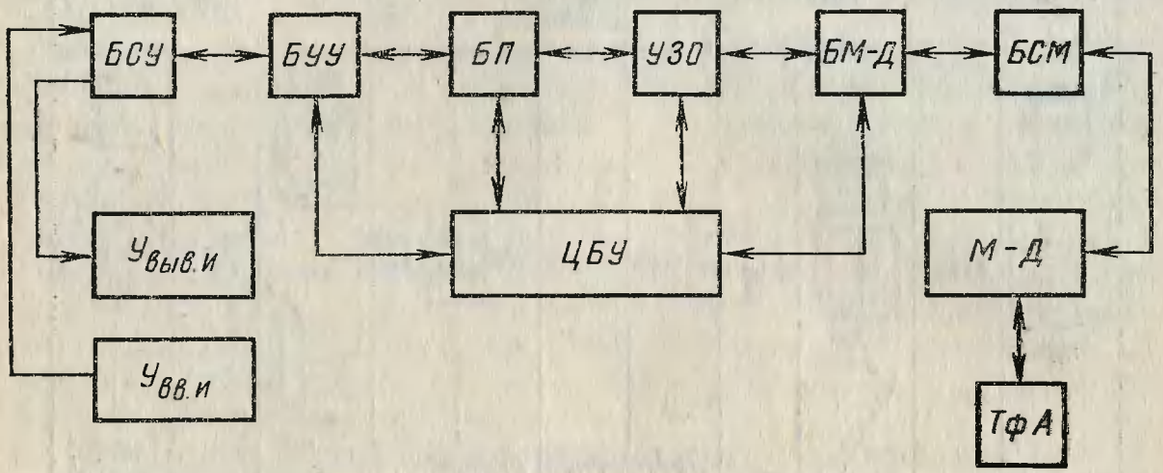


Рис. 5-8

устройство ввода информации ($У_{вв.и}$) — трансмиттер, фотосчитыватель и т. п.; устройство вывода информации ($У_{выв.и}$) — перфоратор, печатающее устройство и т. п.; блок сопряжения с устройствами (*БСУ*) ввода — вывода; блок управления устройствами (*БУУ*) ввода — вывода; блок памяти (*БП*); устройство защиты от ошибок (*УЗО*); блок управления модулятором — демодулятором (*БМ—Д*) (модемом); блок сопряжения с модемом (*БСМ*); центральный блок управления (*ЦБУ*); модулятор — демодулятор (модем) (*М — Д*); телефонный аппарат (*ТфА*).

Блок сопряжения с устройствами ввода — вывода обеспечивает функциональное и схемно-логическое взаимодействие между АПД и подключенными устройствами ввода — вывода информации.

Блок управления устройствами ввода — вывода осуществляет операции включения и выключения, а также согласование скоростей ввода и вывода информации с целью достижения максимальной эффективности использования канала связи. Кроме того, этот блок позволяет вводить и выводить информацию при использовании различных кодов, содержащих от пяти до восьми двоичных разрядов на один знак передаваемой информации.

В ряде случаев ввод каждого знака информации осуществляется с проверкой на четность или нечетность. Блок управления обеспечивает переключение с одного вида проверки на другой, а также передает информацию без предварительной проверки по четности. Если передача информации осуществляется с проверкой каждого знака на четность (или нечетность, в зависимости от положения переключателя), при обнаружении ошибки вводное электромеханическое устройство останавливается, передача информации прекращается и подается сигнал аварийного останова.

Блок памяти предназначен для промежуточного хранения передаваемой и принимаемой информации. В современной АПД чаще всего используются элементы памяти на металлоокисных полупроводниковых интегральных схемах, обеспечивающие высокое быстродействие, компактность, надежность и малые токи выборки. Емкость запоминающих устройств определяется длиной и структурным составом передаваемых информационных блоков. Структурный состав и число разрядов информационного блока могут быть различными. Однако для большинства АПД, предназначенных для работы со скоростями от 200 до 1200 бит/с (бод), каждый информационный блок состоит из трех частей: префикса, информационной части (сообщения) и контрольных (проверочных) разрядов.

Назначение префикса состоит в разделении и идентификации последовательно передаваемых информационных блоков, а также в обеспечении синхронизации работы передающей и приемной оконечных станций. Префикс и проверочная часть информационного блока чаще всего содержит 4 и 16 разрядов соответственно. Информационная часть, как правило, содержит 120 или 240 двоичных разрядов. Поэтому итоговая длина передаваемого информационного блока соответственно равна 140 или 260 двоичных разрядов.

Чтобы повысить эффективную скорость передачи информации, емкость блока памяти обычно рассчитывается исходя из условия хранения нескольких (не менее двух) информационных блоков. Так, например, в аппаратуре типа «Аккорд-1200» информационные блоки содержат соответственно 260 и 132 двоичных разряда. Структурно каждый блок состоит из 4 служебных (префиксных), 240 или 112 информационных и 16 проверочных (контрольных) двоичных разрядов. Данные поступают в передатчик в виде параллельного или последовательного кода. Из поступающих данных передатчик формирует информационный блок, защищаемый от помех в канале связи циклическим кодом с образующим полиномом $F(X)=X^{16}+X^{12}+X^5+1$. Данные непрерывно поступают в модулятор прямого канала в виде последовательного кода со скоростью 600 или 1200 бод.

На приемной станции информационные блоки от демодулятора прямого канала в виде последовательного кода поступают в УЗО и одновременно записываются в блок памяти. Информационные блоки, в которых ошибки не обнаружены, выводятся из АПД,

а блоки с ошибками стираются и вновь запрашиваются от передающей станции. По обратному каналу при правильном приеме передается сигнал «подтверждение», что соответствует состоянию обратного канала «0». Если в информационном блоке обнаруживается ошибка, то передается сигнал «запрос», что соответствует состоянию обратного канала «1».

Чтобы повысить скорость обмена данными и загрузку канала связи, как правило, передатчик не ждет от приемной станции подтверждения о приеме информационного блока, а сразу передает следующий блок. Ранее переданный информационный блок сохраняется в блоке памяти. Во время передачи очередного информационного блока от приемной станции по обратному каналу приходит сигнал «подтверждение» или «запрос». Получив сигнал «запрос», передатчик повторяет передачу ранее переданных данных из блока памяти. При этом объем блока памяти должен быть рассчитан на хранение двух информационных блоков.

Префиксная часть информационного блока обеспечивает циклическую нумерацию передаваемых информационных блоков, а также формирование признака блока синхронизации, признака паузы и конца передачи. Первому, передаваемому после выхода из начального фазирования информационному блоку присваивается признак блока A, а всем последующим — признаки блоков B, C, A, B, C, A, ... соответственно. Такая последовательность признаков исключает потерю или двукратный прием информационных блоков приемником при возмущениях в канале связи во всех режимах работы приемопередатчика.

При размере информационной части блока данных в 240 двоичных разрядах использование 4 служебных и 16 контрольных разрядов дает избыточность порядка 8%. Однако это позволяет обеспечить достоверность передачи не более одной ошибки на 10^6 переданных знаков при средней частости ошибок в канале связи не более $2 \cdot 10^{-4}$ на один знак.

Устройство защиты от ошибок (УЗО) повышает достоверность передаваемой информации путем формирования дополнительных контрольных разрядов, состояние которых определяется передаваемым информационным блоком.

МККТТ рекомендует для защиты информации в АПД применять циклические коды с образующим полиномом вида

$$F(X)=X^{16}+X^{12}+X^5+1, \qquad (5\text{-}12)$$

который обеспечивает формирование 16 контрольных разрядов.

При использовании циклического (полиномиального) кода каждое сообщение, содержащее k двоичных разрядов, делится по модулю 2 на образующий полином, а остаток от деления, включающий $(n-k)$ двоичных разрядов, обеспечивает контроль правильности передачи информации.

Циклический код определяется через понятие образующего полинома $F(X)$ степени $n-k$. Полином степени, меньшей n, является кодовым полиномом, т. е. принимаемым для передачи тогда и

только тогда, когда он делится без остатка на образующий полином $F(X)$. При этом сумма двух кодовых полиномов также является кодовым полиномом. Если $\varphi_1(X)$ и $\varphi_2(X)$ — полиномы степени, меньшей n, и делятся на $F(X)$, то и сумма $\varphi_1(X)+\varphi_2(X)$ представляет собой полином степени, меньшей n, который тоже делится на $F(X)$.

Если X является простым множителем для $F(X)$, то он является простым множителем и для любого кодового полинома, и, следовательно, в любом кодовом полиноме коэффициент при X_0 равен нулю. Очевидно, что такие кодовые полиномы бесполезны. Поэтому на практике применяются только те коды, для которых $F(X)$ не делится на X.

Кодовый полином можно образовать простым умножением любого полинома степени, меньшей k, на $F(X)$. Однако для АПД наиболее приемлем метод, обеспечивающий представление информационных разрядов сообщения коэффициентами при старших степенях X, а контрольных разрядов — коэффициентами при младших степенях X.

Чтобы закодировать соответствующий некоторому сообщению полином $M(X)$, необходимо найти остаток от деления $X^{n-k}M(X)$ на образующий полином $F(X)$:

$$X^{n-k}M(X)=F(X)\,Q(X)+R(X), \qquad (5\text{-}13)$$

где $Q(X)$ — частное, а $R(X)$ — остаток от деления $X^{n-k}M(X)$ на образующий полином $F(X)$.

Так как вычитание по модулю 2 эквивалентно сложению по модулю 2, то

$$V(X)=X^{n-k}M(X)+R(X)=Q(X)\,F(X),$$

что кратно $F(X)$ и, следовательно, $V(X)$ является кодовым полиномом.

При этом коэффициенты полинома $V(X)$ при степенях X, больших k, равны коэффициентам $M(X)$, которые являются информационными разрядами сообщения. Число $(n-k)$ коэффициентов при младших степенях X полинома $V(X)$ равны коэффициентам $R(X)$ и являются контрольными разрядами. Так, например, в режиме начального фазирования (синхронизации) передающая станция АПД типа «Аккорд-1200» передает в канал связи специальный четырехразрядный двоичный код 0101, называемый *признаком блока синхронизации*. Этот признак формируется блоком управления устройствами ввода — вывода и, пройдя через УЗО, поступает в модулятор прямого канала. Кодирование в УЗО заключается в получении остатка от деления $X^{n-k}M(X)=X^{16}(X^2+1)$ на $F(X)=X^{16}+X^{12}+X^5+1$. Остаток от деления имеет вид $R(X)=X^{14}+X^{12}+X^7+X^5+X^2+1$, что соответствует двоичному выражению 0101000010100101, передаваемому в модулятор прямого канала вслед за признаком блока синхронизации. Это выражение называют *комбинацией синхронизации*.

В режиме начального фазирования УЗО приемной станции работает как 16-разрядный регистр сдвига, на вход которого последовательно поступают данные из демодулятора прямого канала. К выходам этого регистра подключен специальный дешифратор комбинации синхронизации. Если принятая из демодулятора прямого канала информация совпадает с приведенным выше двоичным выражением, то дешифратор формирует специальный сигнал, переводящий приемную станцию в режим «прием информации».

Поскольку в этом режиме состояние контрольных разрядов определяется состоянием информационных разрядов, то они формируются дважды — на передающей и приемной станциях раздельно. Поступившие из канала связи контрольные разряды сравниваются с контрольными разрядами, сформированными на приемной стороне. Совпадение этих разрядов свидетельствует о правильной передаче информации, а несовпадение — о наличии ошибок и необходимости повторной передачи неверно принятого информационного блока.

Закодированное сообщение, содержащее ошибку, можно представить в виде

$$H(X)=V(X)+E(X), \qquad (5\text{-}14)$$

где $V(X)$ — неискаженное закодированное сообщение; $E(X)$ — полином, содержащий ненулевые члены для каждого ошибочного разряда.

В силу свойств сложения по модулю 2 можно считать, что $H(X)$ — исходный полином с измененными ошибочными разрядами. Если принимаемое сообщение $H(X)$ не делится на $F(X)$, то значит произошла ошибка. Однако если $H(X)$ делится на $F(X)$, его необходимо принять как правильное сообщение, даже при условии, что в нем содержатся необнаруженные ошибки. Так как $V(X)$ был образован с учетом делимости на $F(X)$, полином $H(X)$ должен делиться на $F(X)$ в том и только в том случае, когда $E(X)$ также делится на $F(X)$. Поэтому комбинация ошибок $E(X)$ обнаруживается в том и только в том случае, если $E(X)$ не делится на $F(X)$. Для эффективного контроля необходимо так выбрать образующий полином, чтобы ни одна комбинация ошибок не делилась на $F(X)$.

Блок управления модемом (БУМ) обеспечивает организацию передачи дискретных сигналов по каналам связи, осуществляя выбор целесообразной скорости и режима передачи информации. Наибольшее распространение в настоящее время имеет АПД, обеспечивающая синхронную передачу информации со скоростями 600 и 1200 бод.

МККТТ приняты стандартные скорости передачи информации по каналам связи. Для телеграфных каналов, кроме скорости 50 бод, приняты также дополнительные скорости — 100 и 200 бод; для телефонных каналов приняты скорости 200, 600 и 1200 бод, кроме того, предварительно намечены также скорости 1800, 2400,

3000, 3600 бод и т. д. (т. е. величины, кратные 600). Установлен и основной способ модуляции — частотная модуляция, которая обеспечивает на проводных линиях примерно такую же вероятность ошибок, как и фазовая, но проще реализуется.

БУМ обеспечивает возможность обмена информацией путем:

односторонней передачи (приема) по каналам связи с четырех- или двухпроводным окончанием (симплексная передача);

двусторонней поочередной передачи (приема) по каналу связи с двухпроводным окончанием (полудуплексная передача);

двусторонней одновременной передачи (приема) по каналу связи с четырехпроводным окончанием (дуплексная передача).

Кроме передачи полезной информации по прямому каналу связи БУМ обеспечивает одновременную передачу в обратном направлении служебных сигналов со скоростью, не превышающей 75 бод.

Для соединения по коммутируемым каналам связи БУМ снабжается телефонным аппаратом, включаемым по схеме «директор — секретарь» и имитирующим основной аппарат. БУМ должен устанавливать связь и управлять ею при автоматическом (автообмен), а также ручном (работа с оператором) соединении.

При этом возможны четыре основных режима работы: «телефон» (установление связи и начальное фазирование); «передача информации»; «прием информации»; «контроль».

Кроме того, в ряде случаев предусматривается возможность приостановить вручную или автоматически режим передачи или приема данных без нарушения синхронизма передающей и приемной станций. Этот режим принято называть «ожиданием».

В режиме «телефон» канал связи подключен к телефонному аппарату, а питание подается только на дежурное устройство, принимающее вызов с противоположной стороны канала связи и автоматически включающее аппаратуру с поступлением вызова. В режимах «передача информации» и «прием информации» БУМ подключает канал связи к модемам прямого и служебного каналов связи, а также подает питание на все участвующие в передаче (приеме) устройства АПД.

В режиме «контроль» канал связи подключается к телефонному аппарату, питание подается на все блоки и устройства АПД, а выход передающей части подключается на вход приемной части. При этом генератор тактовых импульсов используется в режиме «генерации точек», подавая на вход модулятора последовательность импульсов, имитирующих работу канала связи прямого направления. Кроме того, генератор тактовых импульсов обеспечивает все основные блоки и устройства АПД необходимыми частотами, определяющими скорость работы и рабочие частоты передающей и приемной частей, а также устройств амплитудно-фазовой коррекции и защиты от ошибок.

Блок сопряжения с модемом обеспечивает функциональное и схемно-логическое взаимодействие между модемом и блоком управления модемом. Функции модема на передающей

стороне сводятся к модуляции частоты прямого канала сигналами, поступающими от источника информации, и демодуляции поступающего по обратному каналу ЧМ-сигнала, чтобы выделить передаваемые подтверждения о правильности приема информационных блоков или запросов на их повторение. На приемной стороне осуществляется демодуляция, т. е. выделение из принятого по прямому каналу сигнала полезной информации, а также модуляция частоты обратного канала сигналами запроса на повторение неправильно переданного информационного блока или подтверждения правильности приема.

В соответствии с рекомендациями МККТТ несущая частота и девиация прямого канала при скорости 600 бод составляют 1500±±200 Гц, а при скорости 1200 бод — 1700±400 Гц. Рекомендуемая скорость передачи по обратному служебному каналу связи составляет 75 бод, а соответствующие рабочие частоты — 390 и 450 Гц (при среднем значении 420 Гц).

Используемые для передачи данных стандартные телефонные каналы не пропускают частоты ниже 300 Гц, а информационный спектр сигнала на входе модулятора прямого канала лежит в области низких частот (0—600 Гц). Поэтому возникает необходимость в преобразовании исходного спектра низкочастотного сигнала, чтобы он оказался в полосе пропускания канала. В АПД используется частотная или фазовая модуляция, при которой информационный сигнал модулирует несущую частоту. Значения несущей частоты выбираются в зависимости от скорости передачи информации. При этом чем выше скорость передачи, тем больше должна быть несущая частота.

Осуществление функций модемов при большей скорости передачи связано с определенными трудностями. Так, при скорости передачи 1200 бод длительность импульса составляет около 0,83 мс, или всего лишь 1,08 периода нижней рабочей частоты. Поэтому модуляция обычно ведется на повышенной частоте и помимо обычных модуляторов в модемы встраивают специальную аппаратуру для преобразования (переноса) полученных таким образом сигналов в область тональных частот. Это преобразование может проводиться двумя методами: обычными радиотехническими методами с использованием генератора дополнительной несущей частоты (гетеродина) или методами, близкими к методам вычислительной техники,— путем деления частоты на пересчетных ячейках.

При использовании второго метода качество преобразования оказывается несколько лучшим, но сама аппаратура усложняется, так как она требует увеличения числа необходимых логических элементов. Например, в АПД типа «Аккорд-1200» задающая частота генератора тактовых импульсов равна 153,6 кГц. С помощью дискретных делителей, выполненных на обычных триггерных элементах, задающая частота преобразуется в несколько сигналов, частоты которых составляют ряд: 38,4; 19,2; 9,6; 4,8; 1,2; 0,6; 0,3; 0,075 и 0,0375 кГц.

При передаче информации со скоростью 1200 бод для получения частоты 2,1 кГц, соответствующей передаче положительного импульса исходной информации, используется суммирование сигналов с частотами 153,6; 38,4 и 9,6 кГц с последующим делением частоты суммарного сигнала на дискретной делительной схеме с коэффициентом деления $k=96$. Для получения нижней рабочей частоты 1,3 кГц на вход дискретной делительной схемы подается сигнал, частота которого получена как результат двух операций: 153,6+9,6—38,4=124,8 кГц.

При передаче информации со скоростью 600 бод верхняя и нижняя рабочие частоты образуются в результате следующих действий: (153,6—9,6±19,2) : 96. При добавлении сигнала с частотой 19,2 кГц получается колебание с частотой 163,2 кГц, что соответствует верхней рабочей частоте 1,7 кГц на выходе делителя. При вычитании последовательности импульсов с частотой 19,2 кГц образуется сигнал с частотой 124,8 кГц, соответствующий нижней рабочей частоте 1,3 кГц на выходе делителя.

Из-за дискретности операций сложения и вычитания частот на выходе делителя имеют место колебания частот. Они будут совпадать с требуемыми верхним или нижним значениями только в промежутках времени, равных или кратных периоду поступления импульсов частотой 9,6 кГц, определяющих цикл деления. При синхронной работе, когда скорости равны 1200 или 600 бод, в каждом такте передачи укладывается целое число циклов деления (8 или 16 соответственно). Поэтому рабочие частоты в среднем за такт передачи равны номинальным и скачки фаз на границах каждого такта отсутствуют.

При асинхронной работе в такте передачи может укладываться любое, в том числе нецелое число циклов деления. Поскольку внутри циклов деления дополнительные импульсы распределены неравномерно, то среднее за такт передачи значение частоты зависит от того, какая часть цикла деления добавляется к целому числу циклов. Очевидно, что при наибольших отклонениях частот от номинальных величин будут наибольшие скачки фазы на границах тактов, которые, как показывают специальные расчеты, в наихудшем случае приводят к краевым искажениям порядка 3%.

Для образования ЧМ-сигнала обратного канала, работающего со скоростью 75 бод, используется делитель с постоянным коэффициентом деления $k=48$. На вход его подается сигнал частотой 20,16 кГц, формируемый суммированием последовательностей импульсов с частотами 19,2 и 0,96 кГц, из которых последняя образуется делением сигнала частотой 4,8 кГц на 5. Верхняя и нижняя рабочие частоты получаются путем добавления или вычитания к сигналу с частотой 20,16 кГц последовательности импульсов частотой 1,5 кГц, предварительно образованной сложением частот 1,2 и 0,3 кГц. При добавлении импульсов частотой 1,5 кГц образуется сигнал, соответствующий верхней рабочей частоте 450 кГц, а при вычитании импульсов частотой 1,5 кГц формируется сигнал, соответствующий нижней рабочей частоте 390 Гц.

В демодуляторе прямого канала для выделения информационных посылок из принимаемого ЧМ-сигнала применяются дискриминаторы, состоящие из двух расстроенных относительно средней частоты колебательных контуров. Однако малое отношение между несущей и модулирующей частотами требует применения фильтра с высокой крутизной нарастания затухания в полосе непрозрачности для отделения несущей частоты от частоты модуляции, что приводит к ухудшению фазовой характеристики фильтра в полосе прозрачности. Чтобы устранить этот недостаток, спектр ЧМ-сигнала переносится в область более высоких частот (7100—8700 Гц).

Уровень линейного сигнала, поступающего на вход демодулятора, вследствие различных причин может меняться. Поэтому для нормальной работы последующих каскадов демодулятора обычно используется специальный усилитель-ограничитель. Применение его позволяет устранить влияние уровня входного сигнала на работу демодулятора и паразитную амплитудную модуляцию ЧМ-сигнала, которая может вызвать искажение длительности сигналов.

В колебательных контурах дискриминатора ЧМ-сигнал преобразуется в сигнал, модулированный по амплитуде, после чего он подвергается детектированию. Отделение огибающей от несущей производится последетекторным фильтром. Выходное устройство демодулятора преобразует сглаженные посылки прямоугольной формы заданной амплитуды, т. е. восстанавливает на приемной стороне модулирующий сигнал передающей станции.

Демодулятор обратного канала не имеет преобразователя частоты, так как отношение несущей и модулирующей частот для скорости передачи 75 бод не вызывает трудностей при выполнении последетекторного фильтра. Преобразование ЧМ-сигнала обратного канала связи осуществляется так же, как и в демодуляторе прямого канала.

На рис. 5-9 показана структурная схема АВУ, обеспечивающей частотное разделение канала ТЧ для симплексной передачи данных со скоростями 600 и 1200 бод. Блок информации (*БИ*) поступает в (*АВУ*) из *УЗО* передающей станции. С выхода модулятора прямого канала (*МПК*) ЧМ-сигнал, пройдя регулятор уровня (*РУ*), направляющий фильтр (*НФ*) и дифсистему (*ДС*), поступает через переключатель (*П*) «телефон — АПД» в канал *ТЧ*. На входе приемной АВУ ПД ЧМ-сигнал, пройдя *П*, дифсистему *ДС*, фильтр *НФ*, подается на усилитель-ограничитель *УО*, который усиливает приходящие сигналы, поддерживая на выходе неизменную амплитуду сигналов при изменении уровня на входе от —0,5 до —4,5 непера. Усиленные и ограниченные по амплитуде сигналы подаются на демодулятор прямого канала — *ДМПК*, на выходе которого получаются отрицательные импульсы — («единицы») при приеме частоты 1300 Гц и положительные («нули») — при приеме частоты 1700/2100 Гц. Эти импульсы, пройдя *УЗО*, проверяются на правильность приема и поступают затем на выводные устройства или в память ЦВМ. Если информация передана с ошибкой, то *УЗО* формирует сигнал переспроса (*СП*) со скоростью модуляции

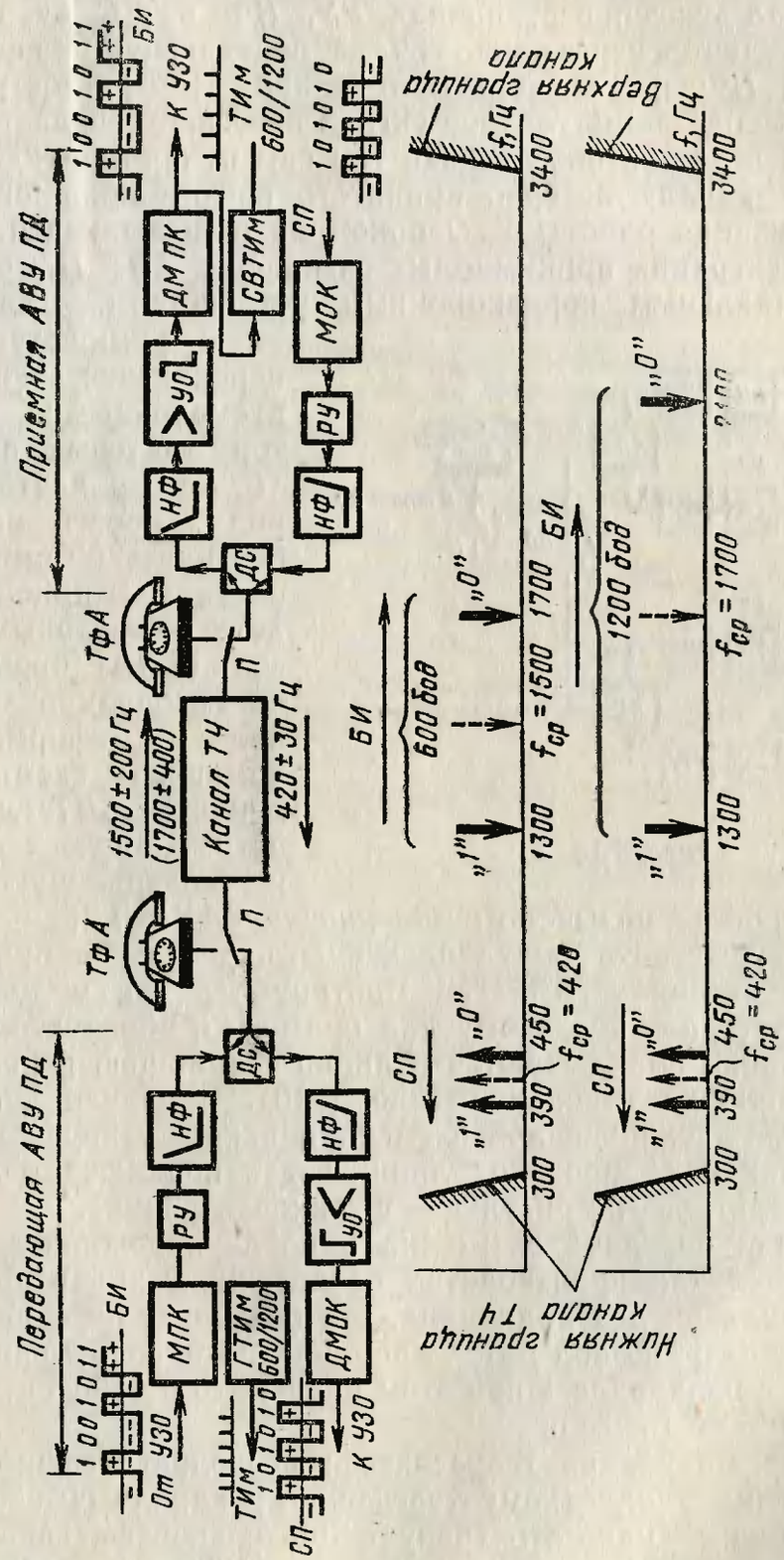


Рис. 5-9

75 бод, который поступает на модулятор обратного канала *МОК*, работающий на средней частоте $f_{ср}$=420 Гц с девиацией ±30 Гц.

ЧМ-сигнал переспроса, пройдя *РУ*, *НФ* и *ДС* на приемной станции, передается через канал *ТЧ* на передающую станцию, где, пройдя *ДС*, *НФ* и *УО* обратного канала (*ОК*), поступает на *ДМОК*. С выхода демодулятора сигнал переспроса подается в *УЗО* передающей станции, обеспечивая тем самым повторную передачу по прямому каналу неверно принятого информационного блока.

Синхронизация работы *УЗО* приемной и передающей станций, а также регенерация принимаемых сигналов в *АВУ ПД* осуществляется специальным коррекционным устройством. Для работы этого устройства в *АВУ* передающей станции предусматривается генератор тактовых импульсов (*ГТИм*) с частотой, равной скорости модуляции 600 или 1200 импульсов в секунду. В приемнике выделение тактовых импульсов (*ТИм*) производится из демодулированных сигналов информации с помощью схемы выделения — *СВТИм*. Редко встречающуюся АВУ ПД, не содержащую коррекционных устройств, называют *незавершенной АВУ ПД*.

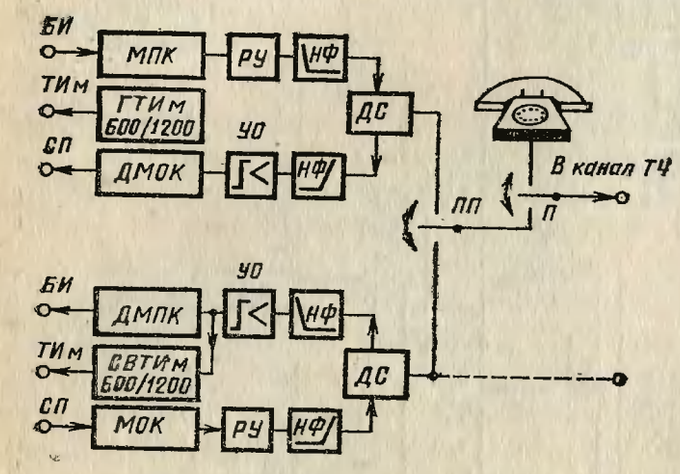


Рис. 5-10

Чтобы осуществить полудуплексную передачу, в приемной и передающей станциях АВУ ПД монтируются два модулятора и два демодулятора — по одному для прямого и обратного каналов, которые попарно подключаются к линии с помощью переключателя (*ПП*) «прием — передача» (рис. 5-10). В случае дуплексной работы по четырехпроводной схеме при некоммутируемых соединениях вторая пара проводов линии связи подключается к нижней вилке фильтров (на рисунке — штриховая линия).

Дуплексная передача возможна и по двухпроводному каналу ТЧ. В этом случае производится разделение стандартного телефонного канала на два подканала, что позволяет передавать данные со скоростью 200 бод в оба направления одновременно. Рабочие частоты в подканале 1 при этом равны 980 и 1180 Гц, а в подканале 2 — 1650 и 1850 Гц.

Частотная модуляция теоретически позволяет вести передачу информации по стандартному телефонному каналу со скоростями 1800—2400 бод. Однако это требует тщательной фазовой коррекции канала, так как уже при скорости 1200 бод нелинейность фазочастотной характеристики телефонных каналов приводит к сглаживанию фронтов передаваемых импульсов, что вызывает взаимное влияние одного импульса на другой и, следовательно,

снижает достоверность передачи информации. Поэтому в настоящее время разрабатываются специальные методы автоматической коррекции частотных характеристик телефонных каналов.

Центральный блок управления осуществляет необходимое взаимодействие между всеми остальными блоками и устройствами АПД для наиболее эффективного выполнения следующих функций:

ввода данных от источника информации (ЦВМ или перфоленты);

разбиения передаваемой информации на блоки и введения контрольных разрядов циклического кода;

передачи данных в модулятор прямого канала;

приема данных от демодулятора прямого канала;

проверки правильности принятого информационного блока;

передачи служебных сигналов «подтверждения» или «запроса» в модулятор обратного канала;

приема служебных сигналов «подтверждения» или «запроса» от демодулятора обратного канала;

повторения передачи информационных блоков, в которых УЗО приемной станции обнаружило ошибки;

формирования сигналов управления и обмена с устройствами ввода — вывода и модемами прямого и обратного каналов;

вывода данных к потребителям информации (ЭВМ или перфоленты);

синхронизации приемной и передающей станций в режиме начального фазирования.

Применение АПД в АСДУ. Передачу оперативной информации, а также команд ТУ, ТР и ТБ, необходимых для управления режимами энергосистем, целесообразно осуществлять специальной информационной подсистемой АСДУ, выполненной на базе многоканальных кодоимпульсных устройств телемеханики. При этом передача необходимой телеинформации должна осуществляться с циклами обновления, обеспечивающими решение всех задач АСДУ по оптимальному оперативному ведению нормальных режимов, а также быстрейшей ликвидации и предотвращению всех возможных аварийных ситуаций. Еще одну информационную подсистему АСДУ, предназначенную для передачи всей производственно-статистической информации, а также плановых заданий оптимальных значений режимных параметров, представляется целесообразным создавать на базе АПД.

Обе указанные подсистемы в совокупности должны создавать единую информационную систему АСДУ, обеспечивающую надежную и достоверную передачу необходимой информации на всех уровнях диспетчерского управления при минимальном количестве используемых каналов и средств передачи данных.

В настоящее время как в СССР, так и за рубежом ведутся работы по созданию на современной элементной базе комбинированных средств передачи информации, сочетающих в себе принципы передачи, используемые как в многоканальных кодоимпуль-

сных устройствах телемеханики, так и в АПД. Предполагается, что указанные устройства будут иметь агрегатированное построение, позволяющее в зависимости от конкретных условий выбирать наиболее целесообразный режим передачи всех необходимых видов и объемов информации с требуемой скоростью, достоверностью и точностью.

§ 5-5. ОРГАНИЗАЦИЯ ПРИЕМА, РАЗМЕЩЕНИЯ И ПЕРВИЧНОЙ ОБРАБОТКИ ТЕЛЕИНФОРМАЦИИ

Создание АСДУ в энергетике предъявляет новые требования к количеству и качеству информации о режимах работы энергосистем и энергообъединений. При этом особые требования предъявляются к телеизмерениям основных режимных параметров и к телесигнализации положения основной коммутационной аппаратуры (выключателей, разъединителей и т. п.), формирующим информационную модель электрической сети.

Необходимость оперативного анализа текущего режима накладывает ограничения на время, в течение которого должно быть принято и проанализировано большое число различных параметров. Эффективное решение этой задачи возможно только с помощью ЦВМ. При этом наряду с вопросами организации приема и последующей обработки принимаемых сообщений, большое значение имеет рациональное размещение ТИ — ТС в памяти ЦВМ.

Опыт эксплуатации в энергетике различных устройств и систем телемеханики показывает, что наиболее эффективными в отношении количества используемых каналов связи, информационной емкости, а также точности и достоверности передаваемой информации являются многоканальные кодоимпульсные устройства телемеханики, из которых наибольшее распространение в настоящее время получили устройства типа «Стимул» и МКТ. Поэтому далее рассмотрена организация приема, первичной обработки и размещения в памяти ЦВМ АСДУ телеинформации, передаваемой многоканальными кодоимпульсными устройствами телемеханики.

Прием и обработка телеинформации. При вводе телеинформации в ЦВМ каждое принимаемое сообщение помимо информативной части, т. е. собственно ТИ или ТС, должно содержать ряд признаков, образующих так называемый идентификатор. В зависимости от конкретных условий состав идентификатора может быть различным, однако входящие в него признаки должны обеспечивать однозначное определение вида и адреса (места замера) телеинформации. Адрес каждого принимаемого сообщения целесообразно определять по номеру опрашиваемого устройства телемеханики и номеру сообщения внутри цикла передачи каждого устройства. Для телесигнализации необходимой дополнительной составляющей является также номер позиции (разряда) внутри сообщения.

В качестве примера на рис. 5-11 показан состав идентификатора для случая, когда с ЦВМ сопрягаются две группы устройств

телемеханики, одна из которых состоит из устройств типа МКТ, а другая — из устройств типа «Стимул».

Разряд *1* идентификатора используется в качестве признака типа устройства телемеханики, низкий уровень которого соответствует, например, устройству МКТ, а высокий — устройству «Стимул». Разряды *2—7* отводятся для обозначения номера устройства. Это означает, что может быть опрошено до 64 устройств телемеханики каждого типа. Разряд *8* используется в качестве признака вида принимаемой телеинформации (ТИ или ТС). Двоичные разряды *9—15* определяют номер сообщения внутри цикла передачи.

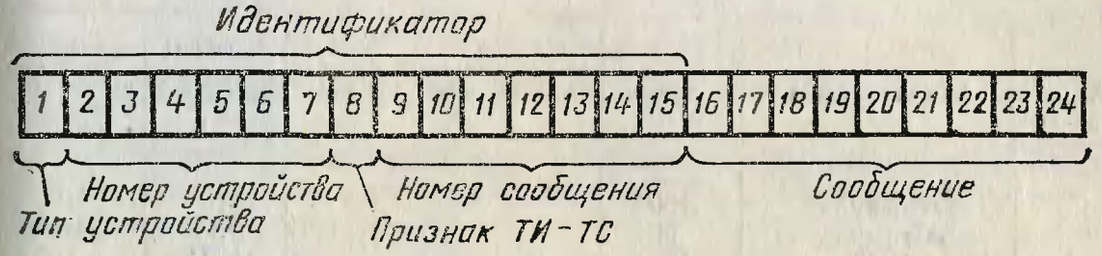


Рис. 5-11

Для сообщения отводится девять двоичных разрядов с 16-го по 24-й.

Дискретный характер передачи телеинформации во многом предопределяет организацию ее приема в ЦВМ.

Смена кодов сообщений на выходном регистре приемного полукомплекта телемеханики происходит с периодичностью, определяемой скоростью и числом двоичных разрядов, используемых для передачи каждого сообщения:

$$t_0 = \gamma' n v^{-1}, \qquad (5\text{-}15)$$

где t_0 — время хранения сообщения на выходном регистре устройства телемеханики, называемое также временем предложения информации, с; $\gamma' > 1$ — коэффициент избыточности, определяемый наличием избыточных разрядов для проверки достоверности принимаемой информации; n — число двоичных разрядов, используемых для передачи каждого сообщения (одного ТИ или группы ТС); v — скорость передачи информации, бит/с.

Сопрягаемые с ЦВМ АСДУ многоканальные кодоимпульсные устройства телемеханики, как правило, имеют различную информационную емкость (число передаваемых сообщений), разные скорости передачи и, следовательно, разные времена предложения информации. Кроме того, в общем случае все устройства телемеханики работают асинхронно. Поэтому время предложения информации опрашиваемых устройств телемеханики изменяется в широком диапазоне — от $t_{0\,мин}$ до $t_{0\,макс}$. При последовательном (циклическом) опросе сопрягаемых с ЦВМ устройств телемеханики время опроса всех устройств не должно превышать минимального времени предложения информации:

$$t_{опр} \leqslant t_{0мин}. \qquad (5\text{-}16)$$

В противном случае некоторые сообщения, у которых время предложения информации меньше цикла опроса, не будут опрошены, что приведет к потере отдельных сообщений. Однако устройства, у которых время предложения информации превышает время цикла опроса, будут опрошены несколько раз, что приведет к избыточности вводимой в ЦВМ телеинформации. Поэтому возникает необходимость организовать опрос устройств телемеханики таким образом, чтобы каждое из них опрашивалось однократно в течение времени предложения информации.

Таблица 5-3

Номер группы устройств	Тип устройства	Скорость передачи, бит/с	Число двоичных разрядов в каждом сообщении — n	Коэффициент избыточности γ'	Количество устройств телемеханики
1	«Стимул»	100	9	2,0	10
2	«Стимул»	50	9	2,0	10
3	МКТ	160	7	1,71	20
4	МКТ	80	7	1,71	5

Наиболее просто одноразовый съем принимаемых сообщений реализуется с помощью схемы, формирующей специальный сигнал «предложение информации» в момент появления каждого нового сообщения на выходном регистре устройства телемеханики. Этот сигнал разрешает считывание информации с выходного регистра устройства телемеханики в память ЦВМ. Схема считывания информации представляет собой в простейшем случае набор из n схем совпадения. На один из входов каждой схемы подается сигнал «предложение информации», вторые входы указанных схем присоединены к единичным выходам выходного регистра устройства телемеханики. Гашение сигнала «предложение информации» осуществляется после записи сообщения в память ЦВМ. При последующих опросах сигнал «предложение информации» отсутствует и сообщение не может быть повторно записано в память ЦВМ.

Считывание информации с выходного регистра устройства телемеханики возможно только после приема следующего сообщения и формирования сигнала «предложение информации».

Рассмотрим для примера случай, когда необходимо осуществить ввод телеинформации от 45 устройств телемеханики, характеристики которых приведены в табл. 5-3.

В соответствии с уравнением (5-15) определим время предложения информации для каждой группы устройств телемеханики:

$$t_{01}=\frac{2\cdot 9}{100}=0{,}18 \text{ с}; \quad t_{02}=\frac{2\cdot 9}{50}=0{,}36 \text{ с};$$

$$t_{03}=\frac{1{,}71\cdot 7}{160}=0{,}075 \text{ с}; \quad t_{04}=\frac{1{,}71\cdot 7}{80}=0{,}15 \text{ с}.$$

Следовательно, время опроса всех 45 устройств телемеханики в соответствии с уравнением (5-16) должно быть меньше 0,075 с.

Временна́я диаграмма приема, размещения и первичной обработки телеинформации во многом определяется структурной схемой и техническими характеристиками используемых средств вычислительной техники.

В том случае, когда каждое принятое сообщение сразу после приема поступает на обработку, длительность которой меньше паузы между двумя последовательными поступлениями сообщений, для размещения поступающей телеинформации достаточно выделить одну ячейку памяти, куда последовательно во времени будут записываться все поступающие в ЦВМ сообщения. Временна́я диаграмма работы ЦВМ в этом случае определяется последовательностью операций:

присоединение коммутатора устройства сопряжения ЦВМ с приемными полукомплектами телемеханики к выходному регистру опрашиваемого устройства;

формирование в адресном регистре ЦВМ адреса оперативной памяти, отводимого для записи принимаемого сообщения;

запись в память ЦВМ принятого сообщения по ранее сформированному адресу;

запуск программы первичной обработки принятого сообщения;

переход к опросу следующего полукомплекта телемеханики.

Первичная обработка телеинформации включает в себя:

проверку достоверности принятой телеинформации;

сигнализацию диспетчеру об изменении состояния (включении или отключении) основного оборудования;

проверку соответствия значений основных режимных параметров допустимым пределам и сигнализацию диспетчеру в случае превышения этих пределов;

формирование информационной модели электрической сети;

вычисление обобщенных характеристик режимов работы энергосистем, необходимых для решения задач управления и планирования.

Очевидно, что время выполнения всех перечисленных операций не должно превышать времени между опросом двух соседних устройств телемеханики, т. е. должно выполняться условие:

$$t_{\text{опр}} \geqslant N_1 K/\lambda, \qquad (5\text{-}17)$$

где N_1 — среднее количество машинных операций, затрачиваемых на прием, размещение и первичную обработку одного сообщения; K — расчетное эквивалентное количество опрашиваемых устройств телемеханики; λ — средняя расчетная производительность ЦВМ, опер/с.

При этом расчетное эквивалентное количество опрашиваемых устройств телемеханики

$$K=t_{0\min}\sum_{i=1}^{k}\frac{1}{t_{0i}}, \qquad (5\text{-}18)$$

где $t_{0\,мин}$ — минимальное время предложения информации опрашиваемыми устройствами телемеханики, с; k — реальное количество сопрягаемых с ЦВМ устройств телемеханики; t_{0i} — время предложения информации i-м устройством телемеханики, с.

Поскольку кроме приема и первичной обработки телеинформации ЦВМ выполняет также ряд других диспетчерских задач, условие (5-17) имеет вид

$$t_{опр} \geqslant N_1 K/\lambda + t_р, \qquad (5\text{-}19)$$

где $t_р$ — время, необходимое для решения диспетчерских задач, не связанных с приемом и первичной обработкой телеинформации, в течение каждого цикла опроса устройств телемеханики, с.

Полагаем, что $t_р = \alpha t_{опр}$, где α — коэффициент, выраженный в долях от единицы, тогда требуемая средняя производительность ЦВМ будет определяться соотношением

$$\lambda = N_1 K/[(1-\alpha)\, t_{опр}]. \qquad (5\text{-}20)$$

Описанная организация приема и первичной обработки телеинформации не обеспечивает эффективного использования ЦВМ, так как на каждое сообщение в этом случае приходится несколько вспомогательных операций перехода от программы приема к программам обработки информации и решения других задач АСДУ с последующим возвратом к программе приема ТИ — ТС. Поэтому в большинстве случаев целесообразно организовывать прием и обработку телеинформации массивами.

При обработке телеинформации массивами на долю каждого сообщения будет приходиться только часть указанных вспомогательных операций. Операции по приему поступающей телеинформации можно осуществлять упрощенным низкоскоростным процессором, обеспечивающим выполнение элементарных операций адресации и занесения в оперативную память поступающих сообщений. В вычислительных системах третьего поколения подобные операции выполняются так называемым *канальным процессором*, в то время как операции, связанные с обработкой телеинформации и решением других задач АСДУ, реализуются универсальным процессором высокой производительности с широким набором команд и развитой системой приоритетных прерываний.

При такой структуре вычислительных средств организация многопрограммного вычислительного процесса определяется временными ограничениями:

$$t_1 - t_2 = \alpha t_1; \quad t_1 + t_2 = t_3, \qquad (5\text{-}21)$$

где t_1 — время, затрачиваемое канальным процессором на прием массива информации, с; t_2 — время, затрачиваемое универсальным процессором на первичную обработку принятого за время t_1 массива телеинформации, с; α — коэффициент, учитывающий, какую часть времени универсальный процессор занят решением задач, не связанных с первичной обработкой телеинформации, доли от единицы; t_3 — максимально допустимое время запаздывания между

моментами приема и окончания первичной обработки каждого сообщения, с.

Введем понятие расчетной скорости поступления телеинформации на вход ЦВМ:

$$C = K/t_{0мин}, \qquad (5\text{-}22)$$

где $t_{0\,мин}$ — минимальное время предложения информации опрашиваемых устройств телемеханики.

Решив систему уравнения (5-21) относительно t_1 и t_2, получим

$$t_1 = t_3/(2-\alpha); \quad t_2 = t_3(1-\alpha)/(2-\alpha). \qquad (5\text{-}23)$$

Обозначим количество сообщений, принимаемых канальным процессором за время t_1, через Q. Очевидно, что количество сообщений, принимаемых канальным процессором за время t_1, должно быть равно количеству сообщений, который универсальный процессор обрабатывает за время t_2. Следовательно, приравняв значения Q, вычисленные через t_1 и t_2, запишем равенство

$$Ct_3/(2-\alpha) = \lambda t_3(1-\alpha)/[N_2(2-\alpha)]. \qquad (5\text{-}24)$$

Решив это выражение относительно λ, получим, что требуемая средняя производительность универсального процессора должна быть равна

$$\lambda = CN_2/(1-\alpha). \qquad (5\text{-}25)$$

Целесообразная длина массива телеинформации, обрабатываемой универсальным процессором при каждом обращении к программе первичной обработки,

$$Q = Ct_3/(2-\alpha). \qquad (5\text{-}26)$$

В выражениях (5-24) и (5-25) под N_2 понимается среднее количество машинных операций, затрачиваемых универсальным процессором на первичную обработку каждого принимаемого сообщения. При этом можно записать равенство

$$\theta = N_2/N_1, \qquad (5\text{-}27)$$

где θ — коэффициент в долях от единицы, отражающий, какая часть машинных операций тратится непосредственно на первичную обработку телеинформации по отношению к общему количеству операций, приходящихся на прием и обработку каждого сообщения в однопроцессорной вычислительной системе.

Поскольку наиболее целесообразная длительность цикла опроса всех сопрягаемых с ЦВМ устройств телемеханики равна минимальному времени предложения информации, то выражение (5-20) можно записать в виде

$$\lambda = CN_1/(1-\alpha). \qquad (5\text{-}28)$$

Из сопоставления выражений (5-25) и (5-28) следует, что требуемая производительность универсального процессора в многопроцессорной вычислительной системе может быть в θ раз меньше

производительности ЦВМ, осуществляющей как прием, так и первичную обработку телеинформации.

Суммарный объем оперативной памяти многопроцессорной вычислительной системы, отводимой для хранения принимаемой телеинформации, должен быть равен $2Q$. При этом текущая телеинформация записывается в специальный массив оперативной памяти размером Q. Ранее принятый массив телеинформации того же размера в это время обрабатывается универсальным процессором.

Размещение телеинформации. Если формат машинного слова совпадает с форматом принимаемых сообщений, то требуемое быстродействие канального процессора должно выбираться из условия

$$\lambda_к \geqslant C(N_1 - N_2).$$

В противном случае

$$\lambda_к = \beta C(N_1 - N_2),$$

где β — коэффициент в долях от единицы, определяемый отношением длины принимаемого сообщения с идентификатором к длине стандартного слова ЦВМ.

Наиболее просто реализуется принцип последовательного (по мере поступления) размещения телеинформации. В этом случае каждое сообщение совместно с идентификатором записывается в ячейку памяти, ее адрес внутри отводимой зоны ОЗУ определяется временем поступления сообщений на вход устройства сопряжения аппаратуры телемеханики с ЦВМ АСДУ. При этом регистр адреса ЦВМ работает в режиме счетчика, содержимое которого увеличивается на единицу после записи каждого поступившего сообщения. Изменение зоны ОЗУ, отводимой для размещения телеинформации, осуществляется изменением начального адреса, заносимого программно на адресный регистр ЦВМ.

При упорядоченном размещении телеинформации целесообразно, чтобы адрес ячейки ОЗУ, отводимой для хранения принятого сообщения, определялся значением соответствующего идентификатора. Каждое из поступающих на вход ЦВМ сообщений может быть записано только в одну, закрепленную за ним ячейку памяти, адрес которой

$$A_i = A_0 \wedge И_i, \qquad (5\text{-}29)$$

где A_0 — начальный адрес зоны ОЗУ, отводимой для размещения поступающей телеинформации, определяемый состоянием q старших двоичных разрядов регистра адреса ЦВМ; $\wedge$ — знак логического сложения; $И_i$ — значение идентификатора для каждого i-го сообщения.

При этом количество старших двоичных разрядов регистра адреса ЦВМ, занимаемых начальным адресом A_0,

$$q = a - z, \qquad (5\text{-}30)$$

где a — количество двоичных разрядов регистра адреса ЦВМ; z — количество двоичных разрядов, занимаемых идентификатором принимаемых сообщений.

Явным преимуществом упорядоченного метода размещения телеинформации является экономия памяти ЦВМ, так как в этом случае в ОЗУ записываются только сами сообщения без каких-либо вспомогательных признаков. При этом экономия памяти тем больше, чем больше длина необходимого идентификатора, который при последовательном размещении телеинформации записывается в памяти совместно с сообщением.

При упорядоченном размещении сообщений эффективное использование памяти ЦВМ достигается в том случае, когда число опрашиваемых устройств телемеханики и число сообщений в цикле каждого устройства совпадают с одним из чисел бинарного ряда распределения и все устройства телемеханики осуществляют передачу равного количества сообщений, т. е. имеют одинаковую информационную емкость. Если при этом все устройства телемеханики работают синхронно с одинаковой скоростью, то количество сообщений, поступающих в ЦВМ за один цикл обновления телеинформации,

$$N = kr = 2^x 2^y, \qquad (5\text{-}31)$$

где k — количество сопрягаемых с ЦВМ многоканальных кодоимпульсных устройств телемеханики; r — количество сообщений в цикле передачи, одинаковое для всех опрашиваемых устройств телемеханики; x, y — количество двоичных разрядов, занимаемых соответственно двоичным кодом номера устройства телемеханики и кодом номера сообщения внутри цикла передачи каждого устройства.

Очевидно, что случай, когда с ЦВМ сопрягаются устройства одинаковой информационной емкости, практически маловероятен, так как с различных энергообъектов в АСДУ требуется передавать разные объемы телеинформации. Для наиболее эффективного заполнения памяти ЦВМ в этих случаях может применяться искусственное выравнивание информационной емкости опрашиваемых устройств телемеханики путем присвоения одного и того же номера двум или нескольким последовательно опрашиваемым устройствам.

Если ЦВМ имеет переменную, например байтную структуру слова, то эффективное использование всех разрядов каждого адреса ОЗУ достигается применением адресуемых операндов, которые имеют длину, совпадающую или близкую с форматом принимаемой телеинформации. В противном случае целесообразно записывать в одну ячейку ОЗУ два или несколько сообщений, с тем чтобы оставшаяся без применения часть разрядов операнда была минимальной.

При последовательном размещении телеинформации в одну и ту же ячейку памяти можно записывать последовательно поступающие сообщения о значениях разных параметров. В случае упорядоченного размещения телеинформации в одну и ту же ячейку ОЗУ целесообразно записывать последовательные во времени значения одного и того же параметра.

Если передача телеинформации осуществляется многоканальными кодоимпульсными устройствами телемеханики, работающими асинхронно с различными скоростями, при упорядоченном размещении сообщений возникает необходимость такой их обработки, которая бы полностью исключала возможность потери информации за счет записи двух или более последовательных во времени значений параметра в одни и те же разряды ячейки ОЗУ.

Одним из решений в этом случае является ограничение времени формирования массива телеинформации, принимаемого и обрабатываемого за одно прерывание. При этом время формирования этого массива должно быть меньше минимального цикла обновления телеинформации, с которым работают сопрягаемые с ЦВМ устройства телемеханики:

$$\tau < T_{\text{о.мин}}, \tag{5.32}$$

где τ — время формирования массива телеинформации, равное времени между двумя последовательными запусками программы обработки принятых сообщений; $T_{\text{о.мин}}$ — наименьший цикл обновления телеинформации сопрягаемых с ЦВМ устройств телемеханики.

Под *циклом обновления телеинформации* понимают отрезок времени между двумя последовательными поступлениями на приемную сторону значений одного и того же циклически передаваемого параметра:

$$T_{0i} = t_{\text{п}i} r_i + n_{\text{с}i} v_i^{-1}, \tag{5-33}$$

где $t_{\text{п}i}$ — время передачи i-м устройством одного сообщения, которое в большинстве случаев практически совпадает со временем предложения телеинформации; r_i — информационная емкость i-го устройства телемеханики, определяемая числом сообщений в цикле передачи; $n_{\text{с}i}$ — число синхронизирующих сигналов (длина синхросерии), передаваемых в начале каждого цикла передачи телеинформации i-м устройством; v_i — скорость передачи информации i-м устройством телемеханики.

Другое решение состоит в том, что текущие значения телеизмеряемых параметров записываются по одному и тому же адресу, последовательно заполняя разряды отведенного для данного параметра слова (операнда), с тем чтобы первое по времени поступления сообщение занимало, например, младшие, а последнее — старшие двоичные разряды. При этом количество сообщений, которые будут записаны в один адресуемый операнд, предназначенный для размещения значений i-го параметра, определяется как

$$m_i = \tau / T_{0i}.$$

Количество используемых двоичных разрядов каждого операнда не должно превышать предельного формата адресуемого слова ЦВМ, т. е. должно выполняться условие:

$$l \geqslant q\tau / T_{0i},$$

где l — предельное число двоичных разрядов адресуемого операнда ЦВМ; q — количество двоичных разрядов, занимаемых каждым значением параметра.

В обоих решениях размеры зоны оперативной памяти, отводимой для хранения принимаемых сообщений, выраженные в количестве используемых адресов ОЗУ, одинаковы и численно равны 2^z, где z — количество двоичных разрядов, занимаемых идентификатором сообщений. Однако в первом решении все адресуемые операнды содержат равное число двоичных разрядов, в то время как во втором решении формат операндов различен и количество содержащихся в них двоичных разрядов обратно пропорционально циклу обновления записываемой телеинформации. Поэтому первое решение при том же числе адресуемых слов обеспечивает экономию количества используемых двоичных разрядов памяти, величина которой тем больше, чем больше разница между максимальным и минимальным циклами обновления, с которыми осуществляется передача телеинформации.

В многоканальных кодоимпульсных устройствах телемеханики типа «Стимул» используется спорадическая передача ТС. В этом режиме каждое устройство нормально осуществляет циклическую передачу только ТИ. Передача ТС начинается по вызову с диспетчерского пункта или в случае появления изменений в ранее переданной информации о состоянии двухпозиционных объектов.

При этом после завершения передачи текущего ТИ передатчик выдает группу ТС и продолжает циклическую передачу ТС и ТИ до тех пор, пока по обратному каналу не придет сигнал-квитанция о правильном приеме ТС или не будет снят запрос на их передачу. Тогда устройство телемеханики возвращается к циклической передаче одних ТИ. Следовательно, в спорадическом режиме цикл обновления телеинформации может изменяться от T'_{0i} до T''_{0i}, где T'_{0i} — время цикла обновления при передаче одних ТИ, а T''_{0i} — при передаче ТИ и ТС. Поэтому время формирования массива телеинформации, подлежащей обработке за одно прерывание, должно выбираться исходя из условия

$$\tau \leqslant T'_{\text{о.мин}} l / q, \tag{5-34}$$

где $T_{\text{о.мин}}$ — цикл обновления телеинформации при передаче одних ТИ, наименьший для всех сопрягаемых с ЦВМ устройств телемеханики.

Из изложенного следует, что наиболее экономичным с точки зрения требуемых объемов памяти является метод упорядоченного размещения телеинформации в ОЗУ ЦВМ. При этом наибольший эффект достигается в том случае, когда передача телеинформации осуществляется в двоичном коде с помощью многоканальных кодоимпульсных устройств телемеханики, шкала информационных емкостей которых совпадает с бинарным рядом распределения.

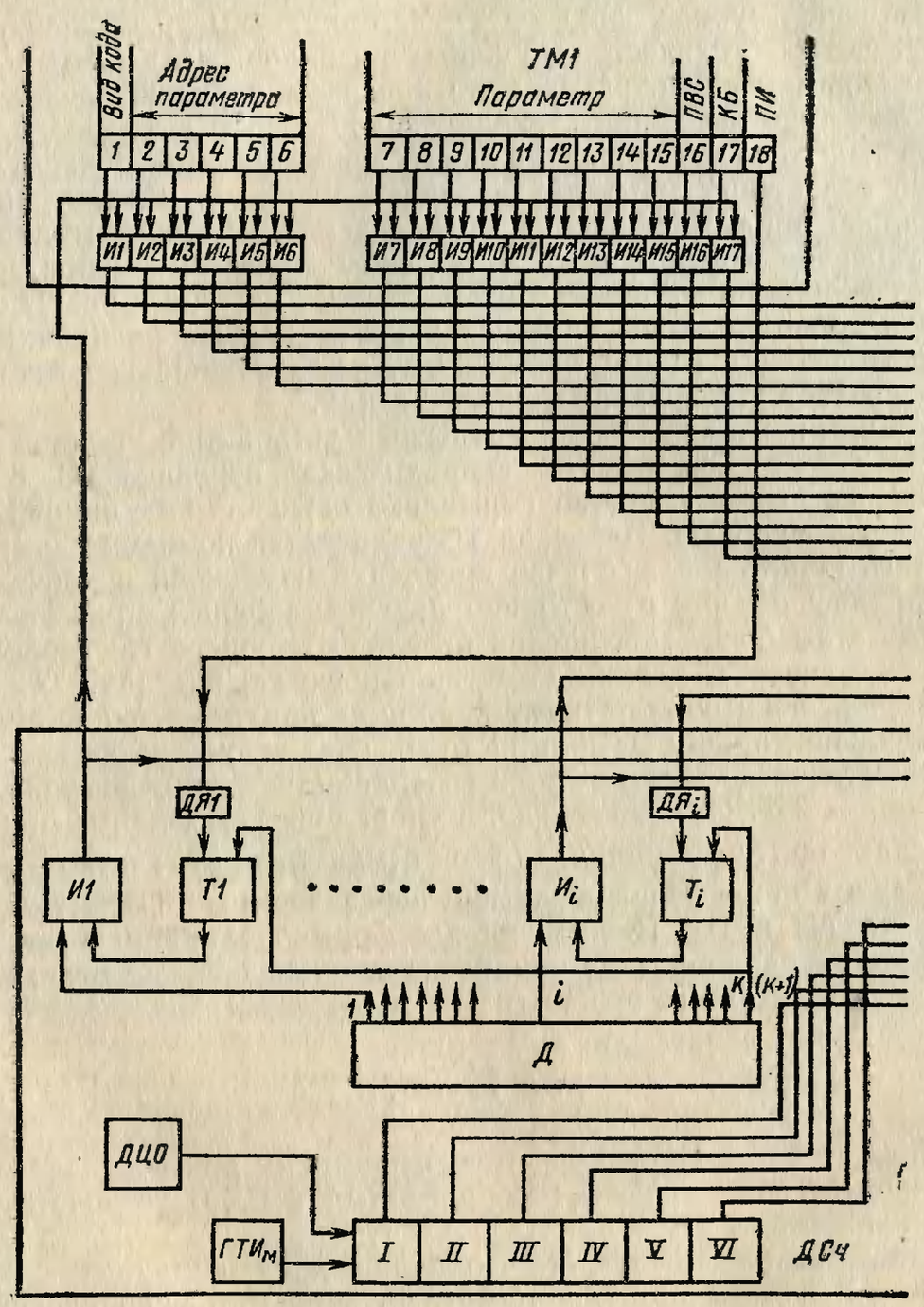


Рис. 5-12

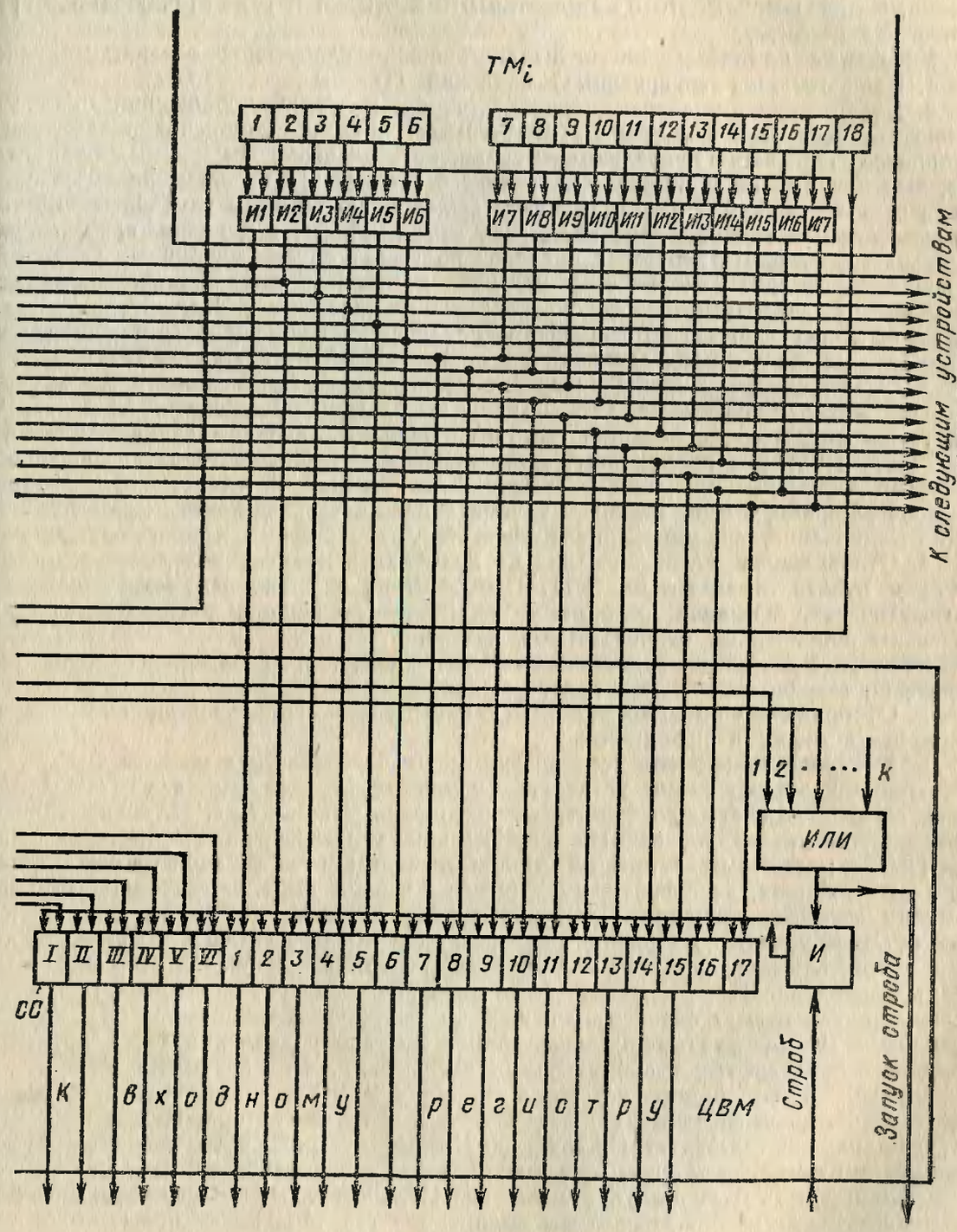


Рис. 5-12. Продолжение

В составе оперативно-информационных комплексов (ОИК) АСДУ крупнейших энергосистем, объединенных диспетчерских управлений и ЦДУ ЕЭС СССР используют малые ЦВМ, обеспечивающие прием, обработку, регистрацию и отображение телеинформации.

В настоящее время для них используют программные комплексы, разработанные для ЦВМ ЕС-1010, Видеотон1010-Б (ВНИИЭ) и М-6000 (институт «Энергосетьпроект»).

Указанные комплексы обеспечивают решение следующих основных задач:

1. Ввод текущих (мгновенных) значений ТИ — ТС.

2. Контроль поступающей телеинформации и выдача сообщений о нарушении достоверности и заданных (допустимых) пределов изменения параметров. В процессе контроля определяются усредненные значения измеряемых параметров, вычисляемые по принципу «скользящего среднего» с использованием рекуррентных соотношений. Это обеспечивает фильтрацию помех и случайных выбросов измеряемых величин. Фиксация всех изменений ТС и величин превышений каждым параметром требуемых пределов облегчает анализ аварийных ситуаций и позволяет получать количественные оценки качества поддержания заданных значений межсистемных перетоков, напряжения, частоты и т. п. В частности, могут быть построены гистограммы распределения отклонений интересующего параметра от допустимых значений за определенный интервал времени.

3. Формирование обработанных массивов телемеханической информации, включая архивы аварийных ТИ и ТС, и вычисление обобщенных показателей (сальдовые перетоки, суммарная генерация и т. п.). Указанные архивы аварийных ТИ и ТС имеют размерность, обеспечивающую последовательную фиксацию развития аварийных ситуаций в течение достаточно длительного промежутка времени. Обработанные массивы телемеханической информации используются для отображения, формирования модели текущего режима и прогнозирования.

4. Отображение телеинформации на приборах и индикаторах диспетчерского щита и пульта, а также на ЭЛТ. Отображение на приборах осуществляется автоматически, а выдача информации на ЭЛТ — по запросу диспетчера с циклическим обновлением отображаемых значений ТИ и ТС. Диалог с ЦВМ осуществляется с помощью функциональной клавиатуры ЭЛТ, позволяющей реализовать достаточно развитую систему команд.

5. Отображение по вызову на ЭЛТ инструктивно-справочной и производственно-статистической информации.

6. Контроль за работой всех программных и технических средств ОИК.

Принципиальная схема устройства ввода телеинформации в память ЦВМ (рис. 5-12). Устройство содержит: датчик циклов опроса *(ДЦО)*, осуществляющий задание интервалов времени между опросами; генератор тактовых импульсов ($ГТИ_м$); двоичный счетчик *(ДСч)* для задания адреса опрашиваемого устройства телемеханики; дешифратор *(Д)* адреса с числом выходов, превышающим на единицу число опрашиваемых устройств телемеханики; ячейки схем совпадения *(СС)*, число которых равно числу разрядов записываемого в ЦВМ кодового слова; триггерные ячейки $(Т1 — Т_i)$; дифференцирующие ячейки $(ДЯ1 — ДЯ_i)$; схемы совпадения И1 — $И_i$, число которых равно числу опрашиваемых устройств телемеханики; схему, осуществляющую логическую функцию ИЛИ; схемы совпадения И для считывания информации со схем совпадения *СС* в моменты времени, определяемые стробирующими импульсами, формируемыми ЦВМ.

Датчик циклов опроса осуществляет сброс в нулевое состояние двоичного счетчика, который отсчитывает импульсы тактового генератора. Нулевое состояние счетчика соответствует началу цикла опроса устройств телемеханики. Если необходимо опросить k устройств телемеханики, то датчик циклов опроса должен формировать один импульс после $(k+1)$-го импульса тактового генератора, т. е. частота тактового генератора должна быть в $(k+1)$ раз больше частоты датчика циклов опроса.

На каждом такте работы счетчика на одном из выходов дешифратора формируется сигнал, подаваемый на схему совпадения соответствующего устройства телемеханики. Одновременно двоичный код со счетчика подается на ячейки совпадения, формируя тем самым код номера опрашиваемого устройства телемеханики. Если к моменту прихода сигнала от дешифратора триггер соответствующего устройства телемеханики окажется в единичном состоянии, то схема совпадения формирует импульс, разрешающий опрос данного устройства телемеханики. При этом будет считан код адреса параметра, определяемый номером принимаемого сообщения внутри цикла передачи опрашиваемого устройства телемеханики.

На рис. 5-12 адрес параметра занимает триггерные ячейки *2—6* выходного регистра устройства телемеханики. Одновременно будет считана информация, содержащаяся в триггерных ячейках *7—17* опрашиваемого устройства телемеханики. При этом в первой ячейке содержится информация, определяющая вид кода, используемого для передачи сообщения (двоичный или двоично-десятичный); в ячейках *7—15* содержится собственно сообщение (параметр); содержимое ячейки *16* используется в качестве признака вида сообщения ПВС (телеизмерение и телесигнализация), а содержимое ячейки *17* используется для записи контрольного бита *КБ* передаваемой информации.

Триггер устанавливается в единичное состояние через дифференцирующую ячейку по сигналу ПИ — «предложение информации», который формируется устройством телемеханики при поступлении каждого нового сообщения, если оно признано достоверным.

Сброс всех триггеров производится после окончания опроса всех устройств телемеханики на последнем $(k+1)$-м такте работы дешифратора перед сбросом в нулевое состояние двоичного счетчика.

Таким образом, если к моменту повторного опроса устройства телемеханики не поступит новое сообщение, то триггер, установленный в нулевое состояние в конце предыдущего цикла опроса, блокирует срабатывание схемы совпадения и соответственно считывания информации в память ЦВМ не произойдет.

Как видно из схемы (рис. 5-12), запись информации в память ЦВМ осуществляется в виде кодовых слов, содержащих 23 двоичных разряда. При этом первые шесть разрядов кодового слова, пронумерованные на рисунке римскими цифрами (см. схемы совпадения), определяют номер устройства телемеханики, с которого осуществлена запись телеинформации в память ЦВМ.

Запись телеинформации осуществляется по сигналу «строб», поступающему из ЦВМ после того, как на одном из k входов схемы ИЛИ появится сигнал, указывающий на наличие новой (ранее не считанной) телеинформации.

При упорядоченном размещении телеинформации адрес ячейки памяти ЦВМ, отводимый для записи принятого сообщения, определяется информацией, поступающей в ЦВМ с первых 12 ячеек схем совпадения. Собственно сообщение с необходимыми для последующей обработки признаками вида сообщения и четности поступает в память ЦВМ с выходов схем совпадения, пронумерованных на рис. 5-12 цифрами *7—17*.

В случае последовательного размещения принимаемой телеинформации адресный регистр ЦВМ работает в режиме счетчика, добавление единицы в который осуществляется по сигналу «Запуск строба».

Контрольные вопросы

1. Дайте определение и сравнительную характеристику способов модуляции, применяемых для передачи дискретных сигналов.
2. Опишите прямые и коммутируемые каналы связи — определение и область применения.
3. Дайте сравнительную характеристику циклического и спорадического способов передачи телеинформации.
4. Приведите принципиальную схему многоканального кодоимпульсного устройства телемеханики.
5. Покажите целесообразность передачи телеинформации с различными циклами обновления.
6. Что представляет собой статическая и динамическая составляющие суммарной погрешности телеизмерений?

7. Укажите применение многоступенчатой коммутации для передачи телеинформации.
8. Какова взаимосвязь между скоростью передачи и циклом обновления телеинформации?
9. Какие имеются методы повышения достоверности передачи телеинформации?
10. Приведите функциональную схему АПД.
11. Опишите назначение и принцип действия УЗО АПД.
12. Сопоставьте методы защиты информации, используемые в АПД и устройствах телемеханики.
13. Укажите функции обратного канала связи в АПД.
14. Приведите принципиальную схему ввода телеинформации в ЦВМ.
15. Укажите возможные способы размещения телеинформации в памяти ЦВМ.

ГЛАВА 6 АНАЛОГОВАЯ ВЫЧИСЛИТЕЛЬНАЯ ТЕХНИКА И ЕЕ ПРИМЕНЕНИЕ В ЭЛЕКТРОЭНЕРГЕТИКЕ

§ 6-1. ОБЩИЕ СВЕДЕНИЯ

Аналоговая вычислительная техника — один из самых старых видов вычислительной техники. Ее развитие и совершенствование происходило практически одновременно с развитием и совершенствованием электротехники и электроэнергетики и в свою очередь во многом способствовало их прогрессу.

В настоящее время методы аналоговой вычислительной техники сращиваются с цифровыми методами обработки информации. Создаются аналого-цифровые (гибридные) вычислительные системы, которые должны найти широкое применение в энергетике. Предполагая, что читатель знаком с основами АВМ и их применением, будем вести изложение применительно к третьему поколению АВМ и использованию их непосредственно в практике диспетчерского управления.

Напомним, что *аналоговыми вычислительными машинами* называют машины, принцип действия которых основан на аналогии между математическими описаниями (уравнениями) систем различной физической природы. Существование этих аналогий позволяет заменить исходную (естественную) систему искусственной, удобной для целей исследования, системой другой физической природы, но с аналогичным математическим описанием, затем провести исследование этой искусственной системы и полностью перенести его результаты на естественную систему. Подобие естественной и искусственной систем устанавливают, сличая их математические описания; такой метод называют *методом математических аналогов*. В первых системах-аналогах переменные в задаче представлялись некоторыми физическими величинами-аналогами, т. е. в непрерывной форме, вследствие чего слово «аналоговый» стало синонимом непрерывного представления информации.

Математическому моделированию свойственно не только непрерывное представление информации. Математические модели различной структуры создаются и при цифровом представлении информации. Различие между непрерывной (аналоговой) и дискрет-

ной (цифровой) формами представления информации сводится к особенностям ее ввода — вывода и обработки. Поэтому различие между АВМ и ЦВМ состоит главным образом в применяемых структурах.

Первые системы-аналоги, появившиеся на рубеже XIX и XX вв. непосредственно после создания математического описания для ряда важных физических и технических систем, представляли собой по существу лабораторные установки, в которых исследуемые величины (переменные) имели ту же физическую природу, что и в исходной системе-оригинале. Так, в моделях электрических сетей напряжение заменялось напряжением другой величины, ток — током и т. п. Однако подобие элементов, характерное для физических моделей, здесь не соблюдалось. Например, линии электропередач представлялись катушками индуктивности, а иногда активными сопротивлениями.

Постепенно происходило развитие *моделей непрямых аналогий,* в которых ток, проходящий через конденсатор, мог обозначать, например, скорость движущегося тела, а заряд этого конденсатора — путь, пройденный таким телом, и т. п. Этот переход, имевший большое значение для тех случаев, когда переменные в системе-оригинале были неудобны для исследования, резко расширил область применения таких моделей. На них стали воспроизводить, например, механические усилия в элементах конструкций и т. п. Переход к моделям непрямых аналогий имел большое значение для развития математических моделей и превращения их в расчетные.

Расчетные модели. Одной из первых расчетных моделей, созданных на основе метода математического моделирования, явились так называемые *расчетные столы постоянного тока и переменного тока*, применяемые при проектировании и эксплуатации энергосистем вплоть до настоящего времени. Существенно то, что, оставаясь моделями прямых аналогий, расчетные модели, тем не менее, сильно отличаются от оригинала по структуре, поскольку в оригинале система токов и напряжений трехфазная, а в модели — однофазная. Это потребовало применения при исследованиях несимметричных режимов работы систем особого метода — метода симметричных составляющих.

Расчетные модели стали применяться и в других отраслях науки и техники, однако имели узкоспециальное назначение при подборе аналога для каждой системы-оригинала. Для достижения гибкости потребовалось создать устройства с заранее заданными физическими свойствами при соответствии некоторому математическому оператору (например, интегратор, дифференциатор и т. д.). Такие устройства, называемые *решающими блоками,* и стали основными элементами, из которых строится АВМ.

Решающие блоки. Создание решающих блоков АВМ возможно на основе различного рода процессов: электрических, кинематических (механических), гидравлических, пневматических, а также смешанных электромеханических, электрогидравлических и др.

Причем основные рабочие свойства блоков обеспечивались, а сопутствующие (не отвечающие данной задаче, т. е. «паразитные») подавлялись. Это потребовало применения активных элементов — усилителей с обратной связью по выходному параметру. Для этой цели использовались электронные усилители постоянного тока с отрицательной обратной связью по напряжению, которые получили название *операционных.* Они стали основой современных АВМ.

АВМ состоят из блоков, имеющих две основные части,— операционный усилитель и связанную с ним электрическую схему, выполненную на резисторах, конденсаторах и (в случае необходимости) диодах. Подобное сочетание позволяет получать как линейные, так и нелинейные операторы, причем точность и стабильность проводимых ими операций (преобразований) определяются качеством выполнения этих элементов.

В последние годы ламповые операционные усилители заменены полупроводниковыми, появились и усилители в интегральном микроэлектронном или гибридном исполнении.

Существенно изменились и схемы решающих блоков: 1) возросли точность и стабильность конденсаторов, резисторов (их погрешность измеряется сотыми и даже тысячными долями процента); 2) уменьшились размеры реле, которые можно использовать для непосредственного печатного монтажа; 3) появились диодно-резистивные матрицы для блоков нелинейностей в микроэлектронном исполнении.

Таким образом, решающие блоки аналоговых машин стали стабильнее и компактнее, а точность в четыре десятичных знака стала нормой. Сопоставление АВМ с ЦВМ показывает, что их элементы и устройства в отношении сложности и стоимости даже и при применении новой технологии меняются мало. Однако в АВМ влияние этих устройств (наборных полей, электромеханических систем для установки коэффициентов и т. п.) на общую стоимость установки выше.

При изготовлении операционных усилителей для АВМ необходимо обеспечить пропорциональное изменение выходного сигнала в зависимости от входного, а получить это значительно труднее, чем для дискретных элементов, где требуется лишь скачок. Поэтому такие схемы (в микроэлектронике их называют «линейными») в полупроводниковом и микроэлектронном интегральном исполнении иногда оказываются даже дороже, чем дискретные. Приходится считаться и с тем, что организовать режим работы в разделенном времени для эффективного использования ЭВМ значительно труднее в АВМ, чем в ЦВМ, и поэтому АВМ чаще простаивают. Таким образом, сравнительные характеристики АВМ с появлением новых ЦВМ («третьего поколения») стали ухудшаться. Кроме того, с появлением быстродействующих ЦВМ стал возможен и более комплексный подход к решению задач.

Все расчетные средства, созданные на основе метода математического моделирования, предназначены для определения (прогнозирования) состояния исследуемого объекта под действием тех

или иных внешних сил — нагрузок, возмущений. Так, например, для энергосистемы необходимо выявление потокораспределения в установившемся режиме, определение изменения параметров режима при переходном процессе. Однако и при проектировании, и при эксплуатации необходимо провести анализ полученных результатов, установить их соответствие условиям допустимости или оптимальности и наметить изменения структуры, параметров, режима работы системы, чтобы обеспечить указанное соответствие, т. е. провести ее синтез, исходя из заданных условий.

Характерным для синтеза является поиск, стратегия которого составляет задачу математического программирования. Здесь же

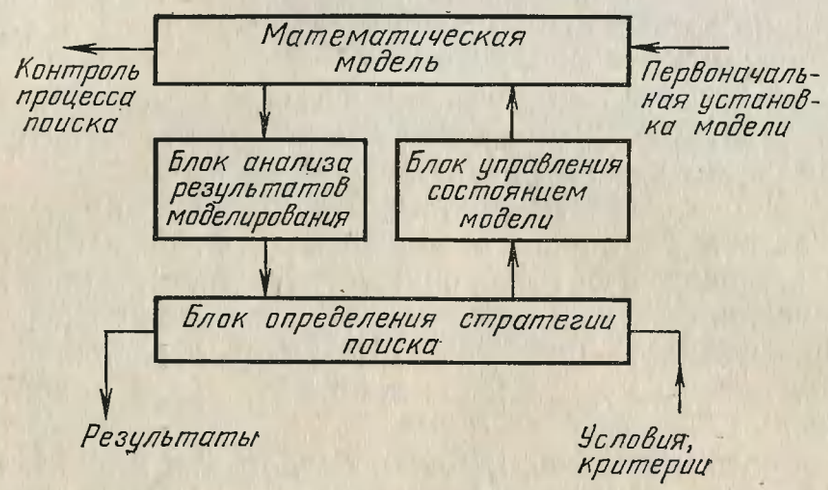


Рис. 6-1

рассматриваются только технические средства, необходимые для его выполнения. Как видно из рис. 6-1, для решения этой группы задач требуется четыре основных блока: математическая модель системы, блок управления состоянием этой модели, блок анализа результатов моделирования и блок определения стратегии поиска.

Взаимодействие этих блоков легко продемонстрировать на примере простейшей задачи — определения предела динамической устойчивости системы передачи. Воспроизводя переходные процессы, модель системы с помощью блока управления устанавливает исходную нагрузку и вводит заданные возмущения. Блок анализа определяет характер полученного динамического перехода («устойчив — неустойчив»), а блок определения стратегии поиска осуществляет постепенное увеличение нагрузки передачи вплоть до изменения характера перехода, выявляемого блоком анализа.

Инженеру, пользующемуся ЭВМ («пользователю»), обычно безразлично, каким способом выполнены те или иные блоки. Ему важно, чтобы они удовлетворяли требованиям быстродействия, точности и экономической эффективности. На начальном этапе развития ЭВМ преимущественную роль в математическом моделировании играла АВМ, а автоматизация процесса поиска проводилась дополнительными «приставками» — автоматическими оптимизато-

рами, построенными преимущественно на электромеханических реле. Однако их логические возможности были невелики и ЦВМ впоследствии успешно заменили оптимизаторы. Такой переход намечается и в отношении математических моделей в целом. Это в сильной степени стимулирует изменение эксплуатационных характеристик. Однако осуществить такой переход во всех случаях пока не удается.

Сравнивая АВМ и ЦВМ, ранее говорили, что АВМ работает быстрее, но менее точно, а ЦВМ, напротив, медленнее, но весьма точно. В определенной степени эти представления верны и теперь;

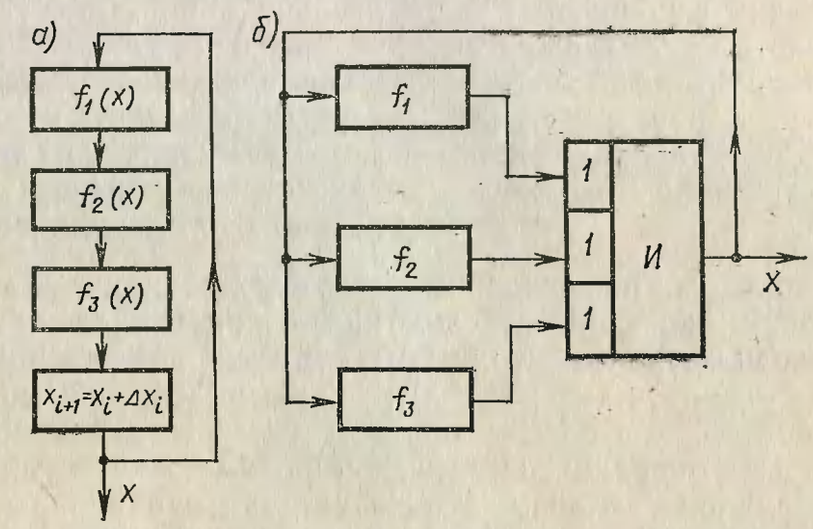


Рис. 6-2

однако в связи с изменениями, произошедшими как в цифровой, так и в аналоговой вычислительной технике, быстродействие ЦВМ увеличилось, а точность АВМ повысилась. Прежние различия сгладились. Более существенными стали теперь различия в структуре машин и в организации вычислительного процесса.

В ЦВМ вычислительный процесс проходит последовательно, т. е. обработка информации проходит в ряде операций. Совмещение операций в параллельно работающих блоках применяется лишь при острой необходимости. В АВМ, напротив, каждая операция всегда выполняется на своем блоке, и все они работают одновременно, т. е. параллельно во времени.

Проиллюстрируем это схемой (рис. 6-2), где для примера рассмотрено решение обыкновенного дифференциального уравнения $\dot{x}=f_1(x)+f_2(x)+f_3(x)$. Это уравнение первого порядка с правой частью в виде нескольких произвольных функций x. Сопоставляя последовательное (рис. 6-2, $а$) и параллельное (рис. 6-2, $б$) решения, надо иметь в виду, что различие их состоит не только в способе интегрирования, но и в порядке вычисления правых частей. На ЦВМ они вычисляются в ряде последовательных операций, на АВМ — одновременно. Таким образом, даже при равном быстродействии оборудования задача на АВМ будет решена быстрее.

Однако если число заданных $f(x)$ превысит число имеющихся для этой цели блоков, то решение задачи на АВМ невозможно, тогда как при решении задачи на ЦВМ возрастут только затраты времени.

Подобные ситуации возникают при решении многих задач, при этом выявляются не столько свойства формы представления информации, сколько свойства структур, которые кратко могут быть оценены следующим образом:

параллельные структуры — вычислительный процесс совмещен во времени и распределен в пространстве. Увеличение размеров моделируемой системы приводит к росту объема потребного оборудования без изменения времени моделирования;

последовательные структуры — вычислительный процесс совмещен в пространстве и распределен во времени. Увеличение размеров моделируемой системы приводит к росту времени моделирования при практически неизменном объеме потребного оборудования.

Таким образом, параллельные структуры, гибкие в процессе решения задач, оказываются «жесткими» при увеличении объема задач. Последовательные структуры снимают возникающие ограничения и легко адаптируются к характеру изучаемой системы. Это происходит главным образом за счет увеличения числа вычислительных операций. При разнообразных и часто меняющихся задачах разница во времени решения задач при параллельной и последовательной структурах может скомпенсироваться за счет ускоренного выполнения операций. Однако существенное увеличение быстродействия ЦВМ потребовало при этом проведения ряда изменений, связанных с применением принципа параллельности во всех его формах — от организации нескольких параллельных потоков информации на вводе — выводе до перехода к чисто параллельным структурам, что вызвало определенные трудности. Причем здесь выявились следующие возможности:

1) использование групп процессоров, выполненных в виде микроЭВМ;

2) применение решающих блоков цифровых дифференциальных анализаторов параллельного действия, выполняющих операции, аналогичные операциям блоков АВМ, но в цифровой форме;

3) введение в состав вычислительной системы универсальных или специализированных АВМ.

Любое из этих решений, реализуемое отдельно или в сочетании с другими, имеет свои достоинства и недостатки. Однако в отношении быстродействия решения, особенно при наличии сложных функциональных зависимостей в правых частях изучаемых уравнений, преимущество остается на стороне АВМ. Это преимущество дополняется гибкостью и большими логическими возможностями в аналого-цифровых (гибридных) вычислительных системах (ГВС), которые применяют при исследовании больших динамических систем, в том числе и электроэнергетических.

Таким образом, происходит объединение АВМ с ЦВМ в одной вычислительной системе, которая позволяет использовать достоинства различных средств вычислительной техники.

Виды ГВМ. Учитывая различные сочетания средств вычислительной техники в ГВМ, обычно применяют следующую их классификацию:

1) аналого-ориентированные ГВМ — с развитой аналоговой частью и небольшой ЦВМ, используемой главным образом при управлении АВМ;

2) цифроориентированные ГВМ — с усиленной цифровой частью и небольшой АВМ, используемой ограниченно, например для моделирования особенно быстрых процессов;

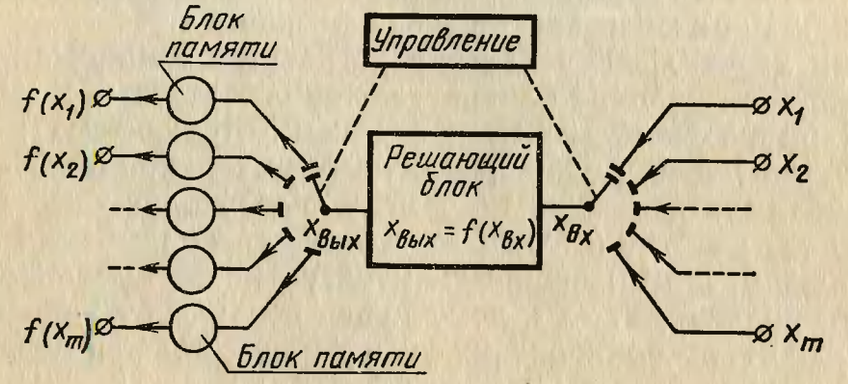


Рис. 6-3

3) сбалансированные ГВМ, где вычислительные мощности аналоговой и цифровой частей примерно одинаковы и их участие в вычислительном процессе равноценно.

Эти ГВМ могут быть созданы либо на универсальном оборудовании, либо на оборудовании, специально предназначенном для работы в составе ГВМ. В любом случае помимо аналоговой и цифровой частей в установку входят также преобразователи формы представления информации — из аналоговой в цифровую (АЦП) и из цифровой в аналоговую (ЦАП) — и другие необходимые устройства, подробно рассмотренные далее. Попытки применить последовательные и многократно используемые структуры в АВМ стимулировались стремлением к экономии оборудования, которое при аналоговом моделировании сложных энергосистем требуется в большом количестве (сотни решающих блоков, сложных блоков нелинейности и перемножения). Идея многократного использования решающих блоков иллюстрируется рис. 6-3. Здесь показано, что решающий блок, являющийся блоком нелинейности, через коммутатор подключается к зажимам с сигналами x_1 x_2, ..., x_m, которые могут представлять собой, например, углы между роторами синхронных генераторов и в их взаимном движении. Данные хранятся в блоках аналоговой памяти. На выходе блока также имеется коммутатор, движущийся синхронно и синфазно с основным. Если это движение совершается достаточно быстро, то один

и тот же блок может выполнять преобразование всех подведенных к нему сигналов, заменяя m блоков, которые потребовались бы при отсутствии коммутаторов.

Для успешного функционирования полученной последовательной структуры должны соблюдаться два основных условия:

1) аналоговая память должна хранить исходные данные в форме настройки блоков модели и устройств управления, начальных условий и т. п. Необходимо также хранить промежуточные результаты, так как в противном случае после ухода щетки коммутатора с соответствующей позиции сигнал $f(x)$ на подключенном к ней блоке исчезнет и схема окажется неработоспособной. Схемы для запоминания аналоговых сигналов достаточно сложны и применяться в большом количестве не могут. Этим ограничивается применение принципа многократного использования;

2) темп переключения цепей в устройстве с многократным использованием решающих блоков должен соответствовать условиям одной из импульсных теорем (теоремы Котельникова): *во избежание потери информации щетка коммутатора должна в данном случае подключаться к каждой цепи, по крайней мере, дважды за период* $\tau_{м\,i}$ *частоты высшей гармоники сигнала в этой цепи* $f_{м\,i}$. Таким образом, при периодическом обегании (сканировании) коммутатором подключенных к нему цепей период обегания $T_и$, иначе называемый циклом обновления информации, должен определяться как

$$T_и = 2K/f_м, \qquad (6\text{-}1)$$

где $T_и$ — частота высшей гармоники сигналов среди всех подключенных к коммутатору цепей; $K=0{,}1 \div 0{,}2$ зависит от требуемой точности.

Если условие (6-1) по тем или иным причинам не соблюдается, то можно прибегнуть к переводу схемы в режим «замораживания», когда решение прекращается, а значения всех переменных остаются неизменными (их хранят конденсаторы интеграторов). Этот режим, вводимый для фиксации изменения переменных во времени с помощью обычных показывающих приборов, имеется во всех АВМ, однако для перехода к нему также требуется определенное время.

Многократное использование блоков по указанным причинам в аналоговой части ГВС практически не применяется, а приведенные условия относятся главным образом к так называемым многоканальным АЦП.

§ 6-2. ХАРАКТЕРИСТИКА ОСНОВНЫХ БЛОКОВ АВМ, ГВМ И ГВС

При оценке решения задач энергетики на АВМ и ГВС нельзя абстрагироваться ни от свойств технических средств, ни от существа решаемой задачи.

Так, исследуя поведение энергетической системы на грани устойчивости, необходимо учесть, что заменяющая ее система АВМ

также работает на грани устойчивости, и получаемый результат может быть в известной степени искажен, например, за счет действия паразитных параметров в этой системе, которые следует учитывать и подавлять.

Указанное обстоятельство является одним из недостатков АВМ и ГВС. Однако все системы управления непрерывными технологическими процессами и соответствующие АСДУ представляют собой по существу большие ГВС, где средства для обработки непрерывной информации взаимодействуют с устройствами дискретного действия. Это положение полностью справедливо и для устройств автоматики энергосистем при взаимодействии их с ЦВМ

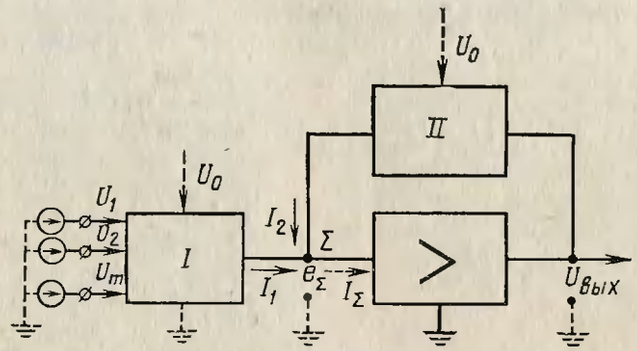


Рис. 6-4

в составе АСДУ. Элементы такого взаимодействия имеются также и в системе ТИ — ТС, в устройствах отображения информации на ЭЛТ и др., где применяются практически элементы, впервые разработанные для АВМ и ГВС. Сами же вычислительные устройства и системы такого типа могут рассматриваться как модели реальных систем.

Решающие усилители. Под *решающим усилителем* понимают схему, образованную из операционного усилителя и цепи отрицательной обратной связи, которая в свою очередь состоит из элементов входных (между входами всей схемы и собственно усилителя) и замыкающих (между выходом всей схемы и входом собственно усилителя). Структурная схема решающего усилителя приведена на рис. 6-4, где входным элементом являются многополюсник I, а замыкающим — многополюсник II. Выходные токи этих многополюсников складываются на входе операционного усилителя в точке Σ, которую называют обычно *суммирующей*.

Если принять, что $I_\Sigma = 0$ и $e^\Sigma = 0$, так как внутренний коэффициент усиления усилителя $K_у \to \infty$, то получим известное уравнение

$$I_1(U_0, U_1, U_2, \ldots, U_m, p) = I_2(U_0, U_{вых}, p), \qquad (6\text{-}2)$$

откуда можно найти выходную величину $U_{вых}$ при любых значениях других напряжений в схеме и любом характере проводимости многополюсников. Так, например, при

$$I_1(U_0,\ U_1,\ \ldots,\ U_m,\ p)=\sum_{i=1}^{m}\frac{U_i}{R_i};\qquad (6\text{-}3)$$

$$I_2(U_0,\ U_{\text{вых}},\ p)=U_{\text{вых}}/R_{\text{з}},\qquad (6\text{-}4)$$

где $R_{\text{з}}$ — результирующее замыкающее сопротивление, выходное напряжение

$$U_{\text{вых}}=-R_{\text{з}}\sum_{i=1}^{m}\frac{U_i}{R_i},$$

т. е. усилитель является сумматором.

Если при неизменном выражении (6-3) уравнение (6-4) заменить на

$$I_2(U_0,\ U_{\text{вых}},\ p)=-CpU_{\text{вых}},\qquad (6\text{-}5)$$

то

$$U_{\text{вых}}=-\frac{1}{Cp}\sum_{i=1}^{m}\frac{U_i}{R_i},\qquad (6\text{-}6)$$

т. е. усилитель становится сумматором-интегратором.

Аналогично могут быть получены и операторы, воспроизводимые схемой при нелинейном характере проводимости в любом из многополюсников, который в свою очередь может изменяться при изменении опорного напряжения E_0 и т. п.

Для анализа работы усилителя характерен случай воспроизведения линейного звена.

Пусть $I_\Sigma=0$ и ко входу усилителя подключена лишь одна цепь с операторным сопротивлением $Z_{\text{вх}}(p)$, а замыкающий его элемент имеет сопротивление $Z_{\text{з}}(p)$. Тогда при $K_{\text{у}}=\infty$ значение $e_\Sigma=0$ и коэффициент передачи схемы, полученный на основе (6-2), будет иметь вид

$$KW=U_{\text{вых}}(p)/U_{\text{вх}}(p)=Z_{\text{з}}(p)/Z_{\text{вх}}(p).\qquad (6\text{-}7)$$

Если принять коэффициент усиления усилителя конечным и равным $K_{\text{у}}W_{\text{у}}$, то, используя принцип наложения, схему можно заменить структурой, приведенной на рис. 6-5, откуда легко получить реальное значение коэффициента передачи схемы:

$$K'W'(p)=KW(p)\frac{K_{\text{у}}W_{\text{у}}(p)}{K_{\text{у}}W_{\text{у}}(p)+KW(p)+1}+\frac{1}{K_{\text{у}}W_{\text{у}}(p)+KW(p)+1}.\qquad (6\text{-}8)$$

Рассмотрим прежде всего усилитель-сумматор, который при одной цепи на входе часто называют *масштабным звеном*. При этом $KW(p)=K\ll K_{\text{у}}$, $1\ll K_{\text{у}}$ и, пренебрегая последним членом в выражении (6-8), для установившегося режима получим

$$K'=K\frac{1}{1+(K+1)/K_{\text{у}}},\qquad (6\text{-}9)$$

т. е. возникает так называемая *погрешность статизма*, которая при указанных условиях приближенно может быть определена как

$$\Delta=(K'-K)/K'\approx(K+1)/K_{\text{у}}.\qquad (6\text{-}10)$$

Значение выражения (6-10) для теории и практики работы операционных усилителей очень велико. Объясняется это тем, что у обычного электронного усилителя с большим внутренним коэффициентом усиления весьма сложно (при любом $K_{\text{у}}$) добиться стабильности этой величины, зависящей от многих условий (температуры, питания и т. д.). Выражение же (6-10) показывает, что для схемы, приведенной на рис. 6-5, не требуется добиваться этого, поскольку, например, при заданном для всей схемы коэффициенте усиления $K=100$ изменение внутреннего коэффициента усиления операционного усилителя от 1 млн. до 100 тыс. приведет к изменению погрешности статизма от 0,001% до 0,01%, что в обычных условиях вполне допустимо.

Таким образом, первое важное свойство решающего усилителя заключается в том, что при *внутреннем коэффициенте усиления входящего в него операционного усилителя, достаточно высоком, величина этого коэффициента существенного значения не имеет.*

Указанное свойство, весьма важное и для ламповых АВМ первого поколения, и для полупроводниковых АВМ второго поколения, при переходе к третьему поколению приобрело еще большее значение и стало практически решающим. Действительно, современная микроэлектронная технология позволяет разместить на нескольких квадратных миллиметрах 5—8 каскадов усилителя постоянного тока со всеми относящимися к ним элементами, за исключением частотно-корректирующих конденсаторов, но при разбросе параметров величиной до порядка. Если бы решающие усилители не обладали указанным свойством, то широкое использование усилителя в интегральном микроэлектронном исполнении было бы затруднено.

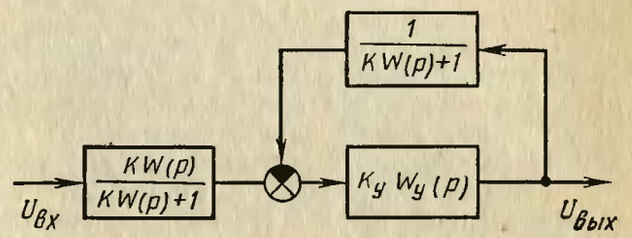


Рис. 6-5

Второе свойство решающего усилителя состоит в *способности глубокой отрицательной обратной связи подавлять дрейф выходной величины и другие изменения, происходящие в схеме операционного усилителя.* Известно, что при неизменном сигнале на входе каскада усиления постоянного тока любого типа выходной сигнал претерпевает медленные изменения, связанные с изменением температуры окружающей среды, напряжения источника питания и просто времени.

Такие изменения выходных сигналов при неизменных входных обычно называют *дрейфом усилителей.* Причина их, связанная с процессами, происходящими на молекулярном уровне, практически неустранима. В усилителях переменного тока эти медленные изменения блокируются разделительными элементами (конденсаторами, трансформаторами) и на выход не проходят. В усилителях же постоянного тока с так называемыми гальваническими связями дрейф может быть обнаружен непосредственно на выходе, и для его подавления необходимо принимать специальные меры.

Для количественной характеристики дрейфа пользуются эквивалентной или так называемой приведенной его величиной, которую определяют как напряжение, приложенное к суммирующей точке усилителя Σ (рис. 6-5). Тогда для масштабного усилителя имеем

$$\Delta u_{\text{др}}=e_{\text{др}}(K+1),\qquad (6\text{-}11)$$

и, следовательно, влияние дрейфа на результирующую погрешность тем больше, чем выше коэффициент усиления K. При этом видно, что при наличии нескольких входов эффективная величина коэффициента $K_{\text{э}}$ определяется с учетом параллельного включения всех входных сопротивлений:

$$K_{\text{э}}=R_{\text{з}}\sum_{i=1}^{m}\frac{1}{R_i}.\qquad (6\text{-}12)$$

Для полупроводниковых усилителей и усилителей в микроэлектронном интегральном исполнении к величине напряжения дрейфа добавляется еще одна составляющая, связанная с изменениями величины входного тока I_Σ. Предположим, что случайная, или температурная, составляющая изменений этого тока имеет величину $i_{др}$. Тогда для компенсации его в сумматоре или масштабном усилителе необходим ток той же величины, проходящий через замыкающее сопротивление, а это будет иметь место при выходном напряжении

$$\Delta u_{др.т}=i_{др}R_з. \qquad (6\text{-}13)$$

Таким образом, зная величину $i_{др}$, например в зависимости от температуры, легко оценить возможный дрейф выходной величины *.

Аналогично дрейфу выходной величины глубокая отрицательная обратная связь подавляет и влияние внутреннего сопротивления операционного усилителя, превращая его в источник напряжения. Сопротивление, включенное между выходом операционного усилителя и точкой подключения замыкающего элемента, при работе усилителя в режиме сумматора в линейной зоне будет подавляться в $(K_у+1)/K$ раз. Это обстоятельство эффективно используется в специализированных установках.

Третье свойство решающих усилителей заключается в *стимулировании динамических проявлений цепи обратной связи и подавлении паразитных динамических параметров самого операционного усилителя.* Легко показать, например, что при скачке напряжения ΔU на входе усилителя-интегратора напряжение на его выходе изменяется так же, как оно изменялось бы в пассивной интегрирующей RC-цепочке, имеющей параметры цепи обратной связи данного интегратора, но при скачке напряжения, равном $\Delta UK_у$.

Однако рабочий диапазон изменений напряжения на выходе усилителя (его шкала) обычно намного меньше $\Delta UK_у$, поэтому используется лишь начальный участок экспоненты, близкий к прямой, т. е. реальный оператор интегрирования мало отличается от идеального.

В то же время снижение коэффициента усиления при повышении частоты, свойственное всем реальным усилителям и в том числе операционным, приведет в случае сумматора к появлению ошибки статизма [см. (6-10)] и дополнительного фазового сдвига, который можно найти по величине $W(j\omega)$.

Рассмотренные свойства остаются справедливыми только до тех пор, пока усилитель не вышел за шкалу или не потерял устойчивости. Эти условия весьма важны.

Под *шкалой* операционного усилителя понимают диапазон его выходного напряжения U_m; при выходе за шкалу пропорциональность указанного напряжения входному сигналу усилителя не гарантируется. Для удобства шкалу заканчивают «круглым» значением напряжения (100, 10 В и т. д.), указывая при этом номинальную нагрузку усилителя (обычно активную, в омах).

Если нагрузка усилителя выше номинальной (сопротивление нагрузки ниже), то нарушение требуемой пропорциональности может произойти при значениях напряжения, лежащих в пределах шкалы; если нагрузка ниже номинальной, то предел пропорциональности может оказаться выше (за счет некоторого запаса). При медленных (статических) изменениях входного напряжения предел пропорциональности определяется характеристиками выходного каскада, проявляясь в виде резкого излома характеристики всего усилителя, которая становится почти горизонтальной.

При повышенной частоте может сначала нарушиться пропорциональность в промежуточных каскадах, что будет восприниматься как искажение формы кривой выходного напряжения. Поэтому одной из важнейших характеристик операционного усилителя является предельная частота F_m неискаженного синусоидального сигнала на выходе с амплитудным значением U_m либо предельная скорость нарастания выходного напряжения $dU_{вых}/dt$, определяемая приближенно как $2U_mF_m$.

Под *устойчивостью решающего усилителя* понимают устойчивость замкнутого контура (рис. 6-5), которая зависит от характеристик собственно усилителя [его коэффициента передачи $K_у W_у(p)$] и от параметров цепи обратной связи, задаваемых выполняемой операцией: $1/[KW(p)+1)]$.

Структурный анализ позволяет установить, что запас устойчивости будет при прочих равных условиях выше всего у интегратора и ниже всего у дифференциатора. У масштабных усилителей и сумматоров запас устойчивости определяется коэффициентом усиления по рассматриваемому замкнутому контуру и при снижении K уменьшается. Он зависит также от емкостных нагрузок на выходе других факторов.

Современные операционные усилители выполняются так, чтобы обеспечить устойчивость по внутреннему контуру при всех K, включая $K<1$, и при емкости на входе и на выходе усилителя порядка сотен и даже тысяч пикофарад (за базовую берется обычно распределенная емкость монтажа АВМ). При этом в зависимости от класса точности и исполнения усилителя удается обеспечить следующие величины основных параметров (табл. 6-1).

Таблица 6-1

Исполнение	Параметры					
	Коэффициент усиления	Шкала напряжений, В	Выходной ток, мА, не менее	Дрейф по напряжению, мкВ/град	Дрейф по току, А/град	Частота полного сигнала
Интегральное микроэлектронное	10^4—10^6	10—12	5—20	20—30	10^{-7}—10^{-11}	Десятки — сотни килогерц
Гибридное (интегральные элементы плюс обычные детали)	10^5—10^8	10—100	10—100	0,1—20	10^{-8}—10^{-13}	Сотни килогерц—мегагерцы

Усилители способны пропускать при малом выходном напряжении (без насыщения какого-либо из каскадов) сигналы от нуля до нескольких мегагерц, а в некоторых случаях и десятков мегагерц. В этих условиях они с высокой точностью воспроизводят линейные операторы, составляя основу блоков для воспроизведения нелинейных операторов.

Решающие усилители с цифроуправляемыми сопротивлениями. Способность решающих усилителей к точному суммированию токов часто используют для перехода от цифровой формы представления информации к аналоговой, а также для комбинации этих двух форм представления информации. Для этого на вход усилителя включается, как показано на рис. 6-6, особое устройство, называемое *цифроуправляемым сопротивлением* (ЦУС). Это устройство состоит из набора реле или бесконтактных ключей того или иного типа и набора сопротивлений, подобранных по закону, часто называемому законом $R-2R$, а именно — каждое следующее сопротивление принимается вдвое большим предыдущего. Легко показать, что этот закон приводит к образованию суммарного входного тока

$$I_\Sigma=\frac{N}{2^n-1}\cdot\frac{U_{вх}}{R}, \qquad (6\text{-}14)$$

где n — число сопротивлений; N — некоторое число, выраженное n двоичными разрядами и подведенное к устройству, как показано на рисунке, т. е. при первом разряде — старшем.

В замыкающей цепи усилителя устанавливается сопротивление $R_з$.

Если набор сопротивлений, составляющих преобразователь тока (ПТ), выполнен достаточно точно, то рассматриваемая схема открывает следующие возможности:

1) использовать в качестве ключей реле, управляемые сигналами от клавиатуры, перфоленты и т. п., а напряжение $U_{вх}$ представлять входным сигналом

* Дрейф по своей природе существенно отличается от смещения нулевого уровня, которое компенсируется цепью установки нуля.

решающего усилителя. Схема может выполнять функции устройства для установки коэффициентов передачи решающих усилителей, задаваемых в процессе набора задачи в цифровой форме;

2) заставлять бесконтактные ключи работать при неизменном по величине и знаку входном напряжении. В этом случае, подводя к цепям управления ключами некоторое двоичное число, можно получить в принятом масштабе (определяемом $U_{вх}$ и R) его аналоговый эквивалент, т. е. выполнять операции цифро-аналогового преобразования (полная схема ЦАП включает в себя также индивидуальный запоминающий узел для хранения цифрового кода числа);

3) создавать бесконтактные ключи, способные работать и при изменении входного напряжения как по величине, так и по знаку. Так появляется схема, называемая «умножающий ЦАП», выполняющая указанные функции и обеспечивающая умножение непрерывной величины на дискретное число.

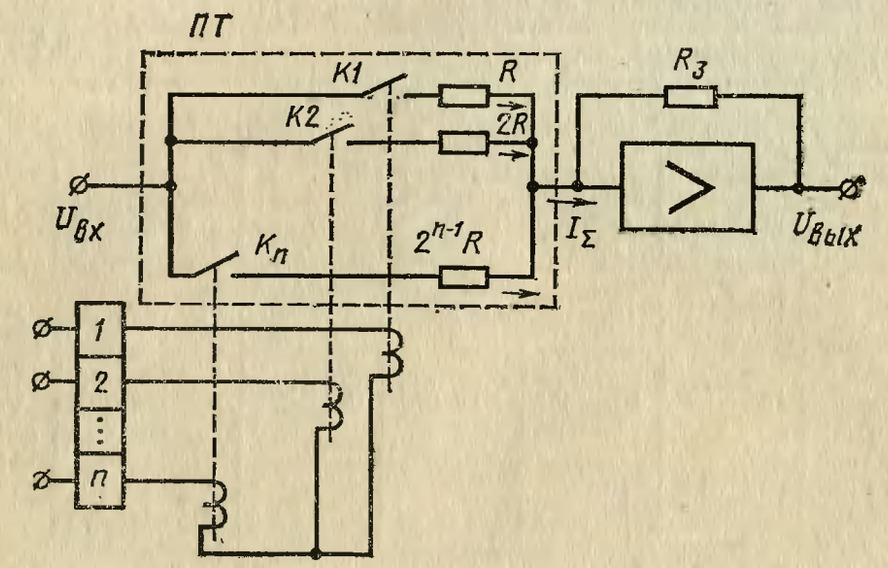


Рис. 6-6

Все эти возможности реализуются при создании вычислительных устройств и устройств автоматики с решающими усилителями.

Решающий усилитель как нуль-орган (компаратор). Операционные усилители, выполненные исходя из условий минимального дрейфа выходной величины и высокого быстродействия, являются прекрасными компараторами для сравнения двух токов или напряжений. Такие усилители могут работать либо совсем без замыкающего элемента, либо с замыкающим элементом в форме ограничителя. При этом изменение знака разности подведенных сигналов (превышение величины дрейфа) приводит к скачкообразному изменению сигнала на выходе, величина которого будет равна U_m либо уставке ограничителя, а знак обратен знаку разности.

На выходе усилителя-компаратора может быть установлено реле или ключ, которые и проводят необходимые изменения в схеме набора задачи (условные переходы). Одна из возможных схем для выполнения операции присвоения знака (сигнатуры) приведена на рис. 6-7, где напряжение на выходе определяется как

$$U_{вых}=\text{sign}\,(U_1-U_2)\,|\,U_{вх}\,|. \qquad (6\text{-}15)$$

Работа операционных усилителей в режиме компаратора при применении усилителей в интегральном микроэлектронном исполнении стало массовым и очень упростило многие реле.

Решающий усилитель как генератор функций времени и символов для отображения на электронно-лучевых трубках (ЭЛТ). На рис. 6-8 показан усилитель в трех вариантах:

а) генератора линейно нарастающего напряжения, изменяющегося в зависимости от напряжения начальных условий (*НУ*) и коэффициента передачи

интегратора. Это напряжение может быть подано на компаратор, что приведет к образованию реле (счетчика) времени, либо на универсальный блок нелинейности (БН), что позволит получить в пределах шкалы интегратора произвольную функцию времени;

б) генератора гармонических колебаний, создаваемых в соответствии с решением обыкновенного линейного дифференциального уравнения с постоянными коэффициентами. Если подать напряжения $U_{И1}$ и $U_{И2}$ на две взаимно перпендикулярные пары пластин ЭЛТ, то на экране возникнет эллипс или окружность. Если интегратор *И1* отключить, а *И2* оставить в режиме генератора линейно нарастающего напряжения, то на экране ЭЛТ можно получить прямые с разными углами наклона. Это используется в одной из разновидностей устройств отображения информации;

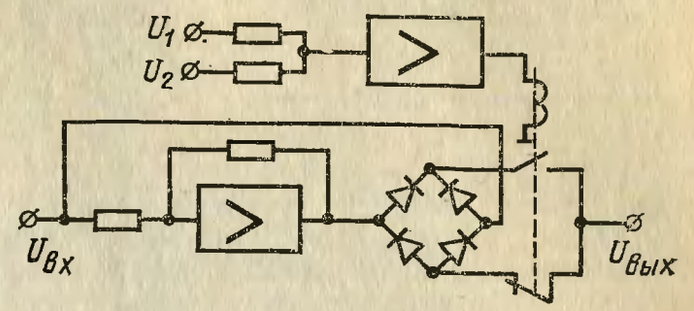


Рис. 6-7

в) генератора так называемой «треугольной» волны — автоколебаний, появляющихся в результате взаимодействия интегратора с компаратором и реле-переключателем интегрируемого напряжения. При этом предполагается, что компаратор имеет симметричную характеристику и изменяет положение контактов реле каждый раз, когда напряжение на выходе интегратора достигает величины $|U_0|$. При этом очевидно, что частота выходного напряжения f определяется через U, U_0 и коэффициент передачи интегратора $1/T$ как

$$f=(1/2T)\,(U/U_0). \qquad (6\text{-}16)$$

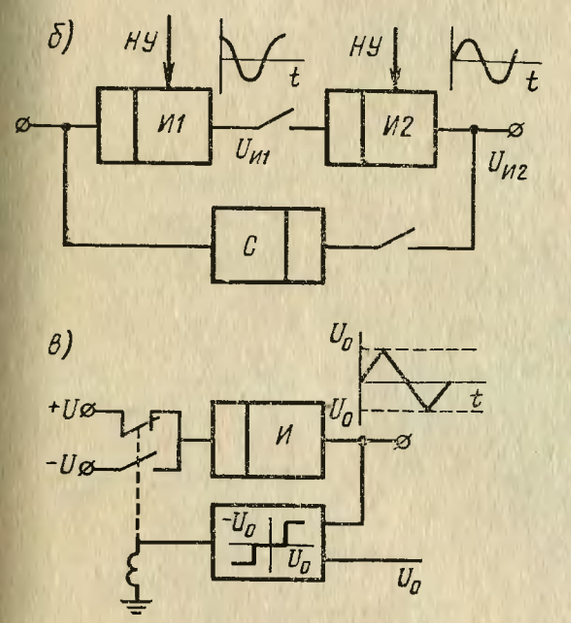


Рис. 6-8

Такие генераторы применяют в специализированных ЭВМ, предназначенных для исследования электромеханических переходных процессов в энергосистемах.

Решающий усилитель как запоминающее устройство. Работа решающего усилителя в этом случае основана на его свойстве сохранять неизменным заряд конденсатора после разрыва входной цепи (рис. 6-9). При замкнутом ключе K схема представляет собой апериодическое звено, отслеживающее с некоторым запаздыванием подведенное ко входу напряжение $U_{вх}$. Если ключ K разомкнут, то заряд конденсатора и напряжение на выходе усилителя будут сохраняться неизменными в течение длительного времени. При большой постоянной времени R_2C_2 указанного апериодического звена такие схемы называют *схемами слежения — хранения*, а при малой постоянной времени R_2C_2 — *схемами измерения — запоминания*.

Запоминающие устройства рассмотренного типа широко используют в ГВС для перехода от параллельных структур к последовательным, и наоборот, а также в некоторых задачах противоаварийной автоматики энергосистем. Кроме того, свойство запоминания, присущее решающим усилителям, может быть

использовано для воспроизведения функций чистого (транспортного) запаздывания и для реализации итерационных процедур, однако в последнее время для этого все чаще применяют ЦВМ. Решающие усилители представляют собой основу большинства устройств для выполнения в АВМ нелинейных операций.

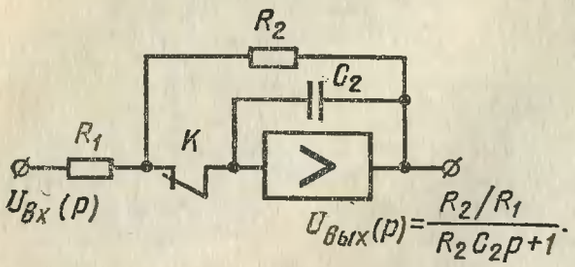


Рис. 6-9

Блоки нелинейности и перемножения. Основным методом воспроизведения нелинейных зависимостей в АВМ является прямое их считывание. Устройства считывания выполняют те же функции, что ПЗУ и ППЗУ, но действуют они на иных принципах.

Под *электромеханическим устройством*, предназначенным для выполнения нелинейных операций, в аналоговой вычислительной технике понимают комбинацию из двух устройств, одно из которых преобразует входной электрический сигнал X в угол поворота некоторой механической оси θ, а второе — умножает на угол θ другой электрический сигнал Y, совершая над ним функциональное преобразование. Таким образом, выполняется операция вида

$$Z=f(X)Y,$$

причем при $f(X)=X$ данное устройство осуществляет функции блока перемножения, а при $Y=1=\text{const}$ — блока нелинейности.

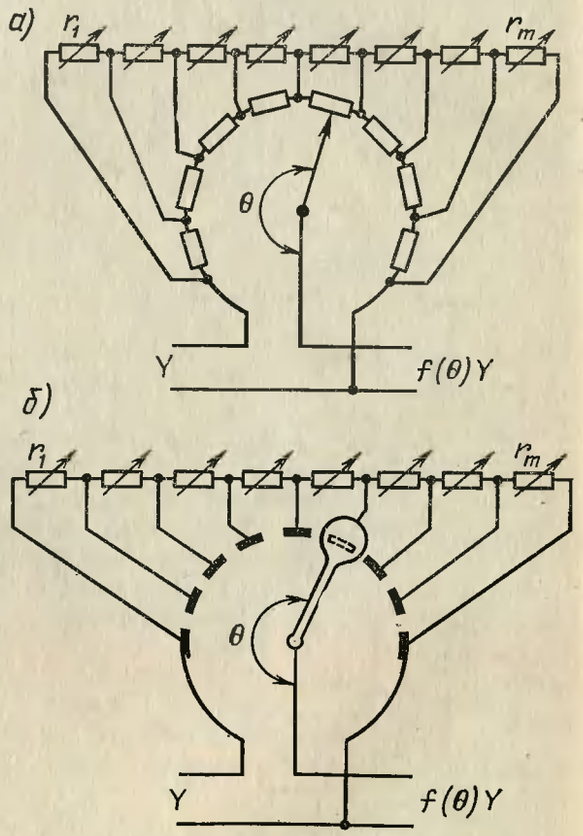


Рис. 6-10

Аппаратурно такие устройства реализуются с помощью электромеханической следящей системы, содержащей двигатель, усилитель, датчик угла поворота, линейные и нелинейные потенциометры. При этом под *нелинейным потенциометром* понимают устройство либо специально изготовленное под данную форму зависимости выходного сигнала от угла θ (рис. 6-10). Они выполняются или на основе линейного потенциометра (рис. 6-10, *а*), или коммутатора по схеме, показанной на рис. 6-10, *б* (в этом случае требуемая зависимость задается настройкой сопротивлений $r_1 - r_m$). Кроме того, используют и специальные, так называемые *фотоследящие системы*, где график функции $f(X)$, вычерченный на обычной бумаге, закрепляется на особом барабане и «отслеживается» механически перемещаемой считывающей головкой.

Оба типа электромеханических функциональных преобразователей разрабатывают и изготовляют не только для универсальных АВМ, но и для специализированной аппаратуры регулирования частоты и экономичного распределения нагрузки в энергосистемах. Их достоинством является возможность размещения на валу одной следящей системы нескольких нелинейных потенциометров или барабанов с графиками и получения ряда показателей, например мощностей электростанций при одной и той же величине относительного прироста в системе. Однако эксплуатационные качества таких конструкций невысоки и их стремятся заменить более надежными устройствами. В универсальных АВМ точность должна быть выше 0,5—1,5%, и для ее получения скорость изменения X приходится ограничивать из расчета на $d\theta/dt$ не более 300—500 град/с.

Поэтому такого типа устройства используют редко, наиболее распространенным стали *электронные блоки нелинейностей и перемножения*, принцип действия которых основан на включении в цепь обратной связи решающих усилителей нелинейных сопротивлений. Этот принцип в наиболее общей его форме проиллюстрирован схемой, изображенной на рис. 6-11, *а*. Включив на вход и в замыкающую цепь усилителя элементы *НЭ1* и *НЭ2* с нелинейными вольт-амперными характеристиками определенного вида (эти характеристики обычно называют токовыми), можно получить зависимость выходного напряжения от входного (рис. 6-11, *б*).

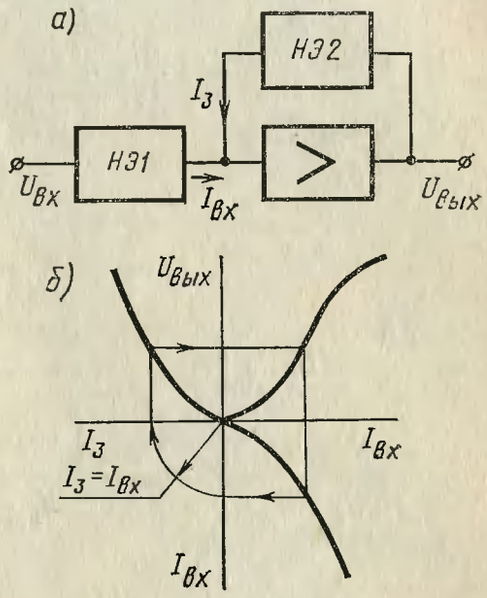


Рис. 6-11

Иногда ограничиваются одним нелинейным элементом (второй принимают линейным). Это не всегда удобно, так как получить искусственным образом выпуклую вольт-амперную характеристику труднее, чем вогнутую. Операция перемножения выполняется с помощью блоков воспроизведения квадратичной зависимости, путем вычисления разности квадратов полусуммы и полуразности сомножителей.

Таким образом, основной задачей при создании блоков нелинейности и перемножения АВМ является получение искусственного нелинейного сопротивления большой точности и стабильности, причем в универсальных блоках нелинейности необходимо также обеспечить быстрые и удобные вариации, например, токовой характеристики.

Указанные характеристики обычно получаются с помощью

диодных элементов (рис. 6-12), которые управляются стабилизированным опорным напряжением $+E_0$ или $-E_0$ и обеспечивают кусочно-линейную аппроксимацию требуемых характеристик (в случае необходимости используют дополнительный входной сигнал — $U_{вх}$, полученный с помощью инвертора). Простейшим диодным элементом является двухполюсный (рис. 6-12, *а*), его

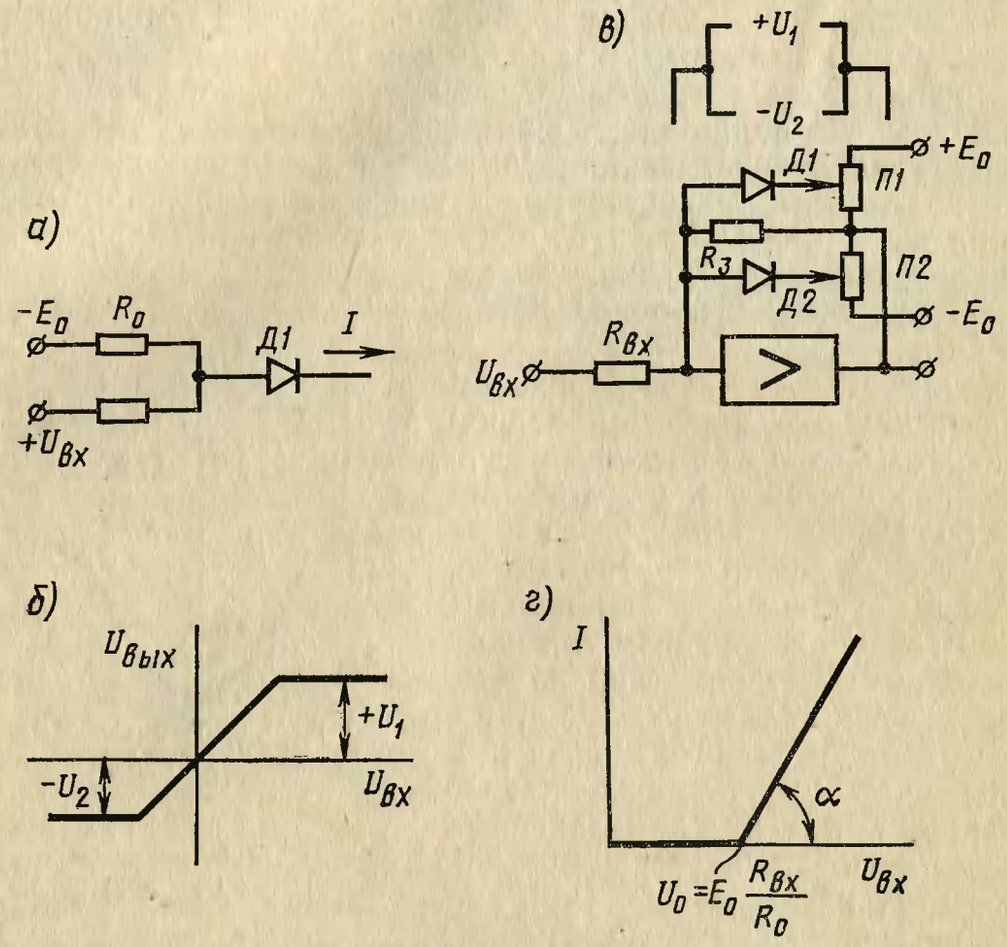


Рис. 6-12

применяют главным образом для отработки «типовых» нелинейных зависимостей динамических систем — зоны нечувствительности, люфта и т. п.

На рис. 6-12, *б* показана нелинейность типа ограничения координат по модулю, а на рис. 6-12, *в* — схема для ее воспроизведения, называемая ограничителем (для обозначения замыкающего элемента применяется символ, показанный на рис. 6-12, *в* над схемой). Действие схемы основано на том, что токовая характеристика двухполюсного диодного элемента (рис. 6-12, *г*), соответствует выражению:

$$\left.\begin{aligned} I=0 \text{ при } U_{вх}/R_{вх} \leqslant E_0/R_0;\\ I=U_{вх}/R_{вх}-E_0/R_0 \text{ при } U_{вх}/R_{вх} > E_0/R_0. \end{aligned}\right\} \qquad (6\text{-}17)$$

Характеристика состоит из двух лучей, исходящих от точки открытия диодного элемента U_0: один из них совпадает с осью абсцисс, другой наклонен к ней под произвольным углом α. Также линейны и характеристики других элементов (рис. 6-13), используемые в блоках нелинейности различных конструкций. Каждый такой блок состоит обычно из m однотипных диодных элементов ($m=12\div15$ и более), к которым добавляется элемент с линейной

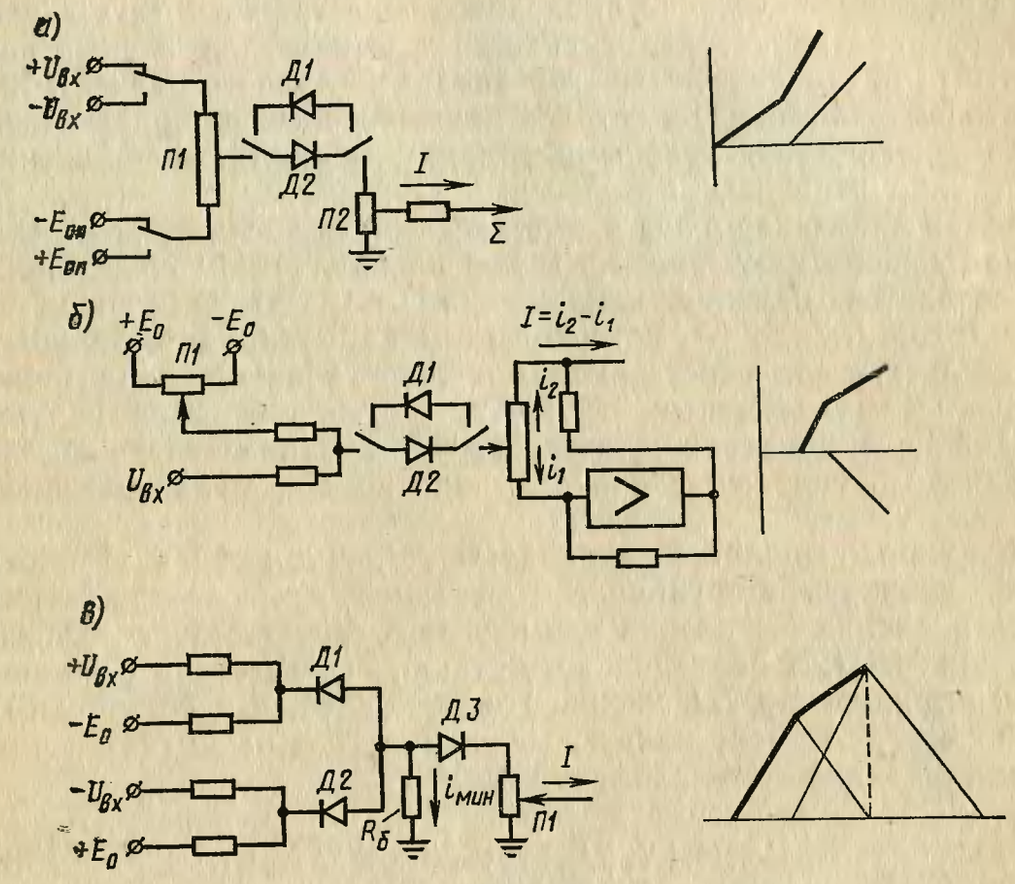


Рис. 6-13

характеристикой ($I_л=kU_{вх}$) и элемент для образования постоянной составляющей воспроизводимой функции ($I_0=CU_с=\text{const}$).

Выходные токи элементов суммируются усилителем с замыкающим сопротивлением $R_з$, что и дает кусочно-линейную аппроксимацию заданной функции с узлами аппроксимации в точках открытия диодных элементов U_{0i}:

$$U_{вых}=R_з\left(\sum_{i=1}^{m} I_i+I_л+I_0\right)=\sum_{i=1}^{m} f(U_{вх},\ U_{0i}\alpha_i)+kU_{вх}+U_с. \qquad (6\text{-}18)$$

Из рассмотрения рис. 6-13 видно, что основное различие между элементами состоит в обеспечении вида функции при необходимом количестве переключений. Так, в элементах старой конструкции, используемых в АВМ (рис. 6-13, *а*), требовалось до двух

переключений (выбор полуплоскости и выбор квадранта). В новых элементах (рис. 6-13, *б*) выходной ток образуется путем суммирования двух токов (i_1 и i_2), различных по знаку, поэтому здесь может быть только одно переключение.

Отличительной особенностью всех блоков нелинейности универсальных АВМ является необходимость соблюдения определенной последовательности действий при настройке на заданную функцию, причем для изменения ординаты в любой промежуточной точке аппроксимации приходится перестраивать всю функцию. При разработке специализированных машин для электроэнергетики был предложен новый тип диодных элементов (рис. 6-13, *в*), в котором взаимодействуют два двухполюсных диодных элемента с пересекающимися токовыми характеристиками, изображенными на рисунке штриховыми линиями.

Такая схема называется в аналоговой вычислительной технике *схемой выбора наименьшего*. В ней на балластном сопротивлении $R_б$ создается падение напряжения от действия меньшего из двух токов (i_1 или i_2), которое затем коммутируется диодом *Д3*. В результате два пересекающихся луча токовых характеристик двухполюсных элементов образуют треугольник. Для изменения каждой из ординат аппроксимируемой функции теперь достаточно изменить положение движка лишь на одном из потенциометров.

Функции, выполняемые диодами *Д1*, *Д2* и *Д3* в этой схеме, можно сравнить с функциями вентилей в дискретной логике. Здесь операции выделения наименьшего соответствует логическая функция ИЛИ, а операции коммутации — логическая функция И. Если потенциометр *П1* соединен не с землей, а с источником напряжения e, то будет получена функция трех переменных, описываемая по законам непрерывной логики как

$$\lambda(U_{вх}) = [X_1(U_{вх}) \wedge X_2(U_{вх})] \vee X_3(e). \qquad (6\text{-}19)$$

Операция настройки блоков нелинейности — одна из наиболее трудоемких операций в АВМ. Чтобы упростить ее, применяют специализированные БН, заранее настроенные для воспроизведения той или иной функции. Большее значение имеют так называемые синусно-косинусные блоки.

Ключи. К ним относятся элементы, предназначенные для коммутации сигналов и пропускающие без искажения токи, которые изменяются в широких пределах как по величине, так и по знаку, причем их сопротивление в закрытом (замкнутом) состоянии стремится к нулю, а в открытом (разомкнутом) — существенно превышает рабочее сопротивление, измеряемое в мегомах. Ключи должны быть компактными, надежными в эксплуатации и быстродействующими. Создать такие ключи значительно сложнее, чем ключи для дискретных сигналов.

Первыми ключами, применяемыми в АВМ, были реле типа поляризованных. В середине 60-х годов их сменили герметизованные реле с магнитоуправляемыми контактами (герконы). Эти контакты (рис. 6-14) представляют собой два лепестка («язычка»), один из которых выполнен из магнитного материала, другой — из немагнитного. Лепестки герметически закупорены (запаяны) в стеклянной трубке, наполненной инертным газом. При появлении магнитного поля (например, от обмотки W, надетой на геркон) контакты замыкаются, при исчезновении магнитного поля — размыкаются.

Благодаря своим малым размерам (диаметр трубки 4—6 мм, длина 30—50 мм) и малой инерционности лепестков герконы («язычковые реле») удовлетворяют большинству приведенных требований и широко распространены в АВМ второго поколения. Однако в третьем поколении их быстродействие (время срабатывания около 1 мс при времени «дребезга» контактов 0,1—0,2 мс) стало уже недостаточным и более широко применяются бесконтактные диодные и триодные ключи, приближающиеся по быстродействию к ключам, используемым в ЦВМ.

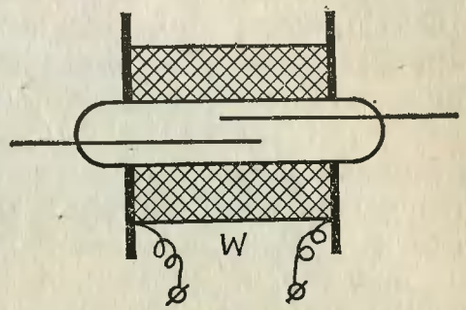


Рис. 6-14

Наиболее распространенным является шестидиодный ключ (рис. 6-15), управляемый разнополярными относительно «земли» сигналами ($+U_у$ и $-U_у$), которые по абсолютной величине должны быть не ниже входного (коммутируемого) напряжения $U_{вх}$. Пусть оба управляющих напряжения $+U_у$ и $-U_у$ равны нулю. Тогда напряжение в точке A или B относительно «земли» также отсутствует, и ток, проходящий через сопротивление $R_{вх}$ в суммирующую точку следующего за ключом усилителя, равен нулю. При положительном напряжении $U_{вх}$ в точке A появляется напряжение $U_A = U_{вх}$, а при отрицательном $U_{вх}$ такое же напряжение получится в точке B. Шестидиодный ключ может располагаться и за сопротивлением $R_{вх}$, непосредственно коммутируя ток; однако в этом случае влияние несимметрии в плечах моста на работу схемы возрастает.

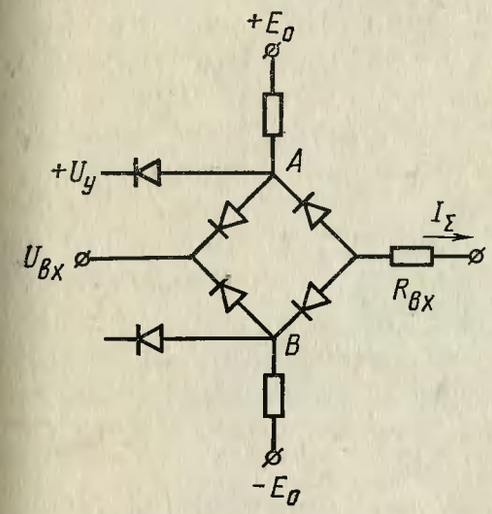


Рис. 6-15

Сложность шестидиодного ключа, содержащего много элементов, является недостатком, от которого свободны ключи на транзисторах, в частности ключи, выполненные на полевых триодах, где напряжение на одном из электродов (затворе) создает электрическое поле, управляющее проводимостью промежутка между двумя другими электродами (стоком и истоком). В закрытом

состоянии у такого ключа сопротивление промежутка очень велико, а в открытом состоянии не более нескольких сотен ом, причем является практически линейным и может быть учтено в величине $R_{вх}$. Кроме того, выпускают различные аналоговые («линейные») ключи в интегральном микроэлектронном исполнении, обеспечивающие быстродействующую коммутацию аналоговых сигналов.

Преобразователи представления информации. Такие преобразователи, необходимые для связи между устройствами непрерывного и дискретного действия, применяются в ГВМ, кодоимпульсной телемеханике и состоят из цифроаналоговых преобразователей (ЦАП), быстродействие которых зависит от быстродействия ключей (необходимо несколько сотен тысяч преобразований в секунду) и аналого-цифровых преобразователей.

Реализация таких преобразований означает не только переход от одной формы представления информации к другой, но часто и переход от последовательной организации вычислительного процесса к параллельной. По цифровому каналу при этом могут поступать последовательно значения различных параметров, характеризующих коэффициенты передачи отдельных решающих блоков АВМ и т. п. Здесь необходима коммутация кодов, а также их запоминание на цифровой или аналоговой стороне. В первом случае ЦАП снабжаются триггерными регистрами; во втором — используются различные виды аналоговой памяти.

Первые аналого-цифровые преобразователи (АЦП) действовали по принципу развертывающего преобразования и имели схему, показанную на рис. 6-16, *а*, где генератор линейно нарастающего («развертывающего») напряжения $U_р$ включался в работу одновременно с началом выдачи серии импульсов стабильной частоты на счетчик (*Сч*). В момент совпадения $U_р$ с входным напряжением компаратор ключом *К1* прекращал счет импульсов, а ключом *К2* передавал содержимое *Сч* на выход преобразователя в качестве цифрового эквивалента $x_ц$ входной аналоговой величины $U_{вх}$ ($x_а$).

С появлением прецизионных преобразователей тока (ПТ) в АЦП стали широко использоваться *цифровые следящие системы* (рис. 6-16, *б*). Здесь счетчик $Сч_р$, работающий реверсивно, увеличивает или уменьшает свое содержимое в зависимости от точки подвода к нему серии импульсов, а реле — клапан (*Кл*) — двухпозиционное; контакты его *К1* и *К2* замыкаются в зависимости от знака разности сигналов.

Схема эффективна при одноканальном преобразовании, когда ко входу АЦП постоянно подведена одна величина, которая даже при быстром изменении легко «отслеживается» содержимым счетчика $Сч_р$. Однако в многоканальных АЦП, где к преобразователю поочередно подводятся различные величины, в том числе и резко отличающиеся, необходимость полного «отслеживания» каждой из них приводит к уменьшению быстродействия. Например, если имеется 10-разрядный счетчик, «цена» каждой дополнительной единицы которого составляет 0,001 от преобразуемой

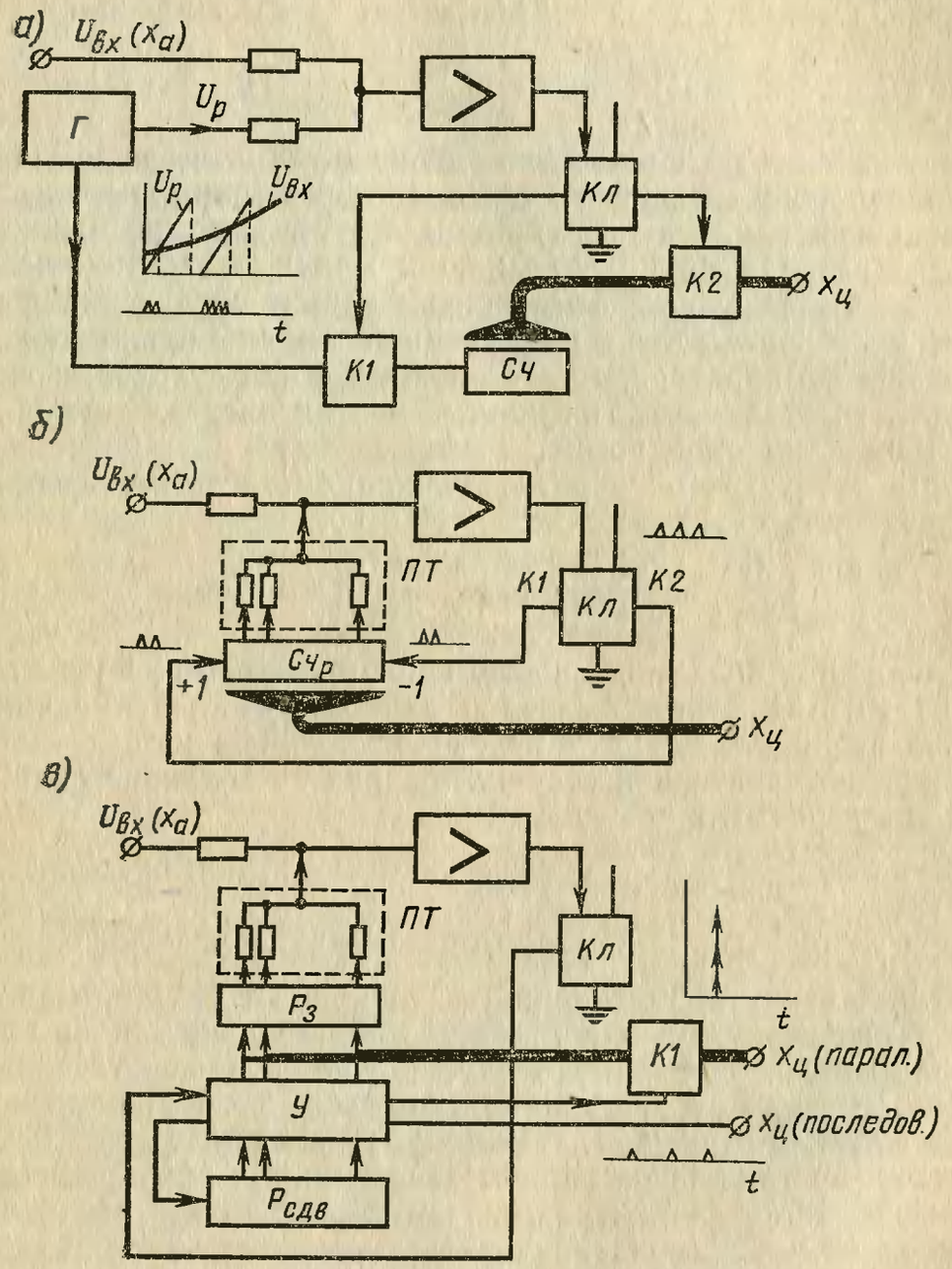


Рис. 6-16

величины, то при смене значения сигнала на входе от 0,2 до 0,8 счетчик должен «отсчитать» примерно 600 импульсов.

Этого недостатка — большой длительности процесса — нет в схеме, построенной по принципу поразрядного уравновешивания или «взвешивания». Схема изображена на рис. 6-16, *в*, она широко применяется в вычислительной технике, автоматике и телемеханике. Отличительной особенностью ее является замена счетчика импульсов сдвиговым регистром ($P_{сдв}$), а также введение дополнительного запоминающего регистра ($P_з$), соединенного с $P_{сдв}$ через схему управления ($У$).

Импульсы к $P_{сдв}$ по-прежнему подводятся через реле компаратора, однако они уже не подсчитываются, а лишь вызывают перемещение на один разряд единицы в этом регистре, начиная со старшего разряда по направлению к младшим. Через клапан $К$ эта единица переносится в $P_з$, причем принят следующий порядок работы: если добавление в $P_з$ очередной единицы приводит к опрокидыванию компаратора, то эта единица в нем стирается; если не приводит, то остается. За результатом этих операций можно проследить на конкретном примере.

Пусть требуется преобразовать, например, число, изображенное следующим образом:

$$\frac{512}{1024}+\frac{128}{1024}+\frac{32}{1024}+\frac{16}{1024}+\frac{4}{1024}+\frac{1}{1024}=0{,}6769=\frac{693}{1024}.$$

В двоичном коде при принятом масштабе оно будет выглядеть как 10101010101. Преобразование начнется с подачи единицы в старший разряд $P_{сдв}$. После перехода на $P_з$ она не вызовет переключения компаратора и старший разряд $P_з$ сохранит единицу, а в $P_{сдв}$ она перейдет в следующий разряд.

Поскольку $\frac{512}{1024}+\frac{256}{1024}$ больше поданного для преобразования числа $\frac{693}{1024}$, то сразу же компаратор изменит свое положение и согласно принятому порядку работы единица во втором разряде $P_з$ будет заменена нулем, а в $P_{сдв}$ произойдет сдвиг единицы в следующий разряд. Результатом этого будет появление единицы в третьем разряде $P_з$ и т. п., до тех пор, пока не будут опробованы («взвешены») все разряды. При этом очевидно, что число сдвигов и передач (при 11-разрядном регистре — 20) будет значительно меньше, чем число импульсов, которое пришлось бы отсчитать счетчику для уравновешивания указанного числа при применении цифровой следящей системы.

Выходной двоичный код образуется на $P_з$ последовательно, разряд за разрядом, и может быть сразу передан, например, в канал связи, т. е. здесь осуществляется также переход от параллельного кода к последовательному в наиболее удобной форме (без каких-либо исправлений). Поэтому практически все используемые в настоящее время преобразователи работают по рассмотренной схеме, но могут при необходимости работать по схеме, приведенной на рис. 6-16, *б*, для чего следует изменить режим работы регистров. При тактовой частоте в несколько сотен килогерц и 11—12 двоичных разрядах они допускают несколько десятков тысяч преобразований в секунду при точности в четыре десятичных знака, что дает возможность во многих случаях подключать к ним через коммутатор ряд входных каналов. Число этих каналов определяется с помощью выражения (6-1).

§ 6-3. УНИВЕРСАЛЬНЫЕ АВМ И ГВМ И ИХ ПРИМЕНЕНИЕ В ЭЛЕКТРОЭНЕРГЕТИКЕ

Универсальные АВМ могут быть выполнены с операционными усилителями постоянного тока или как гибридные (ГВМ) — с аналоговой и цифровой частями. Вопросы использования их в электроэнергетике, в особенности при решении задач диспетчерского управления энергосистемами, требуют предварительного рассмотрения устройства этих машин.

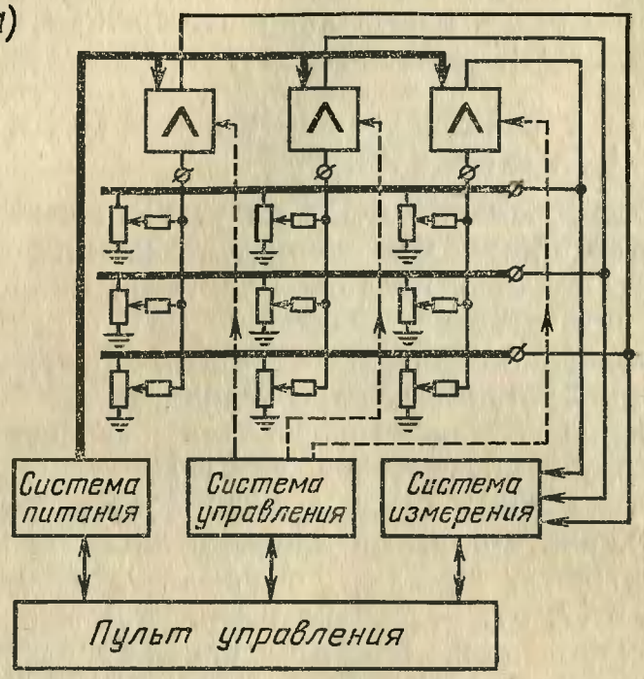
Параллельное выполнение вычислений, свойственное АВМ, делает их структуру менее жесткой, чем у ЦВМ. Действительно, при решении задач на АВМ каждый блок является самостоятельной единицей, связанной с другими блоками лишь по входу и выходу. Попытки упорядочить эту связь, оформив ее в виде матрицы соединений (рис. 6-17, *а*), успеха не имели, так как матрица оказалась слабо заполненной. Поэтому наибольшее распространение получили структурные АВМ, показанные на рис 6-17, *б*. Соединения между блоками осуществляются здесь с помощью шнуровой коммутации на специальном наборном поле.

Выполнение блоков АВМ. Независимость решающих блоков АВМ в функциональном (электрическом) отношении отразилась и на способе их конструктивного (механического) оформления. В аналоговой вычислительной технике кроме стендовой конструкции, в которой все блоки устанавливают в единой стойке или шкафу, применяют еще блочную конструкцию с независимым механическим оформлением каждого блока. Кроме того, появилась промежуточная форма — аналоговые вычислительные комплексы (АВК), где группы блоков конструктивно объединяются в отдельные устройства.

В универсальных машинах состав блоков АВМ является в большой степени произвольным. До настоящего времени не удалось найти какого-либо обоснования для определенного соотношения между числом отдельных блоков (линейных и нелинейных) в той или иной установке. Это соотношение зависит от класса решаемых задач и может быть разнообразным. Поэтому АВМ дополняют блоками различных типов, которые могут быть установлены взамен стандартных. Однако в АВМ имеются и общие для всех задач блоки (системы управления, измерений, питания, установки коэффициентов).

В системе управления АВМ применяется релейно-контактная логика, обеспечивающая основные режимы работы установки: режим подготовки к решению (установки начальных условий,

а)



б)

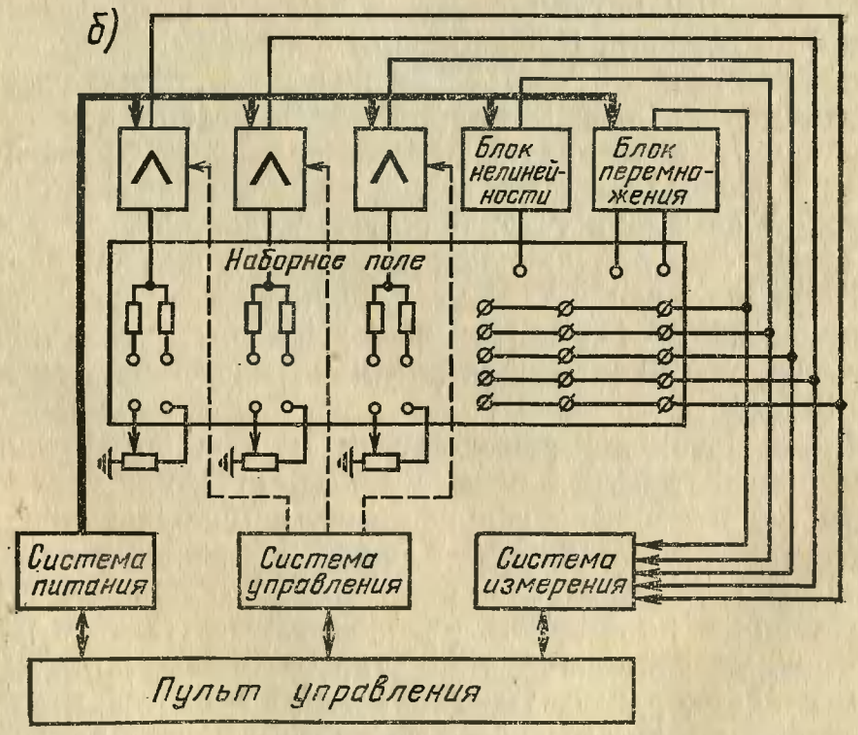


Рис. 6-17

настройки коэффициентов и т. п.); режим решения (интегрирования дифференциальных уравнений, моделирования алгебраических соотношений и т. п.); режим останова («замораживания»), допускающий измерение значений всех координат в модели на данный текущий момент времени; режим возврата в исходное положение с установкой на всех интеграторах заданных начальных условий. Использование метода замораживания заставляет синхронизировать моменты перехода из режима в режим с моментами отсчета времени специальным датчиком, имеющим высокую точность. Этот датчик может использоваться и для выполнения различных переключений в функции времени.

Система измерений в АВМ предусматривает подключение к выходу каждого решающего блока вольтметров (обычно цифровых) и осциллоскопов (индикаторов), рассчитанных на работу с послесвечением экрана в несколько секунд (при времени развертки до 100 с). Индикаторы могут быть многоканальными, с быстрым переключением луча для одновременного отображения на экране нескольких кривых. Они могут посылать в АВМ управляющие сигналы для многократного повторения решения, облегчающего наблюдение по экрану, а также выдавать на экран отметки времени и обеспечивать возможность измерения амплитуд. Режим с многократным повторением решения называют *режимом периодизации.*

Система питания существенна для работы АВМ, так как именно амплитуда напряжения является основным информационным параметром. В связи с этим напряжение питания решающих усилителей и величина опорного напряжения, подаваемого на блоки нелинейности, стабилизируются. В системе питания применяют стабилизаторы, имеющие термостабилизированные опорные диоды. Точность поддержания величины опорного напряжения в АВМ составляет тысячные доли процента. Это позволяет при установке начальных условий и «снятии» результатов пользоваться высокоточными компенсационными методами измерения.

Система настройки коэффициентов во многом определяет объем задач, решаемых с помощью данной установки, так как если на установку коэффициентов передачи усилителей, их контроль и изменение в процессе работы придется затратить большое время, то задачу трудно будет довести до конца.

Изменение коэффициента передачи осуществляется комбинированным способом, причем обычно при дискретном изменении входных сопротивлений, а иногда и емкостей, и плавном изменении настройки делителя напряжения, обеспечивающим получение «дробных» значений коэффициента. Переключение сопротивлений и емкостей в большинстве случаев осуществляют вручную. Системы настройки делителей могут быть трех видов: а) ручная, с использованием измерительных приборов и компенсаторов; б) ручная, по оцифрованным шкалам; в) автоматизированная, с использованием электромеханических следящих систем.

Идея последнего способа иллюстрируется рис. 6-18, где пока-

зана наиболее часто применяемая схема, состоящая из следящей системы с двигателем (*Д*), усилителем (*У*) и потенциометрическим датчиком *П*. Эта схема связана с системой электромагнитных муфт *ЭМ1*, ..., $ЭМ_m$, каждая из которых после подачи на нее соответствующего управляющего сигнала приводит во вращение движок делителя напряжения в одном из решающих блоков.

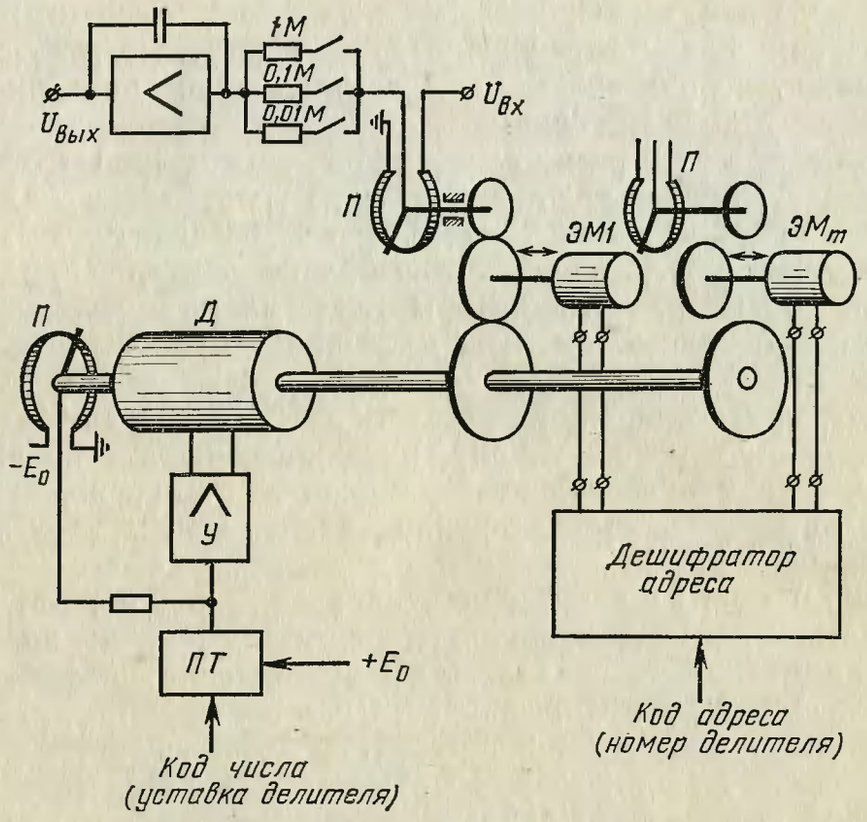


Рис. 6-18

Как следует из рисунка, значения коэффициентов могут задаваться в цифровой форме с помощью специальной клавиатуры или от ЦВМ с последующим преобразованием в аналоговую форму, для чего служит преобразователь токовый (*ПТ*). Электромагнитные муфты при отключении от системы хранят установленное на них значение коэффициента, выполняя тем самым функции памяти. Сигнал, уравновешивающий заданное через *ПТ* значение коэффициента, поступает непосредственно от настраиваемого делителя (после соответствующей коммутации опорного напряжения), что позволяет сократить затраты труда и автоматизировать установку, значительно повысив ее точность.

Делители напряжения с оцифрованными шкалами удобны при подборе параметров некоторой системы по результатам исследования ее на модели. Однако они занимают много места на лицевой панели установки; дороги; точность установки, обеспечиваемая ими, недостаточна ($\sim 1\%$). Ручная установка делителей с помощью прибора или компенсатора оказывается наиболее деше-

вым способом настройки. Однако используют его только при небольшом объеме схемы модели или на моделирующих установках как части оборудования исследовательской лаборатории. Второе применение АВМ широко распространено.

Особенности АВМ и решаемые на них задачи. Для АВМ характерны два режима работы — вычислительный, когда смена задач происходит часто, и исследовательский, когда смена задач происходит, как правило, достаточно редко. В обоих режимах успешно применяются и большие машины с автоматизированной настройкой коэффициентов и другими усовершенствованиями и установки с одной или несколькими параллельно работающими малыми машинами, дополненными различными специализированными блоками. Для этих целей применяют обычно следующие машины:

малую переносную АВМ типа АФБ-1 с 6 ламповыми усилителями на 100 В, один БП и один БН;

малую настольную АВМ типа МН-7 (МН-7М) с 18 ламповыми усилителями на 100 В и общим числом БП и БН, доходящим до восьми;

малую настольную АВМ типа АВК-31 с 12 транзисторными усилителями на 10 В и общим числом БП и БН, доходящим до четырех;

блочную АВМ малой мощности типа «Аналог-1» с 20 ламповыми усилителями повышенной точности, один БН и один БП.

Все эти машины имеют дополнительные диодные ячейки, воспроизводящие типовые нелинейности, и приспособления для параллельной работы в установках, состоящих из нескольких машин. Настройка коэффициентов в малых машинах ведется по прибору или компенсатору.

К машинам с автоматизированной установкой коэффициентов и сменными наборными полями, обеспечивающими быстрый переход от задачи к задаче, относятся:

АВМ средней мощности типа ЭМУ-10 с 48 ламповыми усилителями на 100 В, четырьмя БН и четырьмя БП;

АВМ средней мощности типа АВК-2(2) с 68 транзисторными усилителями на 100 В, десятью БП и десятью БН;

АВМ большой мощности типа МН-17 со 160 ламповыми усилителями на 100 В при общем числе БН и БП, доходящим до 80 (при двух наборных полях);

АВМ весьма большой мощности типа МН-14 с 356 ламповыми усилителями на 100 В и специально согласуемым составом БН и БП, общее число которых может доходить до 160.

Эти машины имеют стендовую конструкцию, оснащены усилителями и элементами цепи обратной связи повышенной точности, помимо электронных блоков нелинейности и перемножения используют также поставляемые вместе с ними электромеханические системы различного типа.

В энергетических организациях СССР имеется большое число различных АВМ, используемых при планировании, проектировании и эксплуатации энергосистем. Характер решаемых задач весьма

разнообразен, однако основу их, как и в других отраслях промышленности, составляют задачи, относящиеся к автоматическому регулированию и управлению.

Особое значение имеют задачи по отработке и оценке средств управления электромеханическими переходными процессами в энергосистемах при нарушении нормального режима их работы. Эти задачи можно условно разделить на два класса: по управлению первичными двигателями синхронных генераторов и по управлению их возбуждением. В обоих классах задач исследования ведутся применительно к простейшей схеме энергосистемы с последующим переходом на усложненную схему, более близкую к реальной. Однако объем системы составляет обычно три-четыре эквивалентных генератора.

При исследовании на АВМ задач по управлению первичными двигателями очень важно учитывать типовые нелинейности систем регулирования, зону нечувствительности и люфт. Эти параметры оказывают большое влияние на способность турбин «подхватывать» нагрузку при аварийном снижении частоты в энергосистеме и удерживать заданную величину мощности по слабым связям. Нелинейность типа ограничения координат по модулю существенна для повышения динамической устойчивости энергосистем путем аварийного регулирования паровых турбин. Учет таких нелинейностей обычными методами, применяемыми при анализе систем автоматического регулирования (как, например, методом гармонического баланса), в данном случае затруднителен. Он зависит от требуемого уровня детализации, т. е. от необходимости учета различного рода факторов, влияющих на характер исследуемых процессов. На рис. 6-19 приведен пример модели первичного двигателя, предназначенной для оценки схемы его регулирования.

Модель (рис. 6-19) воспроизводит:

1) эквивалентный сервомотор *С* — интегратором *У2*, модель золотника — усилителем *У1* и звено жесткой обратной связи — усилителем *У3*. При этом с помощью ограничителя *Ог1* учтены ограничения в скорости перемещения сервомотора на открытие и закрытие клапанов ($\xi_{макс}$ и $\xi_{мин}$), с помощью ограничителя *О2* — ограничения в ходе сервомотора ($\mu_{макс}$ и $\mu_{мин}$);

2) зависимость открытия клапанов от хода сервомотора (на блоке *БН1*) и эквивалентный паровой объем турбины *Т* между регулирующими клапанами и регулирующей ступенью (на усилителе *У4*, включенном по схеме апериодического звена);

3) уравнение движения синхронного генератора *Г* в предположении постоянства э. д. с. за некоторой реактивностью и при работе агрегата через линию электропередачи на шины бесконечной мощности. Уравнение отображено в своей обычной форме:

$$\frac{\tau_J}{\omega_c}\cdot\frac{d^2\delta}{dt^2}+P_{ac}(s)+P_{12}\sin(\delta-\alpha_{12})=P_т-P_{х.х}, \qquad (6\text{-}20)$$

где τ_J — постоянная инерции; ω_c — синхронная скорость; δ — угол передачи; α_{12} — угол потерь; P_{12} — максимум угловой характери-

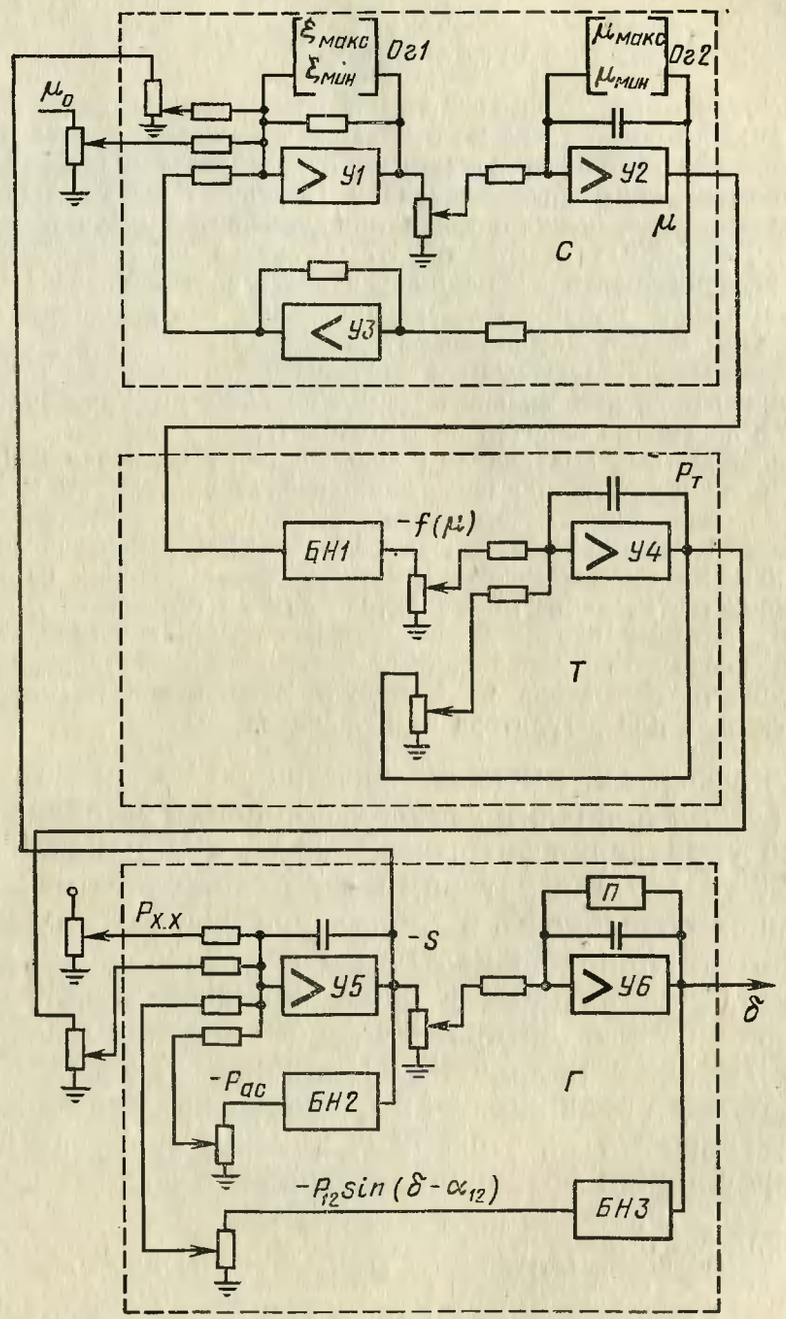


Рис. 6-19

стики передачи; P_{ac} (s) — асинхронная мощность; $P_т$ — мощность турбины; $P_{х.х}$ — мощность холостого хода.

При этом к интегратору *У5* подключается блок *БН2*, отражающий слагающую P_{ac}, а к интегратору *У6* — специальный периодизатор *П*, что и при соответствующей настройке блока *БНЗ* воспроизводит синусоидальную зависимость в диапазоне $\pm 2\pi$ и позволяет исследовать процессы при асинхронном ходе.

При исследовании вопросов управления возбуждением синхронных генераторов модель должна более детально отображать процессы, происходящие в контурах их роторов, вследствие чего часть ее, относящуюся к генератору и системе передачи, обычно строят по уравнениям Парка — Горева с рядом допущений. При этом для уменьшения объема оборудования модели используют пассивные цепочки, вводимые в цепи обратных связей решающих усилителей и позволяющие воспроизводить на одном усилителе сложные операторные выражения. Пример модели одной из схем управления возбуждением приведен на рис. 6-20. При этом модель воспроизводит:

1) эквивалентные динамические характеристики регулятора и системы возбуждения в предположении сильного регулирования по производным угла δ (усилитель *У1* и пассивные цепочки на его входе);

2) два эквивалентных контура по продольной оси (включая контур обмотки возбуждения) и один контур по поперечной оси (усилители *У3* и *У4* со сложными — комбинированными — цепями обратной связи);

3) уравнение движения агрегата, связанного через линию электропередачи без потерь с шинами бесконечной мощности, в предположении постоянства механической мощности ($P_т$=const) — усилители *У10* и *У11*.

Кроме того, в схему входят блоки нелинейности и перемножения для вычисления составляющих тока генератора по осям d и q, а также полной электромагнитной мощности генератора $P_э$ и модуля напряжения на его зажимах U как входного сигнала для регулятора возбуждения.

Схемы такого рода, имеющие различную степень детализации, применяют весьма широко в задачах по оценке устойчивости и выбору средств управления энергосистемами. Однако при моделировании связей между генераторами в сложной энергосистеме возникает большая потребность в аппаратуре. На каждую связь необходимо затратить минимум два блока перемножения и два блока нелинейностей, участвующих в схеме преобразования координат, плюс оборудование для воспроизведения параметров линий электропередачи. Поэтому исследования сложных энергосистем часто осуществляются в предположении постоянства напряжения за некоторой реактивностью x, что при m генераторных станциях требует моделирования m уравнений движения типа

$$\frac{\tau_{Ji}}{\omega_i}\cdot\frac{d^2\delta_i}{dt^2}+\sum_{\substack{i=1\\ i\neq j}}^{m} P_{ac}(s_{ij})+\sum_{\substack{i=1\\ i\neq j}}^{m} P_{ij}\sin(\delta_{ij}-\alpha_{ij})=P_{Ti}-P_{ii}. \quad (6\text{-}21)$$

Трехмашинная схема, показанная на рис. 6-21, *а*, является исходной моделью сложной системы и успешно используется для исследования синхронной динамической и результирующей устойчивости. При наборе на АВМ структурная схема трехмашинной модели выглядит как трехкратно повторенная модель простейшей энергосистемы, дополненная цепями для образования взаимных углов и скольжений (рис. 6-21, *б*). Эта модель воспроизводит:

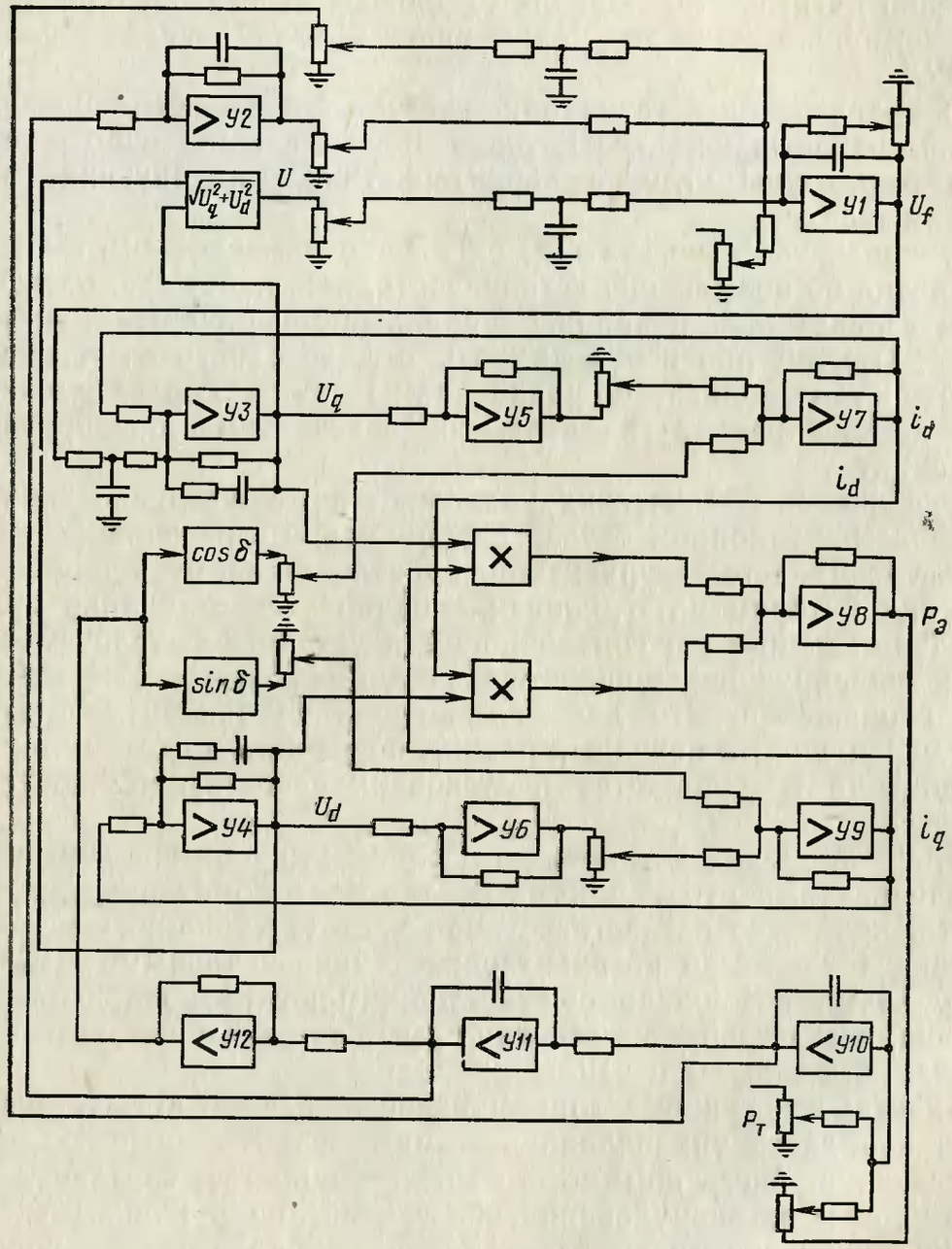


Рис. 6-20

1) потокораспределение, т. е. нагрузки отдельных линий электропередач в нормальном (невозмущенном) режиме работы энергосистемы. Этот режим устанавливается в модели при $s_i=0$, когда дифференциальные уравнения движения типа (6-21) вырождаются в алгебраические. Подвод системы к установившемуся режиму осуществляется обычно оператором, устанавливающим заданные значения нагрузок на моделях отдельных агрегатов; однако большую помощь в этом ему оказывают модели регуляторов скорости *РС*;

2) поведение агрегатов при возмущении системы сбросом нагрузки, отключением генераторов или кратковременным снижением амплитуды угловой характеристики, имитирующим короткое замыкание;

3) поведение агрегата по п. 2 с одновременной имитацией мероприятий по повышению устойчивости, как, например, отключение части генераторов, аварийное управление первичным двигателем и т. п. Причем при необходимости модель одного из генераторов может быть выполнена по уравнениям Парка — Горева и быть связана с моделями других агрегатов через схемы преобразования координат.

Решение алгебраических уравнений потокораспределения, осуществляемое в данном случае одновременно с решением основных (дифференциальных) уравнений, привело к такому порядку решения, при котором интегрирование начинается с задания нулевых начальных условий и сопровождается установкой требуемых значений генерирующей мощности на станциях с контролем абсолютного скольжения. Это дает возможность установить тщательно сбалансированный исходный режим, после чего в систему вносятся возмущения и начинается исследование собственно переходного процесса.

При выборе для описанных моделей масштаба времени исходят обычно из того, что характерная для электромеханических переходных процессов в энергосистемах частота свободных колебаний порядка 1 Гц легко воспроизводится универсальными АВМ. Поэтому время на модели обычно принимают натуральным. В тех случаях, когда требуется особенно высокая динамическая точность, процесс замедляют в 5—10 раз.

Практическое применение универсальных АВМ для решения задач в области управления режимами работы энергосистем все же невелико. Здесь помимо обычных трудностей, связанных с ростом количества оборудования при увеличении сложности системы, большое значение имеют затруднения, обусловленные воспроизведением программных средств управления процессом, а также сложностью и недостаточной наглядностью процесса подготовки задачи к решению и т. п. Первая из этих проблем решается при переходе к гибридным вычислительным системам, вторая — при применении специализированных машин.

Гибридные системы и их применение в электроэнергетике. Гибридные вычислительные машины часто выполняются как

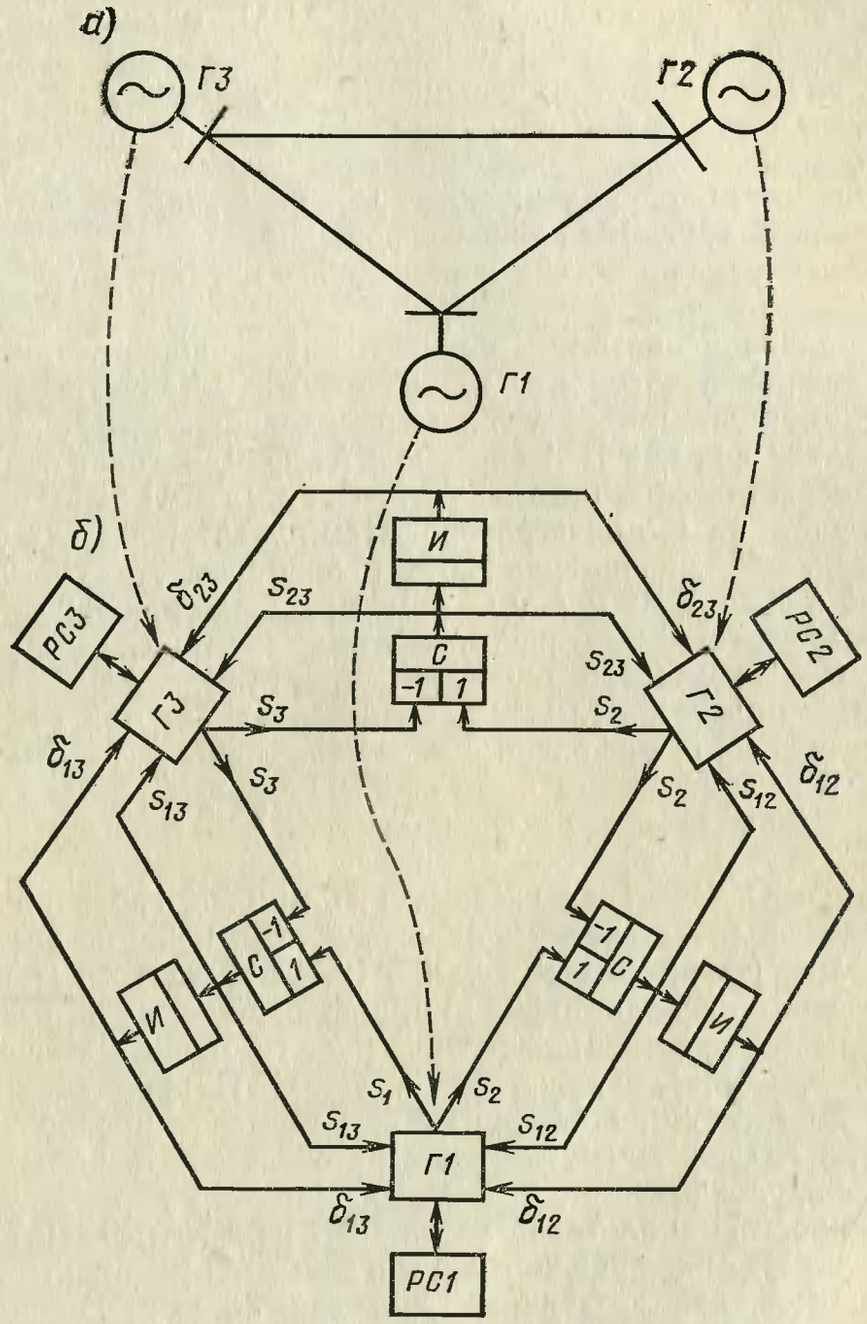


Рис. 6-21

системы (ГВС), которые строятся двумя принципиально различными способами. Первый — это объединение универсальной АВМ и универсальной ЦВМ, второй — единая установка с аналоговой и цифровой частями. Наиболее распространенным сейчас является первый способ, при реализации которого обычно используют мини-ЦВМ и специально приспособленную АВМ, объединяемые через устройство преобразования формы представления информации. В обоих случаях возможно следующее разделение функций между аналоговым и цифровым оборудованием:

аналоговое моделирование, цифровое управление;

аналоговое моделирование быстрых движений системы, цифровое моделирование ее медленных движений;

совмещение цифрового и аналогового методов на уровне операций.

Для практики оказалось важным проведение имитации (с помощью цифровой части ГВС) дискретных устройств управления моделируемой системой, включая управляющую ЦВМ. Так, в США была создана фирмой EAI система EAI-8900, которая установлена в ряде энергетических организаций. Система EAI-8900 имеет аналоговую часть на 156 интеграторов, 180 инверторов и 300 сумматоров, а также 32-разрядную ЦВМ с временем доступа к памяти примерно в 2 мс. В 1967 г. с ее помощью была выбрана настройка систем автоматического регулирования атомных электростанций Англии. При этом было проведено сравнение затрат времени и средств при работе на ГВС и использовании для той же цели быстродействующей цифровой вычислительной системы IBM-360/75/50. Оказалось, что *работа на ГВС была выполнена в 500 раз быстрее и обошлась в 100 раз дешевле, чем при использовании ЦВМ.*

Советско-Югославская система ГВС-100, построенная на интегральных элементах, имеет аналоговую часть на весьма быстродействующих усилителях со шкалой 10 В при частоте пропускания максимального сигнала до 800 кГц, цифровую часть на базе 32-разрядной ЦВМ с временем доступа в память около 1 мкс и устройство связи («линк»), включающее в себя ЦАП с временем преобразования в 1 мкс, умножающий ЦАП с временем преобразования в 2 мкс, три АЦП с коммутаторами на 32 канала и большой объем другого оборудования.

Особенностью аналоговой части ГВС является развитая параллельная логика, включающая в себя восемь 4-разрядных триггерных регистров, два десятичных счетчика, 48 схем совпадения на различное число разрядов и т. п. Кроме того, имеется 20 усилителей-компараторов с временем установления 0,04 мкс, большое число различных реле и других устройств.

Логические элементы связаны с цифровой частью установки через четыре группы 16-разрядных линий связи — линии управления для передачи кодов в параллельную логику из ЦВМ; линии индикации для передачи в противоположном направлении; линии прерывания для выдачи на соответствующий регистр ЦВМ сигналов прерывания из аналоговой части; линии чувствительности, позволяющие параллельной логике изменять содержимое знакового разряда регистра — аккумулятора АЛУ ЦВМ, обеспечивая тем самым возможность выполнения операции условного перехода. Таким образом, создаются возможности полного автоматического ведения задачи на АВМ с выбором направления дальнейшего поиска по результатам ранее проведенных расчетов.

Рассмотрим в качестве примера работы ГВС-100 отыскание предела динамической устойчивости трехмашинной энергосистемы. Алгоритм решения этой задачи изображен на рис. 6-22. Он предусматривает установку некоторого исходного режима и контроль его обратным измерением параметров с АВМ в ЦВМ через АЦП, после чего в систему вводятся (по каждой ЛЭП в отдельности) возмущения типа короткого замыкания последовательно увеличиваемой длительности.

Ход переходного процесса и его исход («устойчив — неустойчив») контролируется с помощью усилителей-компараторов и передается в ЦВМ. После определения времени короткого замыкания, предельного с точки зрения синхронной динамической устойчивости каждой из ЛЭП, выбирается наименьшее из этих времен $t_{к.з\ мин}$, которое и принимается в дальнейшем за критерий запаса синхронной динамической устойчивости *. ГВС-100 может также автоматически обследовать ряд режимов и указать наименьшее $t_{к.з\ макс}$ в их совокупности.

Исследования могут проводиться при работе системы в измененном масштабе времени ($m = 0{,}1;\ 100;\ 1000$). Наилучшим оказался масштаб $m = 100$, при котором расхождение с решением в

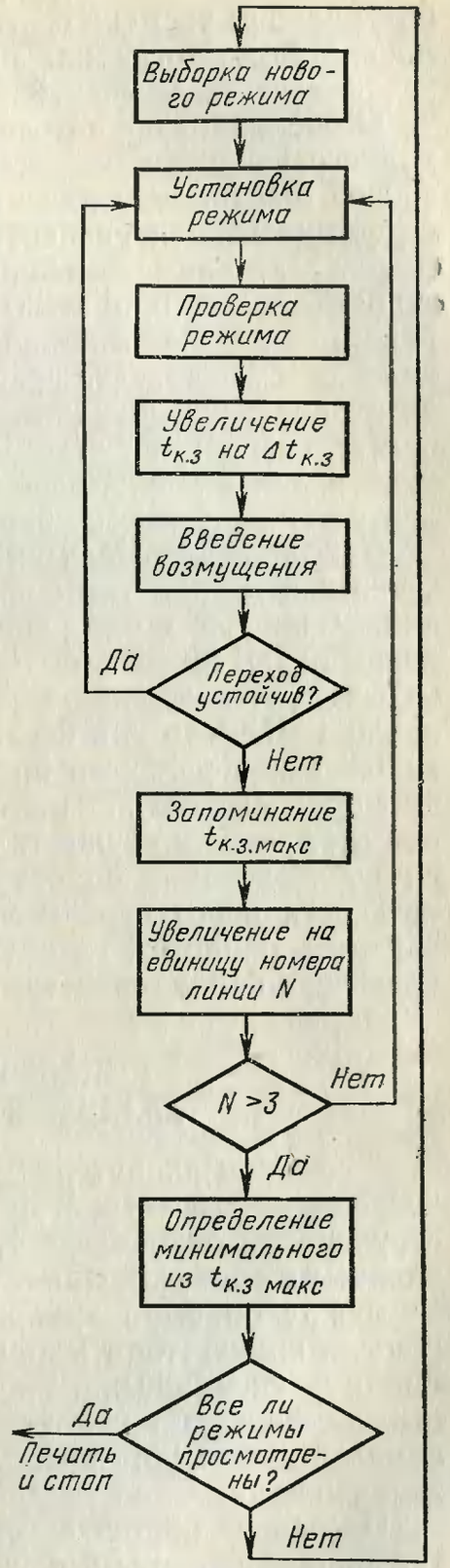


Рис. 6-22

* Точнее, за критерий запаса принимается превышение $t_{к.з.\ мин}$ над заданным временем отключения к. з. основной защитой.

натуральном времени составляет не более 5—6% от предельного времени $t_{к.з.макс}$, тогда как при масштабе $m=1000$ это расхождение увеличивается до 15—16%.

Особенность принятого алгоритма заключалась в установке исходного режима в каждом цикле увеличения времени $t_{к.з.}$ Такой способ был принят в связи с тем, что в ГВС-100 для настройки коэффициентов передачи решающих усилителей используют особые электронные следящие системы с весьма высоким быстродействием, при этом вся операция по установке и проверке режима занимает в данном случае 170 мкс и выводить ее за цикл не имеет смысла. Для сравнения укажем, что при выполнении аналогичного исследования на ГВС с электромеханическими следящими системами эта же операция занимает несколько секунд и, естественно, выводится за цикл, т. е. выполняется только при установке нового режима.

В исследовавшейся системе для уточнения характера динамического перехода требовалось просчитать несколько циклов качаний, в натуре занимавших 3—5 с, что при принятом масштабе потребовало 30—50 мс машинного времени. При этом время срабатывания электронных реле, вносивших возмущение, составляло около 1 мкс, что при исследовавшихся длительностях к. з. (порядка 0,2 с натурального времени и соответственно 2 мс машинного времени) составляло ничтожно малую величину. Поэтому введение возмущения осуществлялось без остановки системы, и на полное обследование одного режима при трех-пяти вариантах длительности короткого замыкания по каждой из трех линий затрачивалось около 0,5 с, причем время вспомогательных операций не превышало 10% от чистого времени интегрирования.

§ 6-4. СПЕЦИАЛИЗИРОВАННЫЕ АВМ И ГВС ДЛЯ ЭНЕРГОСИСТЕМ И ЭНЕРГООБЪЕДИНЕНИЙ

Сравнительный анализ свойств параллельных и последовательных структур показал, что в случае параллельных структур высокую эффективность вычислительных средств обеспечивает их специализация. Это обусловлено наличием жесткой связи между объемом и характером решаемой задачи, с одной стороны, и количеством и номенклатурой решающих блоков, с другой. Поэтому специализация вычислительных установок позволяет свести до минимума избыточное оборудование и, кроме того, в максимальной степени приспособить решающие блоки к выполняемым ими функциям.

Последнее обстоятельство для электроэнергетики имеет особое значение. Современные универсальные АВМ являются, по существу, машинами, ориентированными на решение обыкновенных дифференциальных уравнений, описывающих системы с вентильными элементами (изменение их выходной величины не влияет на входную). Такие элементы представлены в большом количестве в системах автоматики, теорию которой именно поэтому иногда назы-

вают «односторонней механикой». При исследовании систем с элементами, не обладающими вентильными свойствами, возникают более сложные алгебраические соотношения, приводящие к возникновению в модели замкнутых контуров. Создание таких контуров в АВМ требует большого количества оборудования.

Между тем при линеаризации соответствующие уравнения могут быть решены, а возникающие при этом контуры уравновешены вообще без применения усилителей. В качестве вычислительного средства здесь можно использовать сетку, состоящую из элементов электрических цепей (резисторов, конденсаторов или реакторов). При решении задач управления режимами работы энергосистем такой подход может рассматриваться как моделирование по методу прямых аналогий. Однако он может быть распространен и на случай непрямых аналогий. В универсальных машинах этот метод решения не предусматривается и в больших масштабах неосуществим. В специализированных же установках он легко реализуется и оказывается весьма эффективным.

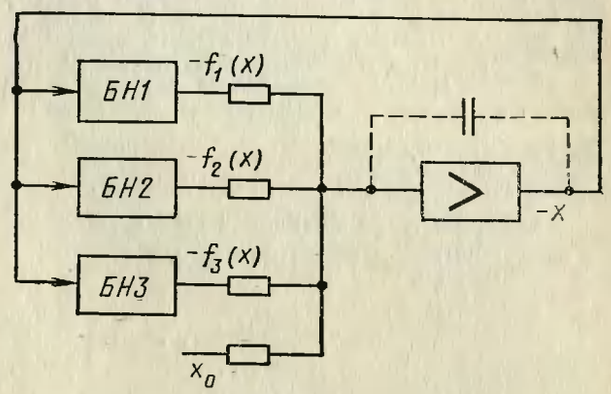


Рис. 6-23

В нелинейных задачах существует другой способ повышения эффективности АВМ при их специализации — выполнение блоков нелинейности таким образом, чтобы они легко перестраивались и точно воспроизводили заданную функцию. Если класс функций ограничен, то можно получить лучшие результаты, чем при создании универсальных БН. Способ решения уравнений при этом остается общим как в универсальных, так и в специализированных машинах и состоит в создании схемы (рис. 6-23), в которой решающий усилитель играет роль уравновешивающего элемента, обеспечивающего при всех условиях точное соблюдение равенства левой и правой частей уравнения. Причем чем выше коэффициент усиления усилителя, тем точнее соблюдается заданное равенство.

Это обстоятельство может рассматриваться как особое свойство цепей с операционными усилителями, вследствие чего алгебраические уравнения решаются в АВМ специфически «неалгоритмическими» способами, не требующими специальных вычислительных методов. Однако, поскольку операционный усилитель представляет собой физический элемент с совершенно определенными динамическими свойствами, изображенная на рис. 6-23 схема при определенных условиях может потерять устойчивость и превратиться в генератор незатухающих колебаний. Чтобы этого не произошло, в уравновешивающий усилитель часто вводят емкость, показанную на рис. 6-23 штриховой линией. При этом решение алгебраического уравнения можно рассматривать как вырожденное

решение дифференциального уравнения, в чем можно убедиться путем сравнения схем, изображенных на рис. 6-23 и 6-1, *б*.

Решение алгебраических уравнений в АВМ происходит, следовательно, достаточно быстро (практически мгновенно). Это обстоятельство стимулировало создание специализированных аналоговых вычислительных устройств (СВУ) двух видов. К первому виду относятся СВУ для расчета экономичного распределения нагрузки в энергосистемах, ко второму — машины для расчета электромеханических переходных процессов в энергосистемах. В СВУ обоих видов попутно решаются задачи определения потокораспределения в электрической сети.

Машины для экономичного распределения нагрузки в энергосистемах. Эти машины выполняются или в виде элементов системы автоматического регулирования частоты и мощности, или в виде машин-советчиков диспетчера.

Основой решения задач таких машин является решение системы алгебраических уравнений вида

$$\frac{\alpha_1 b_1}{1-\sigma_1} = \ldots = \frac{\alpha_i b_i}{1-\sigma_i} = \ldots = \frac{\alpha_n b_n}{1-\sigma_n} = b_0 \qquad (6\text{-}22)$$

при следующих условиях:

$$\sum_{i=1}^{n} P_i = \sum_{i=1}^{m} P_{0i}; \qquad (6\text{-}23)$$

$$b_i = f_i(P_i); \qquad (6\text{-}24)$$

$$\sigma_i = \psi(P_1, P_2, \ldots, P_n; P_{01}, P_{02}, \ldots, P_m), \qquad (6\text{-}25)$$

где α — коэффициент, позволяющий учитывать специфические условия работы станции в системе (для гидростанций он заменяется на λ); b_0 и b_i — относительный прирост расхода топлива по всей системе и по входящим в нее станциям соответственно; σ_i — относительные приросты потерь мощности в сети; P_i — генерируемые мощности; P_{0i} — потребляемые мощности.

Вычисления ведут в предположении, что любой суммарной нагрузке системы (6-23) соответствует некоторое значение b_0, удовлетворяющее (6-22) при наличии условий (6-24) и (6-25). В этом случае вычислительная установка распадается на два самостоятельных блока, действующих при параллельной структуре установки одновременно; блок для вычисления значений P_i, оптимальных для каждой станции, и блок для определения величин σ_i.

Структура и состав первого блока (рис. 6-24) полностью отвечают рассмотренному способу решения нелинейных алгебраических уравнений на АВМ (с той лишь разницей, что помимо образования нелинейной зависимости здесь производится еще и операция перемножения).

Пусть величина относительного прироста мощности системы

b_0 задана, тогда на выходах блоков 1, 2, ..., m после преобразования, обратного (6-24), получим значения P_1, P_2, ..., P_m. Эти значения передаются на выход устройства и одновременно поступают на вход уравновешивающего усилителя, где суммируются (алгебраически) с заранее введенными в машину значениями нагрузки во всех без исключения узлах энергосистемы.

Очевидно, что если образовавшийся при этом замкнутый контур находится в установившемся состоянии, то условия (6-22) — (6-25) удовлетворяются. Далее следует определить σ_i, которое в общем случае представляет собой нелинейную функцию нагрузки по линиям электропередачи. Чтобы найти ее, необходимо предварительно рассчитать потокораспределение в сети. Для этой цели существуют различные косвенные методы. В случае специализированных АВМ пользуются прямым методом (хотя и приближенным) — создают в машине модель сети на резисторах и используют ее для непосредственного определения потокораспределения активных мощностей в системе. Именно такой способ, принятый практически для всех машин подобного рода, и изображен на рис. 6-24.

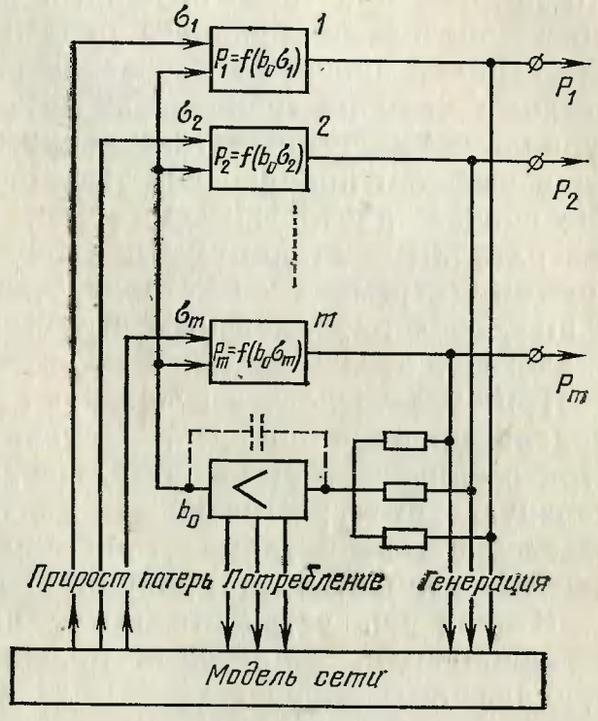


Рис. 6-24

Специализированные машины позволяют учесть и изопараметрические условия по заданному среднесуточному расходу энергоносителя, для чего необходимо:

а) получить с помощью БН связь между текущей мощностью станции P_i и расходом энергоносителя B_i;

б) выдать на зажимы задания нагрузки функцию времени, соответствующую прогнозируемому графику нагрузки системы;

в) накопить интеграл от расхода энергоносителя $\int Bdt$ за требуемое время, сравнив его с заданным значением.

Для задания графиков нагрузки, так же как и характеристик относительных приростов b_i (P_i), удобно использовать нелинейные элементы с треугольной токовой характеристикой (см. рис. 6-13, *в*).

В СССР и за рубежом создан ряд установок (Экран-7, где осуществлено интегрирование расхода энергоносителя, РЭР-2, где применяются нелинейные элементы). Хотя эти машины и удовлетворяли требованиям диспетчерского управления, однако их недостаточные гибкость (при изменении схемы сети) и оперативность (при вводе и выводе информации) привели к тому, что устанав-

ливаемые в диспетчерских пунктах ЦВМ, оказались эффективнее как средство для расчета экономичного распределения нагрузки.

Машины для расчета электромеханических переходных процессов. По мере роста энергосистем и снижения запаса устойчивости по магистральным передачам началось внедрение средств противоаварийной автоматики, призванных компенсировать это снижение, что потребовало многочисленных расчетов. При просмотре большого количества вариантов оказалось, что целесообразно проводить анализ процессов в ускоренном времени. Современные ЦВМ массового распространения не позволяют пока получить даже натурального масштаба (так, например, машина IBM-360/65 с быстродействием порядка 600 тыс. операций в секунду воспроизводит процесс длительностью в 1 с в системе с 15 эквивалентными генераторными станциями при 50 узлах сети более чем за 8 с). Поэтому, стремясь к быстродействию, разработчики все чаще обращаются к параллельным структурам, реализуемым средствами аналоговой вычислительной техники.

Три типа устройств используют модели электрической сети как модели прямых аналогий. Однако вычислительный процесс при этом организован по-разному. Первый тип устройств имеет параллельную структуру только для модели сети, в то время как воспроизведение генераторных станций осуществляется, хотя и на аналоговых элементах, по принципу последовательного счета.

Второй тип устройств имеет чисто параллельную структуру, основанную на аналоговых моделях генераторов обычного типа, подключаемых к расчетной модели сети переменного тока, и допускает применение ЦВМ для управления поиском решения задачи на модели. Третий тип устройств является гибридным по принципу действия, поскольку совмещение АВМ и ЦВМ здесь идет в некоторой части процесса непосредственно на уровне операций. Ниже кратко рассмотрен каждый из типов устройств.

Последовательная организация вычислительного процесса в системе с моделью электрической сети реализована в машине типа АМЭС, разработанной АрмНИИЭ и предназначенной для решения уравнений движения синхронных генераторов в форме:

$$\frac{\tau_i}{\omega_c}\cdot\frac{d^2\delta_i}{dt^2}+K_c s_i = P_{\text{т}i} - P_{\text{э}i}, \qquad (6\text{-}26)$$

где K_c — коэффициент самовыравнивания (демпфирования); $P_э$ — электрическая мощность агрегата.

Структура установки, показанная на рис. 6-25, включает в себя расчетную модель сети переменного тока (*РМС*), источники напряжения в виде сельсинов-фазорегуляторов (*СФ*) и нагрузки (*Н*) в виде регулируемых активных и индуктивных сопротивлений. Возможно также применение нерегулируемых нагрузок в форме постоянных шунтов.

Все источники напряжения и регулируемые нагрузки снабжены электромеханическими следящими системами (*ЭСС*), связанными через коммутаторы ($К_г$ и $К_н$) с вычислительными блоками ($ВБ_г$ и

$ВБ_н$), на входы которых через коммутаторы подаются сигналы, необходимые для определения величины мощности в цепи соответствующего источника напряжения или нагрузки. Вычислительные блоки $ВБ_г$ осуществляют численное интегрирование уравнения (6-26), причем необходимые при этом операции суммирования, умножения на постоянный коэффициент и т. п. выполняются аналоговыми, а не цифровыми решающими элементами.

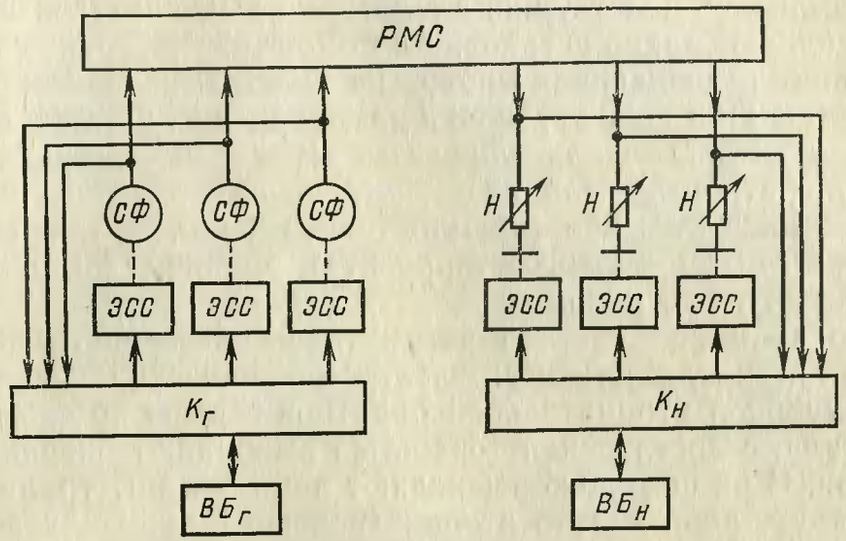


Рис. 6-25

Машина работает шагами. На каждом шаге к соответствующей генераторной станции подключается вычислительный блок, измеряется мощность на ее зажимах $P_{эi}$, определяется небаланс мощностей $P_{тi} - P_{эi}$, вычисляется приращение угла на данном шаге интегрирования $\Delta\delta_i(t)$ и выдается соответствующий сигнал на электромеханическую следящую систему. После этого вычислительный блок переключается к следующей $(i+1)$-й генераторной станции, а *ЭСС* i-й станции из работы выключается. В результате установленное с ее помощью значение угла δ_i остается неизменным до следующего шага интегрирования. Таким образом, *ЭСС* работает в режиме запоминающего устройства. Аналогично работает и вычислительный блок $ВБ_н$, осуществляя решение согласно алгоритмам, обеспечивающим требуемую зависимость мощности от напряжения, и т. п.

Как и во всякой последовательной структуре, число вычислительных блоков, необходимых для выполнения процесса интегрирования, при увеличении объема задачи остается неизменным, возрастает лишь время интегрирования T, которое в расчете на одну секунду времени оригинала при N генераторных станциях составит

$$T = (N/\Delta t_и)\, t_{оп}, \qquad (6\text{-}27)$$

где $\Delta t_и$ — шаг интегрирования; $t_{оп}$ — среднее время выполнения одной операции по расчету и установке $\Delta\delta_i$.

В то же время расчет потокораспределения, как часть общего процесса численного интегрирования, осуществляется на каждом шаге интегрирования практически мгновенно. Попытки увеличить число генераторных станций или элементов сети сверх предусмотренного в установке немедленно приведет к необходимости увеличить объем оборудования.

Во втором типе специализированных вычислительных установок для интегрирования уравнений синхронной машины применяются параллельно действущие аналоговые вычислительные устройства. Выполняют такие установки с помощью электронных решающих блоков или решающих блоков на электромеханических следящих системах. При этом установки называют *автоматизированными расчетными моделями электрических систем,* а входящие в них модели генераторных станций — *автоматическими генераторными станциями.* Известны конструкции такого рода, разработанные в СССР (институтом «Энергосетьпроект»), Японии (фирмой «Иокагавва») и в других странах.

Кратко принцип действия автоматических генераторных станций сводится к следующему: электромеханические следящие системы с глубокой отрицательной обратной связью по скорости выходного вала, с достаточной точностью выполняют операции интегрирования. С их помощью вычисляют либо оба интеграла уравнения движения, либо только второй (первый в этом случае вычисляется электронным блоком). В обоих случаях на выходной вал следящей системы устанавливают, как и в машине АМЭС, сельсин-фазорегулятор, используемый в качестве источника напряжения на выходе генераторной станции. На входе этой станции с помощью датчика мощности определяется величина небаланса $P_т - P_э$ и проводятся дальнейшие операции по его интегрированию.

В некоторых случаях автоматические генераторные станции учитывают и действие регуляторов скорости, приближенно воспроизводимых специальными блоками (обычно электронными). Более того, разработаны их конструкции, позволяющие в принципе воспроизвести и действие регулятора возбуждения, однако они сложны и на практике почти не используются. Основной же недостаток автоматических генераторных станций — их низкое быстродействие.

Наилучший из достигнутых в этом отношении результат — увеличение времени в 50 раз по сравнению с натуральным. Однако в большинстве случаев это оказывается неудовлетворительным, так как не позволяет получать данные, необходимые для текущей эксплуатации, например, при выборе настройки противоаварийной автоматики энергосистем и т. п. Поэтому в настоящее время резко возрос интерес к специализированным вычислительным устройствам, выполненным на быстродействующих электронных элементах и называемым *электронными генераторными станциями* (ЭГС).

Основная идея таких устройств состоит в том, что для интегрирования уравнений синхронной машины используют обычные для АВМ схемы (см. рис. 6-19, 6-20) и преобразуют полученные при

этом значения $U_г$ и δ в амплитуду и фазу напряжения переменного тока, выдаваемого в расчетную модель сети, т. е. получают систему, аналогичную автоматизированной модели, но при значительно большем быстродействии. Если такая система работает в натуральном времени, а частота в модели сети равна 50 Гц, то к ней можно подключать реальную аппаратуру регулирования и управления. При этом создается впечатление, что возможности этой установки соответствуют возможностям электродинамической (физической) модели. Однако это не так.

Действительно, независимо от типа генераторных станций система токов и напряжений в модели сети остается несимметричной, однофазной. Для воспроизведения в ней различных видов повреждений в симметричной трехфазной системе оригинала используют обычно различные схемы замещения, причем измерение мощности и соответственно момента на валу генератора осуществляется только с учетом прямой последовательности. Это исключает ряд составляющих, влияющих на процесс, и установка превращается в вычислительное средство, соответствующее сложившейся расчетной практике.

Средствами аналоговой вычислительной техники можно воспроизвести и трехфазную модель электрической системы с обязательным учетом процессов, происходящих в генераторе, что, однако, в связи со сложностью пока не делается. При применении однофазной модели естественными являются два упрощения:

1) отказ от учета электромагнитных явлений при коммутациях в статорной цепи генераторов и продолжающей эту цепь электрической сети. Модель сети в данном случае рассматривается как устройство для воспроизведения потокораспределения в системе в установившемся и переходном процессах и решения алгебраических уравнений, описывающих это потокораспределение. При этом собственные свободные электромагнитные процессы, возникающие в модели как во всякой системе *RLC*, должны подавляться, а частота тока в модели сети не должна связываться какими-либо соотношениями с частотой тока в оригинале и может выбираться произвольно;

2) отказ от применения полной системы уравнений Парка — Горева. Для генераторов, в достаточной мере удаленных от места короткого замыкания, характер движения хорошо воспроизводится в предположении постоянства э. д. с. за некоторой реактивностью (например, X' или близкой к ней). Эта э. д. с. поддерживается за счет электромагнитных процессов в контурах ротора и процессов, обусловливаемых действием регуляторов возбуждения. Не воспроизводя этих процессов, можно ограничиться решением уравнения движения в форме (6-21) или (6-26).

Однако в некоторых случаях для получения достаточно точных результатов требуется учитывать процессы, происходящие в контурах ротора, и действия регуляторов возбуждения. Станции, где предусматривается такой учет, называют *полными генераторными станциями,* а станции, собранные лишь по уравнению движения,—

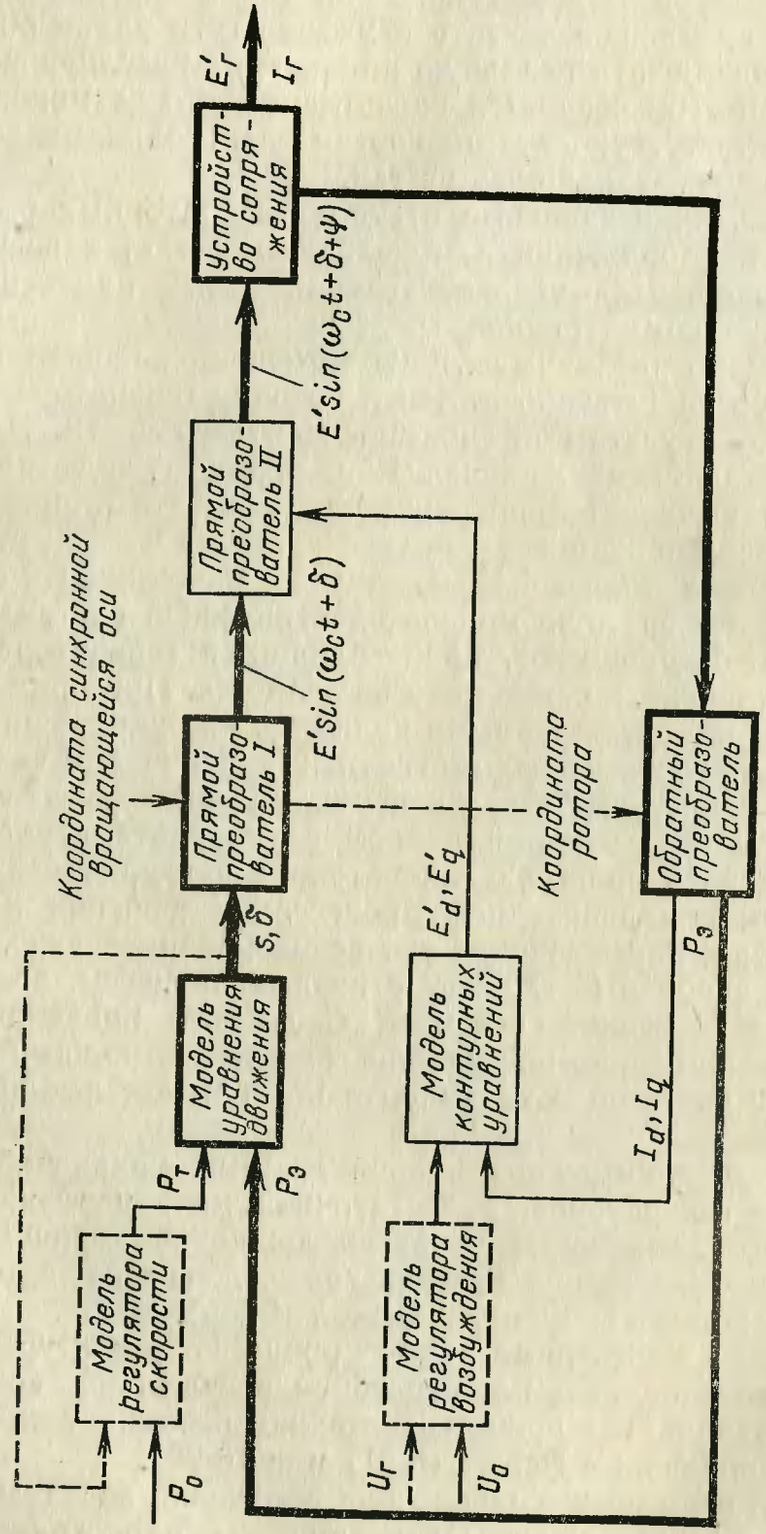


Рис. 6-26

упрощенными генераторными станциями. При этом как полная, так и упрощенная генераторные станции могут быть представлены единой структурной схемой (рис. 6-26), где тонкими линиями изображены блоки, входящие в состав только полных станций.

Электронные генераторные станции снабжают преобразователями двух типов — прямыми и обратными. Прямые преобразователи предназначены для передачи результатов решения указанных уравнений в модель переменного тока. Преобразователь *I* генерирует синусоидальный сигнал, сдвинутый на угол δ относительно некоторого общего для всей машины напряжения (координаты синхронно вращающейся оси). Преобразователь *II* совершает дополнительные преобразования этого сигнала для более детального учета процессов, происходящих в контурах ротора. В упрощенных генераторных станциях преобразователь *II* не устанавливается, поскольку величина напряжения на их зажимах считается неизменной и изменяется лишь оператором при установке режима.

Обратные преобразователи бывают также двух видов. В полной генераторной станции они предназначаются для выделения из переменного тока в цепи ЭГС составляющих тока $I_{\overline{d}}$ и $I_{\overline{q}}$ в форме пропорционального им напряжения постоянного тока, а также для вычисления мощности на валу генератора по составляющим тока и напряжения. В упрощенной генераторной станции выделение токов $I_{\overline{d}}$ и $I_{\overline{q}}$ не требуется, а для определения мощности на валу агрегата при неизменном напряжении на генераторе можно воспользоваться сигналом по активной составляющей тока в его цепи, выделить который легче, чем сигнал по мощности.

Модели сетей и устройства сопряжения. Устройство сопряжения с моделью сети включает в себя два обычно взаимосвязанных элемента — усилитель мощности для увеличения уровня сигналов, подаваемых в модель сети, и специальные элементы для отбора сигналов по напряжению и току ЭГС. Необходимость в таких элементах определяется стремлением уменьшить погрешности расчетов, связанные с собственным потреблением подключенных к модели сети измерительных цепей. Эти погрешности тем ниже, чем меньшую долю составляет ток, отбираемый на измерение от основного тока модели, и чем меньше мощность, потребляемая шунтами и добавочными сопротивлениями. Усилитель мощности повышает уровень основного тока модели, а следовательно, снижает первую составляющую погрешности; оригинальные схемы отбора тока, применяемые в ЭГС и построенные на базе использования свойств операционного усилителя, уменьшают вторую составляющую.

В настоящее время известен ряд установок, работающих в соответствии с рассматриваемым принципом: машина «Дельта», созданная во ВНИИЭ и используемая на практике более 15 лет; аналогичная по конструкции машина СЭВМ, разработанная в институте «Энергосетьпроект», а также экспериментальная установка американской фирмы EAI и др.

Наибольшие сложности при создании таких установок возникают в процессе реализации прямого преобразователя *I* — устройства, генерирующего гармонические колебания при управлении сигналами от блока для решения уравнения движения. Возникающие сложности обусловлены тем, что при исследованиях динамической и, в особенности, результирующей устойчивости энергосистем требуется точное воспроизведение процессов с высокой интенсивностью. При этом имеет место не только высокая скорость изменения частоты моделируемого генератора (до 20% в секунду), но и большая амплитуда ее отклонения (до 10%). Применение в модели сети частоты $\omega_м$, превышающей частоту оригинала $\omega_с$, а также использование масштаба времени с замедлением в M_t раз позволяет снизить необходимые требования в K раз, где

$$K=(\omega_м/\omega_с)\,M_t. \qquad (6\text{-}28)$$

Однако возможности повышения $\omega_м$ ограничены требованием высокой добротности сетевых элементов (в применяемых в СССР расчетных моделях отношение $\omega_м/\omega_с$ не превышает 4—8). Масштаб времени желательно принимать натуральным или ускоренным. Поэтому скорость и величина изменения частоты на выходе ЭГС остаются большими, и обычные приближенные методы управления источником переменного тока несущей частоты, применяемые, например, в радиотехнике, здесь оказываются непригодными. Их приходится заменять точными методами, основанными на использовании решающих блоков АВМ.

Исследовались два способа, называемые *способами сложения углов и сложения скоростей.* Первый из них состоит в том, что сигнал по углу δ, полученный на выходе блока интегрирования уравнения движения, складывается с некоторой непрерывно нарастающей величиной $\omega_с t$ (координатой синхронно вращающейся оси), далее полученный таким образом аргумент подвергается функциональному преобразованию, что дает выходной сигнал вида $\sin(\omega_с t+\delta)$.

Второй способ предполагает сложение величины скольжения относительно синхронно вращающейся оси s, также получаемой из блока интегрирования уравнения движения, с некоторой постоянной величиной $\omega_с$ (производной от координаты синхронно вращающейся оси). Очевидно, что в этом случае

$$\int(\omega_с+S)\,dt=\omega_с t+\delta+C. \qquad (6\text{-}29)$$

Разница между двумя способами выявляется при рассмотрении вопроса об ограничении диапазона изменения сигнала, поступающего для функционального преобразования. Блоки нелинейности, осуществляющие такое преобразование, могут быть выполнены на диапазон изменения аргумента $\pm\pi/2$; $\pm\pi$; $\pm2\pi$ и т. п., но не на бесконечное его нарастание. Поэтому величина аргумента должна быть периодизирована, т. е. превращена в пилообразную, треугольную или другую форму, причем чем меньше интервал, на котором возможно изменение аргумента, тем легче получить его функцию.

При использовании первого способа периодизация осуществляется преобразованием аргумента в пилообразную форму. Она производится раздельно по каждой составляющей аргумента, причем $\omega_с t$ периодизируется в интервале $0-2\pi$, а δ — в интервале $\pm2\pi$. В результате БН должен рассчитываться на диапазон изменения аргумента $0-6\pi$, а форма подводимого к нему сигнала должна иметь еще отвесный задний фронт «пилы», который в обычных БН растягивается и превращается во «всплеск», искажающий выходной сигнал.

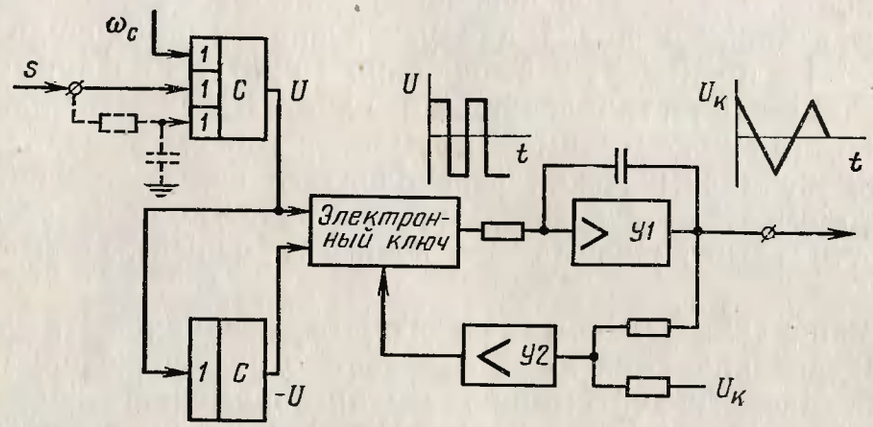


Рис. 6-27

Второй способ лишен этих особенностей. В этом случае периодизации подвергаются не отдельные составляющие, а суммарный аргумент, который превращается в напряжение треугольной формы с диапазоном изменения сигнала по углу $\pm\pi$, легко преобразуемое далее в синусоиду. Однако он имеет и свой недостаток — дрейф постоянной интегрирования *С*. Тем не менее сравнение этих двух способов с точки зрения точности работы преобразователя, сложности его аппаратной реализации и т. п. свидетельствует в пользу второго из них, т. е. способа сложения скоростей. Указанный недостаток его устраняют методом, кратко поясненным далее.

Структурная схема прямого преобразователя *I*, собранного по способу сложения скоростей, приведена на рис. 6-27. Рассматривая схему, для наглядности несколько упрощенную по сравнению с действительной, можно видеть, что она состоит по существу из двух частей — генератора периодических колебаний треугольной формы (см. рис. 6-8) и схемы для изменения его частоты (управления ею), действующей в соответствии с выражением (6-16). Такая трактовка не противоречит выражению (6-30) и лишь свидетельствует о том, что мгновенная частота всегда является производной фазового угла. В то же время она позволяет несколько более наглядно пояснить характерные для этой схемы явления.

Рассматривая замкнутый контур, образованный усилителем *У1* и относящимися к нему элементами, как генератор периодических колебаний, следует отнести эти колебания к классу автоколеба-

ний и считаться с тем, что помимо параметров контура на их частоту влияет также режим его работы, т. е. в данном случае дрейф усилителей *У1* и *У2* и т. п. Если же считать этот генератор автономным, то следует признать, что частоты на выходе всех ЭГС установки будут даже в нормальном режиме отличаться одна от другой, чего не может быть в оригинале.

Чтобы устранить это явление, в нормальном режиме в генератор включают цепочку, показанную на рис. 6-27 штриховой линией и действующую как астатический регулятор частоты, сводящий дрейф к нулю. Кроме этой цепочки в нормальном режиме к ЭГС добавляется также цепочка для увеличения коэффициента демпфирования [величины K_c в выражении (6-26)]. Указанные мероприятия позволяют стабилизировать работу ЭГС и воспроизводимый с их помощью режим работы энергосистемы. При воспроизведении же динамических переходов все виды дополнительной стабилизации автоматически снимаются, однако благодаря кратковременности такого режима это не имеет существенного значения.

Сформированные таким генератором колебания треугольной формы предназначаются для дальнейшего преобразования. В упрощенной генераторной станции это преобразование завершается в блоке образования синусоидальной зависимости, амплитуда напряжения E' на выходе которого устанавливается при отработке заданного режима оператором вручную.

В полной генераторной станции помимо синусоиды требуется еще и косинусоида, причем они умножаются на соответствующие составляющие э. д. с. генератора E'_d и E'_q и складываются, образуя суммарный сигнал E'. В этом случае при установке режима оператор должен, очевидно, воздействовать на задатчик в модели регулятора возбуждения. Завершаются преобразования в усилителе мощности, откуда сигналы попадают непосредственно в модель сети.

Обратное преобразование начинается выделением сигналов по току в цепи ЭГС. Установка в эту цепь обычных шунтов или трансформаторов тока невозможна, так как привела бы к отбору мощности и искажению результатов расчета. Поэтому следует воспользоваться свойствами операционного усилителя и включить соответствующий элемент $R_ш$ в контур его обратной связи. Такая схема показана на рис. 6-28, причем величина тока i_2 ничтожно мала по сравнению с $I_г$. Также практически не влияет на $I_г$ и ток i_3, отбираемый в цепь измерения напряжения на зажимах генераторной станции. Зная значения векторов тока и напряжения, можно получить сигналы о влиянии данной генераторной станции на работу системы, играющие в ЭГС роль обратной связи.

В полной генераторной станции этими сигналами являются сигналы, отражающие мощности и проекции вектора тока на оси ротора данной ЭГС, обозначенные на схеме как I_d и I_q. В упрощенной станции требуется только сигнал, отображающий мощ-

ность, однако он может быть заменен активной составляющей тока, которая также представляет собой проекцию одного вектора на другой (вектора тока $I_г$ на вектор э. д. с. $E_г$).

Чтобы измерить мощность с помощью аппаратуры АВМ, достаточно перемножить мгновенные значения тока на напряжение, а затем из полученного сигнала отфильтровать постоянную составляющую (наличие переменной составляющей в сигнале по мощности не характерно для нормального режима работы энергосистемы; однако следует помнить, что модель сети — система однофазная). Измерение же проекций одного вектора на другой в ЭГС осуществляется специальными фазочувствительными схемами.

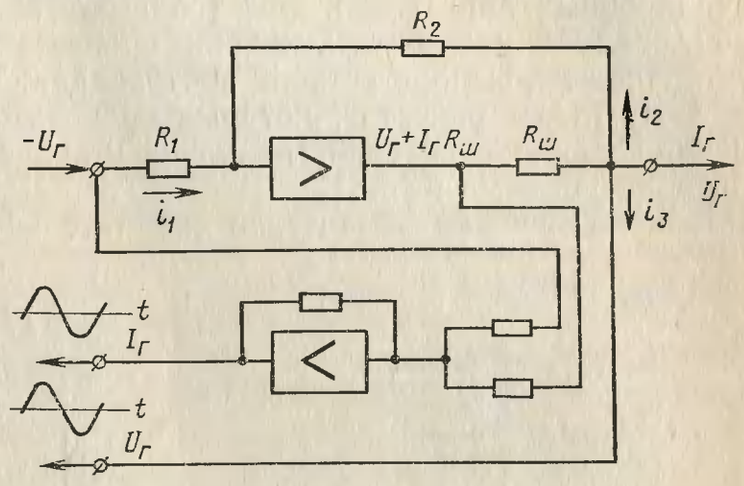


Рис. 6-28

Подобно сигналам, поступающим от датчика мощности, сигналы, поступающие от фазочувствительных схем, подлежат фильтрации, которая в данном случае состоит в сглаживании сигналов, полученных от выпрямителей или специальных ключей. Сглаживание несколько искажает динамические характеристики станций, однако это искажение сравнительно невелико и существенного значения не имеет.

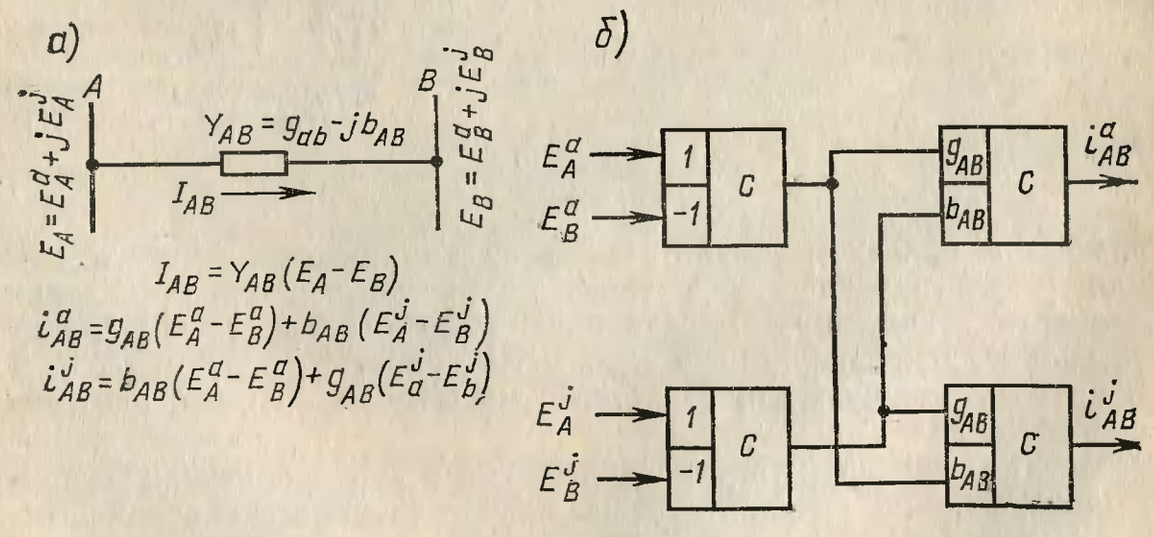


Рис. 6-29

Работоспособность структурной схемы (см. рис. 6-27) была проверена на нескольких действующих в СССР установках,

выполненных на основе расчетной модели сети с номинальной частотой 196 Гц. Эти установки включают в свой состав от 4 до 12 генераторных станций различных видов. При этом нагрузка воспроизводится в основном постоянными шунтами и лишь в некоторых, наиболее существенных точках включаются модели нагрузки, собранные по статическим характеристикам либо по уравнениям асинхронных двигателей. Ведется подготовка к стыковке установок с ЦВМ для автоматизации процесса определения областей устойчивости, выбора уставок противоаварийной автоматики и т. п.

Результаты расчетов, которые проводятся в натуральном времени, неоднократно сопоставлялись с более медленными расчетами, проводимыми на ЦВМ. Это сопоставление показало, что даже при использовании усилителей сравнительно невысокого качества

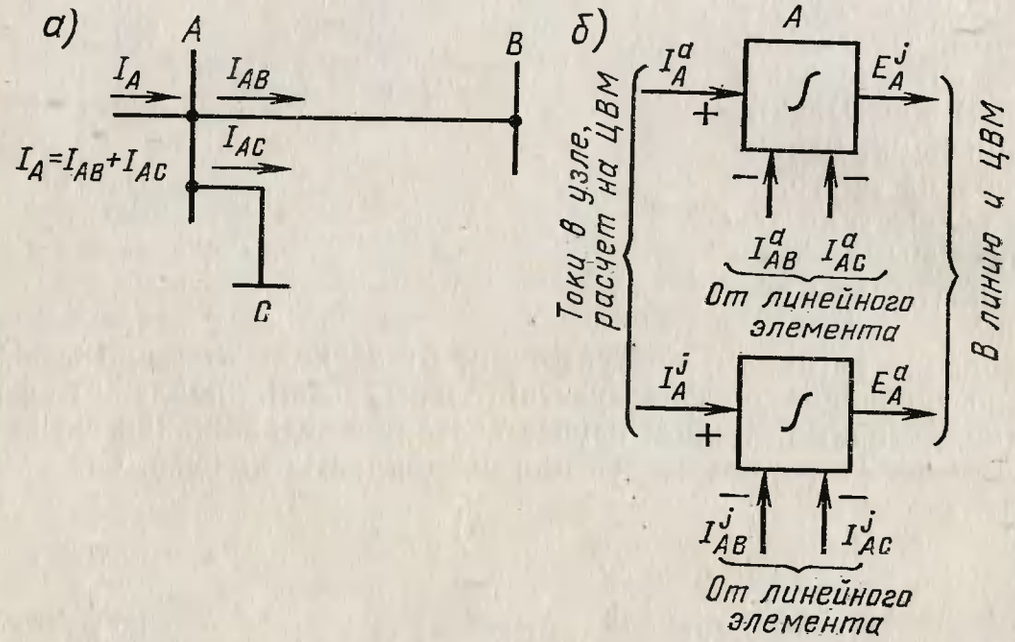


Рис. 6-30

разница в конечном результате — величине предела динамической или результирующей устойчивости — не превышает нескольких процентов. Поэтому американская фирма EAI разрабатывает установку, основанную на модели сети с рабочей частотой в 5 кГц и предназначенную для расчетов с масштабом времени, ускоренным в 100 раз.

Третий тип специализированных установок реализован американской фирмой «Вестингауз» по заказу энергообъединения штатов Новой Англии (Северо-Восток США). Это устройство в современном виде предназначено главным образом для расчета различных вариантов потокораспределения в системе на случай отключения линий электропередачи и генераторов. Оно состоит из элементов двух типов — линейных и узловых, каждый из которых в свою очередь делится на две части, выполняющие предписанные ему операции в двух осях — действительной и мнимой.

Принцип действия линейного элемента (рис. 6-29, *а*) состоит в определении тока в линии по заданным напряжениям. Для определения используются четыре операционных усилителя и четыре резистора на узел (рис. 6-29, *б*). При этом предполагается, что резисторы подогнаны таким образом, чтобы обеспечить коэффициенты передачи, указанные на рисунке и соответствующие проводимостям моделируемой ЛЭП.

Элемент, служащий для измерения в узле *A* (рис. 6-30, *а*), управляется при проведении операции от ЦВМ (рис. 6-30, *б*). Здесь совмещаются аналоговый и цифровой способы обработки информации. В данном случае операции состоят в «подборе» резисторов, моделирующих нагрузку отдельно в активной и реактивной частях элемента, причем этот подбор осуществляется таким образом, чтобы удовлетворялись уравнения функциональной связи тока нагрузки с напряжением в узле (например, условие постоянства мощности нагрузки и т. п.).

Испытания описываемой установки, проведенные непосредственно в энергосистеме, которая состоит из 273 линий напряжением 345, 230 и 115 кВ, показали, что при использовании малой управляющей ЦВМ типа Р-2500 для расчета 33 возможных режимов потребовалось всего около 14 мин.

Контрольные вопросы

1. Что называется аналоговой формой представления информации? Возможно ли представление аналоговой информации в форме с плавающей запятой?
2. В чем состоит отличие АВМ от ЦВМ? Состоит ли оно только в форме представления информации?
3. Каковы свойства последовательной и параллельной структур по отношению к изменению объема решаемой задачи?
4. Запишите основное уравнение современного операционного усилителя. Почему усилители именно этого типа широко используют в настоящее время в АВМ?
5. Изобразите схемы решающих усилителей для воспроизведения операторов суммирования, интегрирования и дифференцирования. Можно ли на одном усилителе воспроизвести несколько различных операторов?
6. Как воспроизводятся нелинейные зависимости в АВМ и ЦВМ? Какой из этих способов дает большее быстродействие?
7. Опишите структуру гибридной вычислительной системы. Как осуществляется связь между ее аналоговой и цифровой частями?
8. Каковы принципы разделения задачи между отдельными частями ГВС?
9. Каков принцип действия специализированных устройств для экономического распределения нагрузок в энергосистемах? Какие уравнения решаются этими устройствами?
10. Каков принцип действия специализированных устройств для расчета электромеханических переходных процессов в энергосистемах? Какие уравнения решаются этими устройствами?

ГЛАВА 7 ЦИФРОВАЯ ВЫЧИСЛИТЕЛЬНАЯ ТЕХНИКА, ПРИМЕНЯЕМАЯ ПРИ ДИСПЕТЧЕРСКОМ УПРАВЛЕНИИ ЭНЕРГОСИСТЕМАМИ

§ 7-1. ОБЩИЕ СВЕДЕНИЯ

Одним из основных средств современного диспетчерского управления энергосистемами является цифровая вычислительная машина (ЦВМ). Принцип ее действия, а также методы расчетов режимов работы и устойчивости энергосистем изложены в других курсах. Однако применение ЦВМ в области диспетчерского управления имеет свою специфику, относящуюся прежде всего к обработке информации. Краткому изложению этих сведений и посвящена настоящая глава.

Первые ЦВМ, автоматически обрабатывающие по заранее составленной программе введенную в них информацию, появились около трех десятилетий назад. За это время теория и практика ЦВМ прошла большой путь, выразившийся в создании трех поколений таких машин.

ЦВМ первого поколения были построены на ламповых логических элементах, а в качестве оперативного запоминающего устройства (ОЗУ) в них использовались магнитные барабаны. Быстродействие этих машин измерялось несколькими сотнями операций в секунду. Эффективными они могли быть лишь в роли «электронного бухгалтера», тогда как в других областях, где требовалось большее быстродействие, шла главным образом подготовка к использованию ЦВМ и первые экспериментальные расчеты.

При появлении машин второго поколения (что произошло в середине 50-х годов) положение резко изменилось. Логика этих машин была выполнена на полупроводниковых элементах, а память — на магнитных сердечниках с прямоугольной петлей гистерезиса (МОЗУ).

Машины второго поколения обладали значительно большим быстродействием и могли с успехом применяться не только при выполнении бухгалтерско-финансовых и им подобных расчетах, но и при решении научно-технических задач большого объема, а также непосредственно для автоматического управления. Причем машины, применявшиеся в указанных областях, были одинаковыми по структуре и принципу действия. Однако требования, предъявляемые к их характеристикам, в зависимости от областей применения были различными.

Так, например, машины, предназначенные для выполнения бухгалтерско-финансовых расчетов («деловые» или «коммерческие» ЦВМ), следовало рассчитывать на большой объем вводимой и выводимой информации и предусматривать большую емкость запоминающих устройств для ее хранения. В то же время требования к быстродействию при выполнении отдельных операций здесь невелики. Напротив, при решении на ЦВМ научно-технических задач на первый план выдвигаются требования высокого быстродействия, в то время как объем ввода и вывода информации может быть умеренным. В машинах, используемых для автоматического управления, высокое быстродействие должно совмещаться с большим объемом ввода и вывода; и облегченными могут быть лишь требования, предъявляемые емкости к емкости МОЗу.

Аналогично различают необходимые разрядные сетки машин. В «научных» машинах эта сетка должна быть наиболее широкой (45—48 разрядов и более). В машинах, предназначенных для планово-экономических и бухгалтерско-финансовых расчетов, достаточна разрядная сетка в 32 двоичных разряда. В управляющих ЦВМ обычно используется не более 24 разрядов, а во многих случаях и значительно меньше.

Возможности ЦВМ второго поколения не позволяли совместить все требования в одной установке. Поэтому машины сначала выпускались ориентированными на определенную область применения (приспосабливались к ней по параметрам). Каждая машина могла решить практически всякую задачу из любой области, однако эффективность их при этом оказывалась различной.

В СССР на выполнение планово-экономических расчетов были ориентированы ЦВМ типа «Минск», некоторые модели семейства «Урал» и др.; на выполнение научно-технических расчетов большой сложности — ЦВМ типа М-220, М-222, БЭСМ-4, БЭСМ-6 и др.; на автоматическое управление — ЦВМ типа «Днепр-1», ВНИИЭМ-3, УМ-1НХ и ряд специализированных установок.

Все эти машины в процессе использования развивались и совершенствовались, особенно управляющие ЦВМ, где сразу же начали выявляться новые черты, закрепившиеся затем в машинах третьего поколения. К таким чертам относятся, в частности, возможности введения внешних прерываний для перехода от одной программы к другой, организации «защиты памяти» и подхода к комплектованию установок.

В системах управления, выполненных как узкоспециализированные, т. е. рассчитанные на ограниченный объем определенных функций, состав оборудования был вполне определенным и индивидуальным. Поэтому здесь оказалось невозможным применение во всех случаях одного и того же комплекса технических средств, объединяемого под названием ЦВМ, и пришлось перейти к выпуску наборов устройств различного назначения, объема и произ-

водительности, связанных единым замыслом и в случае необходимости превращаемых в установки, соответствующие индивидуальным требованиям заказчика.

Возникшее при этом название «вычислительные системы» (вместо «вычислительные машины») перешло в вычислительную технику третьего поколения.

Первой, практически завершенной вычислительной системой третьего поколения принято считать систему 360 американской фирмы IBM, об окончании работ над которой было объявлено в апреле 1964 г. Эта система (на ее создание было затрачено около 5 млрд. долл.), оказавшая большое влияние на развитие вычислительной техники во всех промышленно развитых странах, включая СССР, явилась, по существу, прототипом большинства крупных вычислительных систем, созданных затем в этих странах.

Создание системы IBM-360 стало возможно после появления логических элементов в интегральном микроэлектронном исполнении. Это позволило обеспечить высокое быстродействие таких систем при одновременном снижении их габаритов и повышении надежности. При проведении работ был также поставлен и решен ряд более общих проблем, связанных с повышением эффективности вычислительной техники.

Прежде всего было устранено деление ЦВМ по областям применения и по производительности, а также обеспечено создание всех установок данного назначения и исполнения (класса) на единой основе, при полной программной совместимости (т. е. при условии, что программы, подготовленные для установок одного класса и производительности, пригодны для решения тех же задач на установках другого класса и производительности). Оказалось, что для этого необходимо разделить ЦВМ на отдельные устройства (процессор, блок основной памяти, периферийные устройства и т. п.) и подготовить к выпуску несколько моделей каждого из устройств, отличающихся одно от другого по производительности, но имеющих общую логическую структуру. При этом удалось повысить экономическую эффективность систем с ЦВМ, предназначенных не только для автоматического управления технологическими процессами и для автоматизированного управления производственно-хозяйственной деятельностью, а также для решения научно-технических задач. В каждом таком случае удается подобрать структуру и состав системы, или «конфигурацию», оптимальную для решения задач данного класса.

Организация производства средств вычислительной техники упростилась, поскольку отдельные изготовители стали специализироваться на производстве различных устройств. Так, например, в СССР появилась Единая система электронных вычислительных машин (ЕС ЭВМ), которая разрабатывается и изготовляется с участием стран — членов СЭВ; каждая из них поставляет определенные части системы. Подготовлен ряд моделей — ЕС-10, ЕС-20, ЕС-30 и др., отличающихся по производительности и другим характеристикам в несколько раз. При этом первые несколько моделей называют обычно «младшими», а последние — «старшими».

Каждый тип устройств ЕС ЭВМ имеет свой шифр (например, 20 — шифр процессора; 30 — шифр МОЗУ, и т. п.). Для получения шифра конкретного устройства к шифру типа должен быть приписан шифр модели (например, ЕС-2020 — процессор двадцатой модели, ЕС-3030 — запоминающее устройство тридцатой модели, и т. п.). Принятая система обозначений очень удобна, поскольку позволяет сразу же определить и характер устройства, и уровень его производительности, причем последняя цифра в шифре модели может быть использована для указания модификации устройства, а последняя цифра в шифре типа — для указания ряда дополнительных сведений. Шифр «10», стоящий впереди, закреплен за некоторым минимальным набором устройств, составляющих полную ЦВМ (например, ЕС-1010 — машина модели 10).

Соединение устройств происходит через стандартные узлы сопряжения (интерфейс), что обеспечивает единообразие структуры связей и взаимозаменяемость устройств.

Опыт использования системы IBM-360 и ей подобных показал, что первая из поставленных при разработке задач — перекрыть все возможные области применения единым набором устройств — не была выполнена до конца. Так, фирме IBM пришлось ввести в систему дополнительные модели процессоров, специализированных для того или иного режима или рода работ. Однако был сделан большой шаг в направлении решения этой задачи, которое стало затем в вычислительной технике основным.

Перед разработчиками систем третьего поколения стояла и еще более сложная задача. Качественный скачок, приведший к созданию таких систем, касался элементов, непосредственно обрабатывающих информацию, почти не затронул устройств для ее ввода и вывода. Требовалось найти способы эффективного использования этих новых элементов в условиях, когда скорость устройств, обеспечивающих их загрузку, была явно недостаточна.

Для некоторых научно-технических задач рассматриваемая проблема не имеет особого значения. Так, например, если исследуются переходные процессы в сложных динамических системах, причем длительность этих процессов достаточно велика, то время ввода информации даже при весьма быстродействующем процессоре будет значительно меньше времени ее обработки. Однако этот случай весьма специфичен; в общем случае информация, вводимая в системы третьего поколения, обрабатывается настолько быстро, что если не принять специальных мер, то их дорогостоящее электронное оборудование бóльшую часть времени будет простаивать. Чтобы предотвратить это, достаточно организовать процесс ввода — вывода информации несколькими параллельными потоками, связанными непосредственно с основной (оперативной) памятью системы, при минимальном участии процессора.

Логическая структура систем третьего поколения показана на рис. 7-1, где многочисленные устройства ввода — вывода подключены к специальным устройствам, называемым каналами. Посред-

ством каналов происходит обмен информацией с основной памятью на равных правах с процессором и одновременно с ним. При этом следует учесть, что обмен информацией ведется, как правило, целыми массивами. Это значит, что, задав режим обмена (т. е. номер устройства ввода — вывода, начальный адрес МОЗУ и величину массива), процессор может временно прекратить работу по данной программе и перейти к решению другой задачи, обмен информацией по которой уже завершен.

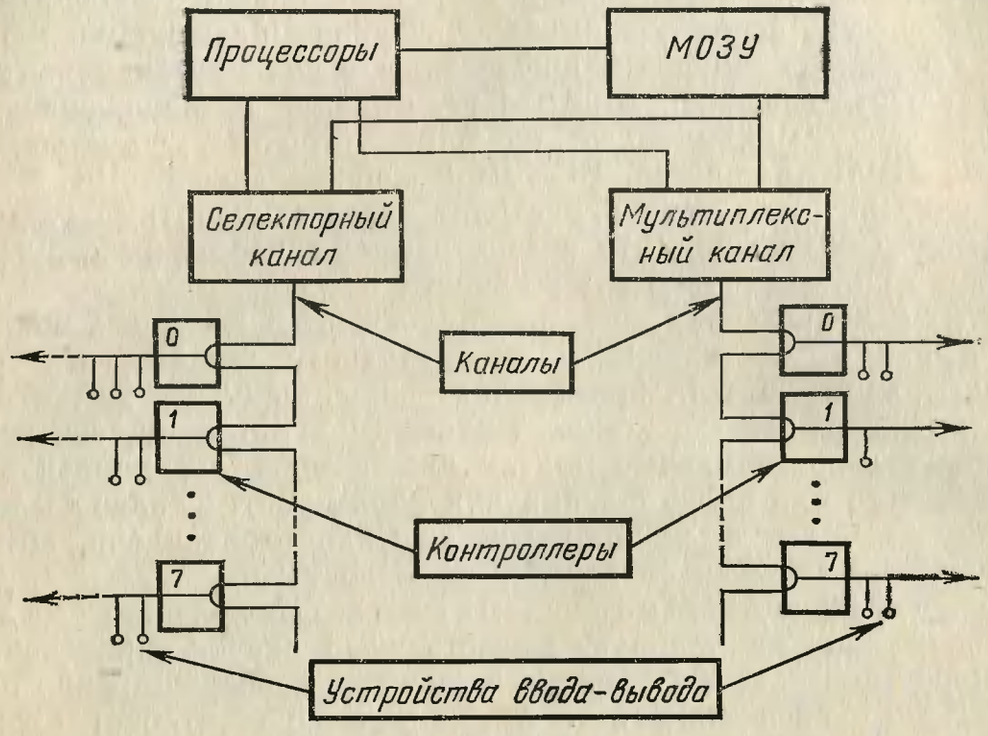


Рис. 7-1

Подобная работа, называемая обычно *мультипрограммной*, характеризуется двумя важными особенностями систем третьего поколения.

Первой особенностью является потребность в развитых средствах для управления работой систем, которое должно быть автоматическим. Стоящие здесь задачи весьма сложны, поскольку необходимо не только скоординировать работу большого числа параллельных устройств, но и правильно распределить нагрузку между ними, обеспечив наиболее полное использование всех имеющихся в системе ресурсов. Поэтому в системах третьего поколения в отличие от систем второго поколения отошли от аппаратного управления, заменив его почти полностью программным.

Таким образом, в дополнение к имевшимся в ЦВМ второго поколения стандартным программам ввода — вывода, печати и т. п. в ЦВМ третьего поколения появилась целая система программ, не связанных непосредственно с решением задач, а лишь

выполняющих служебные функции по управлению и организации работы основной системы. Эту систему программ называют обычно *операционной системой*.

Второй особенностью является возможность организации различных режимов мультипрограммной работы. Простейшим из этих режимов является *пакетный режим*, при котором задачи, подлежащие решению в системе за некоторый промежуток времени, складываются в единый набор («пакет») и рассматриваются в качестве плановой нагрузки системы на это время. Информация, необходимая для решения задач пакета (программа и исходные данные), распределяется по устройствам, после чего дальнейшая работа — распознавание задач и организация их решения, включая определение порядка решения,— может производиться уже автоматически.

Пакетный режим очень выгоден с точки зрения оптимального использования ресурсов системы, особенно при правильном подборе состава задач в пакете (при этом рекомендуется обязательно смешивать задачи научно-технические, требующие малого обмена с внешними устройствами, с задачами планово-экономическими, где этот обмен интенсивен). Однако он не удобен для пользователей, которые лишаются контроля над своими задачами на весь период обработки пакета. В связи с этим во многих системах третьего поколения практикуется еще один режим мультипрограммной работы — *режим разделения времени*.

Как и пакетный режим, режим разделения времени характеризуется многократными переходами от задачи к задаче, однако они не связываются теперь только с необходимостью обмена с внешними устройствами, а осуществляются регулярно и с высокой периодичностью (обычно раз в 10—40 мс). Очевидно, что управление работой системы в таком режиме резко усложняется. Но при этом полностью устраняется возможность «монополизировать» процессор, т. е. занять его на длительное время задачей, не требующей обмена с внешними устройствами, при соответствующей задержке в решении задач, где этот обмен интенсивен (примеры задач, не требующих обмена с внешними устройствами в процессе решения, приведены ранее). Кроме того, режим разделения времени позволяет использовать при решении задач диалог системы с внешним миром, что также резко повышает ее эффективность.

Под *диалогом* в данном случае понимают такой метод решения задачи, когда переход к каждому из последующих этапов выбирается на основании результатов решения предыдущих этапов. Участником диалога может, вообще говоря, являться и внешний по отношению к данной системе автомат. Однако чаще всего это бывает человек — программист, оператор, инженер, научный работник или другой «постановщик» задачи.

Роль устройства ввода — вывода при этом играют специальные пульты, называемые в последнее время *терминалами* (дословно — оконечное устройство). Использование этих пультов дает

возможность подготовить для ввода в систему порции информации (программной и числовой), необходимой для решения определенного, обычно небольшого, этапа задачи (часть информации может при этом уже храниться в системе).

Система, подключаясь к данному терминалу в очередь с другими, воспринимает информацию, обрабатывает ее (по возможности немедленно) и выдает на терминал ответ, необходимый для обдумывания и перехода к другому этапу задачи.

При наличии достаточного количества линий связи терминалы могут располагаться не только вблизи системы, но и непосредственно у пользователя, независимо от расстояния между ним и системой (широко используются даже каналы связи через искусственные спутники земли). В этих условиях целесообразно иметь вычислительные системы коллективного пользования, охватывающие большое число пользователей, каждый из которых получает в отведенный для него промежуток времени доступ ко всем ресурсам системы.

Очевидно, что такие системы в отличие от вычислительных центров обычного типа должны находиться в постоянном контакте с потребителями и в состоянии непрерывной готовности к их обслуживанию. Чтобы подчеркнуть это, в названия отдельных вычислительных систем иногда вводят соответствующие английские термины: для систем обычного типа — «вне линии» («офф-лайн»), а для систем коллективного пользования с разделением времени — «на линии» («он-лайн»).

Разновидностью систем «он-лайн» являются системы служебного типа, которые получают извне лишь исходную информацию и запросы на ее обработку — обслуживание (но не программы, которые должны быть введены в систему заранее). На первый взгляд может показаться, что это — обычные системы «он-лайн», но рассчитанные на специальные программы. Однако это не так. Системы, о которых идет речь, несмотря на большую разницу в выполняемых ими функциях (выдача справок, формирование команд автоматического управления или регистрация информации для последующего ее отображения), объединяет одно общее свойство — обслуживание по тому или иному запросу, независимо от момента его появления, должно быть завершено за некоторый вполне определенный промежуток времени, поскольку дальше оно уже теряет свой смысл.

Системы «он-лайн», удовлетворяющие этому требованию, называют *системами реального времени*. Этот термин является, по существу, синонимом терминов ОАСУ, АСУТП, АСДУ и хорошо передает особенности подобного рода систем. Темп их работы определяется темпом возникновения некоторых внешних событий, по отношению к которым система не может ни выйти вперед, ни отстать. Поэтому фактор времени превращается для этих систем в объективную реальность. Термин «реальный масштаб времени», применяемый в ряде отечественных работ, ничего в этом смысле не выражает и является неправильным.

Простейшие системы реального времени — это *системы с циклическим выполнением цепочки программ* по обслуживанию всех подключенных к системе источников и приемников информации. Роль внешнего фактора, побуждающего к началу цикла, играет обычно сигнал от специальных электрических часов («часов реального времени»). Длительность цикла при этом выбирается такой, чтобы к моменту прихода нового сигнала все возможные операции, вызванные (инициированные) прежним сигналом, были полностью завершены.

Такие системы — далеко не самые эффективные. Значительно выгодней приступать к обслуживанию того или иного источника или потребителя информации только при поступлении от него соответствующего запроса. Однако при этом необходимо уметь автоматически распознавать, какой из запросов является более срочным, и переходить от одной программы к другой в соответствии с этой срочностью, что в свою очередь ведет к усложнению операций по управлению системой и к увеличению затрат на программное и аппаратное обеспечение этих операций.

Источником увеличения стоимости систем реального времени является также повышение требований надежности. Удовлетворить эти требования удается лишь путем обеспечения структурной избыточности, т. е. применения резервного оборудования, которое в случае необходимости способно заменить основное; если такой необходимости нет, то с помощью резервного оборудования можно решать специально подобранные вспомогательные задачи. В результате общая стоимость систем получается достаточно большой, поэтому правильное их проектирование и эксплуатация приобретают большое значение.

Таким образом, техника обработки информации превратилась в самостоятельную отрасль промышленности и, подобно другим обрабатывающим отраслям со сложным технологическим процессом, стремится не только к увеличению производительности оборудования, но и к обеспечению его высокой эффективности. Это требует применения новых методов, включая методы автоматического планирования и контроля функционирования таких систем.

В диспетчерском управлении энергосистемами современная техника обработки информации используется широко во всех своих видах и проявлениях. Поэтому при работе в этой области техники необходимо достаточно уверенно ориентироваться в новых идеях и методах. Помочь ориентации и призван материал настоящей главы.

§ 7-2. ИНФОРМАЦИЯ, СПОСОБЫ ЕЕ ПРЕДСТАВЛЕНИЯ, ВВОДА — ВЫВОДА И ХРАНЕНИЯ

Сравнение обработки информации с другими обрабатывающими отраслями промышленности верно лишь отчасти. Если в промышленности информационно-управленческий процесс лишь частично сопровождает технологический, не пересекаясь с ним,

то в устройствах для обработки информации эти два процесса имеют одинаковую физическую природу — могут пересекаться и даже смешиваться. Тем не менее, в вычислительных системах всегда различают два вида информации: информацию, подлежащую обработке, и информацию, показывающую, как эту обработку проводить. Для первого вида информации применяют термины: исходная информация, числовой материал, числа, операнды. Информация второго вида — это программы (команды, инструкции, приказы, директивы), признаки (метки, индексы, указатели) и сигналы (маски, флажки).

В современных условиях информация обоих видов перед вводом в машину и при выводе из нее содержит символы цифр, букв и различных знаков. Такую информацию называют *буквенно-числовой* или *алфавитно-цифровой*. В машину же поступают коды этих символов, как правило, двоичные, позиционные.

Двоичный код означает, что каждый элемент кода может иметь только два состояния (например, ноль и единицу). Такие элементы называют *битами* или *двоичными разрядами*, хотя последнее верно лишь при кодировании двоичных чисел.

Позиционный код означает, что каждый элемент кода воспринимается в зависимости от положения, которое он занимает по отношению к соседним элементам той же кодовой комбинации или границам этой комбинации. Если это положение определено во времени, то код называют *последовательным*; если в пространстве — *параллельным*.

Коды и форматы. Бит как единица информации имеет малую величину. Ему соответствует набор символов или алфавит из двух различимых состояний. Поэтому в вычислительной технике для удобства часто вводят более крупные единицы. В системе IBM-360 и ей подобных такой единицей является 8-разрядная кодовая комбинация — *байт*.

Байт был выбран единицей информации, поскольку, позволяя плотно «упаковать» два разряда десятичного числа (по четыре двоичных разряда на каждый десятичный), он в то же время близок к требуемой длине кода символов. Раньше на каждый символ затрачивалось семь двоичных разрядов (коды ASCII и КОИ-7). С введением байтной структуры информации стало целесообразным расширение этих кодов до восьми разрядов. Так появились коды EBCDIC и ДКОИ, где байт — это символ, который может иметь до 256 различимых состояний.

Некоторому изменению подверглась в связи с введением байтов и внутренняя арифметика машин. Как известно, машинные команды содержат поле кода операции и адресные поля, которые заполнены числами. В машине эти числа изображались как двоичные, а в программах — как восьмеричные. Однако при этом двум разрядам чисел в программе соответствовали шесть разрядов в машине, что при 8-разрядном байте стало неудобным. В связи с этим был совершен переход на шестнадцатиричное счисление, причем недостающие шесть символов для изображения цифр были заменены первыми буквами латинского алфавита. Таким образом, разряд кода операции или адреса операнда может принимать теперь следующие значения: 0, 1, 2, 3, 4, 5, 6, 7, 8, 9, A, B, C, D, E, F.

Для контроля правильности хранения и пересылок информации в машине к каждому байту добавляется девятый (контрольный) разряд. Однако он в программах не учитывается и программистом не отображается.

Иногда под байтом понимают 6-разрядную комбинацию с алфавитом в 64 различных состояния. Кроме того, для обозначения кодовой комбинации фиксированной длины используют термины «символ» и «слово». Однако их длина не стандартизована и обозначаемая таким образом комбинация каждый раз подлежит уточнению.

При желании применить более крупную единицу обрабатываемой информации к слову «байт» добавляют приставки К и М, при этом символ К $= 2^{10} = 1024$ и М $= 2^{20} = 1\,048\,576$.

Использование байта в качестве регулярной единицы измерения позволяет получить гибкую структуру информации (рис. 7-2), в которой два байта образуют полуслово, четыре — полное слово (иногда называемое просто словом) и восемь — двойное слово. Таким образом, можно пользоваться операндами переменной длины (при фиксированной запятой — в полуслово и слово, при плавающей запятой — в слово и двойное слово), а также командами различного формата, занимающими 2—6 байт.

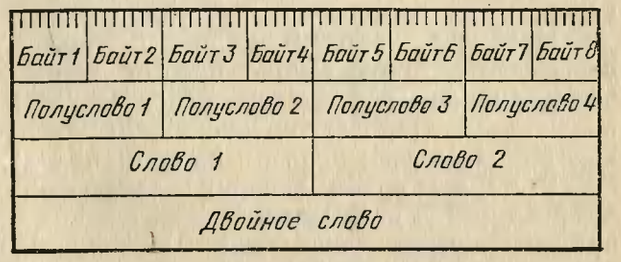


Рис. 7-2

Способы ввода и хранения информации. Для обработки в вычислительных системах информация должна быть перенесена на *технические носители*, под которыми понимают материалы и среды, способные изменяться таким образом, чтобы при обращении к ним со стороны системы можно было получить последовательность электрических импульсов, соответствующую занесенным на носитель кодовым комбинациям.

Среди технических носителей информации можно выделить первичные носители, хранящие информацию в форме, доступной для восприятия как машиной, так и человеком, и вторичные носители, или накопители, где форма хранения информации оказывается уже недоступной для восприятия человеком, и для ее поиска и контроля требуется применение специальных технических средств.

Вторичные носители информации отличаются от первичных значительно более высокими скоростями записи и чтения информации (на два — четыре порядка). Еще более быстродействующей является основная память системы, реализуемая в виде оперативных запоминающих устройств (ОЗУ). В машинах третьего поколения имеется большое число вспомогательных запоминающих устройств различного быстродействия.

В настоящее время в качестве первичных технических носителей информации широко используют бумажные, картонные или пластмассовые карты и ленты, заполняемые информацией путем пробивки отверстий (перфорации). Такие перфокарты и перфоленты имеют специально обусловленные позиции для каждой кодовой комбинации и каждого разряда кода. Пробивка отверстия в позиции означает запись единицы, отсутствие отверстия — запись нуля.

Пробивка отверстий в первичных носителях, называемая также *приготовлением информации*, осуществляется с помощью комплекта устройств, в который входит перфорирующий механизм, или перфоратор, и электрифицированная пишущая машинка, выполняющая также функции шифратора. Нажатие на клавишу машинки, обозначенную тем или иным символом, приводит помимо печати этого символа на контрольном бланке к выдаче на линию связывающих машинку с перфоратором электрических импульсов, соответствующих коду символа. Указанные импульсы обеспечивают пробивку отверстий в нужных точках носителя, после чего осуществляется перемещение его на один шаг.

Человек-оператор легко проверяет подготовленную таким образом входную информацию. Ввод ее в машину осуществляется путем фотосчитывания или с помощью контактных щеток, «ощупывающих» пропускаемый между ними носитель и при появлении отверстия замыкающих соответствующую электрическую цепь.

Наиболее удобным видом первичного технического носителя считаются перфокарты, допускающие простое и быстрое изменение и дополнение любой части хранящегося на них массива. Ленты в этом отношении менее удобны: в системах третьего поколения их используют обычно как вспомогательный носитель (главным образом на терминалах).

В то же время операция считывания с перфокарты, или, точнее, подачи перфокарт под считывание, очень сложна в техническом отношении; достигаемое при этом быстродействие в 0,5—0,8 Кбайт/с в современных условиях совершенно недостаточно. Поэтому в системах третьего поколения вся информация после ввода ее с перфокарт переводится еще до начала решения задачи на вторичные носители — накопители на магнитных лентах (НМЛ), магнитных барабанах (НМБ) и магнитных дисках (НМД). Большим набором накопителей оснащена серия ЕС ЭВМ.

Во вторичных носителях для хранения информации, как показывает их название, используется магнитная запись электрических импульсов, недоступная для визуального распознавания и контроля без специальных технических средств. Однако этот недостаток накопителей компенсируется большими скоростями записи и чтения информации, а также возможностью многократного доступа к одному и тому же массиву без участия человека.

Вторичные накопители принято делить на два типа: с последовательным доступом, где для поиска той или иной информации требуется проход вдоль предыдущей части массива; с прямым (произвольным) доступом, где это не требуется. К накопителям первого типа относятся НМЛ, к накопителям второго типа — НМБ и НМД.

Современные НМЛ хранят информацию на лентах шириной 12,7 мм, движущихся со скоростью 1,5—4 м/с. Плотность записи — 32 или 63 имп/мм. Запись и считывание осуществляются зонами переменной длины с минимальным объемом до 18 Кбайт. Скорость обмена информацией составляет 48—240 Кбайт/с при емкости бабины до 20 Мбайт. Таким образом, это довольно емкие и быстродействующие носители, единственным недостатком которых является последовательный доступ.

Среди носителей с произвольным доступом простейшими являются НМБ. В ЭВМ типа ЕС предусмотрены две модификации их: емкостью 2 и 6 Мбайт при скорости передачи данных 0,8 и 1,25 Мбайт соответственно. Время ожидания информации в НМБ в среднем равно половине времени оборота барабана и при частоте вращения последнего в 1500 об/мин составляет 20 мс. Недостатками НМБ являются большие габариты и сложность в обслуживании, обусловленные слабым использованием собственно носителя (поскольку запись идет только по поверхности цилиндра).

Этого недостатка лишены НМД — лучшие среди накопителей. В них запись осуществляется по поверхности тонких пластин, выполненных из немагнитного металла и покрытых ферролаком или имеющих кобальто-вольфрамовое покрытие. По способу размещения запись напоминает патефонную, но осуществляется не спиральными, а круговыми дорожками. Тем не менее, носитель здесь используется полноценно, так как на каждой поверхности диска диаметром 350 мм удается разместить более 200 дорожек записи.

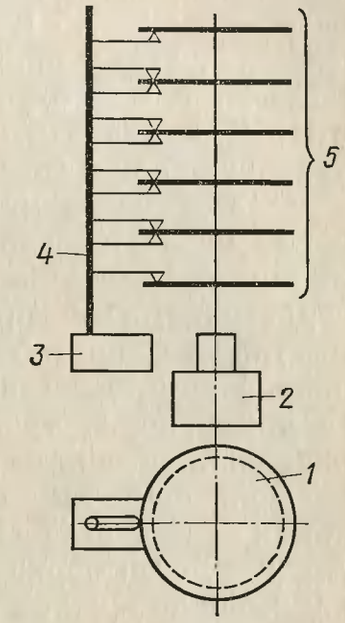


Рис. 7-3

НМД выполняют двух видов: со сменным и несменным пакетом дисков. Первые имеют, как правило, подвижные головки записи-считывания, а вторые — фиксированные (неподвижные).

Упрощенная конструкция НМД со сменным пакетом дисков приведена на рис. 7-3. Накопитель состоит из приводного электродвигателя *1* со шпинделем *2*, набора головок на подвижном рычаге *4*, двигателя перемещения головок *3* и пакета дисков *5*, способного хранить 725 Мбайт информации при скорости записи и считывания более 150 Мбайт/с. Имеется также сменный пакет дисков, в нерабочем состоянии защищенный от повреждений специальным кожухом, который быстро снимается после установки пакета в приводной механизм.

Достоинствами НМД со сменными пакетами дисков являются возможности хранения на них практически неограниченного объема информации и замены в случае необходимости одного пакета другим. Однако наличие подвижных головок приводит к увеличению длительности поиска информации, поскольку для этого в общем случае нужен подвод одной из головок к соответствующей дорожке, на что в среднем требуется около 50—100 мс (в зависимости от типа устройства и применяемого в нем двигателя перемещения головок).

При поиске информации в НМД описанного типа головки перемещаются все вместе, поэтому говорят, что отыскивается не дорожка, а «цилиндр информации», образуемый совокупностью дорожек, находящихся друг под другом на соответствующих поверхностях по всему пакету.

В отличие от НМД со сменными пакетами дисков, НМД с несменными (постоянными) пакетами хранят ограниченный объем информации, однако он обычно очень велик (100 Мбайт и более).

Кроме того, в этом случае обычно отсутствует перемещение головки (предусмотрена своя головка на каждую дорожку) и время поиска информации определяется только скоростью вращения дисков. Так, американская фирма «Барроуз» разработала диски на 150 Мбайт со средним временем ожидания около 5 мс. Это означает, что за 5 мс можно отыскать, например, нужную цифру в справочной библиотеке из 32 томов объемом в 200 страниц каждый.

НМД — одна из важнейших составляющих систем третьего поколения, без которых работа этих систем была бы практически невозможной. НМД работают в режиме непрерывного обмена с ОЗУ и другими видами памяти. В настоящее время имеются системы, где, несмотря на разницу физической природы ячеек ОЗУ и НМД, применяют сквозную нумерацию их (так называемую виртуальную, или математическую, память).

ОЗУ — слабое место систем третьего поколения. Необходимый объем их достаточно высок (128, 256, 512 Кбайт и выше), приемлемая стоимость получается лишь для устройств с магнитными сердечниками с прямоугольной петлей гистерезиса (МОЗУ), быстродействие которых по сравнению с МОЗУ ЦВМ второго поколения существенных изменений пока не претерпело и находится примерно на уровне 1 мкс на цикл операций «стирание — запись» или «чтение — регенерация».

Пониженное быстродействие МОЗУ в старших моделях систем обычно стараются скомпенсировать за счет более «широкой» выборки, т. е. выборки в 2—4—8 байт за один цикл. Поэтому ширина выборки является столь же важной характеристикой МОЗУ, как и время цикла. Кроме того, для увеличения быстродействия машин в старших моделях системы вводят еще так называемую сверхоперативную память.

Вывод информации. В вычислительных центрах обычного типа, имеющих машины третьего поколения, работающие без непосредственной связи с потребителем, для вывода информации обычно предусматривают алфавитно-цифровые печатающие устройства «широкой печати», способные осуществлять вывод со скоростью 1,5—2,5 Кбайт/с, строками шириной в 128 символов в строке. Это устройства барабанного типа с электромагнитными ударными механизмами, которые позволяют осуществить смену шрифта (например, с латинского на русский).

Большое значение имеют устройства непосредственной связи оператора с ЭВМ, выполненные в виде электрифицированных пишущих машинок. Эти устройства позволяют работать в диалоговом режиме при выводе информации с клавиатуры и выводе ее из ЭВМ на бумажную ленту со скоростью до 10 символов в секунду. Кроме того, для вывода информации (особенно с целью последующего хранения или обмена) используют перфораторы для перфолент и перфокарт.

Большая группа устройств вывода для отображения информации в системах управления подробно описана в гл. 3.

§ 7-3. ОБРАБОТКА ИНФОРМАЦИИ. ЦЕНТРАЛЬНЫЙ ПРОЦЕССОР

Понятие «обработка информации» имеет две трактовки. В широком плане под обработкой информации понимают весь процесс приема информации в систему, ее хранения, преобразования и выдачи пользователю. Такая трактовка понятия является очень важной, поскольку подчеркивает, что для успешного выполнения системой возложенных на нее задач имеет значение правильный выбор и успешное функционирование всех элементов системы без исключения.

В более узком плане, рассматривая систему детально, можно заметить, что большая ее часть служит главным образом для обмена информацией и ее хранения, в то время как собственно обработочные операции сосредоточены лишь в одном устройстве, называемом центральным обрабатывающим устройством или центральным процессором.

Под *центральным процессором* понимают часть системы (см. рис. 7-1), выполняющую две функции: 1) прием информации из ОЗУ, преобразование ее действием арифметических и логических операторов и передачу полученных результатов в ОЗУ; 2) управление указанным процессом, а также организацию работы всей системы в целом.

Такая двойственность функций центрального процессора объясняется лишь одинаковостью физической природы компонентов технологического и информационно-управленческого процессов, характерной для данной области техники, и не является обязательной. Более того, в самом центральном процессоре обычно выделяют два отдельных устройства: арифметико-логическое устройство (АЛУ), предназначенное для выполнения первой функции, и устройство управления (УУ), выполняющее вторую функцию. Тем не менее, объединение АЛУ и УУ в едином конструктивном узле является традицией, перешедшей из систем более ранних поколений, которая нарушается очень редко (заметим, что в отношении ОЗУ эта традиция нарушена, и основная память системы считается самостоятельным узлом, хотя иногда, особенно в младших моделях систем, она часто объединяется в единой конструкции с центральным процессором).

Далее для систем третьего поколения кратко рассмотрены принципы построения и особенности отдельных устройств, входящих в состав центральных процессоров, порядок их взаимодействия с основной памятью и достигаемое при этом быстродействие, форматы команд процессора и способ его общения с периферийными устройствами.

Арифметико-логические устройства. Эти устройства играют в процессе обработки информации основную роль, выполняя заданные программой арифметические и логические операции.

Название «арифметико-логические устройства» прочно закрепилось в вычислительной технике третьего поколения, сменив

употреблявшееся для систем второго поколения название «арифметические устройства». Новое название стало не только более точным, но и отражает большое значение для систем обработки информации именно логических операций. Кроме того, новые устройства имеют по сравнению со старыми, по крайней мере, две особенности: наличие двоично-десятичной арифметики и сумматоров на комбинационных логических схемах.

Под *двоично-десятичной арифметикой* в данном случае понимают средство для выполнения арифметических операций над числами, представленными непосредственно в двоично-десятичном коде, без перевода их в двоичные. Необходимость в таких средствах диктуется тем, что в современных системах универсального назначения, как указывалось ранее, возможны задачи типа бухгалтерско-финансовых расчетов. В этом случае объем собственно вычислительной работы весьма мал, и обычная практика перевода чисел перед их обработкой из десятичной системы в двоичную оказалась бы неэффективной. Поэтому в состав АЛУ систем третьего поколения вводят особую часть, которая позволяет выполнять несложные арифметические операции над десятичными числами, представленными своими двоичными кодами, без перевода их в двоичную систему счисления. Эта часть АЛУ весьма специфична и в дальнейшем специально не рассматривается.

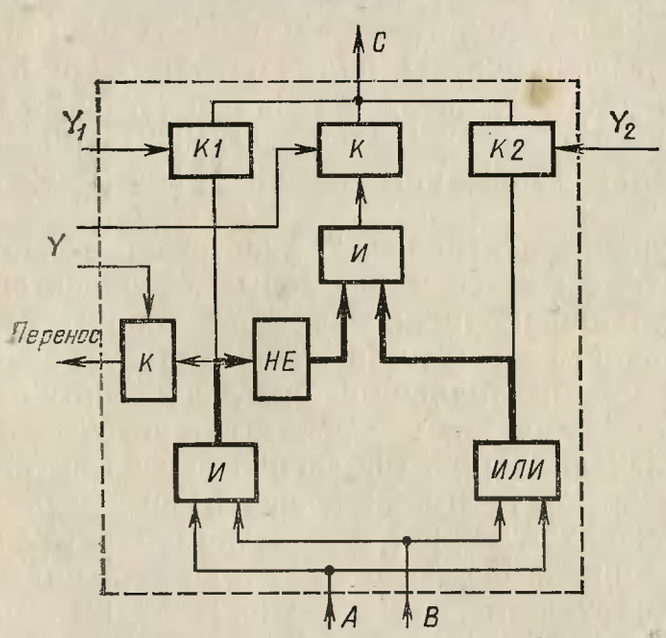


Рис. 7-4

Вторая отличительная особенность современных АЛУ — применение сумматоров на логических комбинационных схемах — может рассматриваться как дальнейшее развитие основных идей электронной вычислительной техники по использованию алгебры логики для выполнения арифметических операций, что возможно, если числа выражены в двоичной системе счисления, а в число логических операций включены операции запоминания и задержки. Такая возможность раньше реализовывалась главным образом путем использования триггеров со счетным входом, выполнявших в двоичных сумматорах сразу две функции: образования суммы и хранения полученных результатов. Однако при использовании логических элементов в интегральном микроэлектронном исполнении это оказалось неудобным, и за триггерами сохранена лишь функция хранения полученных результатов, тогда как образование суммы происходит без участия триггеров, непосредственным комбинированием логических сигналов в комбинационных схемах.

Логической комбинационной схемой называют схему (рис. 7-4), составленную из элементов И, ИЛИ, НЕ и действующую таким образом, что при подаче на ее вход некоторой входной комбинации логических сигналов Y на выходе появляется сочетание C сигналов (выходная комбинация) в соответствии с принятой для данной схемы таблицей истинности.

Логическая комбинационная схема, используемая в качестве сумматора двоичных чисел, включает соответствующее количество частей (разрядов), каждая из которых характеризуется слагаемыми A и B. Выполнению операции сложения (арифметического) в одном двоичном разряде соответствует таблица истинности:

A	B	C	Перенос
0	0	0	0
1	0	1	0
0	1	1	0
1	1	0	1

Этой таблице соответствуют жирные линии комбинационной схемы, изображенной на рис. 7-4. Сигналы A и B поступают в нее от триггеров, хранящих слагаемые, а сумма и сигнал переноса передаются на выход после замыкания ключей K, $K1$, $K2$ по сигналу Y, вырабатываемому устройством управления.

Тонкие линии на рис. 7-4 указывают на возможность расширения функций схемы. В частности, при подаче от устройства управления вместо сигнала Y сигналов Y_1 или Y_2 соответственно можно на ее выходе получить не арифметическую, а логическую сумму или логическое произведение входных величин. Если же несколько видоизменить данную схему, то она может дать арифметическую разность соответствующих величин.

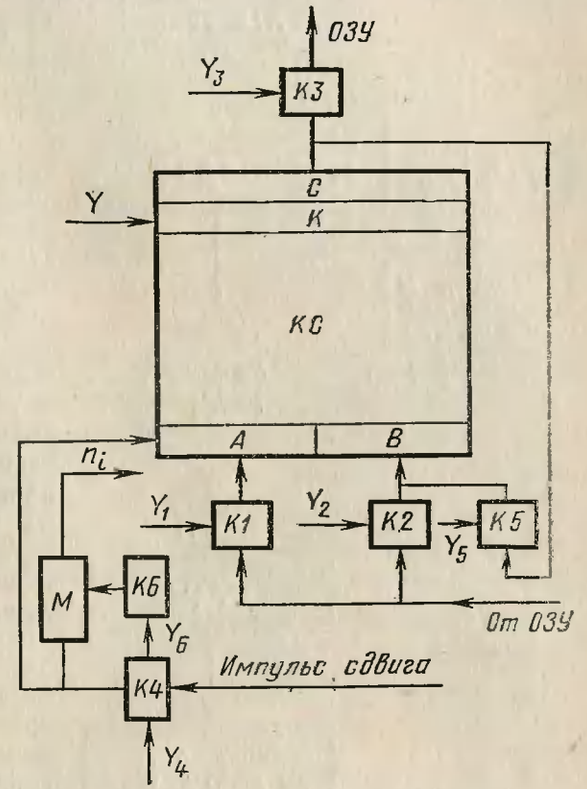


Рис. 7-5

Из таких схем собирают многоразрядные комбинационные сумматоры, соединенные цепями переноса, скорость которого и определяет быстродействие сумматора (основные операции завершаются в нем практически мгновенно после подачи входных величин). Кроме того, устанавливают многоразрядные ключи (клапаны) и триггерные регистры на входе и на выходе, причем входные регистры, как правило, делают сдвиговыми (т. е. способными сдвигать хранящиеся на них коды на некоторое число разрядов вправо и влево), а выходной регистр снабжают специальным устройством для анализа содержимого старшего разряда (или особого разряда переполнения) с выдачей признака нуля или единицы в этом разряде.

Так образуется показанная на рис. 7-5 жирными линиями структура арифметико-логических устройств машин третьего поколения простейшего вида, содержащая комбинационный сумматор ($КС$) и другие элементы *.

При ОЗУ неограниченной емкости АЛУ позволяет реализовать любой наперед заданный алгоритм программной обработки информации, представленной двоичными кодами. Чтобы показать это, обратимся к сложной и важной во многих отношениях операции умножения. Известно, что для двоичных чисел она может быть реализована по простейшим схемам, состоящим из сдвигов и сложений, как, например:

1111	1111
1001	1001
1111	1111
1111	1111
10000111	10000111

* Обозначение других элементов и анализ работы схемы см. далее.

Алгоритм, реализующий одну из этих схем (правую), приведен на рис. 7-6, где знаком := обозначена операция присваивания, т. е. засылки в соответствующие ячейки ОЗУ указанных рядом с ними величин. При этом в подобных ячейках помимо множимого A и множителя B хранится также число 0000, необходимое для пересылки кода на ОЗУ в выходной регистр с целью анализа содержимого его старшего разряда, а также число 0001, используемое как указатель конца операции. Результат накапливается в ячейке.

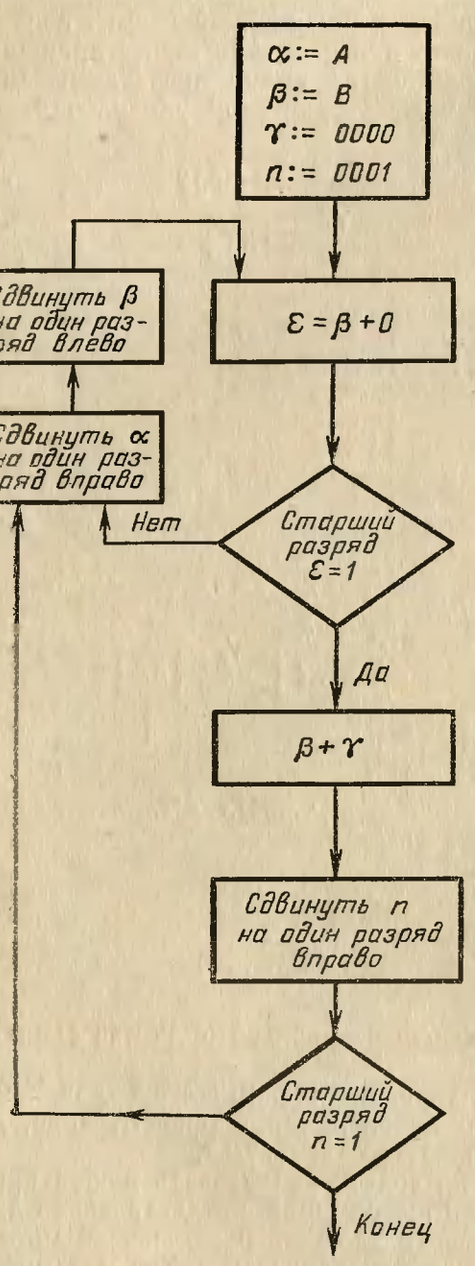


Рис. 7-6

Из рассмотрения алгоритма следует, что для его реализации требуется выполнение лишь тех элементарных операций, которые могут быть осуществлены с помощью простейшего АЛУ (сложения, сдвига и условного перехода по признаку содержимого старшего разряда суммы). Однако число таких операций достаточно велико, и каждая из них требует обращения к ОЗУ за командой, а некоторые и за операндом, что приводит к большим затратам памяти и времени. Если необходимо сократить затраты, простейшие АЛУ расширяют дополнительными техническими средствами. Одна из возможностей такого расширения рассмотрена далее на примере операции умножения.

Вернемся к рассмотрению действия схемы АЛУ, показанной на рис. 7-5 жирными линиями. В схеме учтено действие дополнительного сдвигового **регистра *M***, клапана *K6* и устройства для выдачи признака содержимого старшего разряда n_i, а также связи между выходом сумматора и его входом через клапан *K5*. Операция умножения при этом проходит следующим образом: получив код операции, устройство управления двумя следующими один за другим сигналами (Y_1 и Y_6) обеспечивает прием из ОЗУ множимого и множителя, причем множимое принимается на регистр A, а множитель — на регистр M (предполагается, что регистр B при этом «сброшен в нуль»).

Далее сигналами Y_4 осуществляется цикл сдвигов этих величин на один разряд — множителя вправо, а множимого — влево. Если старший разряд в регистре M оказывается равным единице, то по сигналу Y в регистр C записывается сумма содержимого регистров A и B, а по сигналу Y_5 эта сумма перезаписывается в регистр B. Если старший разряд в регистре M до очередного сдвига равен нулю, то сумма содержимого регистров A и B в регистр C не записывается, и в регистр B не переносится. По окончании операции по сигналу Y_3 заносится содержимое регистра C в ОЗУ.

Таким образом, накопление произведения в данном случае происходит в ряде промежуточных операций, но без передачи результатов этих операций в ОЗУ. Промежуточные операции часто называют *микрооперациями*, а описанный способ их выполнения — *аппаратным*, отличая его от ранее рассмотренного программного. Таким способом могут быть, очевидно, выполнены и другие сложные операции, например операции с плавающей запятой и т. п. Количество аппаратно выполняемых операций характеризует качество системы команд машины. Чем больше в системе таких операций, тем выше (при прочих равных условиях) быстродействие и меньше потребный объем ОЗУ. Однако машина при этом усложняется, что приводит к увеличению стоимости, а иногда и к снижению надежности.

Процессоры ЭВМ типа ЕС, так же как и машины системы IBM-360, имеют набор более чем из 140 различных команд. Из них больше половины составляет так называемый стандартный набор, куда входят элементарные арифметические и логические операции, операции условной и безусловной передачи управления и многочисленные модификации этих операций, легко реализуемые технически и удобные для программистов. Присоединение к стандартному набору восьми команд, выполняемых в десятичной арифметической системе, образует систему команд для бухгалтерско-финансовых расчетов. Имеется также большое число команд для операций, проводимых над числами с плавающей запятой, присоединяемых к стандартному набору при научно-технических расчетах и обеспечивающих выполнение по одной команде большого числа элементарных операций.

В системе IBM-360 полный набор команд предусматривают только в старших моделях; в младших помимо стандартного набора устанавливают команды либо для бухгалтерско-финансовых, либо для научно-технических расчетов. В ЭВМ типа ЕС все модели, кроме самой младшей, имеют полную систему команд.

Устройство управления — устройство дискретной автоматики, отличающееся от других устройств подобного рода тем, что в соответствии с принципом действия ЦВМ (принципом программной обработки информации) оно имеет два регулярно чередующихся этапа работы — подготовительный (выборка команд) и основной (выборка конкретных данных операндов), называют устройством управления (УУ).

Оба типа начинаются с обращения к ОЗУ — за командой и за операндом. Такие обращения возможны и к другим устройствам системы, например к внешним, и работа УУ должна быть построена так, чтобы дальнейшие действия осуществлялись каждый раз только после поступления запрашиваемого (команды или операнда).

Обеспечить это можно двумя способами: непосредственным контролем за поступлением или введением до начала работы выдержки времени, достаточной для поступления. Сравнение этих способов оказывается в пользу первого, если время ожидания велико, и в пользу второго, если время ожидания мало и всегда одинаково.

При обмене процессора с ОЗУ и управлении применяют обычно второй способ с выдержкой времени, реализуемой следующим образом: общие для всей машины сигналы постоянной частоты, называемые также тактовыми сигналами, поступают одновременно в УУ и ОЗУ. Первый сигнал разрешает выдачу запроса и начало работы ОЗУ; второй должен отстоять от первого настолько,

чтобы прийти после поступления ответа, разрешая начало соответствующих действий в УУ.

Таким образом, действия ОЗУ и УУ оказываются четко скоординированными во времени, или синхронизированными, отчего способ управления называют *синхронным*. В то же время при обмене УУ с рядом других устройств и этих устройств между собой применяют другой способ управления, называемый способом *управления по ответному сигналу* или *асинхронным*. В целом управление современными машинами называют *синхронно-асинхронным* или *смешанным*.

Цикл работы ОЗУ всегда состоит из двух подциклов («чтение — регенерация» или «стирание — запись»), поэтому систему тактовых импульсов часто делают двухфазной, т. е. генерируют две серии тактовых импульсов, сдвинутых один относительно другого на половину периода. Временная диаграмма таких импульсов показана в верхней части рис. 7-7, который показывает схему так-

Рис. 7-7

тировки и выполнения элементарных операций в системе третьего поколения. Работе ОЗУ соответствует диаграмма в средней части, а работе процессора — в нижней части. Таким образом, зная частоту тактовых импульсов и схему тактировки, легко определить быстродействие машины. Однако на практике это возможно лишь для простейших систем третьего поколения. В других системах это определение значительно сложнее.

Рассмотрим основной этап работы устройства управления — этап, когда распознан (расшифрован) код команды, а соответствующий операнд запрошен в ОЗУ и должен вскоре поступить из него. Очевидно, что на этом этапе работа УУ практически не отличается от работы обычного устройства дискретной автоматики, и читатель может легко представить себе схему такого устройства для рассмотренного примера, причем характер используемых в нем технических средств (реле или бесконтактных элементов) влияет лишь на скорость работы.

При создании первых ЦВМ устройства дискретной автоматики достигли достаточно высокой ступени развития и конструкторы машин использовали уже готовые решения. Однако в дальнейшем новые принципы обработки информации, характерные для ЦВМ, проникли и в устройства управления этой обработкой, совершенно изменив их облик. Так, возникло микропрограммное управление, которое в вычислительной технике стало основным и теперь оказывает все большее влияние на выбор способа управления в других отраслях.

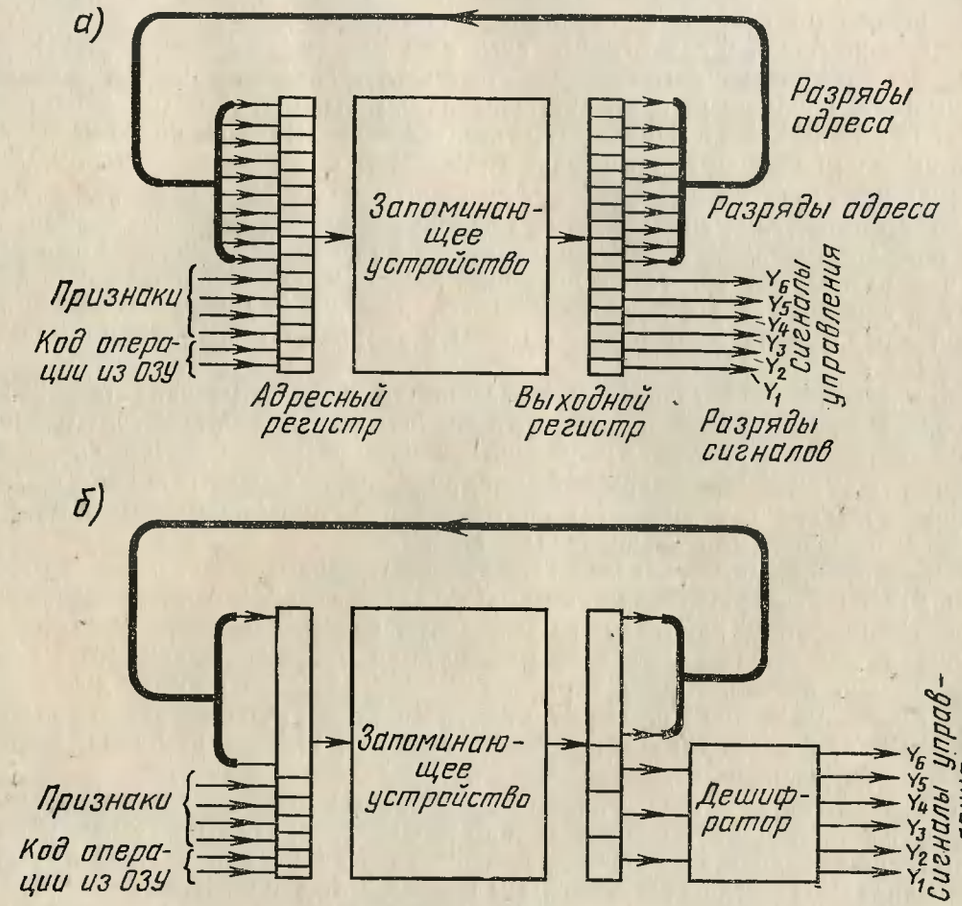


Рис. 7-8

Идея микропрограммного управления состоит в специфичном использовании для формирования управляющих сигналов двоичных кодовых комбинаций (слов), выбираемых из памяти. Эти слова определяют собой состояние набора проводов (линий), идущих из запоминающего устройства, причем наличие на проводе электрического импульса означает единицу, а отсутствие — нуль. При аппаратном управлении такие импульсы лишь запускают сложные логические схемы, вырабатывающие затем необходимую последовательность управляющих сигналов. При микропрограммном управлении они, по существу, сами являются этими сигналами.

Простейшее устройство микропрограммного управления показано на рис. 7-8, *а*. Оно состоит из запоминающего устройства с входным (адресным) и выходным (регистром слов, извлекаемых из памяти) регистрами. Одна часть линий, отходящих от выходного регистра, используется далее как линии с сигналами управления Y_1, Y_2, Y_3 и т. п. Сигналы могут подаваться, например, в АЛУ

или другие узлы машины. Другая часть линий, отходящих от выходного регистра, идет на входной, где участвует в образовании адреса для выборки следующего слова, подаваемого на выходной регистр.

Помимо указанных линий в образовании адреса принимают участие линии, приходящие из ОЗУ и содержащие код операции, а также линии признаков, назначение которых будет пояснено далее. Устройство, получив из ОЗУ команду на выполнение любой операции в форме кода, может само образовывать последовательность сигналов, необходимых для проведения требуемых данной командой микроопераций. Чтобы доказать это, предположим, что в некоторый момент времени, когда закончена предыдущая операция и на входном регистре все разряды сброшены в нуль, из основной памяти поступил на этот регистр некоторый код операции O_1. Код операции, дополненный нулями, рассматривается далее как адрес некоторой ячейки, куда заранее можно записать двоичное слово, содержащее единицу в разряде первого сигнала управления (например, Y_1), нули в разрядах остальных сигналов и число A_1, дополняющее O_1 до адреса второго подобного слова (второй микрокоманды). Таким образом, может быть осуществлена выборка всех микрокоманд для данной операции, после чего адресная часть выходного слова вновь станет равной нулю.

Важную роль в этом процессе могут играть и сигналы признаков. Так, в рассмотренном примере аппаратного выполнения операции умножения признак $П_1$ показал, следует ли подавать сигнал переписи с регистра C на регистр B или нет. Очевидно, что в микропрограммном запоминающем устройстве по адресу с единицей в разряде признака $П_1$ должна храниться микрокоманда с единицей в разряде Y_5, а по адресу с нулем в разряде $П_1$ — микрокоманда с нулем в разряде Y_5.

Все это заранее учитывается и оформляется в виде массива информации, хранящегося в рассматриваемом ЗУ, которое часто называют *массивом микропрограмм*. Причем в качестве ЗУ удобно использовать устройство упрощенной конструкции, допускающее запись информации лишь при изготовлении, а дальше работающее только на чтение. Устройства такого типа называют обычно *постоянными запоминающими устройствами* (ПЗУ).

Система управления, основанная на использовании ПЗУ, очень удобна и в изготовлении, и в эксплуатации, поскольку ПЗУ является стандартным узлом и все изменения в нем при переходе от одной системы команд к другой сводятся лишь к изменениям в массиве информации при его записи, что осуществляется довольно просто. Кроме того, в ПЗУ всегда можно иметь контрольные разряды, обеспечивающие проверку достоверности произведенной выборки. Поэтому ПЗУ, как и принцип микропрограммного управления, находят все более широкое применение.

Однако простейшая схема микропрограммного управления, приведенная на рис. 7-8, *а*, не экономична, поскольку при большом числе требуемых сигналов управления нужна широкая выборка, причем во всех разрядах сигналов, кроме одного, выбираются нули (случай одновременного использования нескольких сигналов здесь для упрощения не рассматривается). Поэтому на практике в такие схемы обычно добавляют особое устройство, называемое дешифратором (рис. 7-8, *б*).

Дешифратор — это набор логических схем И, который при n входах имеет 2^n выходов и путем особой настройки («распайки») может быть организован таким образом, что каждому из 2^n сочетаний сигналов на входных шинах будет соответствовать номер шины, где появится выходной сигнал, и притом только один. Дешифраторы часто применяют в системах автоматики, телемеханики и связи для преобразования кодовых комбинаций в сигналы, направляемые к различным объектам. Из рисунка видно, что в данном случае дешифратор позволяет резко сократить разрядность микрокоманды, получив восемь управляющих сигналов на основе трех разрядов соответствующей части слова.

К преимуществам рассматриваемого способа управления помимо простоты выполнения можно отнести также возможность смены системы команд машины путем замены содержимого ПЗУ. Эти преимущества и определили быстрый переход к микропрограммному управлению от старых способов управления, называемых теперь аппаратными (не путать с аппаратным выполнением операций, о чем говорилось ранее!).

Таким образом, возможны три способа управления — программное, аппаратное и микропрограммное. При первом способе в основной программе решения задачи обязательно указываются все операции, вплоть до элементарных. При втором способе программист может ограничиться указанием лишь сложных операций, тогда как составляющие их элементарные операции будут выполнены за счет действия разнообразных логических схем управления. При третьем способе все сложные операции также осуществляются по одной команде, однако вместо большого объема разнообразной аппаратуры управления используют лишь два стандартных узла — ПЗУ и дешифратор, настройка которых по программам, составленным изготовителем, обеспечивает нужную последовательность выдачи управляющих сигналов. Кроме того, ПЗУ за счет односторонности действия работают быстрее ОЗУ и по быстродействию микропрограммное управление приближается к аппаратному.

Взаимодействие процессора и ОЗУ. Рассматривая центральные обрабатывающие устройства (процессоры) систем третьего поколения, проанализируем связь их с ОЗУ. Этот вопрос чрезвычайно важен, так как он обусловлен структурой команд, а в конечном счете — эффективным использованием памяти машин.

Первые машины для обработки информации по программам, хранящимся в ОЗУ, имели четырехадресную структуру команд, т. е. помимо кода операции, адресов операндов и адреса для отсылки результата в них указывался также адрес ячейки, хранящей следующую команду. В дальнейшем было подмечено, что если при выполнении некоторой заранее заданной последовательности операций соответствующие команды располагать в памяти одну за другой, то в специальном указании адреса следующей команды нет необходимости — достаточно определить начальный адрес последовательности команд и занести его на специальный счетчик, содержимое которого после выполнения очередной операции автоматически увеличивается на единицу. Так появился счетчик команд, ставший теперь неотъемлемой частью всех ЦВМ.

Переход к последовательной выборке команд по адресу на счетчике (или, как иначе говорят, к линейной работе памяти) заставил ввести в систему команд машины особую операцию для установки на этот счетчик нового начального адреса команд. Эту операцию называют операцией безусловного перехода и включают в последовательность операций тогда, когда надо прервать некоторую цепочку команд с непрерывно увеличивающимися адресами и перейти к другой такой же цепочке, но расположенной в иной части памяти.

Далее была введена возможность так называемого *условного перехода*, когда решение о переходе к новой последовательности команд или продолжение старой последовательности принимается машиной автоматически в зависимости от результата предшествующей операции (чаще всего от его знака). Эта возможность и превратила ЦВМ в «думающую машину».

Введением счетчика команд, операций условного и безусловного перехода и некоторых других операций такого же типа завершилось создание классической структуры ЦВМ, но поиски по совершенствованию этой структуры не прекратились до настоящего времени. Одним из важных направлений этих поисков было усовершенствование адресной части команд как по числу адресов, так и по способу их образования.

Число адресов. Длительное время конкурировали между собой машины трех типов: трехадресные, одноадресные и двухадресные. *Трехадресными* называют машины, где в поле адреса одной и той же команды содержатся сразу адреса первого и второго операндов, а также адрес для отсылки результата. Эти машины очень удобны при программировании, однако требуют специальных ячеек для хранения промежуточного результата даже в том случае, когда результат нужен только для операции, непосредственно следующей за данной.

Этого недостатка лишены *одноадресные* машины, где в поле адреса содержится адрес только одного операнда, а второй операнд, участвующий в данной операции, должен к этому времени уже находиться на одном из регистров АЛУ. Если этот операнд является результатом предшествующей операции, то такая структура адресной части команды очень выгодна. Однако если это не так, то для получения второго операнда требуется специальная команда вызова, что удлиняет программу.

Достоинства рассмотренных систем команд совмещает в себе двухадресная система, где значения полей адресной части команды определяются специальным признаком, содержащимся в коде операции, и могут быть различными. В частности, в одном случае это может быть адрес второго операнда (тогда результат остается на регистре), а в другом — адрес для отсылки результата (тогда одним из операндов будет сохраняемый результат предшествующей операции).

Двухадресная система команд является очень гибкой, поэтому ее применяют в основных системах третьего поколения (таких, как IBM-360 и ЕС ЭВМ). Однако она сложна с точки зрения технической реализации и в простейших системах третьего поколения (см. § 7-6) применяются исключительно одноадресные команды. Трехадресная система осталась лишь в ЦВМ, специально предназначенных для научно-технических расчетов; в новых ЦВМ большое число таких команд встречается весьма редко.

Способы адресации. Известны пять основных способов адресации в ЦВМ — прямая, косвенная, непосредственная, индексная и относительная.

Прямая адресация состоит в том, что поле адреса каждой команды используется непосредственно для указания физического адреса операнда в ОЗУ. В отличие от этого, при *косвенной* адресации первая команда несет в себе адрес не операнда, а лишь некоторой промежуточной ячейки, где хранится адрес этого операнда (возможно существование нескольких промежуточных ячеек

и нескольких ступеней косвенной адресации). При использовании в качестве промежуточных ячеек счетчиков косвенная адресация позволяет расширить область адресуемой памяти без увеличения разрядности адресной части команды, однако требует нескольких обращений к памяти за одним операндом.

Под *непосредственной адресацией* понимают использование адресной части команды для хранения некоторого кода, вписанного непосредственно программистом. При расшифровке команды указанный код попадает на один из входных регистров АЛУ, поэтому его часто называют *непосредственным операндом*.

Индексная адресация предполагает приписывание к основному адресу, называемому также *базисным*, различных индексов, которые могут формироваться и храниться на специальных индексных регистрах или счетчиках (индексная арифметика). Эту адресацию удобно использовать при хранении двумерных массивов, организации циклов и т. п.

Относительная адресация предусматривает развитие идей индексной адресации в направлении дальнейшего повышения гибкости адресной системы машины. При относительной адресации физический адрес получается как сумма хранящихся в команде базисного адреса и смещения, к которым может быть добавлен также индекс. Относительную адресацию широко используют при статическом распределении памяти между отдельными программами или пользователями и при организации защиты памяти (последняя осуществляется путем разделения памяти на страницы и установления специальных ключей, запрещающих посторонним программам или пользователям вести запись на страницу, отведенную для одной какой-либо программы или пользователя).

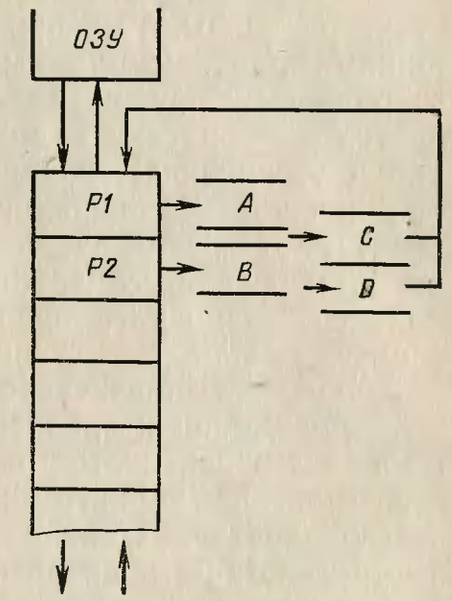


Рис. 7-9

Стековая структура. Описанный способ взаимодействия процессора с ОЗУ, состоящий в том, что каждая команда несет в себе адрес операнда, является наиболее распространенным, но не единственным. Существуют системы, где для этой цели используют гнездовые накопители, называемые иначе стеком.

Стек — это накопитель (составленный из триггерных регистров и ячеек МОЗУ), рассматриваемый как внешний по отношению к основной памяти и выполняющий функции своеобразного буфера между этой памятью и АЛУ. Графически структура ЦВМ со стеком изображена на рис. 7-9 в виде этажерки или магазина с ячейками, заполненными операндами (отсюда два других названия стека — магазинная или гнездовая память). Две верхние ячейки стека, обозначенные *P1* и *P2*, содержат операнды, участвующие в каждой операции. После проведения ее *P2* гасится, а *P1* хранит результат, который может быть либо выдан в ОЗУ, либо спущен вниз при приеме из ОЗУ нового числа.

Характерным для стека является наличие четко обусловленных перемещений

информации, а именно: при освобождении любой из верхних ячеек весь стек подтягивается, занимая освободившееся место; при необходимости приема числа из ОЗУ он опускается, освобождая этому числу место в ячейке *P1* (физически это происходит, конечно, несколько иначе, но логически такое представление наиболее удобно и всегда применимо). Кроме того, в стеке возможны еще два движения — дублирование (операнд из ячейки *P1* дублируется в ячейке *P2* соответствующим смещением остальной части стека вниз) и реверсирование (смена местами содержимого *P1* и *P2* без перемещения остальной части).

Таким образом, расположение информации в стеке в каждый момент времени хорошо известно программисту, и он может пользоваться в некоторых случаях безадресными командами. Так, например, если надо получить $(A+B)/(C+D)$, то вызов A и B из ОЗУ производится по их адресам, а команда сложения — безадресная, затем C и D снова вызываются по адресам, команды сложения и деления — безадресные.

Помимо экономии времени и памяти за счет применения безадресных команд стековая структура облегчает обработку информации целыми массивами (векторами) и построение трансляторов с языков высшего уровня, особенно при необходимости использования так называемых быстрых регистров.

§ 7-4. БЫСТРОДЕЙСТВИЕ ЦВМ

Способы количественного определения быстродействия различны. Так, при синхронно-асинхронном управлении машинами длительность выполнения каждой из операций зависит от ряда факторов и является непостоянной. При этом различают не только короткие и длинные операции (как, например, сложение и умножение), различным может быть и время выполнения одной и той же операции (например, при умножении это время зависит от числа нулей в множителе, при нормализации — от числа необходимых сдвигов и т. п.). Если при этом учитывать появление большого числа разнообразных типов операций, то сложность проблемы становится еще очевиднее.

Один из лучших способов выявления действительного быстродействия машин и сравнения их по этому параметру является решение определенного пакета задач и оценка сравнительного выигрыша или проигрыша во времени с помощью специальных коэффициентов. Однако разные задачи по-разному выявляют быстродействие машин и процедуру этого выявления, получившую в английской литературе название «бенчмарк» («benchmark»), применяют в основном при выборе оборудования для конкретных систем реального времени. Для оценки же производительности машин безотносительно к задачам используют обычно так называемые статистические наборы или смеси, полученные обследованием большого числа задач и отражающие вероятность появления той или иной операции в общем процессе программной обработки информации.

В настоящее время наиболее употребительны смеси, полученные американским математиком Гибсоном при обследовании научно-технических задач,— смесь «Гибсон-I», полученная для ЦВМ второго поколения, но используемая и для ЦВМ третьего поколения, и смесь «Гибсон-III», полученная на машинах системы IBM-360 и хорошо отражающая специфику системы команд этих машин.

Каковы же действительные требования, предъявляемые к быстродействию машин? Следует напомнить, что технические возможности получения высокого быстродействия имелись уже в машинах второго поколения. Так, созданные в начале 60-х годов машины типа БЭСМ-6 и СДС-6600 (СДС-6500), которые выполняют около 1 млн. операций в секунду, до сих пор занимают по быстродействию одно из самых высоких мест среди серийно выпускаемых машин. Однако потребителей интересует и ряд других показателей, по которым эти типы машин второго поколения существенно отстают.

Требование высокого быстродействия превалирует главным образом в научно-технических задачах, где оно проявляется даже при работе в режиме «офф-лайн» (не говоря уже о системах реального времени, в которых из-за низкого быстродействия ряд задач решается еще в не полной постановке). Однако и в этом случае потребителю далеко не безразлично, какова первоначальная стоимость системы, какие дополнительные затраты придется произвести, чтобы сделать ее надежной, сколько будет стоить эксплуатация, и т. п. Причем возможность решения задач в более полной постановке не всегда компенсирует дополнительные затраты.

В других задачах, использующих для решения ЦВМ, положение еще сложнее, поскольку быстродействие, достигнутое в ЦВМ второго поколения, в большинстве случаев оказывается достаточным, и интерес представляет главным образом повышение эффективности оборудования, т. е. снижение затрат на хранение одного байта информации в памяти систем и проведение одной операции по его обработке.

Пути решения этой задачи очень напоминают возможные пути совершенствования электроэнергетики — это либо создание весьма крупных машин и сетей ЦВМ, где значительные первоначальные затраты на оборудование окупаются возможностью одновременного обслуживания большого числа потребителей, либо снижение стоимости систем малой и средней мощности (тогда затраты на единицу обработанной информации также снизятся). В электроэнергетике, как известно, наиболее перспективным оказался первый путь. Однако информационные сети объединены пока еще намного слабее, чем электроэнергетические, поэтому приходится следовать обоими путями, создавая различные модели оборудования для систем различной мощности. Эту тенденцию проследим на примере системы IBM-360 и аналогичных ей систем третьего поколения.

Известно, что основой для построения процессоров в системах третьего поколения служат логические элементы в интегральном микроэлектронном исполнении. После освоения серийного производства эти элементы оказались надежнее, чем применявшиеся ранее полупроводниковые элементы в дискретном исполнении. Кроме того, благодаря своим микроскопическим размерам они имеют малые паразитные емкости и обеспечивают возможность выполнения логических операций за десятые доли микросекунды,

т. е. примерно в 10—15 раз быстрее, чем типовые элементы машин второго поколения (машины типа БЭСМ-6 и им подобные выполнены на специальных ненасыщенных элементах и здесь не рассматриваются).

Оперативные запоминающие устройства в третьем поколении ЦВМ претерпели меньшие изменения. Однако усовершенствование и удешевление элементов для их схем управления позволило перейти на более компактную 2,5-мерную структуру, обеспечивающую сокращение длины основных линий, что привело (с учетом ускорения управления) к повышению быстродействия в 4—6 раз.

Представляет интерес оценка возможного быстродействия ЦВМ, выполненных на таких элементах и устройствах, при использовании классической структуры машин второго поколения, а также рассмотрение возможных путей изменения этого быстродействия в соответствии с требованиями, предъявляемыми к той или иной модели. При этом следует исходить, естественно, из достаточно совершенной структуры, где и выполнение сложных операций, и управление работой машины были бы чисто аппаратными, а выборка и обработка информации осуществлялись бы полным машинным словом (переменную длину команд и операндов, характерную для машин третьего поколения, можно учесть усреднением). При этом полное время цикла при выполнении обычного набора операций может быть определено как сумма времени выборки команд — 1 мкс, расшифровки команд и модификации адресов — 0,5 мкс, выборки операнда (среднее) — 1,5 мкс, выполнения операции (среднее) — 0,5 мкс, отсылки результата (среднее) — 1,5 мкс. В данном случае цикл составляет 5 мкс.

Таким образом, обычная структура машин, использовавшаяся во втором поколении, позволяет при применении элементов и устройств третьего поколения получить среднее быстродействие процессоров в 200 тыс. операций/с, причем основным ограничивающим фактором здесь оказываются большие затраты времени в ОЗУ.

Развитие микроэлектроники открыло широкие возможности преодоления этих затруднений путем создания запоминающих устройств любого объема, выполненных непосредственно на триггерных регистрах или подобных устройствах (сверхоперативные ЗУ). В 1964 г., когда начался выпуск системы IBM-360, стоимость таких устройств была очень велика, и поэтому при разработке системы пошли по несколько иному пути — пути совмещения основной памяти на МОЗУ с ограниченным объемом памяти на триггерных регистрах.

Введение буферных устройств памяти наиболее удобно в машинах со стековой структурой, где триггерные регистры образуют «головку» стека (его верхнюю часть). Именно такое решение было использовано в машине БЭСМ-6, где восемь быстрых регистров в головке стека обеспечили высокое быстродействие при возврате к промежуточным результатам операций. Однако в системе IBM-360 стековая структура из-за ряда причин была отвергнута,

а быстрые регистры были введены в машину как выносные ячейки ОЗУ, которым приданы и дополнительные функции регистров индексной арифметики.

Всего предусмотрено двадцать таких регистров — шестнадцать общих регистров длиной в полное слово (4 байта) и четыре регистра с плавающей запятой длиной в двойное слово (8 байт) каждый. Общие регистры могут использоваться как индекс-регистры в операциях над адресами и индексами, а также хранить данные в логических операциях и в арифметических операциях с фиксированной запятой. Регистры с плавающей запятой, как показывает их название, используют главным образом в операциях с плавающей запятой.

Таким образом, создается небольшое сверхоперативное ЗУ общим объемом в 96 байт, которое можно использовать для ускоренной записи и чтения операндов. Адреса ячеек этого ЗУ должны, как и ранее, указываться в адресной части команды. При этом обычная двухадресная структура процессора создает три типа команд: оба адреса — адреса регистров (команды типа «регистр — регистр» или RR), первый адрес — адрес регистра, второй — адрес ячейки ОЗУ (команды типа «регистр — память» или RX) и оба адреса — адреса ячеек ОЗУ (команды типа «память — память» или SS). Кроме того, существуют команды двухадресной структуры с непосредственной адресацией первого операнда (тип SI) и трехадресной структуры с адресами двух регистров и одной ячейки ОЗУ (RS). Такие машины иногда называют нуль-трехадресными.

Исследования показали, что при правильном применении быстрых регистров можно почти вдвое сократить количество операций записи и чтения операндов из ОЗУ, заменив их обменом с быстрыми регистрами, который требует значительно меньшего времени (не более 0,1 мкс на запись или чтение). Как свидетельствуют приведенные расчеты, это может привести к увеличению быстродействия машин примерно в 1,5 раза. Кроме того, благодаря небольшому числу регистров для их адресации достаточно всего четыре разряда на адрес (плюс разряд в признаке операции). Поэтому, например, команда типа RR размещается всего в двух байтах (одно полуслово), что позволяет экономить память машины (это привело к переменной длине команд, а следовательно, и дополнительным операциям распознавания границ).

В то же время выяснилось, что эффективно использовать быстрые регистры в качестве сверхоперативного ЗУ достаточно сложно, особенно при автоматическом составлении машинных программ трансляторами, поэтому их применяют главным образом в качестве индексных регистров. Стековая структура машин создает в этом отношении большие возможности и является предпочтительной. Укажем также, что в настоящее время имеются сверхоперативные ЗУ, выполненные на триггерных регистрах объемом в несколько Кбайт, однако они применяются в машинах поколения «три плюс» и здесь не рассматриваются.

Следующий (за введением быстрых регистров) шаг по увеличению быстродействия ЦВМ — расширение выборки из ОЗУ до двух слов сразу, а также совмещение подготовительного этапа последующей операции (выборки команды, ее обработки и обращения за операндом) с основным этапом предыдущей операции (выполнения команды и отсылки результата). Основываясь на приведенных подсчетах, можно утверждать, что в данном случае также можно увеличить быстродействие процессора в 1,5—2 раза, однако его схемы при этом существенно усложняются; в частности, появляется блок буферных регистров для разрешения конфликтных ситуаций, возникающих при одновременном обращении к ОЗУ со стороны различных устройств машины.

Указанный способ увеличения быстродействия машин эффективен только при линейной работе памяти, т. е. при отсутствии переходов по результатам предыдущей операции. Однако таких переходов сравнительно немного, поэтому применение данного способа дает хорошие результаты. Кроме того, он интересен и сам по себе как первый этап перехода от чисто последовательной обработки информации, классической для ЦВМ, к «распараллеливанию» вычислительного процесса, отвергавшемуся ранее в связи с существенным усложнением управления. Теперь пути дальнейшего повышения быстродействия вычислительных систем оказались в той или иной мере связанными с таким распараллеливанием, и в рекордной по быстродействию системе «Элиак-IV», разработанной фирмой «Барроуз» в США, параллельно работают уже 256 процессоров.

Для удешевления систем при соответствующем снижении их быстродействия применяется микропрограммное управление со сравнительно медленно действующими, но дешевыми ПЗУ для хранения микропрограмм. Далее переходят к сокращенной выборке из ОЗУ и сокращению длины регистров АЛУ, что заставляет обрабатывать двоичные слова в ряде последовательных тактов, байт за байтом или даже разряд за разрядом, т. е. углубляются черты последовательной работы.

Если такие удешевленные модели входят в состав систем с программной совместимостью сверху вниз (т. е. от старшей модели к младшей), как это имеет место в системе IBM-360 и ЭВМ типа ЕС, то они должны быть приспособлены для выполнения команд, предусматривающих использование быстрых регистров. Это легко сделать, заменив такие регистры ячейками постоянно распределен-

Таблица 7-1

Модель	1020	1030	1040	1050
Ширина выборки из ОЗУ, байт	2	4	4	8
Управление	Микропрограммное	Микропрограммное	Микропрограммное	Аппаратное
Быстрые регистры	Ячейки ОЗУ	ЗУ на тонких пленках	Триггерные	Триггерные
Обработка в АЛУ	Последовательная, байт за байтом	Параллельная	Параллельная	Параллельная с совмещением операций
Быстродействие (тыс. опер/с) для операндов в 32 разряда по смеси				
«Гибсон-I»	9	63	300	500
«Гибсон-III»	10	40	200	300

ной области основной памяти. Однако никакого увеличения быстродействия обращение к таким ячейкам, конечно, не принесет.

Проиллюстрируем возможность «управления» быстродействием систем изменением их физической структуры при неизменной логической структуре и примерно одинаковом качестве компонентов. Для этого приведем таблицу показателей моделей системы типа ЕС (табл. 7-1), имеющих единую систему команд и различающихся по быстродействию основных компонентов от старшей к младшей модели не более чем в 1,5—2 раза.

§ 7-5. КАНАЛЫ, ОПЕРАЦИОННАЯ СИСТЕМА И УПРАВЛЕНИЕ ДАННЫМИ

Увеличение производительности центральных процессоров при сравнительно малом росте пропускной способности устройств ввода — вывода вызвало в системах обработки информации организацию нескольких параллельных потоков для обмена между процессорами и основной памятью системы, минуя центральные процессоры (см. § 7-2). Это было обеспечено за счет использования для обмена части цикла ОЗУ, незанятой центральным процессором (так называемое скрадывание, или поглощение цикла), а также осуществления обмена независимо от основной программы решения задачи.

Для обмена информацией между ОЗУ и внешними устройствами (ВУ) обычного типа применяют стандартную программу. После получения от основной программы указаний о номере ВУ, его типе, объеме предстоящего обмена и начальном адресе массива эта программа может выполнять операции отдельно от основной программы и параллельно с ней. В системах типа IBM-360 такие программы называют канальными, а устройства для их осуществления — каналами.

Если для ведения каждой канальной программы используют самостоятельный комплект оборудования, то такие каналы называют *разделенными*. Если же на одном и том же оборудовании проводят сразу несколько канальных программ, то такое оборудование называют *каналом с разделенными подканалами*, а сами программы — *программами подканалов*. Далее будет показано, что в первом случае это оборудование может представлять собой микропрограммный автомат, а во втором случае — оперативную память и оборудование типа процессора. Причем возможность и целесообразность применения той или иной системы зависит от быстродействия обслуживаемых каналом внешних устройств.

Различие в быстродействии устройств ввода — вывода и накопителей информации системы типа ЕС (см. § 7-2) весьма велико. Это заставляет предусматривать при организации обмена с ОЗУ два типа каналов — быстрые и медленные, или *селекторные* и *мультиплексные*.

Оба типа каналов имеют единую логическую структуру и единый принцип действия; они могут среди большого числа подключенных к ним ВУ, называе-

мых также *абонентами*, выбрать устройство, с которым должен производиться обмен, установить с ним логическую связь и выполнить заданную программу обмена, включающую в себя пуск устройства (если это необходимо), контроль за его работой, счет числа переданных байтов и формирование адресов, а также обработку состояния конца обмена. Для выполнения этих операций в обоих каналах имеется соответствующее оборудование, включая регистры, счетчики и т. п., содержимое которых должно меняться либо в начале и конце выполнения программы, либо на каждом ее шаге. Однако принцип этого обновления и сам режим обмена в каналах различного типа различен.

Селекторный (избирательный) канал обслуживает обычно устройства с высокими скоростями обмена (нескольких сотен Кбайт в секунду) и связь его с каждым данным абонентом не прерывается до окончания передачи и приема всего массива. Такой режим называют *монопольным.* Мультиплексный канал обслуживает в основном такие устройства, которые способны передать или принять в секунду несколько десятков или (как максимум) сотен байт. При этом монопольный режим означал бы существенную недогрузку быстродействующей логики третьего поколения, а для организации потока информации достаточной интенсивности потребовалось бы использование большого числа параллельно действующих каналов. Поэтому для мультиплексного канала предусмотрен в качестве основного другой режим работы — *режим разделения времени,* или *мультиплексный.*

Идея мультиплексного режима состоит в том, что оборудование канала непрерывно (циклически) сканирует (обегает) выходные (входные) регистры своих абонентов, занося на них или снимая с них некоторый объем информации, чаще всего — байт. При этом разница в темпах работы ВУ и канала такова, что последний может обежать за один цикл несколько десятков или даже сотен таких устройств, не внеся никаких задержек в их работу. Однако при этом возникает, очевидно, соответствующее число подканалов и появляется необходимость в практически параллельном ведении их программ. Выделение для этих целей специального оборудования свело бы на нет все преимущества, полученные при разделении времени. Поэтому мультиплексный канал строят обычно с неразделенными подканалами, а для параллельного ведения большого числа программ используют возможность хранения информации в оперативном запоминающем устройстве обычного типа, которое в данном случае называют *памятью мультиплексного канала* (ПМК) или просто *мультиплексной памятью.*

Наличие мультиплексной памяти позволяет организовать в мультиплексном канале следующий режим работы: данные по обмену с тем или иным ВУ, полученные от центрального процессора, заносятся в эту память, а при установлении контакта с ВУ вызываются из этой памяти и засылаются на соответствующие регистры. Когда контакт с данным ВУ кончается, соответствующая информация в частично обновленном виде (например, с измененным счетом переданных байтов) возвращается в ЗУ и хранится там до следующего контакта с этим ВУ. Таким образом, в отличие от селекторного канала здесь работает как бы несколько микропрограммных автоматов, ведущих управление обменом, причем на каждом такте работы канала существует свой микропрограммный автомат, «полученный» из памяти перед началом этого такта. В качестве адреса для вызова информации из ЗУ используется адрес, присвоенный в канале ВУ, обслуживаемому на данном такте.

Отметим, что в некоторых случаях через мультиплексный канал организуется и монопольный режим обмена информацией, однако при этом то или иное ВУ, монополизируя все средства канала, лишает другие ВУ связи с системой. Поэтому обычно принимаются меры, чтобы такой режим длился недолго (не более 30—10 мс).

Наличие выделенной ПМК объемом в 4 Кбайта, с временем обращения в 1 мкс позволяет организовать до 256 неразделенных подканалов при суммарной интенсивности потока информации в канале до 40 Кбайт/с; при этом монопольный режим в канале может идти со скоростью в несколько сотен Кбайт. Для старших моделей систем третьего поколения такая интенсивность потока является необходимой. Однако для младших моделей она обычно не нужна и мультиплексный канал чаще всего разделяет оборудование процессора, т. е. выделенной

ПМК нет, а ее функции выполняет основная память системы. В связи с этим на время обмена информацией прекращается процесс ее обработки. Селекторный же канал при этом в принципе может действовать независимо.

Интерфейс ввода — вывода. Машинам типа IBM-360 свойственно единообразие физической и логической связей внешних устройств и каналов, которые осуществляются через стандартное сопряжение или интерфейс ввода — вывода. Под *интерфейсом ввода — вывода* понимают систему шин и линий, связывающих внешние устройства с каналами. Логическая структура его показана на рис. 7-1, где видна логика, сопровождающая такую связь.

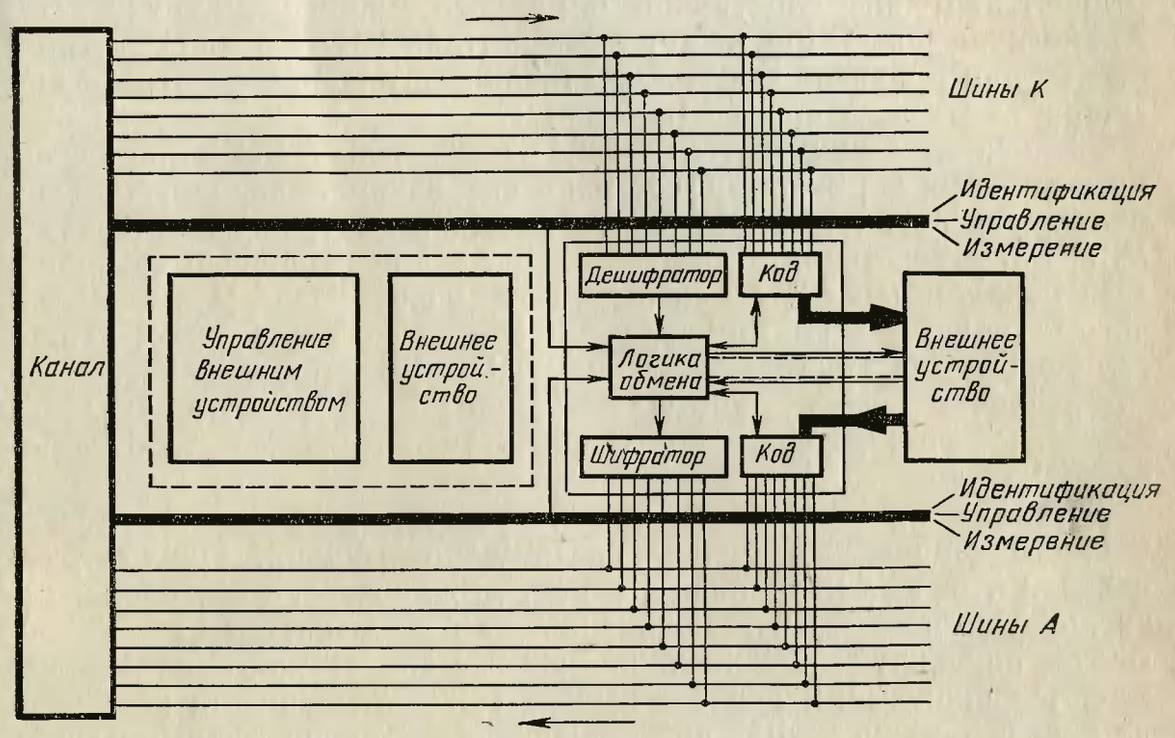


Рис. 7-10

Из схемы построения интерфейса (рис. 7-10) следует, что его основу составляют многоразрядные шины для передачи двоичных кодов в направлении от канала к абоненту (ШИН-К) и от абонента к каналу (ШИН-А). По этим шинам может передаваться три различных категории информации: адреса ВУ, сигналы для управления ими и собственно информация, передаваемая из ОЗУ в ВУ, или обратно. Для распознавания категории используются сигналы по линиям идентификации, сопровождающие основной сигнал. Для указания порядка действия устройств и их состояния используются линии управления. Для проведения контроля за работой устройств имеются линии измерения.

Одна из важнейших функций интерфейса — передача адресов устройств при обмене. Эти адреса распознаются дешифратором — устройством для преобразования кодовой комбинации в сигнал — на одной из выходных линий устройства. Дешифратор, используе-

мый в данном случае, можно назвать распределенным — его части установлены в отдельных устройствах и каждая из них реагирует только на кодовую комбинацию, относящуюся к этому устройству, т. е. представляет собой его адрес. Всего по 8-разрядной системе шин можно передать $2^8=256$ адресов; однако следует иметь в виду, что дешифрация в системе двухуровневая — вначале распознаются восемь устройств первого уровня, показанные на рис. 7-1, а затем и все остальные устройства группами по 32. Если устройство должно получить информацию из интерфейса (от канала), то, распознав его адрес, дешифратор совместно с логикой обмена откроет клапан, и следующий байт информации попадет уже в ВУ. Аналогично шифратор может выставить на ШИН-А адрес устройства и при получении подтверждающих сигналов передать информацию из ВУ в интерфейс (к каналу).

Такова в общих чертах логика связи между ВУ и каналами, проходящими через интерфейс. Она реализуется специально выделенным на рис. 7-10 управлением внешними устройствами (УВУ). УВУ может составлять часть ВУ [блок сопряжения со стандартным каналом (БССК)] или быть оформлено в виде самостоятельного устройства — контроллера индивидуального (на одно ВУ) или группового (на группу однотипных ВУ). УВУ предназначено для согласования логики работы ВУ и канала; с его помощью может быть подключено к стандартному интерфейсу любое новое ВУ.

Помимо интерфейса внешние устройства могут обращаться к каналам процессора через систему прерываний. Прежде чем перейти к ее рассмотрению, укажем, что далеко не все новые вычислительные системы, появившиеся после системы IBM-360, имеют описанную организацию связи с ВУ. В системах GE-600 имеются процессоры ввода — вывода с 32 однотипными каналами для связи с каждым ВУ, причем число таких процессоров в системе может быть доведено до четырех. В системах B-6700 фирмы «Барроуз», имеющих развитую модульную структуру, процессоры ввода — вывода имеют по четыре однотипных канала, но число каналов не ограничено и т. п.

Прерывания. Усложнение методов обработки информации, а также схем ЦВМ и их функций потребовало разработки системы мер по организации управления машинами в новых условиях и повышению их надежности.

Прерыванием называют перевод системы с одной программы на другую, осуществляемый по специальному сигналу независимо от состояния прерываемой программы. Прерывания бывают внутренние и внешние. Сначала стали применяться внешние прерывания. Их сигналы использовались главным образом в системах реального времени для организации временны́х циклов и перехода от менее важных программ к более важным (приоритетные прерывания). Однако в дальнейшем выяснилось, что по ряду причин внутри систем имеются собственные прерывания. Тогда все прерывания, внутренние и внешние, были разделены на классы в зависимости от их приоритета. В системах типа IBM-360 могут быть следующие прерывания.

Прерывания от схем контроля машины. В машине имеются схемы, осуществляющие контроль за правильностью выполняемых ею операций (например, контроль по четности при операциях пересылок и т. п.). Раньше срабатывание схем контроля приводило к автоматическому останову машины (АВОСТ). Теперь процессор после прекращения выполнения основной программы по сигналу от схем контроля машины переходит на программу диагностики, т. е. имеет место прерывание.

Программные прерывания. Сигналы программных прерываний возникают при нарушении в выполняемой программе правил применения тех или иных команд или при использовании неправильного формата данных (так называемые нарушения спецификаций). Переход к новой программе здесь нужен, например, для выдачи сведений о нарушении для отображения оператору или программисту.

Прерывания по обращению к супервизору. *Супервизором* называют одну из служебных программ, используемую для связи между основными программами и программами каналов. Обращение к супервизору можно было бы выполнить и с помощью обычных команд условных переходов. Однако использование стандартного механизма прерываний создает определенные удобства. Прерывания по обращению к супервизору и программные прерывания никогда не могут возникнуть одновременно, поэтому они имеют одинаковый приоритет.

Внешние прерывания. Этот вид прерываний широко применяется не только в системах реального времени, но и в системах пакетной обработки. Он дает оператору возможность вмешаться в ход обработки пакета и внести в него необходимые изменения.

Прерывания по вводу — выводу. Использование одного и того же процессора для выполнения основных программ и выдачи заданий каналам приводит к необходимости иметь средства для прерывания его работы над основной программой, чтобы он мог «принять отчет» о выполнении той или иной канальной программы и выдать каналу новое задание. Этим средством и служат сигналы прерывания по вводу — выводу, выдаваемые по окончании заданного объема обмена каналами и подканалами (устройствами).

Таким образом, имеются пять классов прерываний и четыре уровня приоритета. Механизм прерываний достаточно сложен, в особенности если число возможных причин прерываний велико. Прерывание, как показывает термин, не означает полного отказа от работы по прерываемой программе; оно лишь создает временный перерыв в работе с возвратом к ней при определенных условиях. Причем работа эта не начинается сначала, а продолжается, поэтому важно сохранить («спрятать») содержимое всех регистров, обслуживавших данную программу в момент ее прерывания (включая содержимое счетчика команд, общих регистров и т. п.), а в момент возврата к этой программе вновь занести все на

регистры. Это облегчает дополнительные («запасные») регистры, где можно либо хранить старую программу [*A*], либо выполнять новую *B* или *C*.

На рис. 7-11 показана диаграмма прерываний, причем может возникнуть положение, при котором новая программа *B* будет прервана программой более высокого приоритета *C* и впоследствии возвращена к ней через ряд промежуточных шагов. Очевидно, что предусмотреть регистры на все промежуточные шаги или, как говорят, на всю глубину прерывания невозможно; поэтому надо либо ограничить эту глубину, либо принять меры к сохранению содержимого регистров в основной памяти системы, что также можно сделать двумя путями — аппаратным и программным (программа *D*).

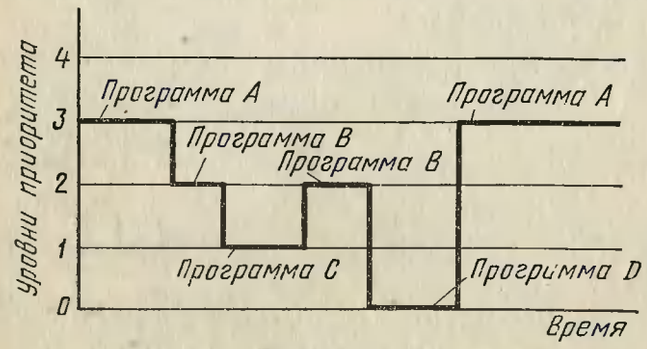


Рис. 7-11

В современных условиях большая глубина аппаратного прерывания встречается только в управляющих ЦВМ, где она может достигать семи-восьми уровней. В универсальных системах эта глубина не превышает двух уровней, но обычно она составляет один уровень, т. е. никаких запасных регистров не предусматривается, а все аппаратные средства прерывания состоят в организации хранения в специально выделенных ячейках главной памяти так называемых слов состояния программы, содержащих сведения об адресе выполняемой команды и некоторых других особенностях данной программы. При прерываниях слово хранит в себе код причины прерывания, поступающий вместе с сигналом прерывания и используемый для работы особых служебных программ, называемых также *программами обработки прерываний* или *прерывающими программами*. Эти программы и проводят все дальнейшие операции по передаче управления новой программе либо по возврату к старой программе, если прерывание не потребовало такой передачи.

Идентификация внешних прерываний производится особым регистром, куда поступают сигналы от различных источников, и каждому из этих источников могут соответствовать свои действия по прерыванию.

Чтобы избежать прерываний программ источниками, к ним не относящимися, либо допустить заранее предусмотренную возможность нарушения спецификаций и т. п., предусмотрено «маскирование» программ от этих источников. Маскирование производится с помощью специальной команды отдельно по каждому каналу ввода — вывода, по каждой причине нарушений (переполнение и т. п.), а также по всем внешним источникам и по всем схемам контроля машины сразу.

Прерывания — основной способ реализации режимов работы (см. § 7-1) — пакетного, с разделением времени, в реальном времени и т. п., основной метод воздействия на процесс обработки информации со стороны средств управления им, включая операционную систему.

Операционная система. Сложность процессов управления в системах третьего поколения, вызванная, в частности, резким различием в быстродействии отдельных их компонентов и другими причинами, не позволяет ограничиться лишь чисто аппаратными средствами управления. Отсюда появляется необходимость продолжить действие этих средств действием системы программ, отличающихся от программ, по которым происходит обработка информации служебными функциями (можно также сказать, что программы такой системы не имеют никакой другой информации, кроме почерпнутой ими из основных обрабатывающих программ).

В различных случаях эти системы называют по-разному. Так, фирма «Барроуз» применяет название «Центральная управляющая программа», фирма ICL — название «Исполнительная система» и т. п. Однако наиболее употребительным оказалось название, применяемое фирмой IBM,— «Операционная система». Это название сейчас прочно закрепилось в литературе по обработке информации и применяется как основное.

Различие имеется не только в терминах, но и в определении состава операционной системы. В частности, в некоторых случаях оспаривается принадлежность к ней трансляторов с алгоритмических языков, хотя их свойства, вообще говоря, совпадают со свойствами других служебных программ. Тем не менее основное направление развития операционных систем к настоящему времени вполне определилось.

Согласно приводящемуся сравнению отрасли, занятой обработкой информации, с другими обрабатывающими отраслями промышленности можно рассматривать вычислительную систему как некоторый обрабатывающий центр (так в станкостроении называют группу взаимодействующих инструментов, устройств и приспособлений, способных довести заготовку до состояния готовой детали). Операционную систему можно сравнить с группой работников-автоматов различных рангов, обслуживающих этот центр и ведущих управление им на всех уровнях, начиная от подачи заготовок и выгрузки продукции и кончая административно-управленческими и планово-финансовыми функциями.

Справедливость приведенного сравнения подтверждают как английские названия частей операционной системы (supervisor — надсмотрщик, scheduler — планировщик, editor — редактор), которые в том или ином виде вошли в русский язык, так и названия уровней — низший, средний и высший. Операционные системы низшего уровня выполняют лишь минимально необходимый объем операций по программному управлению работой системы (обработку прерываний, обслуживание устройств ввода — вывода и т. п.); все остальные функции по управлению процессом обра-

ботки информации выполняет оператор. Функции систем среднего уровня значительно шире.

Мультипрограммная работа. Такого рода работа позволяет осуществить автоматический переход от одной программы к другой, что обеспечивает высокую эффективность процессора при медленно действующих устройствах ввода — вывода. Однако количество таких программ обычно невелико и для обеспечения их эффективности требуется вмешательство оператора.

Основными функциями оператора после запуска системы высшего уровня в работу является наблюдение за ее функционированием, а также установка бобин с лентами, сменных пакетов дисков и т. п. (причем и это делается по указаниям операционной системы). Все остальные операции, включая планирование работы системы в целом и отдельных ее устройств, контроль за выполнением этих планов и выявление дефектов, а также выдачу готовой продукции и (при необходимости) выписку финансовых счетов для оплаты за затраченное машинное время осуществляет операционная система, использующая многие современные методы оптимального планирования и управления.

Создание операционных систем требует больших затрат труда специалистов высшей квалификации, исчисляемых тысячами человеко-лет. Однако в мощных универсальных системах обработки информации разнообразие в характере отдельных работ, темпе их выполнения и степени использования различных ресурсов системы так велико, что привлечение к планированию и управлению работой таких комплексов сложных экономико-математических методов вполне оправдано. При этом развитие систем можно сравнить с развитием электроавтоматики, которая вначале обслуживала только электростанции, а затем вышла далеко за их пределы.

В качестве примера рассмотрим схемы современных операционных систем — дисковую операционную системы среднего уровня ДОС ЕС (рис. 7-12, *а*) и схему высшего уровня ОС ЕС (рис. 7-12, *б*). Эти системы, предназначенные для пакетной обработки информации, расширяются за счет включения режима телеобработки. В обеих системах можно выделить две основные программы: набор системных (или обрабатывающих) программ, привлекаемых в период подготовки любой новой основной программы (программы пользователя) и управляющие программы, которые непосредственно осуществляют процесс обработки информации, проводя операции ввода — вывода, обмена с внешними накопителями и т. п.

Работа по подготовке задач к решению в рассматриваемых операционных системах проходит в несколько этапов. Объясняется это необходимостью обеспечения максимальной гибкости при выборе способа подготовки программ (или использовании программ с других машин) и возможностью использования части ранее применявшихся программ. Для этого вводится понятие модуля как части программы.

Исходный модуль. Он может быть написан на любом принятом в системе алгоритмическом языке, причем для разных частей задачи эти языки могут быть разными. После трансляции исходный модуль переходит в разряд *объектного модуля*. Далее проводится этап редактирования, заключающийся в установлении между модулями нужных связей и превращении их в *абсолютные модули* или *программные фазы*, готовые к окончательному использованию. При этом на всех этапах подготовки модулей имеются соответствующие библиотеки, и программист может в дополнение к подготовленным им модулям вызвать модули из библиотеки (как ранее использовавшиеся программы пользователя, так и большое число стандартных программ, подготовленных изготовителем системы). После этого процесс подготовки программ заканчивается и остается лишь подготовить и приложить к колоде перфокарт так называемые управляющие карты, которые на особом языке сообщают всю необходимую информацию трем основным частям управляющей программы — ведающим управлением заданиями, задачами и данными. Поясним эти термины.

Основной единицей работы, которую должна выполнять система обработки информации под управлением операционной системы, является *задание*. Каждое задание не зависит от других и потому может выполняться параллельно с ними. Каждое задание имеет последовательную внутреннюю структуру, включающую несколько *пунктов*, или *шагов*, которые осуществляются один за другим. Каждый пункт задания имеет одну основную программу, но может быть дополнен рядом вспомогательных программ различного вида. Такое объединение образует *задачу*, оно происходит каждый раз, когда система переходит к выполнению соответствующего пункта задания. При наличии в системе нескольких заданий одновременно могут существовать и несколько задач, каждая из которых должна быть снабжена своими данными. Именно этому и соответствует иерархия «задание — задача — данные», отраженная в структуре управляющей программы (рис. 7-12, *а*).

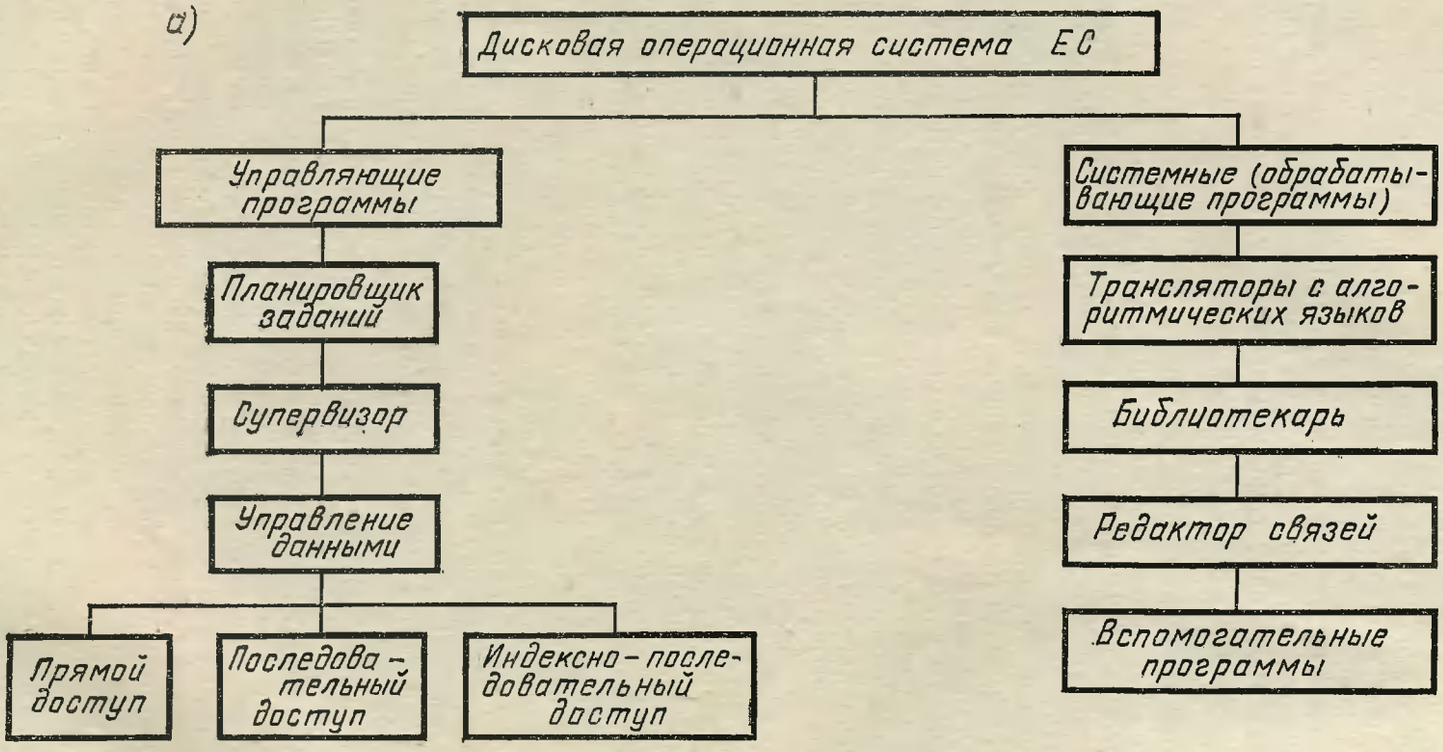
Существуя в системе одновременно, задачи конкурируют за обладание ее ресурсами (центральным процессором, памятью, устройствами ввода — вывода и т. п.). Одна из важных функций операционной системы состоит в таком планировании работы системы, которое обеспечило бы потребности отдельных задач в ресурсах. В то же время необходимо четко координировать и дальнейший процесс, с тем чтобы никакие случайные факторы не могли привести к смешиванию потоков информации в разных задачах, потере информации и т. п. Как это делается, можно проследить на примере пакетной обработки, которая начинается после того, как несколько заданий будут сгруппированы в один пакет и образуют так называемый *входной поток заданий*.

После пуска системы в работу первым вступает в действие планировщик заданий. Ориентируясь по специальным разделительным символам, он считывает карты, заполненные на языке управления заданиями; организует очереди заданий в соответствии с указанными программистами или операторами приоритетами; анализирует запросы на ввод — вывод; распределяет необходимые для этого устройства и, выделив соответствующие пункты заданий, передает их другой части управляющей программы. При вмешательстве оператора системы в работу планировщика заданий в системе ОС подключается развитое средство в виде главного планировщика — программы, способной оперативно выполнять большое число команд оператора по изменению приоритетов и другим изменениям в системе (например, добавлению новых устройств ввода — вывода), а также выдавать оператору детальную информацию о состоянии процесса обработки в системе.

Супервизор. Часть операционной системы, вступающую в работу после планировщика заданий и ведающую всеми внутренними функциями системы, обычно называют *супервизором*. В зависимости от уровня системы в ней может быть единый супервизор (как в ДОС) или несколько супервизоров, выполняющих весьма большой объем функций (как в ОС). Одной из основных функций является функция управления вводом — выводом. Поскольку в мультипрограммном режиме запросы на ввод — вывод информации могут поступать от различных задач и при этом может возникнуть большое число конфликтных ситуаций, то установлено, что все эти операции должны идти по единому каналу через супервизор. Чтобы обеспечить это, указанные операции объявлены в системе привилегированными и выполняются только в форме обращения к супервизору.

Чтобы правильно реагировать на такие обращения и обеспечить эффективное использование процессора, супервизор постоянно наблюдает за каждой задачей. Для этого еще на стадии формирования задачи управляющая программа образует специальный блок управления данной задачей, куда заносится вся информация о необходимых для нее ресурсах, расположении отведенных для нее полей памяти и т. п. После того как задача начала выполняться, супервизор наблюдает за ее текущим состоянием, которое зависит от способности задачи использовать

а)


Дисковая операционная система ЕС
Управляющие программы
Планировщик заданий
Супервизор
Управление данными
Прямой доступ
Последова-тельный доступ
Индексно-последовательный доступ
Системные (обрабатывающие программы)
Трансляторы с алгоритмических языков
Библиотекарь
Редактор связей
Вспомогательные программы

б)

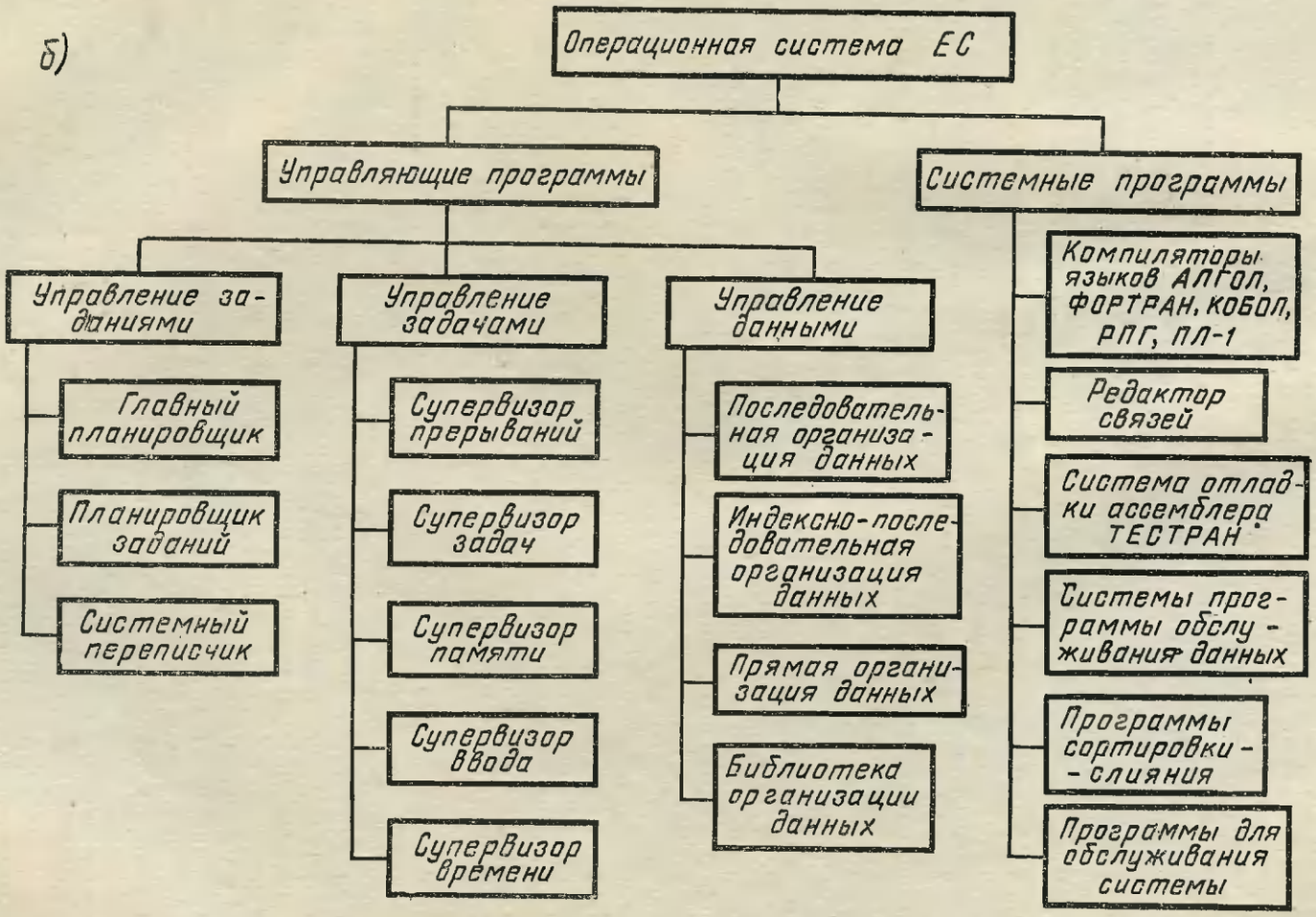

Операционная система ЕС
Управляющие программы
Системные программы
Управление заданиями
Управление задачами
Управление данными
Главный планировщик
Планировщик заданий
Системный переписчик
Супервизор прерываний
Супервизор задач
Супервизор памяти
Супервизор ввода
Супервизор времени
Последовательная организация данных
Индексно-последовательная организация данных
Прямая организация данных
Библиотека организации данных
Компиляторы языков АЛГОЛ, ФОРТРАН, КОБОЛ, РПГ, ПЛ-1
Редактор связей
Система отладки ассемблера ТЕСТРАН
Системы программы обслуживания данных
Программы сортировки-слияния
Программы для обслуживания системы

Рис. 7-12

центральный процессор. Если задача готова использовать этот процессор, но не использует его, она считается находящейся в состоянии готовности и переводится в так называемое активное (рабочее) состояние при первой же возможности.

Напротив, если задача, находящаяся в активном состоянии, т. е. непосредственно использующая процессор, обратится с запросом на какой-либо ресурс (например, на каналы устройства ввода — вывода), она переводится в состояние ожидания, а после окончания использования ресурса вновь придет в состояние готовности. В некоторых случаях состояние ожидания может наступить и по указанию программиста (например, при ожидании данных для телеобработки). Подобная система состояний дает возможность супервизору всегда иметь наготове задачи, способные использовать процессор тогда, когда другие задачи пополняют свои массивы информации.

Помимо указанных операций супервизор обрабатывает прерывания, распределяет массивы памяти, ведает службой времени для контроля за работой системы и учета времени, затрачиваемого на решение задач, а также осуществляет операции, связанные с повторным пуском после аварийной остановки системы.

Последняя функция управляющей программы — это управление данными. При выполнении этой функции управляющая программа помогает программистам и оператору системы в работе с огромным, невидимым глазу архивом данных, которые создаются обычно в современных системах обработки информации с использованием НМД, НМБ и НМЛ. В таких архивах, как и в архивах, созданных без помощи ЦВМ, существует своя физическая единица хранения, называемая обычно *томом*.

В данном случае том — это бобина магнитной ленты, магнитный барабан или пакет магнитных дисков. Общее между этими томами — наличие у них номера, наносимого при приеме тома в эксплуатацию в виде соответствующей магнитной записи и записи, непосредственно воспринимаемой человеком.

Таким образом, оператор может опознать номер любого тома и подготовить его к использованию, если это необходимо. Однако заставлять оператора при наличии мощной системы обработки информации самому учитывать расположение материала для той или иной задачи было бы неразумно. Так же затруднительно проводить такой учет и программистам, особенно если система решает много различных задач, а ее ресурсы по памяти ограничены и требуют экономии. Поэтому во всех крупных универсальных системах рассматриваемого вида есть средства управления данными в виде специальных программ, языка для связи с этими программами, а в отдельных случаях и специальной аппаратуры.

Информация. При создании средств управления приходится учитывать большое различие в характере данных, составляющих научно-техническую и экономическую информацию. Кроме того, различными являются и способы адресации информации для устройств различного типа. В § 7-1 указывалось, что в устройствах с последовательным доступом можно адресоваться только к целым зонам информации, привязанным к меткам, нанесенным на магнитной ленте. В то же время на устройствах с прямым доступом можно указать также номер цилиндра информации и даже номер дорожки.

Поэтому применяются обычно различные способы доступа к информации, зависящие от типа данных и характера используемых носителей (рис. 7-12, *б*).

Все эти методы основаны на единой структуре информации, сформированной в виде отдельных массивов, или файлов. *Файл* — это организованный именованный набор логически связанных данных. Размер файла неограничен, и один том может содержать несколько файлов, тогда как в другом случае один файл размещается в нескольких томах. Наличие у файла имени позволяет организовать их автоматическое отыскание при помощи таблиц-оглавлений, которые обычно оформляются в виде ряда томов. Этим томам даются более мелкие названия, например, содержащие указания на номер дорожки или цилиндр, информацию на дисках или даже более мелкую единицу информации, называемую часто записью.

Под *записью* понимают логический объект, определяемый существом задачи и рассматриваемый как нечто единое целое, т. е. как объект, не требующий дальнейшего разделения при поиске. Для научно-технической информации наилучший пример записи — это каталожные данные того или иного элемента оборудования, вызываемые при решении задач по номеру этого элемента. Наиболее удобны для системы записи постоянной длины, которые легко упаковывать в память. Однако можно пользоваться и записями переменной длины, которая в этом случае должна точно указываться в специально предусмотренных предложениях языка управления данными (так называемых DD-предложениях).

Каждая запись предваряется идентификатором и ключом. Ключ служит для определения информации в задаче и может содержать, например, тип оборудования, его номер и т. п. Идентификатор используется для адресования данных в системе и может, вообще говоря, иметь очень большую длину. Чтобы сократить затраты памяти на хранение идентификаторов, записи можно собирать в блоки или блокировать, используя для блока лишь один идентификатор. При этом после ввода блоков в основную память программы управления данными осуществляют их разблокирование, т. е. деблокируют записи.

Идентификаторы формируются как составные, указывающие, например, номер тома, цилиндра в томе, дорожки в цилиндре и записи на дорожке. Это дает возможность легко организовать дерево поиска. Составными могут быть также и имена наборов. Система, использующая эти имена, может избавить пользователя от необходимости указывать физический адрес хранения той или иной единицы информации и обозначать лишь их логические адреса (имена), по которым она сама находит физический адрес, в случае необходимости выдавая оператору указания о приведении в состояние готовности требуемого тома.

Для устройств с последовательным доступом в память такая система позволяет адресоваться вплоть до набора записей, а при прямом доступе — даже до записи. Однако второй способ удобен далеко не всегда и для подобных устройств введен еще один способ доступа — индексно-последовательный, позволяющий отсылать записи на хранение поодиночке, а выбирать ее наборами в порядке следования заранее заданных индексов, и наоборот. Удобства такого способа доступа специальных пояснений не требует, однако для его применения нужен НМД.

Существует еще один способ организации хранения данных — хранение разделами, однако он применяется главным образом при хранении программ и используется при составлении их библиотек.

Вся информация, относящаяся к способу доступа и порядку хранения данных, указывается программистом так же, как и в случае управления заданиями и задачами, т. е. в форме управляющих карт, помещаемых во входной поток. При этом переход от одного способа и массива к другому происходит автоматически, с тем лишь исключением, что смену бобин с лентой и дисков по указанию системы производит оператор.

Режимы работы. Для описываемых операционных систем существуют следующие возможные режимы работы:

а) *режим одной программы* (PCP), аналогичный применяемым в машинах второго поколения, когда все средства системы переданы в распоряжение одной задачи;

б) *мультипрограммный режим с фиксированным числом задач* (MFT), в котором ресурсы системы распределяются между определенным, заранее заданным числом задач, которое для ДОС не превышает трех, а для ОС — пятнадцати;

в) *мультипрограммный режим с переменным числом задач* (MVT), в котором часть задач или все задачи могут образовывать подзадачи, в результате чего число одновременно решаемых в системе задач оказывается переменным и может в ДОС доходить до 17, а в ОС — до 256.

Указанные режимы полностью обеспечивают потребности пакетной обработки и могут быть развиты для работы в режиме

телеобработки при обмене с терминалами. С помощью программы под названием «монитор реального времени» может быть реализован режим реального времени, который состоит в том, что при прерывании от внешних источников управление системой передается специально предназначенным для этого программам, минуя средства управления в режиме пакетной обработки.

Помимо рассмотренной операционной системы существуют аналогичные системы с бóльшим или меньшим развитием тех или иных функций. Общая черта всех совершенных операционных систем — большие затраты памяти. Часть системы хранится на дисках и даже на лентах. Тем не менее для их успешного функционирования обычно требуется достаточно большой объем оперативной памяти; при применении систем высшего уровня требуется обычно ОЗУ не менее 256 Кбайт.

§ 7-6. МИНИ-ЭВМ

Мини-ЭВМ — это особый класс машин, характеризующийся сокращенной разрядной сеткой (8—18 разрядов), упрощенной системой команд (отсутствуют сложные операции) и малыми размерами (размещаются в ящике письменного стола). Мини-ЭВМ появились впервые в начале 60-х годов, когда казалось, что за счет использования малых моделей универсальных систем будет полностью исчерпан весь спрос на управляющие ЦВМ и им подобные. Однако этого не произошло, хотя выпуск мини-ЭВМ растет теперь значительно быстрее, чем выпуск универсальных систем.

Преимущества мини-ЭВМ заключаются в последовательном применении принципа программного управления (см. § 7-3), позволяющего с помощью АЛУ простейшей конструкции, без какого бы то ни было его расширения выполнить все операции (в том числе и сложные), которые в «больших» машинах осуществляются за счет работы соответствующей аппаратуры. Этому способствует сокращенная разрядная сетка, поскольку для повышения точности расчетов всегда можно программным путем организовать расчеты с двойной точностью. Таким образом, для мини-ЭВМ доступны все операции, осуществляемые другими машинами, но за счет увеличения объема программ и длительности их выполнения.

Такой акцент на программу (по сравнению с аппаратурой) в вычислительной технике иногда называют *обменом структуры на процедуру* или *обменом оборудования на время*. При определенных условиях подобный обмен оказывается выгодным, тем более что высокое быстродействие современной микроэлектроники позволяет сделать общее время решения задачи приемлемым для потребителя. В то же время небольшие затраты на оборудование позволяют удешевить машины, поэтому они выпускаются большими сериями, что дополнительно влияет на снижение стоимости.

Большой объем программ, требующий соответствующих затрат, обычно компенсируется увеличением числа стандартных программ, придаваемых к оборудованию непосредственно при его поставке.

При больших выпусках машин затраты на создание и размножение программ в пересчете на одну машину малы. Поэтому в общем объеме поставок само оборудование («хардвер») занимает немного места по сравнению с текстами программ, инструкциями по их применению, самими программами, нанесенными на перфоленту, и другими дополнениями («софтвером»). Так создаются структуры, позволяющие достичь желаемого эффекта в основном за счет труда проектировщиков и программистов, при относительно небольших дополнительных затратах. Сказанное о свойствах мини-ЭВМ свидетельствует о перспективности этих машин.

Мини-ЭВМ создавались вначале как управляющие машины. В настоящее время область применения их более широкая — от решения задач астрономии до расчетов заработной платы. Тем не менее значительная часть машин (30—40%) используется только для управления, причем выпускаются машины, предназначенные для встраивания в те или иные нестандартные агрегаты и установки взамен обычных устройств автоматики.

Распространение получили системы, содержащие внешние накопители двух типов — специальные мини-НМД (объемом до 1—2 Мбайт) и мини-НМЛ. Машины, используемые в таких системах, позволяют осуществить общение с большим числом внешних устройств, подключаемых к общим шинам по принципу неразделенных подканалов (см. § 7-3). Имеются, кроме того, дополнительные устройства, позволяющие осуществить на мини-ЭВМ аппаратную реализацию операций умножения-деления и даже операций с плавающей запятой.

Таким образом, путем последовательных дополнений можно создать достаточно мощную вычислительную систему. В то же время можно отказаться от устройств, повышающих быстродействие при вычислениях, и применить другое оборудование, предназначенное для связи с объектом управления. Тогда на базе мини-ЭВМ можно будет создать автоматическую или автоматизированную систему управления.

Характерными примерами современных мини-ЭВМ являются отечественная система АСВТ М-6000 и распространенная в СССР система 1010Б, изготавливаемая в ВНР. Основу первой из этих систем составляет процессор с длиной слова в 16 двоичных разрядов, что при косвенной адресации позволяет использовать память до 32 К слов такой же длины. Цикл памяти здесь равен 2,5 мкс, что (см. рис. 7-7) позволяет осуществить операцию с вызовом из памяти числа и сложением его с другим числом, находящимся на регистре АЛУ, за 5 мкс (при прямой адресации). Операции умножения и деления выполняются программно, однако есть возможность добавить к машине так называемый «расширитель арифметический» (РА), позволяющий выполнить эти операции аппаратно (см. § 7-3).

Система 1010Б на входе и выходе оперирует также 16-разрядными числами, однако внутри процессора они обрабатываются последовательно, байт за байтом. Цикл оперативной памяти маши-

ны — 1 мкс при ширине выборки 1 байт. Кроме того, в ней отсутствует счетчик команд и адрес следующего операнда образуется за счет увеличения на единицу числа, вызываемого из специальной ячейки ОЗУ. Поэтому операция сложения двух 16-разрядных чисел в машине составляет 7—8 мкс. Однако операция умножения в ней осуществляется аппаратно и перемножение 2 байт проходит за 9—10 мкс. Таким образом, обе машины имеют примерно одинаковую информационную производительность (произведение среднего быстродействия на число разрядов в слове), приближаясь по этому показателю к таким машинам, как М-220 и БЭСМ-4.

Обе машины допускают подключение большого объема внешних устройств, в том числе и устройств для связи с объектом управления. Так, например, в системе 1010Б может быть использовано большое число устройств, называемых «шкафами реального времени», в которых размещается оборудование для приема сигналов от контактов различных реле и выдачи подобного рода сигналов. Эти цепи собираются в 16-разрядные группы, образующие соответствующие двоичные слова. Они имеют адреса, максимально возможное число которых равно 2^{16}. Машина может принимать слова как числа от входных устройств и, анализируя их разряд за разрядом, определять, сработало то или иное реле, либо нет. Кроме того, она может формировать слова для вывода на группы реле. Единица в соответствующем разряде определенного слова заставит соответствующее реле сработать, нуль — нет. Контакты реле выведены на внешние зажимы и могут быть соединены с тем или иным прибором или аппаратом. Причем может быть обеспечена гальваническая развязка цепей приема и выдачи такого рода сигналов от общих цепей ЭВМ (так называемый «сухой контакт»). В случае необходимости выходные реле снабжаются защелками, способными удерживать некоторое положение даже после вывода машины из действия (вплоть до снятия питания).

Таким образом, создается основа для построения (на базе стандартной ЭВМ) системы управления практически любого вида, причем характер операций, выполняемых этой системой, будет зависеть не от схемных решений, а от применяемых программ. Если при этом указанные программы должны оставаться неизменными в течение всего времени действия системы, то хранить ее можно не в ОЗУ, а в ПЗУ, что будет означать переход от программируемых машин к микропрограммным автоматам.

Многие фирмы изготовляют в настоящее время сменные элементы ПЗУ, потому, если раньше говорили, что управление ведет аппаратура («хардвер») или программа («софтвер»), то теперь это может быть сменная программа в ПЗУ («фирмвер»).

Прогресс в области микроэлектроники, и в частности создание больших интегральных схем (БИС), привел к выявлению новых элементов вычислительной техники — *микропроцессоров*. Под микропроцессором понимают БИС размером порядка 4×4 мм, заключающую в себе АЛУ на 4—8—16 разрядов, дешифратор команд или другое заменяющее его устройство, а также 8—10 регистров

сверхоперативной памяти. В качестве ОЗУ к микропроцессорам может использоваться любое из существующих устройств подобного рода; однако чаще всего здесь применяется выделение памяти программ и реализация последней в виде твердотельного постоянного запоминающего устройства, изготавливаемого на заводе по заявкам потребителей. Полученная при этом структура надежна и дешева; она может быть эффективной при использовании в качестве управляющих машин и способствовать расширению области применения таких устройств, называемых микро-ЭВМ.

Для повышения гибкости вычислительных систем, увеличения их надежности и упрощения математического обеспечения часто применяется прием сочетания больших машин с малыми. Такое сочетание организуется через специальные адапторы «канал — канал» или цепи прямого управления. В ряде случаев одна большая машина работает совместно с двумя-тремя малыми, мини- и микро-ЦВМ, причем нередко вся система имеет единое поле памяти.

Контрольные вопросы

1. На какие области применения были ориентированы ЦВМ второго поколения? В чем состоит различие в требованиях, выдвигаемых по каждой области применения?
2. Какова логическая структура информации принята в ЭВМ типа ЕС? Сколько бит информации содержит байт, слово, двойное слово?
3. Какова логическая структура устройств обработки информации в третьем поколении? Дайте определение понятиям «процессор», «канал», «память». Как взаимодействуют эти устройства между собой и с периферийными устройствами?
4. С какой скоростью происходит обмен информацией между ядром системы (процессор, память, канал) и различными типами периферийных устройств? Составьте таблицу этих скоростей и сопоставьте их между собой?
5. Какие виды арифметики предусмотрены в процессорах ЭВМ типа ЕС? Какую арифметику целесообразно использовать при решении научно-технических и планово-экономических задач?
6. Перечислите основные функции, выполняемые каналами ЦВМ типа ЕС? Какова роль каналов в общем вычислительном процессе? Как выполнены каналы в старших моделях ЭВМ типа ЕС? В младших моделях этой системы?
7. Какие режимы обработки информации применяются в вычислительных системах третьего поколения? Дайте краткую характеристику каждого из этих каналов и укажите их возможную область применения.
8. Какие типы операционных систем поставляются с ЭВМ типа ЕС? Какова структура этих систем? Что такое управление задачами, заданиями, данными?
9. Что такое микропрограммное управление ЭВМ? Как оно используется в системах третьего поколения?
10. Дайте определение понятию «мини-ЭВМ». С чем связано относительно высокое быстродействие этих машин и их низкая стоимость?

ГЛАВА 8 ПРОТИВОАВАРИЙНАЯ АВТОМАТИКА В УПРАВЛЕНИИ ЭНЕРГОСИСТЕМАМИ

§ 8-1. ОБЩИЕ СВЕДЕНИЯ

Характерной чертой электроустановок всех типов является наличие в них специальных устройств, назначение которых — защита и резервирование отдельных элементов оборудования системы. Такие устройства имеются практически на всех электроустановках.

Защита оборудования от повреждений, когда эти повреждения являются следствием неисправностей в каком-либо элементе (например, защита от сверхтоков, вызванных короткими замыканиями), выполняется автоматически, так же как и резервирование неисправного элемента, т. е. замена его исправным. Восстановление работоспособности системы, утраченной вследствие повреждения одного или нескольких ее элементов, возможно двумя путями.

Если процесс потери работоспособности какой-либо системы достаточно медленный, а функции, выполняемые ею, сравнительно малоответственны, то восстановление работоспособности системы и сохранение ее «живучести» решается во многих случаях путем ручного управления. Если процессы при нарушении нормального режима работы системы протекают быстро (доли секунд), а функции системы ответственны (энергоснабжение крупных предприятий и больших населенных районов), то ручное управление обязательно дополняется специальной автоматикой, называемой *противоаварийной.*

Понятие противоаварийной автоматики связано с предотвращением системных аварий, при которых вследствие взаимосвязи и взаимозависимости между отдельными элементами системы отказ одного из элементов приводит к нарушению режима работы и последующему отказу других элементов.

Системные аварии развиваются обычно лавинообразно и сопровождаются нарушениями устойчивости, разделением системы на несинхронно работающие части и т. п., что в конечном итоге может привести к образованию значительных дефицитов мощности.

Противоаварийная автоматика по своим функциям приближается к такой защите, объектом которой является вся система в целом. Поэтому противоаварийная автоматика занимает значительное место в общей системе средств АСДУ.

Устройства противоаварийной автоматики появились на ранней стадии создания энергосистем, когда объединение электростанций на параллельную работу привело к появлению взаимосвязи и взаимозависимости.

Первыми устройствами противоаварийной автоматики следует считать устройства форсировки возбуждения (ФВ) и автоматической частотной разгрузки (АЧР), которые появились в середине 30-х годов. Уже в одной из первых линий электропередач напряжением 220 кВ были применены устройства, предотвращающие возможность нарушения устойчивости двухцепной электропередачи при отключении одной из ее цепей. Так возникла автоматика, разгружающая эту цепь путем отключения части генераторов (ОГ). Эта автоматика была названа «блокировкой ВКМ» по имени ее автора В. К. Мешкова.

В дальнейшем в отечественных и зарубежных энергосистемах появились устройства для разрыва связи между двумя частями энергосистемы при нарушении устойчивости и возникновении асинхронного хода по этой связи (так называемая «делительная автоматика»).

По мере развития объединенных энергосистем и усложнения схем связывающих их электропередач, число устройств противоаварийной автоматики и количество их типов постепенно нарастало. Однако основным периодом развития идей и методов современной противоаварийной автоматики явился период создания и освоения в СССР дальних линий электропередач напряжением 400—500 кВ, связывающих Волжские ГЭС с Москвой и Уралом.

Позднее при сооружении мощных ГРЭС с энергоблоками мощностью 200—300 МВт и выше и одновременном усложнении их электрических сетей противоаварийная автоматика усовершенствовалась. Были найдены и отработаны эффективные способы и средства воздействия на электромеханические переходные процессы, например, такие, как *аварийное регулирование паровых турбин (АРТ),* заключающееся в быстром закрытии доступа пара к турбинам тепловых и атомных электростанций.

Противоаварийная автоматика стала эффективно предотвращать системные аварии, давая значительный экономический эффект.

§ 8-2. ПОСТРОЕНИЕ ПРОТИВОАВАРИЙНОЙ АВТОМАТИКИ

К противоаварийной автоматике относятся отдельные (автономные) устройства. Однако следует иметь в виду, что все устройства реагируют на параметры единого электромеханического переходного процесса в энергосистеме и управляют его протеканием. При этом образуется связь между устройствами через контролируемый процесс. Это обстоятельство позволяет рассма-

тривать противоаварийную автоматику как единую систему, несмотря на некоторую аппаратурную разобщенность отдельных устройств. Противоаварийная автоматика в своем развитии стремится преодолеть эту разобщенность и сделать ее единой и в отношении аппаратуры.

Рассматривая противоаварийную автоматику как единую систему, можно сказать, что ее основным назначением при нарушениях нормального режима является предотвращение выхода этого режима за допустимую границу области или возвращение его в эту область. Определяя место противоаварийной автоматики среди других отраслей техники, можно провести аналогию с современной техникой оптимального управления, которая предполагает управление движением систем по определенным траекториям с учетом скорости движения и изменения энергии. Процессы в энергосистеме протекают с большой скоростью и интенсивностью и воздействовать на них для получения необходимых результатов приходится с использованием всех имеющихся (предельных) возможностей.

Попытки применения теории оптимального управления к электромеханическим переходным процессам в энергосистемах выявили существующую особенность энергосистемы: воздействие, оказываемое на нее противоаварийной автоматикой, в большинстве случаев может быть лишь одного знака. Так, например, быстро можно лишь отключить генераторы; повторное же их включение требует значительно большего времени, измеряемого минутами, а иногда и десятками минут. Аналогично все отечественнные конструкции турбин позволяют быстро лишь закрыть доступ пара; последующее же открытие его требует значительно большего времени. Такие объекты в энергетике составляют большинство, а возможности двустороннего воздействия с одинаковыми или близкими скоростями (как, например, форсировка и расфорсировка генераторов) составляют редкие, хотя и весьма полезные исключения.

В то же время все методы теории оптимального управления построены, как правило, на использовании чередующихся воздействий двух знаков. Поэтому работы по применению теории оптимального управления в противоаварийной автоматике дают пока достаточно скромные результаты, и основные идеи и методы здесь базируются чаще всего на обычных приемах анализа электромеханических переходных процессов в энергосистемах — исследовании статической, синхронной динамической и результирующей устойчивости, а также мер по повышению этой устойчивости.

Изучение противоаварийной автоматики сводится к рассмотрению нескольких самостоятельных, но тесно связанных между собой проблем и требует анализа аварийных ситуаций в энергосистемах различной конфигурации, изучения способов воздействия на электромеханические переходные процессы, которые можно применять на станциях и в сетях различных типов, а также ознакомления со способами выявления аварийных ситуаций и методами дозировки воздействия при этих ситуациях. Последнюю операцию по аналогии с теорией оптимального управления называют *отысканием управлений,* понимая под управлением любое воздействие, оказываемое на энергосистему противоаварийной автоматикой.

Вопросы, затрагиваемые противоаварийной автоматикой, продолжают анализ устойчивости или являются составной частью его. Противоаварийная автоматика, однако, призвана не только оценить уровень устойчивости данного конкретного режима или совокупности режимов, но и выявить мероприятия, обеспечивающие требуемое значение этого уровня (или максимально возможный уровень, если требуемое значение оказывается недостижимым).

В последнее время многие расчеты устойчивости выполняют применительно к проектированию противоаварийной автоматики (выбору ее структуры и уставок) и осуществляют по специальному заданию, учитывающему возможность воздействия на процессы.

Расчеты статической синхронной, динамической и результирующей устойчивости обычно выполняют для сильно упрощенных схем, предусматривающих эквивалентирование частей системы (электрическое, магнитное и механическое). Упрощение необходимо, потому что только в схемах простейшей конфигурации можно наглядно проследить протекание процесса, выбрать способ воздействия на него и провести размещение средств противоаварийной автоматики.

§ 8-3. ЛИКВИДАЦИЯ АВАРИЙ

Эквивалентной схемой, наиболее часто рассматриваемой в противоаварийной автоматике, является двухмашинная схема (рис. 8-1), состоящая из двух генерирующих источников, соединенных между собой системой передачи. Такая конфигурация может возникнуть в результате или упрощения исходной схемы энергосистемы, или деления энергообъединения на несинхронно работающие части (отделившаяся часть системы показана на рис. 8-1 штриховой линией). Возможны и более сложные эквивалентные схемы энергосистем. Однако даже двухмашинная схема позволяет рассмотреть многие важные задачи, стоящие перед противоаварийной автоматикой, поэтому рассмотрим ее более подробно.

В зависимости от соотношения мощностей на передающем и приемном концах системы двухмашинная схема может представлять собой схему, в которой следует учитывать возможности изменений мощности генераторов и нагрузки, а также напряжения и частоты, как на обоих концах передачи (передающем и приемном), так и на одном из них (чаще всего только на передающем). В последнем случае двухмашинная схема превращается в одномашинную, т. е. схему «генератор — линия электропередачи — шины бесконечной мощности».

Известны количественные методы, позволяющие преобразовывать двухмашинную схему с источниками соизмеримой мощности в одномашинную.

Основными нарушениями нормального режима работы рассматриваемой схемы являются нарушения, связанные с изменением числа цепей электропередачи, находящихся в работе на различных участках (т. е. с изменением состава передачи). Если все выключатели, показанные на рис. 8-1, включены, то передача работает полным составом. Если же какой-либо участок передачи, например между выключателями *В1* и *В1′* в исходном состоянии (до аварии), отключен, то такой режим называют *ремонтным*. В ремонте могут находиться и несколько участков, однако такого режима стремятся избегать.

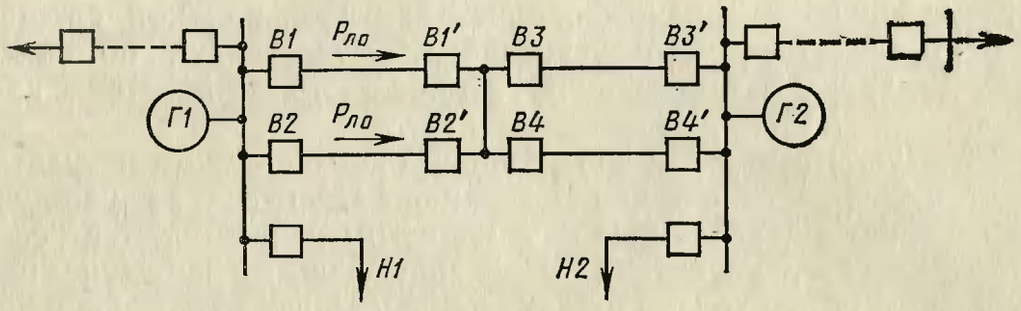


Рис. 8-1

Аварийное (внезапное) отключение одного из участков передачи приводит к аварии, называемой в противоаварийной автоматике *аварией с набросом мощности*. Эту аварию легко охарактеризовать простейшими статическими соотношениями. Так, например, если в исходном режиме каждая цепь имеет мощность P_0, то после отключения одной цепи какого-либо участка передачи на параллельную цепь в установившемся режиме будет приходиться мощность, близкая к $2P_0$. Если эта величина превышает предел статической устойчивости передачи в послеаварийном режиме, то ее дальнейшая нормальная работа становится невозможной.

Аналогичные соотношения могут возникнуть при отключении крупного потребителя H_1 на передающем конце линии (см. рис. 8-1) или при возникновении дефицита мощности в приемной системе.

Выбор структуры и уставок противоаварийной автоматики начинается с анализа подобных статических соотношений. Однако рассмотренное явление представляет собой сложный динамический процесс, при котором роторы генераторов приобретают избыточную кинетическую энергию. Поэтому анализ статических соотношений является лишь первым этапом сложной работы.

Известен общий подход к ликвидации аварий, заключающийся в проведении операций по изменению баланса механической и электрической мощностей ($P_м - P_э$). На передающем конце электропередачи этот баланс должен быть изменен в пользу электрической (тормозящей) мощности, на приемном — в пользу механической

мощности (ускоряющей). Средства и способы воздействия на этот баланс зависят от типа электростанций и ряда факторов.

На передающем конце длительное время единственным мероприятием изменения баланса мощностей являлось отключение части генераторов (ОГ) электростанций, производимое практически мгновенно с помощью специальной автоматики. На ГЭС это мероприятие остается основным и по сей день и, как показал опыт, является не только эффективным, но и сравнительно безопасным для оборудования. ОГ иногда применяется и на ТЭС, однако для новых мощных энергоблоков оно уже не может считаться совершенно безопасным и в настоящее время заменяется аварийным регулированием, т. е. быстрым уменьшением доступа пара в турбину, осуществляемым закрытием стопорных клапанов либо (что еще более эффективно) воздействием на регулирующие клапаны через специальные электрогидравлические преобразователи в системах регулирования турбин (ЭГП).

Воздействие на систему регулирования турбин дает возможность установить более точные статические соотношения в послеаварийном режиме, не прибегая к грубому ступенчатому изменению этих соотношений, характерному для ОГ.

На приемном конце передачи основная возможность изменения баланса мощностей состоит в отключении части нагрузки (ОН), которое в принципе можно осуществлять мгновенно.

Сочетание ОГ на передающем конце линии с ОН на приемном образует так называемую *балансирующую автоматику*, весьма эффективную для большинства сложных энергосистем. Специальная автоматика отключения нагрузки (САОН), действующая на крупных потребителей, которые допускают кратковременные перерывы питания, в последнее время получила широкое распространение.

Указанные возможности нельзя использовать для всех случаев. Если передающая часть системы по мощности значительно больше приемной, то, исходя из необходимости сохранения баланса мощностей в каждой из частей системы при ограниченной пропускной способности линии передачи (уменьшенной за счет аварии), необходимо было бы либо отключить большое число генераторов, чтобы понизить частоту во всем объединении, либо допустить деление системы на несинхронно работающие части и восстановление баланса мощности в ее приемной части путем АЧР. Этот прием часто применяется в современных энергосистемах, причем подъем частоты, вызванный АЧР, используется для облегчения повторной синхронизации или ресинхронизации (если передача не была разделена, а работала в асинхронном режиме).

Весьма эффективным способом восстановления баланса мощностей в приемной части может быть быстрая загрузка агрегатов. Однако для этой цели необходимы как минимум два фактора: наличие достаточного резерва мощности на агрегатах приемной части и возможность быстрой реализации этих резервов, т. е. ускоренной загрузки.

Рассматривая процессы, связанные с дефицитом мощности, не следует забывать, что восстановлению баланса мощностей в сильной степени способствует явление «саморазгрузки», т. е. снижение мощности, потребляемой нагрузкой при уменьшении частоты. Как известно, величина такой саморазгрузки грубо может быть оценена 2% мощности на 1% частоты. Поэтому, например, снижение частоты на 1,0—1,25 Гц, которое не приводит к срабатыванию АЧР, уже дает снижение небаланса на 4—5% от полной мощности нагрузки приемной части системы. Кроме того, при наличии вращающегося резерва мощности (включая резерв за счет открытия перегрузочных клапанов) набор нагрузки происходит также и под действием регуляторов скорости. Этот процесс более медленный, чем процесс саморазгрузки, и продолжается несколько секунд. Однако он также дает ощутимые результаты.

В связи с этим большое значение приобретает особый метод ликвидации подобного рода аварий, впервые примененный в СССР, а затем использованный и в других странах. Этот способ состоит в том, что после возникновения асинхронного хода электропередача не разрывается, а продолжает работать в ожидании «самопроизвольной» ресинхронизации. Она происходит после того, как действие регуляторов скорости приемной и передающей частей системы снизит разность частот до величины, обеспечивающей втягивание их в синхронизм.

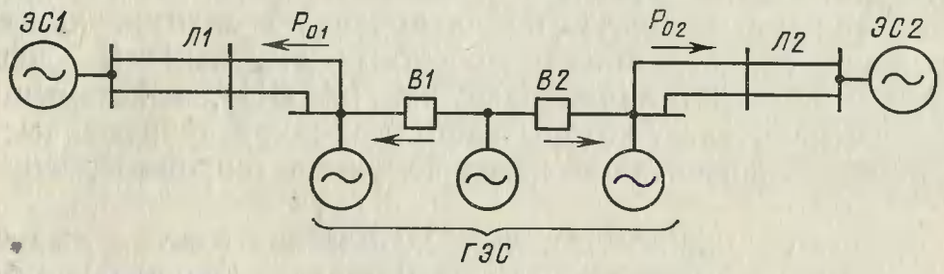


Рис. 8-2

Авария при этом длится обычно от нескольких секунд до нескольких десятков секунд и ликвидируется без специальных усилий персонала и особых автоматических устройств. Ресинхронизации может способствовать и АЧР, а отключенная им нагрузка будет подхватываться частотным АПВ.

Разумеется, использование последнего способа целесообразно лишь при определенных условиях, известных под названием условий ресинхронизации. Если эти условия не выполняются, то для уменьшения величины аварийного дефицита мощности можно прибегать и к другим мероприятиям.

Одно из них иллюстрирует рис. 8-2, где показана крупная ГЭС, расположенная на транзите между энергосистемами *ЭС1* и *ЭС2*. Если в момент дефицита мощности прибегнуть к делению этой станции на несинхронно работающие части (на выключателе *В1*), то можно сохранить передачу, хотя и ослабленную отключением

одного из ее участков, но полезную в смысле уменьшения небаланса (дефицита мощности в приемной системе). Из рисунка видно, что здесь могут возникнуть различные количественные соотношения и в зависимости от направления и величины мощности в сечении деления (выключатель *В1*) может потребоваться дополнительное отключение части генераторов и т. п. Деление может осуществляться не только на шинах электростанций, но и в прилегающей к ним сети. Автоматику, осуществляющую такое деление, часто называют *автоматикой предотвращения асинхронного хода.*

При снижении пропускной способности передач, связанном с отключением их участков, используют способ кратковременного компенсирования снижения. Этот способ может применяться только на линиях с устройствами продольной емкостной компенсации (УПК). Он состоит в отключении части параллельно работающих конденсаторных батарей, в результате чего общее емкостное сопротивление x_C увеличивается, а полное сопротивление передачи, равное разности между индуктивными сопротивлениями линии x_L и x_C, уменьшается.

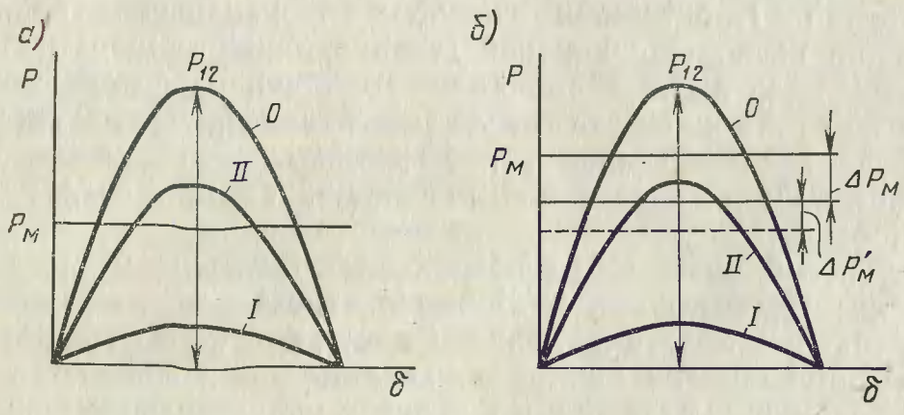


Рис. 8-3

Очевидно, что на каждую из оставшихся батарей приходится увеличенный ток, поэтому длительность такого режима, называемого *режимом форсировки УПК*, обычно исчисляется секундами или несколькими десятками секунд. Эффект форсировки УПК в смысле увеличения пропускной способности передачи в послеаварийном состоянии не очень велик. Однако может оказаться, что этот эффект и время передачи повышенной мощности (секунды) будут достаточными для действия регуляторов скорости в приемной части системы и исключат или уменьшат необходимость в разгрузке путем АЧР.

Таким образом, анализ статических соотношений при рассмотренных и аналогичных им нарушениях нормального режима работы энергосистем может сказать многое о способах ликвидации этих нарушений.

Рассмотрим динамику процессов, возникающих при нарушениях. На рис. 8-3, *а*, *б* приведены две угловые диаграммы линии электро-

передачи. На первой из них изображены характеристики исходного режима (кривая *0*), режима короткого замыкания (кривая *I*) и послеаварийного режима — кривая *II*, амплитуда которой P_{12}^{II} превышает величину механической мощности $P_м$, приложенной к агрегатам в исходном режиме, т. е. в данном случае условия статической устойчивости послеаварийного режима обеспечиваются.

На второй диаграмме показан случай, когда $P_{12}^{II} < P_м$, и условия статической устойчивости послеаварийного режима не обеспечиваются. Они могут быть восстановлены, например, способом снижения механической мощности на величину $\Delta P_м$ путем ОГ и АРТ. Однако и в том и в другом случае возникает площадка ускорения, характеризующая избыточную кинетическую энергию роторов агрегатов. Эта энергия, накопленная ими во время динамического перехода (аварии), для соблюдения условий динамической устойчивости должна быть обязательно погашена.

На диаграмме, приведенной на рис. 8-3, *б*, площадка торможения полностью отсутствует, поэтому она должна быть создана искусственно. Простейший способ — это увеличение $\Delta P_м$ путем отключения несколько большей генерирующей мощности при ОГ (см. штриховую линию) или более глубокой разгрузки при АРТ. Однако этот путь не всегда самый эффективный. Другой способ, нашедший практическое применение сравнительно недавно,— кратковременное подключение к шинам станции специальных нагрузочных сопротивлений.

Этот способ, называемый обычно *электрическим или электродинамическим торможением* (ЭТ), имеет недостаток — необходимость дополнительных капиталовложений в установку ЭТ: сопротивление и коммутирующие их аппараты, которые рассчитываются только на чисто активную нагрузку и в отличие от обычных выключателей часто именуются *замыкателями.* Кроме того, нагрузочные сопротивления и замыкатели трудно выполнить с соблюдением требуемой для них высокой надежности.

В ходе работ по аварийному регулированию паровых турбин был получен новый и весьма эффективный способ решения рассматриваемой задачи. Он состоит в том, что снижение механической мощности турбины в первый момент производится на глубину, значительно большую, чем это требуется из статических соотношений или условий статической устойчивости. Образовавшийся дефицит механической мощности в передающей части системы тормозит генераторы, и избыток их кинетической энергии быстро уменьшается. После этого мощность турбин постепенно увеличивают до величины, требуемой для получения установившегося послеаварийного режима. Управление им ведется с помощью ЭГП, а соответствующую автоматику называют *автоматикой аварийного ограничения мощности.*

Этот способ применим пока лишь для ТЭС. Однако разрабатывают способы кратковременного быстрого отвода воды от направляющих аппаратов гидротурбин и снижения вакуума в отсасывающих трубах, который дает эффект, чрезвычайно близкий к эффекту аварийного регулирования паровых турбин. Говоря о динамике рассматриваемых процессов, нельзя не учесть влияния системы возбуждения генераторов и управляющих ею аппаратов — устройств форсировки возбуждения и регуляторов (в некоторых случаях их рассматривают как одно устройство).

Форсировка возбуждения позволяет поддержать напряжение на шинах станции во время аварии; в некоторых случаях осуществляют небольшое даже повышение напряжения в процессе его восстановления, чтобы добавить 5—10% к послеаварийному пределу передаваемой мощности. Разумеется, это можно делать лишь кратковременно и с большой осторожностью во избежание срабатывания защиты от повышения напряжения или даже пробоя изоляции.

Регуляторы возбуждения, особенно если это регуляторы сильного действия, демпфируют возникшие колебания, облегчая возврат системы в новое установившееся состояние. В некоторых случаях такое демпфирование предлагается осуществлять и с помощью АРТ. Однако для этого необходимо, чтобы скорости открытия и закрытия клапанов турбин были соизмеримы.

Большое значение имеет автоматика АПВ на ЛЭП. Так, АПВ в случае неустойчивого повреждения позволяет уменьшить длительность вынужденного дефицита мощности в приемной системе (особенно если для ограничения мощности в период ослабления передачи используется регулирование турбин), сократив его при трехфазном АПВ до нескольких секунд. За это время АЧР отключит некоторую часть нагрузки системы. Однако после успешного повторного включения отключившегося участка автоматика турбин может снять ограничение, а частотное АПВ «подхватить» отключенную нагрузку.

Если в результате ремонта одного из участков линии и повреждения на параллельном ему участке передача в данном сечении будет разорвана, то аналогично может быть использовано несинхронное АПВ.

БАПВ позволяет сократить разрыв передачи до нескольких десятых долей секунды, а ОАПВ уменьшить величину, на которую снижается предел передаваемой мощности при авариях.

Рассмотрение аварии с набросом мощности в двухмашинной схеме энергосистемы позволяет заключить, что при отсутствии противоаварийной автоматики эта авария носила бы лавинообразный характер, типичный для системных аварий. Предположим, например, что приемная система получала бы от передающей системы до 30% необходимой ей мощности. Разрыв одного из участков передачи при несоблюдении в этом случае условий статической устойчивости (см. рис. 8-3, *б*) привел бы к возникновению в приемной системе дефицита мощности, первоначально равного 30%. Чтобы скомпенсировать их, частота должна была бы снизиться примерно на 7—8 Гц; при такой частоте циркуляционные насосы

не в состоянии обеспечить нужное количество воды для котлов, и оказалась бы неизбежной остановка многих электростанций. Таким образом, первоначальная цифра дефицита была бы существенно увеличена и энергоснабжение потребителей могло бы почти полностью прекратиться.

Различные виды противоаварийной автоматики позволяют резко сократить размеры аварии, а в некоторых случаях и полностью исключить срабатывание АЧР (небольшой остаточный небаланс компенсируется при этом за счет саморазгрузки потребителей).

Двухмашинная схема — пример энергообъединения, где средства противоаварийной автоматики позволяют получить указанный эффект. Однако этой схемой, естественно, не ограничивается все разнообразие конфигураций, имеющихся в энергосистемах. Часто встречаются различного вида трехмашинные схемы, кольцевые схемы и другие виды объединений. Восстановить нормальную работу таких объединений после нарушения синхронной динамической устойчивости, не меняя их конфигурации, затруднительно. Поэтому обычно прибегают к делению системы, что приводит к более простым, в частности двухмашинным, схемам.

При возникновении нарушения нормального режима работы энергосистемы проводится ряд различных мероприятий определенного назначения и характера, которые выполняются автоматически. В них участвуют такие устройства, как выключатели, устройства регулирования турбины, регулирования возбуждения и т. п., которые играют роль исполнительных органов. Кроме того, имеются и устройства автоматики, которые посылают сигналы, управляющие исполнительными органами. Причем многие такие устройства воздействуют сразу на несколько исполнительных органов и выполняют ряд функций.

§ 8-4. СТРУКТУРА АВТОМАТИКИ

Структурная схема, приведенная на рис. 8-4, в наглядной форме показывает взаимосвязь отдельных устройств автоматики и выполняемых ими функций. На рисунке вся автоматика условно разделена на две части — специальную и общую. Специальную автоматику устанавливают в энергосистемах только в тех случаях, когда предварительный анализ аварийных ситуаций и соответствующие расчеты показывают ее необходимость. Автоматику общего типа устанавливают в отечественных системах в обязательном порядке, хотя здесь также требуются специальные расчеты.

В верхней части структуры отражен набор задач, которые необходимо решать при нарушении нормального режима работы энергосистем с целью предотвращения дальнейшего развития аварий. В следующем ряду показаны собственно устройства автоматики, причем приведенные названия соответствуют обычно приме-

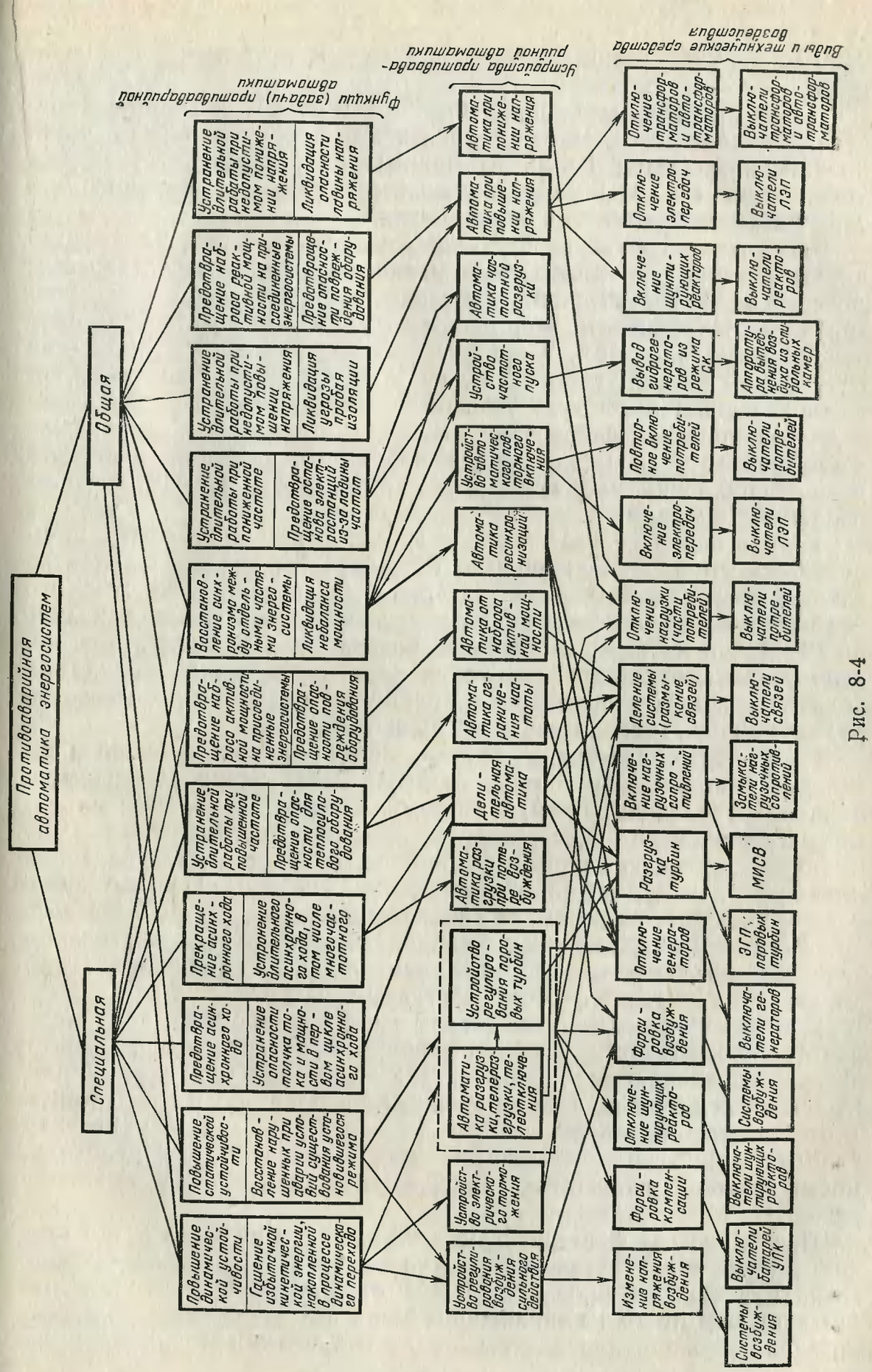


Рис. 8-4

няемым в отечественных энергосистемах и проектных организациях.

Далее приведены мероприятия (воздействия), выполняемые по сигналам соответствующих устройств автоматики для реализации предписанных им функций. В нижнем ряду структуры указаны технические средства (исполнительные органы), с помощью которых и выполняются эти мероприятия.

Рассмотрим структуру несколько подробнее. Основными функциями специальной автоматики являются функции, связанные с обеспечением статической, синхронной динамической и результирующей устойчивости энергосистем. Основные мероприятия, осуществляемые при этом, были рассмотрены ранее. Дополнительно необходимо упомянуть отключение шунтирующих реакторов, которое повышает амплитуду угловой характеристики передачи, действуя аналогично форсировке УПК, а также предотвращение асинхронного хода в тех случаях, когда он недопустим, и прекращение асинхронного хода, когда его длительность выходит за установленные пределы.

Если в одной из частей системы, где возникает избыток мощности, имеются одновременно и ГЭС, и ТЭС, приходится учитывать медленное действие регуляторов ГЭС, в результате которого превышение частоты в момент избытка мощности может доходить до 10—20% и более. Эти значения безопасны для гидротурбин, но недопустимы для паровых турбин (опасность возникает для их лопаток), поэтому приходится принимать специальные меры по разделению системы на части с ГЭС и ТЭС.

Кроме того, возможны случаи, когда от шин мощной ГЭС отходит одновременно с магистральной ЛЭП линия электропередачи на небольшую местную систему. В этом случае разрыв магистральной ЛЭП будет означать не только подъем частоты, но и соответствующую перегрузку (наброс мощности) для указанной линии связи и других элементов местной системы. Поэтому здесь также приходится принимать специальные меры. Из рис. 8-4 видно, что группа специальных функций осуществляется в основном делением системы с выравниванием балансов мощности путем воздействия на генерирующие агрегаты и нагрузку.

Деление системы или появление в ней асинхронного хода между отдельными частями должны сопровождаться мероприятиями по восстановлению синхронизма. Для этого требуется прежде всего обеспечить условия ресинхронизации, т. е. сблизить частоты соответствующих частей систем (в частности, путем изменения баланса мощности в отдельных частях), а затем при необходимости повторно включить отключившийся при делении выключатель.

Последние две функции относятся главным образом к тем случаям, когда в результате изменения баланса мощности в системе возникает существенное отклонение от допустимого режима работы по частоте или напряжению. Если это отклонение достаточно велико, то при длительном его существовании может произойти повреждение оборудования, а также лавинообразное изменение напряжения и частоты (лавина напряжения связана, как известно, с опрокидыванием асинхронных двигателей, а лавина частоты — с вынужденным остановом агрегатов ТЭС при снижении производительности их механизмов собственного расхода).

Для устранения такой угрозы и предназначена данная группа устройств автоматики. Здесь существенны такие мероприятия, как частотный пуск гидрогенераторов (перевод их в генераторный режим из режима СК, который осуществляется автоматически при понижении частоты), и ряд мероприятий по отключению и включению шунтирующих реакторов, автотрансформаторов и т. д. В случаях, когда возникает реальная угроза пробоя изоляции, приходится использовать крайнюю меру — отключение линий электропередачи.

Таковы в общих чертах функции противоаварийной автоматики и способы их осуществления, детали которых могут быть уяснены посредством тщательного рассмотрения диаграммы с учетом сказанного выше применительно к двухмашинной схеме энергосистемы.

Как следует из структуры, современная противоаварийная автоматика контролирует режим системы и воздействует на него по всем необходимым переменным. Причем это воздействие продолжается до тех пор, пока указанные переменные не окажутся в области допустимых значений. Это обстоятельство и подтверждает определение противоаварийной автоматики как средства для предотвращения выхода режима работы системы за допустимую область и возврата его в эту область, если предотвратить такой выход не удается.

§ 8-5. АВАРИЙНЫЕ СИТУАЦИИ И ТРЕБОВАНИЯ К АВТОМАТИКЕ

41

Одна из важнейших задач в противоаварийной автоматике — анализ аварийных ситуаций в энергосистеме и выработка требований к автоматике, восстанавливающей нормальный режим. Основу такого анализа составляют расчеты устойчивости параллельной работы энергосистем, выполняемые с помощью различных вычислительных средств — ЦВМ, АВМ, расчетных моделей сети переменного тока или электродинамических (физических) моделей. Этим расчетам присущи некоторые особенности, отличающие их от расчетов, выполняемых с целью определения уровня устойчивости энергосистемы.

Первая из этих особенностей состоит в том, что при проведении расчетов специально учитываются различные противоаварийные мероприятия, которые исследуются в заранее намечаемых вариантах. Однако расчеты, проводимые в полной схеме, плохо пригодны для анализа работы собственно противоаварийной автоматики, поскольку сложность системы лишает эти расчеты наглядности. Поэтому вторая особенность состоит в том, что расчеты

устойчивости обычного типа в данном случае, как правило, предваряются, сопровождаются и завершаются анализом упрощенных схем, где процессы, происходящие в системе, и влияние на них противоаварийной автоматики проявляются наиболее наглядно.

Одна из наиболее распространенных упрощенных схем — это двухмашинная схема энергосистемы, частным случаем которой является схема типа «машина — линия — система бесконечной мощности». Иногда анализируются также трехмашинные схемы энергосистем и схемы с бóльшим числом машин (до пяти — восьми). Ниже кратко изложены особенности аварийных ситуаций в таких схемах и подход к ним, применяемый при работе с противоаварийной автоматикой. При этом в качестве типовой будет приниматься двухцепная ЛЭП, изображенная на рис. 8-1.

Аварийные ситуации в двухмашинной схеме. Эта схема весьма удобна для анализа, поскольку при переходе к анализу динамики после расчета статических соотношений она может быть, как известно, замещена одномашинной схемой. Подчеркнем, однако, что эта замена возможна лишь для относительного движения системы, т. е. движения ротора агрегата *Г1* относительно *Г2*, характеризуемого углом сдвига между ними во времени $\delta_{12}(t)=\delta_1(t)-\delta_2(t)$.

Если требуется оценить переносное движение системы, характеризуемое средней частотой в ней, то обе машины должны рассматриваться как единое целое (автономная система).

Упрощение анализа и повышение наглядности при замене двухмашинной схемы одномашинной особенно велики, когда такой замене подвергается система с линиями напряжением 330—500 кВ, потери в которых малы. Тогда этими потерями полностью пренебрегают, принимая угол потерь $\alpha_{12}=0$. Кроме того, предполагают, что напряжение на машинах станции постоянно. Это может быть достигнуто, например, за счет регуляторов напряжения сильного действия. Заметим, что такое предположение не оправдывается в момент короткого замыкания, но действительно в послеаварийном режиме.

Учитывая указанные предположения и пренебрегая свойствами самовыравнивания (асинхронным моментом, частотными характеристиками нагрузки и т. п.), уравнение движения данной системы можно записать в виде:

$$(\tau_{J\text{экв}}/\omega_c)(d^2\delta_{12}/dt^2)+P_{12}\sin\delta_{12}=\Delta P, \qquad (8\text{-}1)$$

где

$$\tau_{J\text{экв}}=\tau_{J1}\tau_{J2}/(\tau_{J1}+\tau_{J2}); \qquad (8\text{-}2)$$

$$\Delta P=\frac{P_{г1}-P_{м1}}{\tau_{J1}+\tau_{J2}}\tau_{J2}-\frac{P_{г2}-P_{м2}}{\tau_{J1}+\tau_{J2}}\tau_{J1}. \qquad (8\text{-}3)$$

В этих уравнениях P_{12} — амплитуда угловой характеристики передачи; τ_{J1} и τ_{J2} — постоянные инерции агрегатов системы; ω_c — синхронная частота; $P_{м1}$ и $P_{м2}$ — суммарные механические мощности первичных двигателей первой и второй станций (эквивалентных агрегатов); $P_{г1}$ и $P_{г2}$ — мощности потребителей на шинах этих станций.

Таким образом, создается система уравнений менее строгая, чем применяемая обычно в теории устойчивости параллельной работы энергосистем, но весьма наглядная. С ее помощью можно оценить соотношения в системе при наиболее характерных аварийных ситуациях в ней: ослаблении передачи (отключении цепи на одном из двухцепных участков ЛЭП), дефиците мощности в приемной системе и избытке мощности в передающей системе. Методически рассмотрение удобно начать с последнего случая как наиболее наглядного.

Избыток мощности в передающей части системы. Эту аварию можно представить себе как отключение ЛЭП, отходящей от шин станции и питающей мощный местный потребитель. Будем считать, что это отключение произошло вследствие очень далекого короткого замыкания и поэтому на шинах станции имеет место лишь изменение баланса активных мощностей без изменения напряжения.

Пусть до аварии мощность нагрузки, передаваемая местному потребителю, была равна $P_н$, что в сумме с нагрузкой магистральной ЛЭП $P_л$ составляет мощность станции $P_г = P_н + P_л$. Исходя из статических соотношений, можно было бы ожидать, что после отключения нагрузки мощность ЛЭП возрастет до значения $P_г$, т. е. будет иметь место наброс мощности на линию, равный $P_н$. Однако нельзя ожидать такого возрастания нагрузки непосредственно в момент отключения. Этого не произойдет, а в упрощенной модели двухмашинной системы, в которой внутреннее сопротивление генераторов $x_г$ не учитывается, нагрузка линии в первый момент в точности будет равна $P_л$. Наброс же мощности будет иметь место в динамическом режиме: когда на валу генераторов передающей части системы возникнет небаланс (избыток) мощности, равный $P_н$, роторы генераторов начнут разгоняться со скоростью, первоначально равной $\omega_c P_н/\tau_{J1}$, при этом угол δ_{12} начнет увеличиваться, а передача загружаться. В данном случае будут иметь место обычные условия статической и динамической устойчивости, выполнение которых зависит от параметров системы и величины возмущения. В частности, можно рассмотреть три случая:

1) оба условия устойчивости (как статической, так и динамической) выполняются. При этом динамический переход устойчив и сопровождается лишь небольшим повышением частоты в системе. Регуляторы частоты скорректируют это повышение, ограничив его величиной Δf, которая может быть определена как $P_н\sigma$, где σ — коэффициент статизма системы, отнесенный к той же базисной мощности, что и $P_н$;

2) условия статической устойчивости выполняются ($P_м<P_{12}$), однако не выполняются условия динамической устойчивости. Оценить эту ситуацию можно по приближенной формуле вида

$$P_н \leqslant 0{,}75\,(P_{12}-P_м). \qquad (8\text{-}4)$$

Если это неравенство не выполняется, то условия синхронной динамической устойчивости электропередачи не соблюдаются, и тогда следует предусматривать меры по быстрому гашению избыточной кинетической энергии, накопленной роторами агрегатов в момент перехода;

3) не выполняются условия не только динамической, но и статической устойчивости. Очевидно, что при этом одного гашения избыточной кинетической энергии уже недостаточно, и следует принимать меры к восстановлению условий статической устойчивости. Для этого необходимо, чтобы в послеаварийном режиме после окончания гашения избыточной кинетической энергии соблюдалось условие: $P_м < k_з P_{12}$, где $k_з$ — коэффициент запаса, определяемый из нормативных требований, предъявляемых к запасу статической устойчивости в послеаварийном режиме. До вмешательства персонала величина $k_з$ берется обычно равной 0,92, однако эти цифры могут быть скорректированы по реальным условиям, складывающимся в системе, и возможностям воздействия на процесс со стороны автоматики.

Операцию восстановления условий статической устойчивости в этом случае и ему подобных называют *разгрузкой передачи* (станций, узла системы). Ниже будет показано, что в ряде случаев при разгрузке передачи осуществляется и гашение избыточной кинетической энергии. Однако, строго говоря, эти две операции должны быть разделены.

Дефицит мощности в приемной части системы. Этот дефицит может возникнуть в результате отключения крупного генерирующего источника в рассматриваемой части системы либо разрыва магистральной передачи, связывающей ее с другим источником питания (в последнем случае имеет место переход от трехмашинной системы к двухмашинной).

Пользуясь уравнением движения (8-1), легко установить, что с точки зрения относительного движения дефицит генерирующей мощности в приемной части системы аналогичен избытку ее в передающей части. Однако физически процессы будут иными. Действительно, при данной аварии относительный угол увеличивается не за счет разгона агрегатов *Г1*, а за счет торможения агрегатов *Г2*; скорость же переносного движения (средняя частота системы) будет не увеличиваться, а уменьшаться.

Характер условий устойчивости и необходимых мероприятий при этом будет одним и тем же. Однако следует иметь в виду, что синхронная динамическая устойчивость может быть сохранена только при быстром прекращении торможения приемной части системы, т. е. восстановлении баланса мощностей в ней. Если не учитывать ОН, то такое восстановление произойдет главным образом за счет саморазгрузки потребителей, т. е. за счет снижения частоты. Поскольку же частота в обеих частях системы должна быть, очевидно, одинаковой, то остается лишь две возможности — либо понизить частоту и в передающей части системы, либо разделить последнюю, выделив часть мощности для работы на магистральную передачу. Этот вопрос был подробно рассмотрен выше. Напомним лишь, что здесь, как и ранее, термин «наброс мощности на передачу» означает постепенное, а не мгновенное изменение (увеличение) нагрузки генераторов передающей части системы при возрастании относительного угла, вызванном торможением агрегатов приемной части.

Авария с изменением состава (ослаблением) передачи. Такие аварии чаще всего бывают следствием короткого замыкания на каком-либо участке ЛЭП и лишь весьма редко происходят в отсутствие его (например, при ложной работе защиты или персонала). Поэтому здесь в качестве основного необходимо рассматривать сложный динамический переход, характеризуемый исходным режимом с максимумом угловой характеристики передачи P_{12}^0, режимом короткого замыкания с максимумом характеристики P_{12}^I и послеаварийным режимом с максимумом P_{12}^{II}. Конкретные значения этих величин зависят, как известно, от параметров передачи вида аварии и т. п. Однако обследование большого числа передач позволило получить некоторые данные о соотношениях, типичных для таких аварий. Так, если $P_{12}^0 = 1$, то при расчетной аварии (двухфазном коротком замыкании на землю) значение $P_{12}^I = 0{,}2 \div 0{,}25$, а $P_{12}^{II} = 0{,}8 \div 0{,}75$.

При нормативном запасе устойчивости в 20% величина исходной мощности по линии $P_л = 0{,}83$ (она не равна 0,8, поскольку в формуле, используемой для определения запаса статической устойчивости, разность $P_{12}^0 - P_л$ относят не к P_{12}^0, а к $P_л$). Отсюда следует, что при загрузке передачи, близкой к максимальной нормативной, в момент отключения цепи на одном из участков нарушаются условия не только динамической, но и статической устойчивости.

Характер динамического перехода при этом определяется двумя абсолютными движениями: генераторы передающей части испытывают избыток мощности и ускоряются; приемная система теряет часть мощности и тормозится. Сумма этих движений приводит к постепенному увеличению относительного угла δ_{12} и к росту нагрузки, оставшейся в работе цепи электропередачи, которая в первый момент никаких изменений мощности не претерпевает.

Таким образом, несмотря на мгновенное изменение статических соотношений, мгновенного наброса мощности и здесь не происходит. Скорее имеет место мгновенный сброс мощности генераторов *Г1* (из-за роста сопротивления передачи).

Сложный динамический переход, возникающий в этом случае, отличается от рассмотренных простых переходов относительно большой величиной площадки ускорения, что усложняет поддержание синхронной динамической устойчивости передачи.

Основной характерной чертой баланса мощности, складывающегося в послеаварийном режиме, является дефицит мощности в приемной системе. Причина его очевидна — уменьшение потока мощности, поступающего в приемную систему по ЛЭП. Компен-

сировать этот дефицит при современных средствах можно лишь за счет рассмотренного уменьшения частоты. Эта особенность данного перехода проявляется тем сильнее, чем бóльшую часть мощности, потребляемой в приемной системе, составляет мощность поступающая в нее по магистральной передаче.

Если эта часть мощности велика, то могут возникнуть ситуации, когда для восстановления нормальной работы придется прибегнуть к делению передающей системы, один из вариантов которого — выделение специальных агрегатов, работающих только на передачу. Очевидно, что при этом нарушение нормального режи-

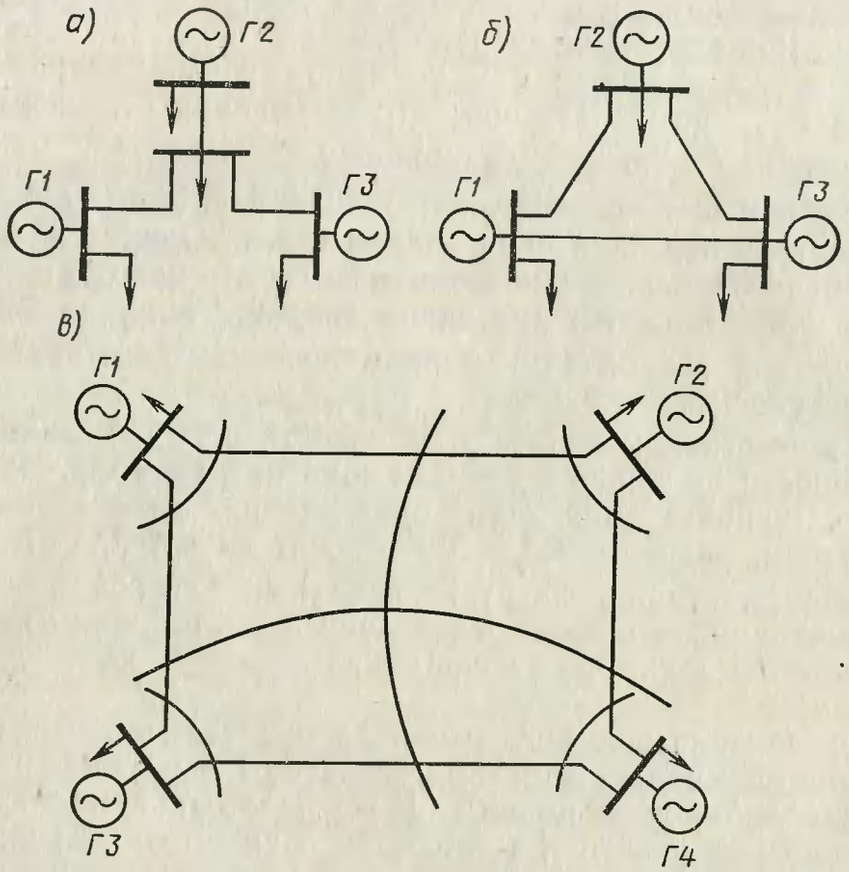


Рис. 8-5

ма работы приемной системы может быть очень сильным (в частности, она может потерять не часть мощности $P_л$, передававшуюся по отключившемуся участку, а всю мощность). Поэтому представляется весьма важным разработка методов мгновенного отключения нагрузки в приемной системе, называемых *разгрузкой приемной системы.*

Аварийные ситуации в многомашинных схемах. Помимо одно- и двухмашинных эквивалентных схем при работе с противоаварийной автоматикой приходится рассматривать также и многомашинные схемы.

Основными свойствами многомашинной схемы обладает система, состоящая из трех машин (рис. 8-5, *а*, *б*). Она может иметь

различные конфигурации, например в виде звезды или треугольника. Кроме того, часто встречаются кольцевые схемы, состоящие из четырех-пяти генерирующих станций и более (рис. 8-5, *в*).

Явления и процессы, происходящие в этих схемах, значительно сложнее, и в данном случае трудно получить такое же наглядное представление о них, как было получено при анализе двухмашинной схемы. Однако по своей физической природе они близки к рассмотренным выше, и поэтому здесь укажем лишь основные особенности анализа многомашинных схем.

О п а с н ы е с е ч е н и я. Схема кольца, состоящего из четырех генераторных станций, приведена на рис. 8-5, *в*. Рассматривая статические соотношения в ней, можно видеть, что отключение одной из линий кольца приведет к набросу мощности на оставшиеся в работе связи. При этом опасность нарушения устойчивости зависит от сумм мощностей, протекающих в исходном режиме через ЛЭП, охваченные на рисунке дугами. Эти дуги представляют собой некоторые сечения кольца, среди которых расчетным путем должно быть найдено наиболее слабое с точки зрения устойчивости или, как говорят, опасное сечение (либо сечения). Определив опасное сечение, можно далее сравнительно легко выявить необходимые статические соотношения, т. е. пропускную способность найденного сечения в послеаварийном режиме, а также требуемую глубину разгрузки станций кольца, обеспечивающую снижение перетока мощности в опасном сечении до приемлемой величины.

Очевидно, что для определения глубины разгрузки станций согласно этому условию потребуется рассчитать потокораспределение, а также выбрать точки системы, где производится разгрузка, поскольку воздействовать можно на ряд станций. Однако эта задача является вполне обозримой и доступной для решения.

Значительно сложнее определяются воздействия для гашения избытков кинетической энергии. Точное определение для кольца весьма трудоемко, и часто во избежание дополнительных расчетов для обеспечения синхронной динамической устойчивости в кольце прибегают к более глубокой, чем это требуется по условиям статической устойчивости, разгрузке основных связей.

М н о г о ч а с т о т н ы й а с и н х р о н н ы й х о д. Второй важной особенностью многомашинной схемы является так называемый *многочастотный асинхронный ход.* Рассмотрим это явление на примере трехмашинной схемы, выполненной в форме звезды. Сравнивая эту схему с двухмашинной, можно видеть, что если в двухмашинной схеме при нарушении синхронной динамической устойчивости можно различить лишь две угловые частоты вращения агрегатов (ω_1 и ω_2) и одну величину скольжения (s_{12}), пропорциональную их разности, то в трехмашинной схеме в пределе могут быть три частоты вращения (ω_1, ω_2, ω_3) и три скольжения (s_{12}, s_{23}, s_{31}).

Асинхронный ход с несколькими различными значениями скольжения между различными агрегатами называют *многочастотным асинхронным ходом.* Системные аварии, происходящие в сложных

энергосистемах, нередко сопровождаются таким многочастотным асинхронным ходом. Опасность его состоит в том, что попытки восстановить синхронную работу без деления системы в обычных условиях оказываются практически безуспешными, и их продолжение ведет к увеличению длительности асинхронного хода, что в ряде случаев недопустимо.

Это обстоятельство учитывается сейчас в практике. Так, во всех точках сложной системы, где предполагают возникновение асинхронного хода, устанавливают делительную автоматику, действующую таким образом, чтобы сохранить связи не более чем между двумя эквивалентными генераторами в системе.

Таким образом, многомашинную схему делят на ряд двухмашинных, в которых асинхронный ход может быть ликвидирован сравнительно легко.

Одной из причин многочастотного асинхронного хода может быть явление электромеханического резонанса.

Электромеханический резонанс. Это весьма сложное явление, происходящее в многомашинных схемах (начиная с трехмашинной) и представляющее собой большую опасность.

Нелинейный характер уравнения движения в энергосистеме долгое время препятствовал установлению количественных соотношений, которые обусловливают возможность возникновения электромеханического резонанса. В настоящее время эти соотношения установлены, однако здесь они будут рассмотрены лишь качественно.

Обратимся к рис. 8-5, *а*, где изображена трехмашинная схема в форме звезды. Пусть по той или иной причине генераторы *Г1* и *Г2* идут между собой асинхронно, а генератор *Г3* остался в синхронизме с *Г2*. При этом напряжение в узловой точке системы, а также потоки мощности и т. п. совершают периодические колебания с частотой, определяемой величиной скольжения s_{12}.

Легко представить себе такой случай, когда частота колебаний Ω окажется близкой к частоте свободных колебаний эквивалентного генератора *Г3* с учетом его связей с системой. Тогда колебания с частотой Ω могут при определенных условиях «раскачать» этот генератор, и он потеряет устойчивость, после чего возникнет многочастотный асинхронный ход. Ликвидировать его, как было указано, можно лишь делением системы.

Таким образом, аварийные ситуации, возникающие в сложной энергосистеме, во многих случаях аналогичны ситуациям, возникающим в двухмашинной системе. При этом следует учесть, что при делении могут возникнуть самые различные значения баланса мощности, в зависимости от величины и направления мощности, протекавшей в сечении деления в предварительном режиме. Чтобы проиллюстрировать это, рассмотрим простую схему, изображенную на рис. 8-2. Предположим, возник дефицит мощности. При этом станцию можно разделить в двух местах — на выключателях *В1* и *В2*. Направления потоков мощности, нанесенные на рисунке, показывают, что при делении на выключателе *В1* с *ЭС1*

будет связана дефицитная часть станции со всеми вытекающими отсюда последствиями. Если же разомкнуть выключатель *В2*, то эта часть станции будет избыточной. Поэтому анализ потоков мощности, протекающих в доаварийном режиме через возможные сечения деления, является одной из важнейших составных частей общего анализа аварийных ситуаций в противоаварийной автоматике.

Требования, предъявляемые к противоаварийной автоматике. Анализируя аварийные ситуации в энергосистемах любой сложности, выявляя угрозу нарушения их устойчивости и другие факторы, требующие воздействия противоаварийной автоматики, а также определяя вид, точку приложения и интенсивность такого воздействия, всегда имеем дело с определенным количеством параметров, которое может рассматриваться как некий многомерный вектор **B**. Составляющими этого вектора будут являться показатели состояния системы **S**, выраженные через параметры ее схемы S'' и режима S', а в случае необходимости — также возмущения v и управления u.

Поскольку анализируются обычно совокупности режимов и схем, то возникают многомерные области, которые в зависимости от их структуры и размерности применяемых пространств могут иметь различный смысл. Так, например, при исследовании поддержания синхронизма можно в пространстве состояний энергосистемы выделить область устойчивости, при исследовании потокораспределения — область допустимых нагрузок линий по току, при исследовании профиля напряжения в узловых точках системы — область допустимых напряжений на шинах электростанций и т. п. Однако наибольшее значение имеют области, обобщающие все эти параметры и комбинирующие их с возмущениями и управлениями.

Обозначим через S_0 область исходных состояний системы, а через S_2 — область ее послеаварийных состояний. Выделим внутри области S_2 подобласть $S_{2д}$, которую назовем допустимой. Укажем также на существование области возврата $S_в \subset S_2$, через которую проходят траектории возврата системы в случае выхода ее за область $S_{2д}$.

Очевидно, что система должна находиться в области $S_в$ лишь конечное время $t_в$, причем здесь также следует выделить допустимую подобласть $S_{в.д}$, а время (например, длительность асинхронного хода $t_{ас}$) может оказаться одним из регламентируемых ею параметров. Введем области расчетных возмущений V и возможных управлений U. Тогда возникают условия вида:

$$\left.\begin{aligned} uv\,(S_0) = S_2 \subset S_{2д}; \\ u \subset U; \quad v \subset V; \quad S_в \subset S_{в.д}, \end{aligned}\right\} \qquad (8\text{-}5)$$

связывающие задачи выбора средств послеаварийной автоматики и планирования режимов работы энергосистем. При этом очевидно, что чем эффективнее эти средства, тем шире область исходных

режимов, которую можно принимать при таком планировании, т. е. больше возможности удовлетворения требованиям экономичности работы энергосистем, обеспечения надлежащего качества энергоснабжения без риска уменьшения надежности.

Чтобы обеспечить указанный эффект, автоматика должна обладать определенными качествами, т. е. удовлетворять определенным требованиям. В данном случае эти требования принято делить на режимные и аппаратные, причем первые из них, вытекающие непосредственно из анализа аварийных ситуаций в энергосистемах, являются основой для получения вторых, относящихся непосредственно к практической реализации тех или иных устройств. Такое разделение является вынужденным, поскольку оно отражает две следующие одну за другой стадии работы, проводимой иногда различными группами специалистов.

Однако уже на первой стадии работы следует помнить, что основным требованием, предъявляемым к аппаратуре противоаварийной автоматики, является ее надежность, а следовательно, и простота. Обеспечение этого требования возможно, если при составлении режимных требований оговорить тот минимум качеств автоматики, который является обязательным. В то же время целесообразно указать и такие качества автоматики, которые позволяют получить более благоприятный переходный процесс, улучшить ее эксплуатационные и другие свойства. Поэтому ниже при рассмотрении режимных требований, предъявляемых к автоматике, все ее качества разделены на обязательные и желательные, которые приведены в сопоставлении.

Обязательные качества:	Желательные качества:
эффективность — способность удержать систему после возмущения в области допустимых режимов или вернуть ее в эту область по траектории, обеспечивающей сохранность оборудования системы и бесперебойность энергоснабжения ее основных потребителей;	*оптимальность* — способность удержать систему после возмущения в области допустимых режимов или вернуть ее в эту область по траектории, доставляющей минимум или максимум некоторому функционалу, связанному с работой системы и ее основных потребителей;
точность — способность выбирать интенсивность воздействия, не выходящую за максимально допустимую;	*минимальная интенсивность* — способность ограничивать интенсивность воздействия лишь минимально необходимой;
чувствительность — способность обеспечить воздействие на режим работы системы во всех тех случаях, когда без такого воздействия он может выйти за допустимую область и не вернуться в нее;	*селективность* — способность обеспечить воздействие на режим работы системы только в тех случаях, когда без такого воздействия он может выйти за допустимую область и не вернуться в нее;
надежность — способность обеспечить чувствительность, точность и эффективность действия автоматики при всех расчетных авариях.	*качественное управление* — способность обеспечить селективность, минимум интенсивности и оптимальность действия автоматики при всех расчетных авариях.

Из рассмотрения первой группы понятий (эффективность — оптимальность) видно, что основная разница между ними состоит в характере траектории возврата системы в случае выхода ее за область допустимых режимов. В первом случае ограничения, накладываемые на эту траекторию, не слишком жесткие, и аппаратура управления может быть достаточно простой. Зато во втором случае она может дать лучшие результаты.

Вторая группа понятий (точность — минимальная интенсивность) связана с тем, что соотношению (8-5), особенно если трактовать его лишь в обязательном смысле, соответствует не одно управление u, а область управлений $U_д$. Эта область неоднократно анализировалась применительно к различным энергосистемам. Было установлено, что в некоторых случаях она имеет замкнутый характер, возможности применения увеличенных воздействий ограничены, т. е. существует некоторый максимум интенсивности воздействия $u_{макс}$, после которого область S_2 уже выходит за пределы $S_{2д}$. Естественно, что такое управление должно полностью исключаться.

Однако существует и иное стремление — ограничить интенсивность воздействия величиной, лишь минимально необходимой для выполнения задач автоматики, и тем самым оградить систему от излишних усилий и напряжений, а потребителя — от излишнего ущерба, связанного в большинстве случаев с некоторым дополнительным снижением частоты. Это стремление вполне понятно, хотя практика показала, что такой ущерб ощущается потребителем весьма слабо и существенное усложнение аппаратуры по этой причине, вообще говоря, неоправдано.

Несколько по-иному выглядит соотношение между желательным и обязательным качествами в следующей группе понятий (чувствительность — селективность). Совершенно необходима способность автоматики выявлять возможность выхода режима работы энергосистемы за допустимую область: без этого автоматика не сможет выполнять свои функции. Однако и излишние, без надобности, срабатывания отдельных устройств могут настолько ухудшить эксплуатационные качества автоматики, что ее нельзя будет использовать на практике. Такое качество, как селективность, отнесено выше в разряд желательных. Однако его часто считают одним из важнейших качеств автоматики, и если возникает угроза

большого числа неселективных ее срабатываний, то идут на некоторое усложнение аппаратуры, чтобы предотвратить такое явление.

Термины «чувствительность» и «селективность» проникли в противоаварийную автоматику из техники релейной защиты и получили здесь более широкое толкование. Действительно, если в релейной защите они связаны главным образом с точкой установки защиты и видом аварии, то в противоаварийной автоматике речь идет также и об интенсивности возмущения. Причем если в релейной защите количественная разница между нагрузочным режимом и режимом короткого замыкания обычно достаточно велика, то в противоаварийной автоматике условия, угрожающие выходом режима системы за допустимую область, часто непосредственно примыкают к условиям, не угрожающим таким выходом. Удовлетворить этим двум противоречивым требованиям (чувствительности и селективности) в противоаварийной автоматике значительно сложнее, чем в релейной защите.

Обобщающие понятия надежности и качественного управления заключают в себе все высказанные понятия. Поэтому остается лишь указать, что приведенный материал отражает лишь самые общие вопросы режимных требований, предъявляемых к противоаварийной автоматике, которые в действительности являются весьма подробными и содержат указания и о способах воздействия на режим системы при авариях, и о критериях для выявления нарушений нормального режима работы энергосистем.

§ 8-6. ВОЗДЕЙСТВИЕ АВТОМАТИКИ НА РЕЖИМ РАБОТЫ ЭНЕРГОСИСТЕМЫ В АВАРИЙНЫХ СИТУАЦИЯХ

Рассмотрим способы воздействия на электромеханические переходные процессы в энергосистеме и охарактеризуем применяемую для этой цели аппаратуру, выполняющую функции исполнительных органов автоматики.

По принципу действия все исполнительные органы можно разделить на три группы. Первую группу составляет коммутационная аппаратура (выключатели, замыкатели электрического торможения и т. п.), вторую — устройства для воздействия на регулирование первичных двигателей и третью — устройства для воздействия на систему возбуждения.

По виду воздействия исполнительные органы можно разделить на два класса: для изменения баланса мощностей в системе (активных и реактивных) и для изменения конфигурации системы (деления и т. п.). Причем, как было показано ранее, изменения конфигурации часто сопровождаются и изменением баланса мощности.

Таким образом, воздействие на переходные процессы в системе носит комплексный характер и состоит из ряда компонентов, которые часто трудно даже отделить один от другого.

Полный перечень исполнительных органов автоматики и способов воздействия, ими оказываемых, был дан при рассмотрении

структурной схемы автоматики (см. рис. 8-4). Поэтому здесь будут приведены лишь те способы, которые применяют в автоматике, названной ранее *специальной*, и заслуживают особого рассмотрения. К их числу относится отключение части генераторов, электрическое торможение, воздействие на регулирование первичных двигателей и систему возбуждения синхронных машин, а также некоторые новые способы, находящиеся в стадии разработки.

Отключение части генераторов. Чтобы подробно рассмотреть этот способ, который успешно применяется в энергетике различных стран в течение ряда лет, обратимся к двухмашинной схеме энергосистемы и будем считать, что на отправном конце ее находится мощная ГЭС с достаточно большим числом агрегатов.

Для упрощения изложения будем полагать, что в результате действия регуляторов возбуждения напряжение на шинах станции (в начале передачи) поддерживается постоянным, при этом надо осуществлять воздействие на возбуждение в процессе ОГ.

Если исходить из допущенного постоянства напряжения, то для анализа системы при ОГ можно воспользоваться непосредственно уравнением движения двухмашинной системы и считать, что ОГ приводит к уменьшению $P_м$, а также к некоторому изменению постоянной инерции τ_J. Однако в первом приближении изменением постоянной инерции можно пренебречь.

Анализ уравнения движения показывает, что ОГ, как способ воздействия на электромеханические переходные процессы в системе, обладает двумя важными свойствами:

1) воздействует одновременно на условия статической устойчивости послеаварийного режима и на динамику процесса;

2) эффективность воздействия на процесс зависит от соотношения мощностей передающей и приемной частей системы, в частности от их постоянных инерций τ_{J1} и τ_{J2}, которые считаются приведенными к одной и той же базисной величине.

Это свойство ОГ очевидно. Изменение баланса мощности на валу агрегатов, произведенное в момент динамического перехода, в данном случае продолжает действовать и после завершения этого перехода. Таким образом, ОГ одновременно увеличивает площадку торможения и создает условия для обеспечения статической устойчивости послеаварийного режима. Заметим, что при этом можно было бы и сократить площадку ускорения, однако ОГ происходит практически одновременно с отключением короткого замыкания и даже после него. Поэтому площадка ускорения остается практически неизменной.

Возможность одновременного решения задач статики и динамики превращает ОГ в универсальное средство, весьма удобное в практике эксплуатации. Однако можно отметить, по крайней мере, три крупных недостатка этого метода, которые заставляют в некоторых случаях относиться к нему с осторожностью:

1) большое время, потребное на повторный ввод генераторов, отключенных при ОГ;

2) невозможность дозировки воздействия малыми ступенями.

Если на станции имеется, например, 20 агрегатов небольшой мощности, то ступень ОГ составляет $^1/_{20}$ от ее номинальной мощности; если на станции работают 4—5 крупных агрегатов, то эта ступень равна $^1/_4$ или $^1/_5$ от номинальной мощности такой станции, что весьма грубо, и может привести к неоправданно большому ущербу для потребителей;

3) сравнительно малая эффективность в тех случаях, когда мощности приемной и передающей частей соизмеримы.

Как указывалось, с изменением относительного движения системы связано не все изменение мощности $\Delta P_м$ при ОГ, а лишь часть его и соответственно требуется более глубокая разгрузка передачи. Чтобы доказать это, определим, как изменится после ОГ баланс мощности в уравнении (8-1), описывающем относительное движение системы. Согласно (8-3) величина $\Delta P_м$ должна вводиться в уравнение с коэффициентом $k=\tau_{J2}/(\tau_{J1}+\tau_{J2})$. Если $\tau_{J1}\ll\tau_{J2}$, то этот коэффициент близок к единице, и на изменение относительного движения расходуется почти все изменение $\Delta P_м$. Если же, например, $\tau_{J2}\approx\tau_{J1}$, то на изменение этого движения расходуется лишь половина $\Delta P_м$. Соответственно уменьшится и величина площадки торможения.

К статическим соотношениям, которые должны быть установлены в послеаварийном режиме, предъявляется требование образования запаса статической устойчивости величиной в 8—10%, а следовательно, и некоторой площадки торможения. Величина этой площадки вычисляется по скорректированному значению $\Delta P_м$.

Если $\tau_{J1}\ll\tau_{J2}$, эта площадка настолько велика, что при действии основной защиты линии с временем $\Delta t_{к.з}=0{,}12$ с и наиболее частых авариях дополнительной разгрузки по условиям динамической устойчивости в большинстве случаев не требуется. Если τ_{J2} и τ_{J1} соизмеримы, то уменьшение доли мощности, затрачиваемой на изменение относительного движения, приводит к необходимости более глубокой разгрузки передачи, чем это требовалось бы исходя только из статических соотношений.

Сказанное подтверждается кривыми, приведенными на рис. 8-6, где показана зависимость относительной глубины разгрузки

$$\beta=\frac{P_0-\Delta P_м}{P_{12}^{II}}$$

(здесь P_0 — исходная нагрузка передачи) для двух случаев — системы с $\tau_J=12$ с, работающей на шины бесконечной мощности (кривая *I*), и объединения, состоящего из двух частей одинаковой мощности, каждая из которых обладает указанной постоянной времени (кривая *II*). В первом случае даже при очень большом сбросе мощности от короткого замыкания $\Delta P_{к.з}$ оставшаяся нагрузка лежит вблизи нормативного предела. Во втором случае она сильно зависит от $\Delta P_{к.з}$ и оказывается значительно ниже.

Таким образом, в случае систем соизмеримой мощности необходимо большее уменьшение $P_м$ на передающем конце линии и, следовательно, снижение передачи мощности в приемную систему по сравнению с мощностью доаварийного режима. Однако именно

для приемных систем малой мощности такое уменьшение весьма нежелательно, поскольку приемные системы большой мощности почти не реагируют на ОГ (глубина посадки частоты здесь определяется десятыми долями герца).

Таким образом, возникают противоречивые условия, требующие для систем соизмеримой мощности проведения дополнительных мероприятий по поддержанию динамической устойчивости.

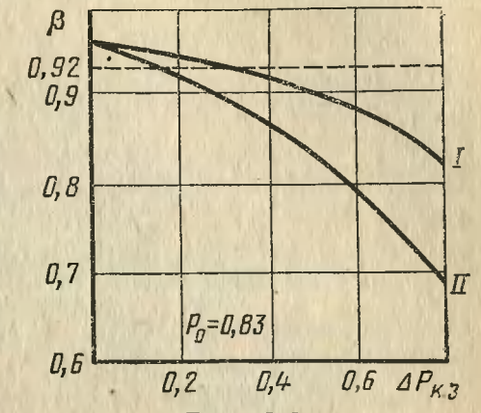


Рис. 8-6

Рассмотрим воздействие на системы возбуждения при ОГ. Очевидно, что чем выше уровень напряжения на шинах в этот момент, тем эффективнее ОГ. Однако специальных требований, как, например, по демпфированию колебаний, здесь не возникает. В то же время важно, чтобы регуляторы возбуждения ни при каких условиях не снижали уровня напряжения на шинах. Поэтому при применении на ГЭС для систем соизмеримой мощности регуляторов сильного действия по частоте требуется подача специального импульса, компенсирующего снижение частоты при ОГ.

Рассмотрим теперь особенности управления ОГ. Требование нормативного запаса устойчивости в послеаварийном режиме позволяет при управлении ОГ в схеме с мощной приемной системой ограничиться главным образом статическими соотношениями, т. е. выбирать число отключаемых генераторов только из соображений 8%-ного запаса статической устойчивости в послеаварийном режиме. При этом возникает простейшая зависимость между числом (точнее, мощностью) отключаемых агрегатов и исходной нагрузкой передачи:

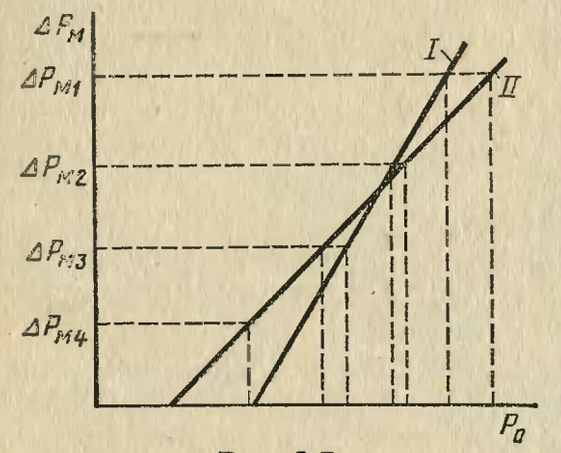


Рис. 8-7

$$\Delta P_м=P_0-0{,}92\ P_{12}^{II}, \qquad (8\text{-}6)$$

где P_0 — исходная нагрузка передачи; P_{12}^{II} — статический предел передаваемой мощности для этой передачи в послеаварийном режиме.

Графически эта зависимость приведена на рис. 8-7 применительно к схеме, изображенной на рис. 8-1, для двух режимов ее работы — нормального *I* и ремонтного *II*, причем последний характеризуется отключением одной из параллельных цепей на первом участке передачи при ранее отключенной цепи на втором ее участке.

Подобные зависимости после кусочно-постоянной их аппрокси-

мации ступенями (в соответствии с мощностью отключаемых агрегатов) закладываются в устройство управления, обеспечивая выдачу необходимых команд в момент аварии. Интерпретация этих команд должна вестись в соответствии с действительной нагрузкой тех или иных машин в предаварийном режиме, для чего эта нагрузка должна контролироваться, а число отключаемых агрегатов при необходимости увеличиваться. Однако кроме рассмотренного простого случая имеются и более сложные ситуации, когда для определения зависимости между $\Delta P_м$ и P_0 приходится выполнять сложные расчеты, при этом величина P_0 относится к нескольким линиям и приходится прибегать к суммированию мощностей или к иному их функциональному преобразованию. Имеются случаи (правда, весьма редкие и относящиеся в основном к системам с двумя частями соизмеримой мощности), когда приходится учитывать величины сброса мощности при коротком замыкании и другие подобные величины.

Электрическое (электродинамическое) торможение — это естественный способ гашения избыточной кинетической энергии роторов агрегатов путем кратковременного подключения к ним специальных нагрузочных сопротивлений (НС). Изучение этого способа воздействия на процессы, происходящие при авариях в энергосистемах, имеет большое методическое значение, так как именно здесь наиболее наглядно проявляются многие важные свойства, присущие аналогичным способам.

В проектах тормозных устройств рассматривались и разрабатывались различные типы НС — металлические воздушные (с охлаждением воздухом), металлические маслонаполненные (с масляным охлаждением), а также так называемые бетэловые, т. е. созданные из специального электропроводящего бетона (бетэла). Эти устройства различаются не только способами выполнения, но также и номинальной мощностью, которая определяется как мощность, потребляемая сопротивлением при номинальном напряжении на его зажимах.

Рассматривались НС мощностью от 400 до 2000 МВт, и хотя расчетное время включения НС обычно составляет несколько секунд, выделяющаяся при этом энергия велика. Чтобы ее рассеять, приходится иметь большую охлаждающую поверхность. При этом НС, снабженные необходимой высоковольтной изоляцией, получаются обычно весьма громоздкими. Поэтому в любом случае это большие по объему и дорогостоящие устройства.

Весьма сложными и громоздкими являются и специальные замыкатели нагрузочных сопротивлений. Они не должны размыкать индуктивных токов, что, естественно, облегчает их конструкцию. Однако при этом возникает требование высокого быстродействия (порядка 0,04—0,06 с). Кроме того, замыкатели должны быть весьма надежными, поскольку от работы одного такого устройства зависит устойчивость всей станции.

Первоначально все устройства электрического торможения разрабатывались в виде одной установки, подключаемой на стороне

высшего напряжения станции (обычно 500 кВ). В дальнейшем появились и другие предложения, предусматривавшие либо несколько НС на высоком напряжении, либо ряд НС на генераторном напряжении (по одному на генератор). При этом легче решаются проблемы резервирования и варьирования мощностью торможения. Однако возникают другие проблемы, например, связанные с размещением НС и подключением их к схеме распределительного устройства.

Из сравнения НС на высоком и генераторном напряжении видно, что при одной и той же номинальной мощности эффективность торможения будет тем выше, чем меньше электрическое расстояние между НС и генератором (сопротивление связи между ними). Действительно, при подключении НС к шинам высшего напряжения (за трансформатором) напряжение на них в момент торможения резко падает и развиваемая при этом тормозная мощность уменьшается. Кроме того, при значении τ_{J2}, соизмеримом с τ_{J1}, на интенсивности торможения и его эффективности отрицательно сказывается явление снижения доли мощности, затрачиваемой на изменение относительного движения, которое проявляется тем сильнее, чем дальше (электрически) удалено НС от генератора.

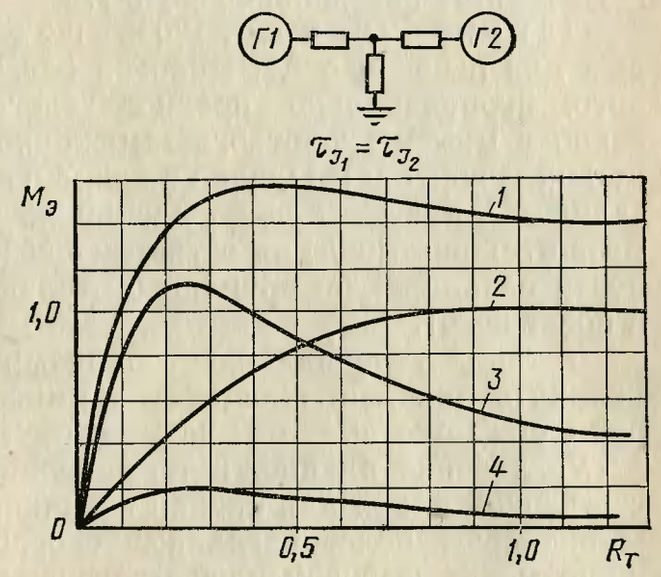


Рис. 8-8

Таким образом, НС, установленное на генераторном напряжении, будет всегда эффективнее, чем на высоком.

Для каждой из систем существует максимально возможная мощность, которую можно развить с помощью НС, причем на ее величину оказывают влияние все приведенные соображения. Это можно продемонстрировать расчетами, которые выполнены применительно к объединению, состоящему из двух частей соизмеримой мощности, соединенных между собой линией напряжением 500 кВ, длиной около 600 км.

Расчеты выполнены в предположении постоянства э. д. с. за переходными реактивностями генераторов, причем влияние нагрузочного режима не учитывалось, а сопротивление считалось подключенным к шинам высшего напряжения станции (в начале передачи). Их результаты представлены на рис. 8-8, где приведена зависимость электромагнитной мощности передачи в процессе электрического торможения в долях от статического предела при $R_т = \infty$ (*1* — суммарная мощность; *2* — взаимная мощность; *3* и *4* —

собственные мощности передающей и приемной частей). Из рассмотрения рисунка видно влияние отдельных составляющих на общую тормозную мощность $P_{э.т}$ (точнее, на максимум угловой характеристики передачи с торможением) при изменении величины тормозного сопротивления $R_т$. Ярко выраженный максимум был бы, очевидно, выше, если бы сопротивление включалось на генераторное напряжение.

Рассмотрим процесс при ЭТ. По принципу действия различают два типа устройств торможения — однократного торможения, рассчитанного лишь на гашение избытка кинетической энергии в динамическом переходе; и многократного торможения, способного поддержать баланс мощности в послеаварийном режиме в течение времени, необходимого для снижения располагаемой мощности станции воздействием на регулирование турбин (имеются в виду гидротурбины, для которых снижение мощности после наброса нагрузки длится несколько секунд).

Однократное торможение. Этот вид торможения, который для передач с АПВ иногда рассматривают в форме двукратного, первоначально предполагалось использовать непосредственно в момент короткого замыкания (т. е. для уменьшения площадки ускорения). Однако в современных условиях, когда основные защиты отключают повреждения за 0,12—0,15 с, включение тормозного сопротивления с учетом действия аппаратуры управления почти совпадает по времени с отключением (а иногда происходит и после него).

В таких условиях электродинамическое торможение способно повлиять лишь на площадку торможения, нижняя граница которой сдвигается при этом на некоторую величину $\Delta P_т$ вниз.

Увеличение площадки торможения могло бы служить и количественной мерой для оценки возникающих при этом соотношений. Однако еще более наглядный способ такой оценки — это анализ процесса на фазовой плоскости системы. На рис. 8-9 изображено семейство граничных фазовых траекторий некоторой системы передачи ($P_{01} > P_{02} > P_{03}$) и жирной линией выделена граничная траектория исследуемого послеаварийного режима. Линия $\delta_0 - \delta_{к.з}$ на диаграмме — это траектория разгона агрегата при коротком замыкании. Далее следует траектория его торможения. Предполагается, что авария происходит без наброса мощности, т. е. $P_м < P^{II}_{12}$. Однако площадка торможения при ней недостаточна для компенсации площадки ускорения, вследствие чего траектория торможения без включения НС (штрих-пунктирная линия на рис. 8-9) не пересекает нулевую линию, а уходит в область больших скольжений, образовав особую точку типа «седло». Это означает, что кинетическая энергия, накопленная роторами агрегатов во время аварии, слишком велика и не может быть погашена естественным путем.

Включение НС, произведенное в точке $s_{вкл}$ на диаграмме (рис. 8-9), круто изменяет траекторию дальнейшего движения системы, и при достаточной мощности НС эта траектория пересекает

нулевую линию, т. е. синхронная динамическая устойчивость обеспечивается.

Анализируя процесс динамического торможения на фазовой плоскости, следует обратить внимание на то важное обстоятельство, что в результате большой мощности НС фазовая траектория на участке после включения идет вниз весьма круто и может быть приближенно заменена прямой, показанной на рис. 8-9 штриховой линией. Это означает замену реального движения системы на дан-

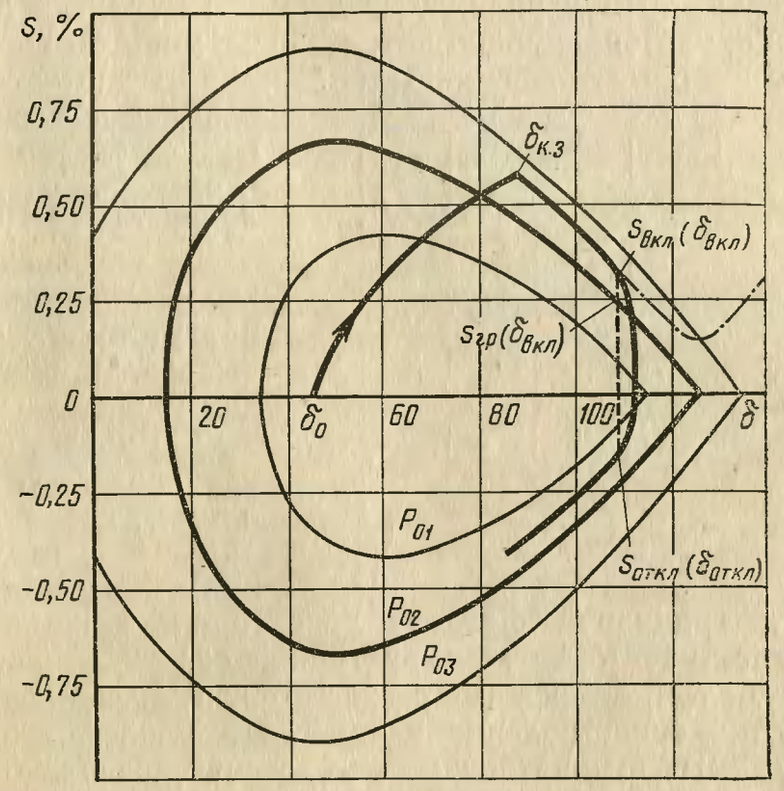


Рис. 8-9

ном участке равнозамедленным, уравнение которого во временной области имеет вид

$$s = (\Delta P_т / \tau_J)\, t. \qquad (8\text{-}7)$$

Из уравнения (8-7) можно определить параметры импульса торможения: мощность $\Delta P_т$ и длительность $T_т$. Действительно, исходя из свойств граничных фазовых траекторий, легко видеть, что если включение осуществляется при угле $\delta_{вкл}$, а амплитуда граничной фазовой траектории при этом равна $s_{гр}(\delta_{вкл})$, то для обеспечения синхронной динамической устойчивости необходимо и достаточно иметь

$$\Delta P_т T_т \,|_{мин} \geqslant \tau_J [s_{вкл}(\delta_{вкл}) - s_{гр}(\delta_{вкл})]. \qquad (8\text{-}8)$$

Этим способом можно также определить и величину предельного импульса торможения, при котором еще сохраняется синхронная динамическая устойчивость. Из рис. 8-9 следует, что этот импульс может быть найден как

$$\Delta P_т T_т \,|_{макс} \leqslant \tau_J [s_{вкл}(\delta_{вкл}) + s_{гр}(\delta_{вкл})]. \qquad (8\text{-}9)$$

Таким образом, даже при одной и той же аварии величина импульсов торможения $\Delta P_т T_т$ (обычно варьируется только $T_т$) не обязательно должна быть абсолютно точной и может лежать в некоторых пределах — от $\Delta P_т T_т|_{мин}$ до $\Delta P_т T_т|_{макс}$. Причем, рассматривая рис. 8-9, можно видеть, что чем выше загрузка передачи (больше величина P_0), тем у́же эти пределы.

Указанный метод замены дуг фазовых траекторий близкими прямыми может применяться не только при анализе динамического торможения, но и в ряде других случаев анализа переходных процессов в противоаварийной автоматике. При этом следует иметь в виду, что фазовые траектории (см. рис. 8-9) соответствуют так называемой консервативной идеализации системы, отраженной в уравнении движения (8-1).

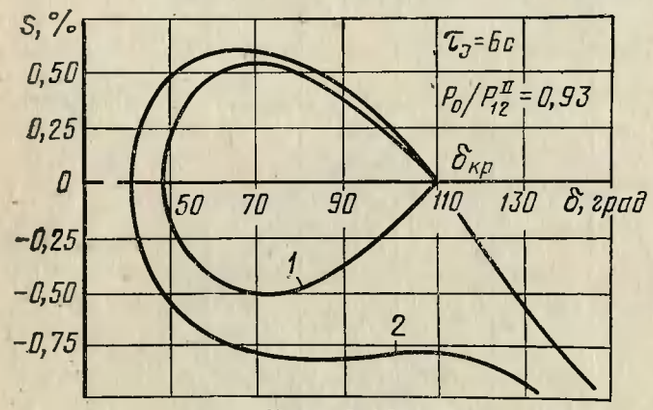


Рис. 8-10

В действительности в энергосистемах всегда присутствуют диссипативные силы, и в уравнение движения должен быть введен член с первой производной от угла δ (часто $k_c d\delta/dt$, где k_c — коэффициент самовыравнивания). Это обстоятельство меняет вид граничной фазовой траектории, как показано на рис. 8-10, где траектория консервативной системы *1* сопоставлена при одном и том же режиме с траекторией диссипативной системы *2*. Из этого сопоставления следует, что в действительности область допустимых отрицательных скольжений несколько шире, чем при консервативной идеализации; применяемый импульс торможения $\Delta P_т T_т$ может быть несколько увеличен, причем степень такого увеличения тем больше, чем выше k_c.

Рассматриваемый пример аварии без наброса мощности может быть, очевидно, легко распространен и на аварию с набросом мощности, т. е. при $P_0 > P_{12}^{II}$. Однако при этом необходимо, чтобы помимо ЭТ выполнялось еще какое-либо другое мероприятие, обеспечивающее сохранение условий статической устойчивости после отключения тормозных сопротивлений. Этим мероприятием может быть, например, ОГ, которое часто рассматривается в сочетании с динамическим торможением.

Многократное торможение. Выше уже говорилось о том, что однократное торможение предназначено для использования при авариях без наброса мощности, а если таковой имеет место — то оно должно применяться в сочетании с ОГ. В СССР был предложен оригинальный метод, позволяющий снижать загрузку передач при набросах мощности без ОГ — только за счет регулирования турбин и торможения.

Задача при этом ставилась таким образом: пусть во время аварии возникли условия $P_0 > P_{12}^{II}$. Требуется обеспечить устойчивый переход с изменением мощности турбины $P_м$ воздействием на регулирование турбин (имелись в виду гидротурбины). Однако процесс изменения мощности в этом случае занимает несколько секунд. Небаланс же между $P_э$ и $P_м$ вызовет нарушение устойчивости за десятые доли секунды.

Таким образом, нужно иметь средство для поддержания этого баланса на указанный период, причем такое, которое способно было бы поддержать его, несмотря на то обстоятельство, что величина небаланса в процессе регулирования турбины непрерывно меняется (поскольку меняется $P_м$).

Идеальным средством для решения этой задачи было бы плавно регулируемое нагрузочное сопротивление. Однако создать подобный аппарат на требуемую мощность практически невозможно или нерентабельно, и ориентироваться приходилось, как и ранее, на НС постоянной мощности. Поэтому выход состоял в применении ряда импульсов торможения различной длительности, так чтобы среднее значение их мощности соответствовало текущему значению небаланса $P_э - P_м(t)$ без учета торможения.

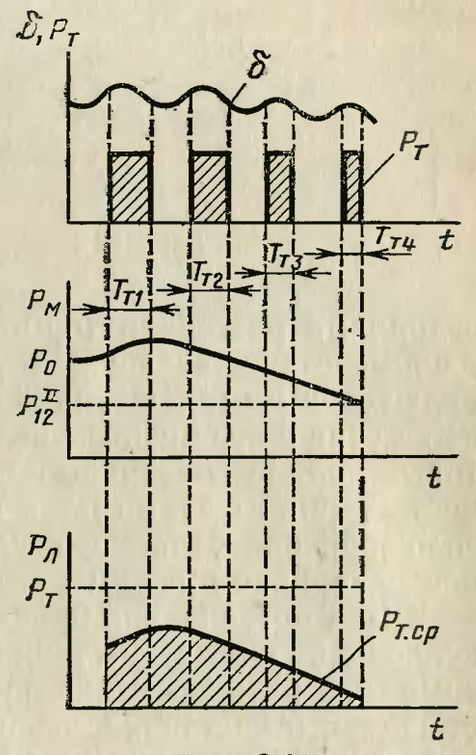


Рис. 8-11

Этот принцип пояснен на рис. 8-11, где показано изменение механической мощности агрегатов в процессе регулирования турбины, а также изменение нагрузки передачи $P_л$ и импульсов $P_т$.

Характерной особенностью изображенного на этом рисунке процесса являются колебания угла передачи δ, который нарастает при отключенном сопротивлении и уменьшается при его включении. Однако эти колебания невелики, и можно говорить о некоторой средней нагрузке передачи $P_{л.ср}$. Тогда о многократном торможении можно говорить, как о способе, основанном на выражении:

$$P_м(t) - P_{л.\,ср} - P_{т.\,ср} = 0, \qquad (8\text{-}10)$$

где $P_{т.ср}$ — усредненная мощность импульсов торможения, показанная на рис. 8-11 заштрихованной зоной.

Указанный метод весьма близок по своей сущности к другим импульсным методам управления, применяемым в автоматике. Наглядной его иллюстрацией служит диаграмма (рис. 8-12), где процесс торможения изображен на фазовой плоскости. Здесь показана линия срабатывания реле торможения — *I*, линия включения

НС — *II*, линия возврата реле — *III* и линия отключения НС — *IV*, причем жирными линиями выделен один период торможения, состоящий из траектории разгона при отключенном сопротивлении НС (левая часть цикла) и траектории торможения при включенном НС (правая часть цикла). Каждый такой цикл соответствует некоторому значению механической мощности турбины $P_м(t)$ и характеризуется своими параметрами: длительностью импульса $T_т$ и длительностью паузы $T_п$. Очевидно, что для поддержания условия нулевого небаланса параметры импульсов в процессе изменения мощности турбины также изменяются. Благодаря применяемому здесь способу управления (в функции угла и скольжения) точки переключения на стыках между траекториями разгона и торможения при этом будут перемещаться вдоль соответствующих им линий диаграммы (рис. 8-12) — линий включения и отключения. Таким образом, будут иметь место автоколебания с переменным периодом и скважностью ($T_т/T_п$=var), которые должны прекращаться после того, как механическая мощность турбины достигнет в процессе своего изменения требуемого значения, определяемого условиями статической устойчивости в послеаварийном режиме.

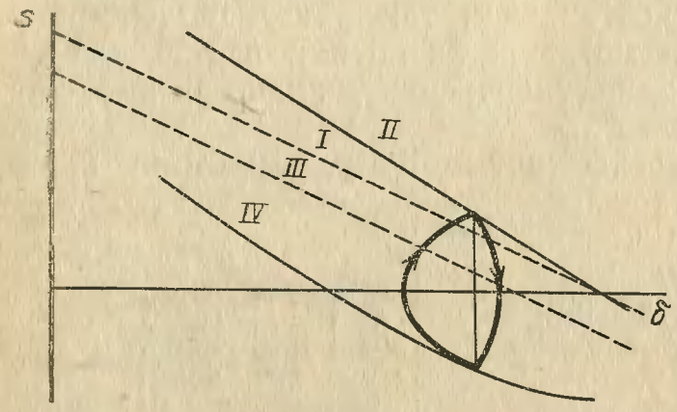


Рис. 8-12

Такая организация процесса, т. е. обеспечение устойчивых автоколебаний при отсутствии условий статической устойчивости и срыв этих автоколебаний после того, как данные условия будут достигнуты, и составляет основную задачу управления этим процессом, которая будет рассмотрена ниже.

Здесь же следует лишь указать, что однократное и многократное торможения отличаются резко друг от друга с точки зрения требований к НС.

Действительно, при однократном торможении НС должны поглотить лишь избыток кинетической энергии ΔV, накопленной ротором агрегата при аварии. При многократном же торможении поглощению подлежит дополнительно и вся энергия, освобождающаяся в период $T_{нб}$ существования небаланса между $P_м(t)$ и $P_{л.ср}$:

$$W=\int_0^{T_{нб}}[P_м(t)-P_{л.\,ср}]\,dt. \qquad (8\text{-}11)$$

Эта величина обычно не менее чем в 5—10 раз превышает ΔV, поэтому НС должны быть рассчитаны на значительно большие тепловые нагрузки и соответственно оказываются более громоздкими, чем при однократном торможении. Кроме того, в случае многократного торможения сложнее требования к замыкателям, которые должны быть рассчитаны на 5—10 повторных циклов торможения.

Эти обстоятельства препятствовали пока внедрению многократного торможения в практику. Однако оно остается в резерве противоаварийной автоматики, как весьма интересное средство для наиболее сложных случаев.

Рассмотрим особенности управления процессом. Для управления однократным торможением предлагались различные законы, позволяющие выбирать длительность тормозного импульса $T_т$ в зависимости от тяжести аварии. В частности, предлагалось использовать аналог ускорения генераторов — величину сброса активной мощности в момент короткого замыкания $\Delta P_{к.з}$ или комбинацию этой величины с величиной скольжения. Для многократного торможения необходимо использовать величину угла передачи δ и скольжение s. Эти величины комбинируются в особом реле, ток через которое

$$i_р=i_{ср}(\delta/\delta_{ср}+s/s_{ср}), \qquad (8.12)$$

где $i_{ср}$ — ток срабатывания реле; $\delta_{ср}$ и $s_{ср}$ — отрезки, отсекаемые характеристикой реле на осях δ и s.

Эта характеристика представляет собой прямую, называемую *линией срабатывания*. Умножив ординаты этой линии на коэффициент возврата $k_в<1$, получим линию возврата (штриховые линии на рис. 8-12).

Проход фазовой траектории системы через линию включения вызывает подачу импульса на включение НС, а через линию возврата — на отключение НС. Однако само включение и отключение НС происходит со сдвигом по отношению к этим моментам на время действия замыкателя, которое в данном случае должно быть обязательно учтено. Причем при постоянном значении этого времени расстояние между линиями действия реле и линиями действия замыкателя на фазовой плоскости различно, поскольку оно зависит от скорости движения системы в данной точке этой плоскости. Этим и определяется характер линий включения и отключения, показанных на рис. 8-12. Положение этих линий должно обеспечивать срыв автоколебаний на восходящей ветви угловой характеристики передачи, вблизи ее максимума. Это и является основным условием для выбора уставок указанного реле.

Аварийное регулирование паровых турбин (АРТ). Этот способ управления переходными электромеханическими процессами в энергосистемах заключается в непосредственном изменении механической мощности агрегатов путем воздействия на регулирование паровых турбин.

Возможность применения и эффективность этого метода была ясна уже в начальный период работы над проблемами устойчивости энергосистемы. Однако для того чтобы применить его на практике, потребовалось провести большой объем исследований и раз-

работок, осложненных «стыковым» характером проблемы, которая затрагивает как электрическую, так и тепломеханическую части энергосистемы.

Работы по применению аварийного регулирования турбин для повышения устойчивости энергосистем были начаты в конце 20-х — начале 30-х годов сначала в США, затем в СССР. В этот период релейная защита энергосистем и выключатели, устанавливаемые на ЛЭП, отличались невысоким быстродействием, и время отключения повреждений даже при действии основных защит достигало 0,5—0,7 с.

Однако регулирующие клапаны турбин уже тогда были достаточно быстродействующими, поскольку иначе нельзя было предотвратить значительный рост скорости агрегата, когда при внезапном отключении от сети он теряет (сбрасывает) всю электрическую нагрузку. Поэтому от систем регулирования требовалась способность полностью закрыть регулирующие клапаны при этих условиях примерно за 0,25—0,3 с.

Таким образом, можно было рассчитывать, что при наличии специального приспособления для выработки необходимого сигнала и ввода его в систему регулирования турбины указанные клапаны удастся закрыть еще до отключения повреждения.

На этом и были основаны принципы АРТ, разрабатывавшиеся в те годы. Однако уже в процессе исследований было обнаружено, что даже полное закрытие клапанов турбины не приводит к немедленному снижению ее механической мощности до нуля. Благодаря промежуточному паровому объему между регулирующими клапанами и регулирующей ступенью турбины мощность снижается постепенно, и это снижение существенно запаздывает по сравнению с закрытием клапанов.

В то же время резко изменились и условия применения АРТ в энергосистемах. Внедрение более совершенных (в частности, высокочастотных) защит, а также повсеместный переход к воздушным выключателям позволили сократить время отключения повреждений до 0,12—0,2 с (характерно и для настоящего времени).

Таким образом, как и в случае электрического торможения, имело место постепенное изменение сути задачи: АРТ стало рассматриваться как средство увеличения площадки возможного торможения (вместо уменьшения площадки ускорения). Именно в этом и состоит суть способа, описанного в настоящем параграфе.

Изменение условий работы энергосистем, происшедшее с момента начала работ над АРТ, выразилось также в возникновении еще одной задачи — задачи защиты от наброса мощности, которая требует быстрого перевода агрегатов на новый уровень нагрузки, соответствующий новому пределу статической устойчивости. Как известно, при ОГ задачи поддержания устойчивости в динамике и разгрузки передачи в статике решаются как единое целое. В данном случае исполнительный орган автоматики таков, что решение этих задач можно разделить. При этом разгрузку передач в статике здесь выделяют в особую проблему, получившую название проблемы аварийного ограничения мощности (АОМ).

Обычные способы стыковки гидравлических систем регулирования турбин с электрическими устройствами автоматики здесь оказываются непригодными. Действительно, электродвигатель механизма изменения скорости вращения (МИСВ), который применяется для управления мощностью турбин в нормальном режиме, обладает весьма малой скоростью. Кроме того, по принципу действия он является интегрирующим. Здесь же необходимо иметь другой электрический вход в систему регулирования турбины: быстродействующий и по возможности пропорциональный. Этот вход образуется специальным электрогидравлическим преобразователем (ЭГП), который позволяет вводить в систему электрические сигналы, действующие параллельно механическим сигналам от центробежного маятника (регулятора скорости) и сигналом от МИСВ.

Разработка ЭГП явилась сама по себе весьма сложной задачей, которая к настоящему времени успешно решена. ЭГП, которыми оснащаются все отечественные паровые турбины мощностью 300 МВт и выше (для агрегатов 200 МВт они поставляются по особому заказу), позволяют вводить в систему регулирования импульсы большой интенсивности с запаздыванием не более 0,03—0,05 с и организовать процесс форсированного закрытия турбины, необходимый для повышения устойчивости. Суть этого процесса состоит в кратковременном глубоком уменьшении механической мощности на валу агрегата, обеспечивающим его торможение за счет электрической нагрузки. Однако конкретное протекание такого процесса зависит от свойств турбины как объекта регулирования.

Рассмотрим *турбину как объект аварийного регулирования*. Введение аварийного регулирования привело к использованию нового режима работы систем регулирования турбин при авариях, резко отличного по характеру от режима их работы при обычном регулировании частоты и мощности. В нормальном режиме компенсируются малые отклонения регулируемого параметра и системы регулирования турбин обычно работают в линейной области как пропорциональные усилители сигналов центробежного маятника и МИСВ; при аварийном регулировании работа проходит при больших сигналах управления, выводящих элементы системы за линейную область с установкой их на упоры.

Здесь используется метод, обычно применяемый в автоматике импульсного типа и состоящий в том, что управляющие сигналы изменяют главным образом не по амплитуде, а по длительности.

Сказанное означает необходимость замены модели турбины с некоторым отходом от тех представлений, которые обычно имеют в виду при расчетах нормального режима. Если при исследованиях регулирования частоты и мощности используется, как правило, линеаризованная модель турбины, не учитывающая нелинейностей (упоров), то в данном случае так поступать нельзя.

Полная модель турбины, отражающая все основные характери-

стики ее, достаточно сложна и использовать ее для качественного анализа очень трудно. Поэтому была разработана другая модель, специально предназначенная для исследований в области аварийного регулирования; она хорошо отражает качественную сторону этого процесса и позволяет получить даже некоторую количественную его оценку.

Структурная схема указанной модели приведена на рис. 8-13. Модель имеет на входе сигналы η_ω (от регулятора скорости), η_0 (от МИСВ) и $\eta_э$ (от ЭГП).

Вход модели образован звеном чистого запаздывания, отражающим задержку в передаче сигналов от указанных устройств к дальнейшим элементам системы регулирования. Далее имеются:

золотник и сервомотор, управляющие клапанами турбины, со звеном отрицательной обратной связи;

звено связи между сервомоторами и клапанами, отражающее характер этой связи;

звено (вентиль), замещающее собственно клапаны турбины;

звено, замещающее промежуточный паровой объем.

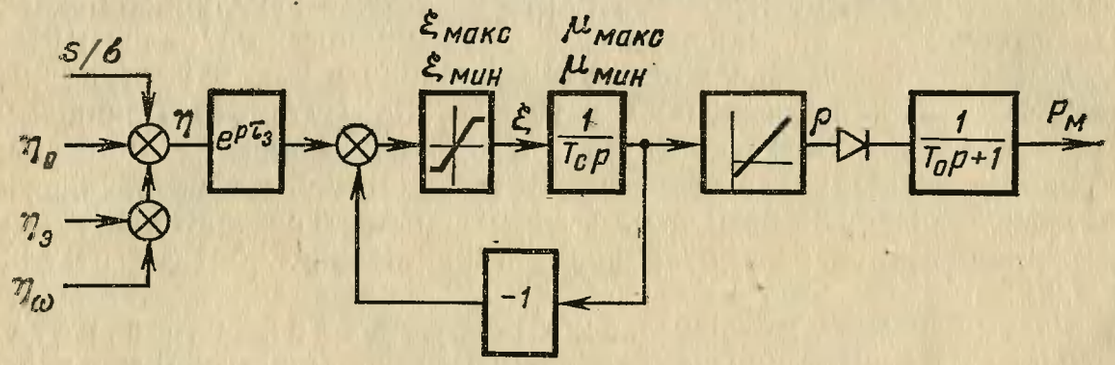


Рис. 8-13

Эта модель, несмотря на иной вид (не показаны рычажные связи, которые в современных турбинах в большинстве случаев отсутствуют, они заменены гидравлическими и даже электрическими), достаточно близка к прежней модели и включает в себя те же основные элементы. Однако в данной модели имеются существенные особенности:

1) не учитывается масса шаров центробежного маятника и все элементы, предназначенные для усиления сигналов промежуточных усилителей (вплоть до золотника главного сервомотора), заменяются одним звеном чистого запаздывания с временем запаздывания $\tau_з$. Для малых колебаний такая замена была бы неправомерной; однако при больших сигналах влияние всех усилителей по отдельности практически не сказывается и применение одного звена позволяет учесть это влияние, не усложняя модель;

2) учитываются упоры (ограничения) по всем основным координатам, что является неотъемлемым качеством нелинейной модели. Эти ограничения указаны на схеме символами, расположенными над соответствующими звеньями;

3) не учитывается в модели динамика промежуточных перегревателей пара.

Рассмотрим несколько подробнее третью особенность. Подавляющее большинство агрегатов электростанций, где используется или должно использоваться АРТ,— это агрегаты с промежуточным перегревом пара в перегревателях, расположенных между частью высокого давления и частями низкого и среднего давлений машины. Поэтому при рассмотрении динамики процесса возникает вопрос об учете инерции пара в таких перегревателях, которая весьма велика. При анализе малых колебаний, когда работают только регулирующие клапаны турбины, учет этой инерции обязателен. Однако в случае больших колебаний помимо регулирующих клапанов приходят в действие также специальные, так называемые отсечные клапаны, отделяющие части среднего и низкого давлений от перегревателя.

Таким образом, изменение доступа пара к частям среднего и низкого давлений происходит почти одновременно и параллельно с изменением доступа пара в часть высокого давления. При этом последовательная цепочка частей высокого, среднего и низкого давлений превращается как бы в две параллельные цепи, которые можно представить себе как две самостоятельные турбины без промежуточного перегрева, регулируемые параллельно и замещаемые одной общей суммарной моделью.

Такой подход является, конечно, недостаточно строгим, однако он пригоден как для качественной, так и для предварительной количественной оценки процессов и явлений при АРТ. Если же требуется точная количественная оценка, то следует использовать более точные модели.

С учетом сделанных замечаний проанализируем процессы, происходящие в модели турбины, при подаче на нее импульсов аварийного регулирования. При таком анализе будем исходить из следующих масштабных соотношений в модели. Для координаты перемещения сервомотора значение $\mu=1$ соответствует полной номинальной мощности агрегата, $\mu=0$ — режиму холостого хода.

Для входных сигналов установлена особая единица измерения, определяемая следующим образом: предположим, что частота в системе, где установлен данный агрегат, меняется на величину $\Delta f=\sigma f_{ном}$, где σ — коэффициент статизма, или неравномерность регулирования агрегата; $f_{ном}$ — номинальная частота. Тогда, если перед таким изменением турбина была разгружена до нуля, она должна загрузиться до номинальной мощности. Загрузка произойдет по сигналу η_ω регулятора скорости, причем величина сигнала при таком изменении частоты и принимается за единицу для всех входных сигналов.

В литературе по регулированию турбин и противоаварийной автоматике для сигнала указанной величины употребляется единица *одна неравномерность* (нв). В этих же единицах измеряется и открытие окон золотника сервомотора, которым определяется скорость движения сервомотора. Важным обстоятельством явля-

ется наличие ограничений в открытии окон золотника, различных в сторону уменьшения и увеличения доступа пара в турбину. При этом надо иметь в виду, что величина постоянной времени сервомотора $T_с$ — это время его движения от $\mu=1$ до $\mu=0$ и обратно при $\xi=1$. В действительности с учетом ограничений имеют место следующие скорости движения сервомотора, определяемые временем его полного перемещения:

при перемещении от $\mu=1$ до $\mu=0$

$$T'_з=T_с/\xi_{макс}; \qquad (8\text{-}13)$$

при перемещении от $\mu=0$ до $\mu=1$

$$T'_{от}=T_с/\xi_{мин}. \qquad (8\text{-}14)$$

В большинстве случаев приходится учитывать, что возможно перемещение сервомотора вниз за точку $\mu=0$ на некоторую отрицательную величину $\mu_{мин}$. Кроме того, величина μ за счет перегрузочных способностей турбины может иногда доходить до $\mu_{макс}>1$. Поэтому помимо постоянной времени сервомотора $T_с$ часто пользуются так называемым собственным временем сервомотора, т. е. временем хода его от упора до упора, которое в случае закрытия может быть определено как

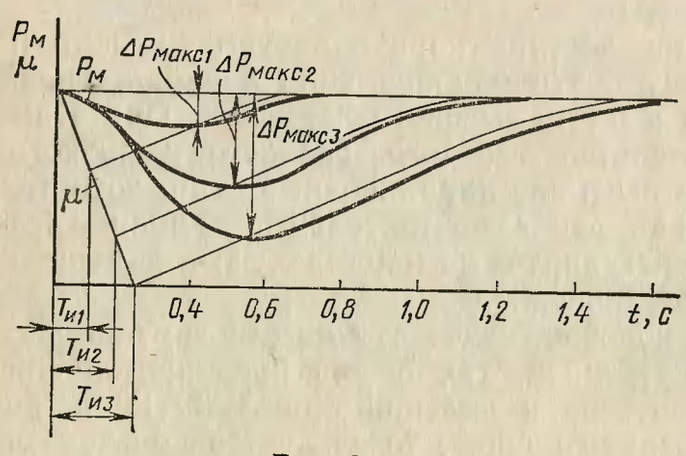


Рис. 8-14

$$T_{з.соб}=T_з[\mu_{макс}-\mu_{мин}]. \qquad (8\text{-}15)$$

Эта последняя величина и служит экспериментальным показателем для определения $T_с$.

Предположим теперь, что на вход системы регулирования турбины, работавшей с $\mu=\mu_0=1$, подается импульсный сигнал длительностью $T_и<T_з$ и амплитудой $A\gg1$. Тогда начнется процесс форсированного закрытия доступа пара в агрегат, изображенный на рис. 8-14 применительно к используемой модели турбины для различных длительностей импульсов.

Приход импульса большой амплитуды A сразу же сместит золотник сервомотора в крайнее нижнее положение $\xi_{мин}$, и сервомотор начнет двигаться на закрытие с полной скоростью $1/T'_з$. Его смещение породит сигнал отрицательной обратной связи на золотник $(-\mu)$. Однако этот сигнал практически не подействует на золотник, если только не будет нарушено условие:

$$A-\mu\geqslant|\mu_{мин}|. \qquad (8\text{-}16)$$

Соответствующим выбором величины A можно добиться соблюдения этого условия при перемещении от $\mu=1$ до $\mu=0$, т. е. обеспечить для сервомотора режим постоянной максимальной скорости. Этот режим и показан на рис. 8-14, причем движение сервомотора μ начинается не с момента подачи импульса, а со смещением на величину $\tau_з$.

Смещаясь под действием импульса A, сервомотор за время действия импульса $T_и$ пройдет путь

$$\Delta\mu=\xi_{мин}\frac{1}{T_с}T_и, \qquad (8\text{-}17)$$

что создаст сигнал отрицательной обратной связи $-\Delta\mu$. После снятия импульса этот сигнал заставит сервомотор двигаться в обратном направлении, причем (поскольку $\xi_{мин}<1$) движение вначале будет проходить с постоянной скоростью, затем скорость начнет уменьшаться, и к исходному положению сигнал подойдет по экспоненте.

Проследим за изменением механической мощности турбины, изображенной в предположении, что связь между μ и ρ на участке $\mu=0\div1$ линейна. Наличие промежуточного парового объема, учтенного в данной модели в виде апериодического звена, приводит к существенному отставанию в изменении мощности по сравнению с ходом сервомотора. Постоянная времени парового объема T_0 обычно соизмерима с временем $T_и$ и постоянной $T_с$, в результате чего изменения в величине $P_м$ обнаруживаются обычно только в середине или в конце хода сервомотора на закрытие.

Изменение направления движения сервомотора после исчезновения импульса также отражается на величине механической мощности с запаздыванием, причем легко показать, что в данной модели минимум этой величины всегда совпадает с точкой пересечения на диаграмме линий μ и $P_м$. Таким образом, при линейном во времени изменении положения сервомотора происходит кратковременное глубокое снижение механической мощности, в процессе которого достигается некоторое минимальное значение $P_{мин}$. Максимальное изменение мощности в этом процессе $\Delta P_{макс}$ является его главной характеристикой и представляет собой линейную функцию $T_и$. Снижение механической мощности и используется для увеличения, а в случае необходимости и создания площадки торможения агрегата после динамического перехода.

Приведенная модель позволяет строить процессы снижения механической мощности при различных условиях — разных величинах длительности импульса $T_и$, постоянной времени сервомотора $T_с$, ограничений $\xi_{макс}$ и $\xi_{мин}$ и постоянной времени парового объема T_0. При этом весьма важен характер связи сервомотора с регулирующими клапанами турбины, а также наличие упора по координате μ и, в частности, нижнего упора $\mu_{мин}$. Последнее обстоятельство приводит к тому, что при достаточно большой длине импульса сервомотор некоторое время может находиться на упоре, что нарушает линейную зависимость между $T_и$ и $\Delta P_{макс}$.

Количественные соотношения, характеризующие этот процесс,

могут быть получены из системы дифференциальных уравнений (описывающих элементы модели), которая решается методом припасовывания, т. е. путем вычисления изменений $P_м$ по отдельным отрезкам ломаной μ, причем результаты, полученные в конце предыдущего участка, используются как начальные условия для последующего участка. Этим способом можно получить кривые изменения $P_м$ во времени, а также зависимости $\Delta P_{макс}$ от $T_и$, которые называют *импульсными характеристиками турбин.*

На практике предпочитают пользоваться экспериментальными характеристиками, полученными в процессе специальных испытаний на реальных турбинах. Причем на основании изложенного можно судить о форме этих характеристик. Действительно, при сравнительно небольшой длительности $T_и$, когда μ еще не достигает $\mu_{мин}$, зависимость $\Delta P_{макс}$ от $T_и$ практически линейна, т. е.

$$\Delta P_{макс} = kT_и. \qquad (8\text{-}18)$$

Когда μ достигает $\mu_{мин}$ и в течение определенного времени находится на упоре, то большим изменениям $T_и$ соответствует значительно меньший прирост $\Delta P_{макс}$, т. е. характеристика получает участок насыщения.

В некоторых случаях для смягчения процесса изменения мощности при АРТ пользуются импульсами уменьшенной амплитуды (1,5—2 нв). При этом механизм процесса имеет существенные отличия и все зависимости приобретают иную форму.

Из рассмотрения процессов изменения мощности при АРТ видно, что существенное изменение $P_м$ имеет место значительно позже момента отключения короткого замыкания. Ранее это обстоятельство считалось препятствием к применению АРТ. Однако исследования показали, что достигаемое при этом увеличение площадки торможения имеет большое значение. Действительно, всякое уменьшение $P_м$ означает в данном случае не только уменьшение скорости разгона агрегата, но и увеличение критического угла $\delta = \arcsin (P_м/P^{II}_{12})$, ставящего предел синхронной динамической устойчивости агрегата. Таким образом, имеет место двойной эффект, значительно увеличивающий возможности удержания машины в синхронизме.

Чтобы наглядно убедиться в этом, рассмотрим угловую диаграмму передачи (рис. 8-15) при динамическом переходе с коротким замыканием. На эту диаграмму нанесена также картина изменения $P_м$, изображенная как функция угла δ. Из диаграммы видно, что на начальной стадии роста δ величина $P_м$ почти не меняется и площадка ускорения остается такой же, как и без АРТ. Зато в конце, где скорость изменения δ должна бы нарастать, $P_м$ начинает существенно уменьшаться, создавая двойной эффект.

Создавая нужную площадку торможения и осуществляя гашение избыточной кинетической энергии роторов агрегатов, можно увеличивать $P_м$ до значений, приемлемых для послеаварийного режима. Однако по ряду причин, рассматриваемых далее, темп такого увеличения искусственно замедляют, приступая к решению

второй (не относящейся к АРТ) задачи — ограничению уровня мощности, который будет поддерживать регулирование турбины в послеаварийном режиме.

Отвлекаясь пока от конкретного способа решения задачи, укажем лишь, что интенсивность воздействия на регулирование турбин в ней значительно меньше, чем в ранее рассмотренном случае. Это дает основание считать воздействие на ограничение мощности как особый сигнал, накладываемый на импульсное воздействие для сохранения условий статической устойчивости передачи. Этот сигнал называют *сигналом аварийного ограничения мощности*; подан он может быть либо через ЭГП, либо через МИСВ.

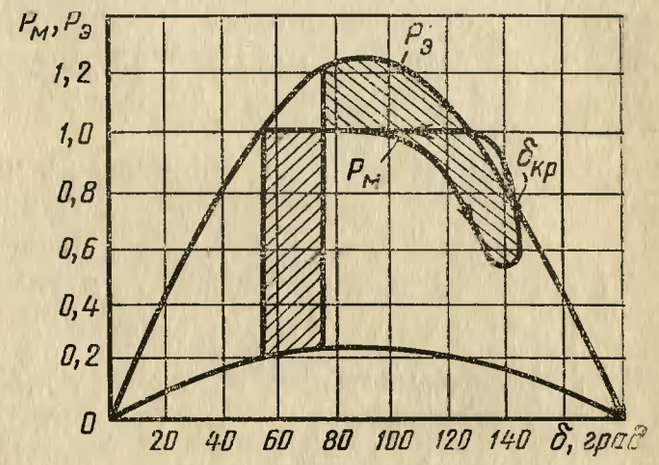


Рис. 8-15

Таким образом, возникает комплексный процесс изменения механической мощности агрегатов, обеспечивающий условия как синхронной динамической устойчивости (гашение избытка кинетической энергии), так и статической устойчивости (разгрузку передачи в послеаварийном режиме). Эффективность этого процесса в отношении повышения устойчивости электропередач зависит от большого числа факторов. Существенно здесь влияют параметры тепломеханической части системы. На динамическую устойчивость влияют значения T_0 и $T_с$ (точнее, $T_{з.соб}$); статические свойства зависят от предельно допустимой глубины разгрузки котлоагрегатов.

Исследования и расчеты показали, что при значениях $T_{з.соб} \approx$ $\approx 0{,}2$ с и $T_0 \approx 0{,}25$ с, характерных для современных турбин, удается повысить предел динамической устойчивости передач примерно на 10—15%. Допустимая глубина послеаварийной разгрузки, которая для полностью загруженных агрегатов составляет примерно 30—50%, в большинстве случаев оказывается достаточной для решения возникающих в энергосистемах задач.

Рассмотрим еще одну возможность управления электромеханическими переходными процессами в энергосистемах путем воздействия на регулирование первичных двигателей — закрытие стопорных клапанов турбины, осуществляемое с помощью специального электромагнита за 0,1 с. Это мероприятие по своему характеру весьма близко к ОГ. Отметим лишь, что промежуточный паровой объем между регулирующими клапанами и регулирующей ступенью турбины оказывает свое влияние и в этом случае.

Проанализируем особенности управления при АРТ. Вопросы управления для данного способа воздействия на режим работы при авариях имеют первостепенное значение. Они под-

вергались долгой и тщательной проработке, которая до сих пор полностью не завершена. На начальном этапе предлагались простейшие методы управления, основанные на улавливании сброса мощности при коротком замыкании. Затем были выдвинуты идеи специальных регуляторов, задачей которых было поддержание мощности турбины при коротком замыкании, равной мощности генератора. Однако их практическая реализация совпала по времени с резким ускорением действия защит и выключателей, в результате чего эти регуляторы не смогли справиться со своей задачей, которая затруднялась также значительной величиной постоянной времени парового объема T_0 (у современных турбин доходит до 0,25 с). Время же отключения короткого замыкания составляет 0,12—0,2 с и применение подобного рода регуляторов стало практически невозможным.

В настоящее время широко применяется управление турбиной с помощью импульсов большой амплитуды, прохождение которых через систему регулирования турбин было описано выше. Однако при этом возникает ряд сложных вопросов, требующих специального рассмотрения.

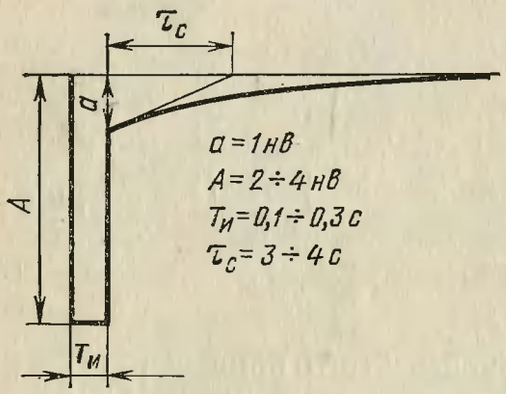


Рис. 8-16

1. Форма импульса. Исследования показали, что при чисто прямоугольном импульсе скорость восстановления нагрузки у современных турбин такова, что могут возникнуть глубокие качания, вызывающие нарушения устойчивости. Избежать этого можно либо специально организованным демпфированием таких качаний, осуществляемых подачей нескольких повторных импульсов уменьшенной длительности, либо просто замедлением восстановления мощности турбины путем применения импульса особой формы с медленно (экспоненциально) спадающим задним фронтом. В настоящее время применяется в основном второй способ, при котором форма импульса, показанная на рис. 8-16, обеспечивает существенное замедление снятия тока с ЭГП. Этим достигается замедленное открытие регулирующих клапанов машины, а следовательно, и замедленное восстановление ее мощности.

2. Способы выработки управляющего импульса и применяемые при этом критерии. Они во многом зависят от схемы энергосистемы в режиме ее работы. Простейшим является случай, когда станция работает через ЛЭП на мощную энергосистему, причем местная нагрузка на шинах станции отсутствует или пренебрежимо мала. В этом случае при выборе длительности импульса не требуется учитывать ничего, кроме факта самой аварии. Импульс же может быть рассчитан на самую тяжелую аварию, поскольку он будет безопасен как для турбины, так и для системы.

Совершенно иначе обстоит дело, если на шинах указанной станции имеется значительная местная нагрузка. Этот случай иллюстрируется кривыми, приведенными на рис. 8-17 и полученными при следующих условиях: в системе, изображенной на рисунке, имитировалось короткое замыкание фиксированной длительности с различными сбросами мощности $\Delta P_г$. При этом, постепенно увеличивая длительность импульса $T_и$, удавалось получать сначала нарушение устойчивости с переходом в положительное скольжение (недоторможение), затем устойчивые переходы, и вновь нарушение устойчивости с переходом в отрицательное скольжение (переторможение). Соответствующие фазовые траектории для точек *а*, *б* и *в* показаны на рисунке.

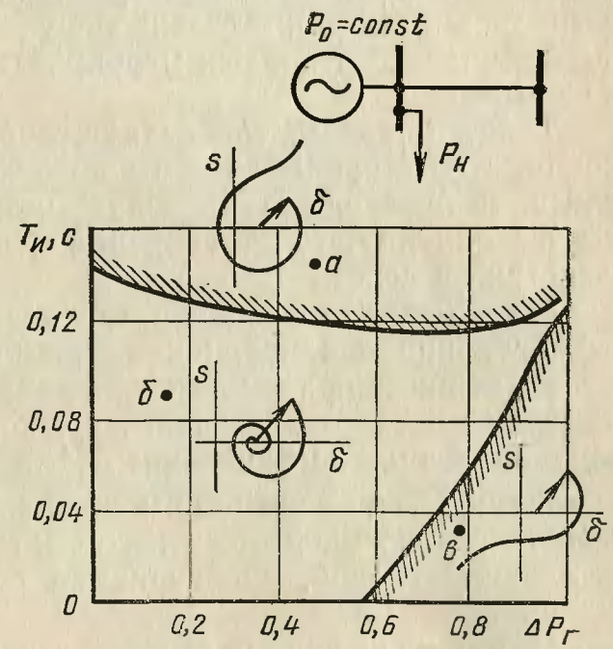


Рис. 8-17

Таким образом, даже в этом сравнительно простом случае область устойчивости при применении данного способа воздействия оказывается замкнутой и управление следует вести с учетом величины $\Delta P_г$. В реальных же системах могут встретиться и более сложные случаи, где и аварийное регулирование, и аварийное ограничение мощности следует вести на основе большого объема информации, собираемого и обрабатываемого так называемыми комплексными устройствами автоматики (см. § 8-7). Подбор $T_и$ ведется при этом на модели, однако для отыскания первого приближения может быть рекомендовано такое правило: *в процессе разгрузки $P_м$ не должно опускаться ниже $P_н$.*

Воздействие на систему возбуждения. Воздействие при авариях на систему возбуждения — один из самых старых, простых и эффективных способов управления электромеханическими переходными процессами в энергосистемах. Как и в случае воздействия на первичный двигатель, это воздействие при авариях должно быть форсированным. Именно такое воздействие и будет рассматриваться далее, независимо от того, каким устройством оно вырабатывается.

В начальный период освоения техники передачи энергии на дальние расстояния предложения о форсировке возбуждения при коротком замыкании встречали резкие возражения, поскольку казалось, что это приведет к существенному увеличению тока. Однако в дальнейшем по мере изменения условий протекания переходных процессов при таких авариях, и в частности уменьше-

ния длительности короткого замыкания, точки зрения по этому вопросу существенно изменились, и стало ясно, что без форсировки возбуждения не удастся справиться с лавинами напряжения, а также выполнить ряд других функций, главная из которых — обеспечение высокого уровня напряжения в послеаварийном режиме и демпфирование колебаний.

В настоящее время, когда задача обеспечения устойчивости при авариях с набросами мощности считается основной и в системах применяются такие мощные средства, как ОГ и АРТ, эти функции могут считаться вспомогательными. Тем не менее многочисленные исследования и расчеты показали, что если качество выполнения вспомогательных функций низкое, то и результаты, полученные от основных мероприятий, тоже могут оказаться пониженными.

Таким образом, требования, предъявляемые к воздействию на процесс со стороны системы возбуждения, остаются весьма высокими, и необходимо разобраться в том, какие факторы влияют на выполнение этих требований и на эффективность данного воздействия в целом.

Известно, что основное требование, предъявляемое к системе возбуждения при авариях в энергосистемах,— это ускорение восстановления напряжения после аварии. Такое ускорение позволяет сразу же после отключения короткого замыкания получить максимально возможное значение P_{12}^{II} и соответственно максимальную площадку возможного торможения. Однако чтобы добиться этого, требуется преодолеть электромагнитную инерцию генератора, величина которой, определяемая постоянной времени τ_{d0}, весьма велика.

Метод решения указанной задачи, принятый в энергетике, используется и для других областей техники, где требуется преодолевать силы инерции,— это подвод к регулирующему органу максимально возможных для него мощностей.

В настоящее время для получения повышенных мощностей, необходимых для форсировки возбуждения, в системах возбуждения устанавливают специально форсировочные группы, которые дают возможность довести напряжение возбуждения до потолочного значения $U_{пот}=k_f U_{fном}$, где k_f — кратность форсировки; $U_{fном}$ — номинальное значение напряжения возбуждения, т. е. значение его при номинальной активной и реактивной нагрузке агрегата.

Следует иметь в виду, что 4-кратная форсировка возбуждения ($k_f=4$) соответствует более чем 10—12-кратному напряжению возбуждения при холостом ходе. Это очень большая величина, которая позволяет считать, что на протяжении наиболее существенной части процесса ток ротора нарастает практически линейно со скоростью k_f/τ_{d0}, т. е. в k_f раз быстрее, чем без форсировки.

Это обстоятельство может решающим образом повлиять на процесс, происходящий в системе после короткого замыкания. Действительно, увеличение угла δ при разгоне агрегата вызывает,

как известно, возрастание тока и соответствующее ему снижение напряжения на зажимах генератора, а это в свою очередь влечет за собой уменьшение критического угла $\delta_{кр}$. Таким образом, разность $\delta-\delta_{кр}$ снижается сразу по обеим своим составляющим и приближение агрегата к опасной точке ускоряется. Применение форсировки возбуждения позволяет быстрее восстановить требуемый уровень напряжения на зажимах генераторов и тем самым повысить значение критического угла. Поэтому приближение агрегата к опасной точке замедляется.

Это простейшее рассуждение приведено здесь для обоснования приближенного критерия эффективности форсировки возбуждения в зависимости от других параметров агрегата. Из сказанного следует, что форсировка возбуждения будет тем эффективнее, чем выше обусловленная ею скорость возрастания угла $\delta_{кр}$ по сравнению со скоростью нарастания угла δ. Поскольку темп роста угла δ при прочих равных условиях однозначно определяется постоянной инерции агрегата τ_J, то в качестве критерия $K_{ф.в}$ может быть применено упрощенное выражение

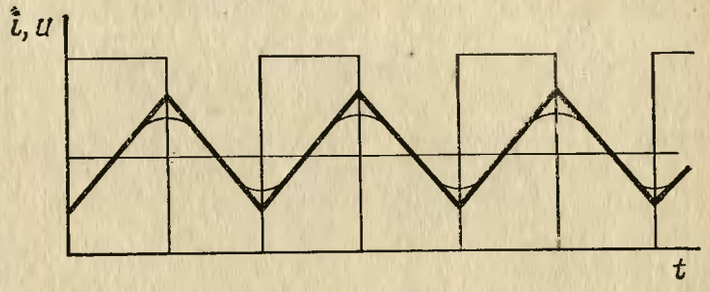


Рис. 8-18

$$K_{ф.в}=k_f\tau_J/\tau_{d0}. \qquad (8\text{-}19)$$

Этот критерий, хотя и не имеет строгого обоснования, очень важен. Он показывает, что оценивая эффективность форсировки возбуждения для новых агрегатов, нельзя сравнивать их со старыми только по величине k_f и τ_{d0}, необходимо учитывать также и τ_J. Поэтому, например, для капсульных агрегатов с постоянной инерции 1—2 с эффективность форсировки при прочих равных условиях всегда будет ниже, чем для гидроагрегатов обычного типа, где τ_J имеет величину от 5—6 до 15—16 с.

Аналогично можно оценить эффективность системы возбуждения при выполнении второй ее главной задачи в послеаварийном режиме — демпфирования колебаний в системе (качаний). Как известно, для этой цели в систему возбуждения нужно подавать сигнал, сдвинутый по фазе относительно угла δ (опережающий его) на 90° и дополнительно умноженный на так называемый обратный оператор $1/W(p)$, где $W(p)$ — передаточная функция системы от датчика угла или его аналогов до координаты электромагнитного момента (мощности).

Если интенсивность колебаний велика, то образующийся при этом сигнал выходит далеко за пределы $U_{fном}$, и на выходе системы возбуждения возникают колебания совсем другой формы — прямоугольники (меандры) по напряжению и треугольники

(зубцы) по току (рис. 8-18). Показанная тонкой линией первая гармоника токового сигнала и дает искомый эффект, демпфируя возникшие колебания. При этом видно, что интенсивность колебаний зависит от скорости нарастания тока ротора, определяемой величиной τ_{d0}, а также от длительности этого нарастания или, иными словами, от периода колебаний, пропорционального, как известно, величине $\sqrt{\tau_J}$.

Таким образом, критерий эффективности системы возбуждения в данном случае принимает вид:

$$K_{\text{д. в}} = k_f \sqrt{\tau_J}/\tau_{d0}. \qquad (8\text{-}20)$$

Следовательно, и здесь имеет место зависимость эффективности воздействия не только от k_f, но и от τ_{d0} и τ_J.

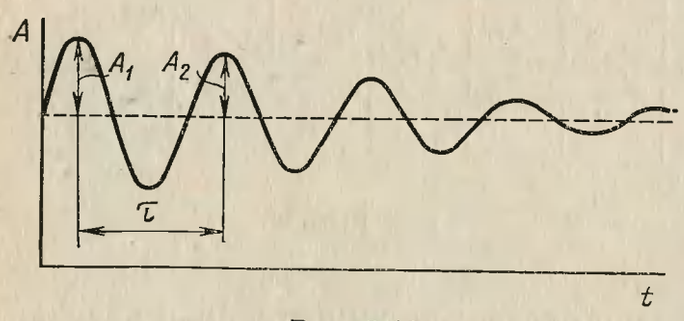


Рис. 8-19

Эффективность воздействия в отношении демпфирования колебаний можно экспериментально определить и количественно оценить. Для этого используют осциллограммы процесса в системе после различных динамических переходов («толчков»). Пример осциллограммы приведен на рис. 8-19.

Оценку подобных осциллограмм часто ведут исходя из количества циклов, которые можно различить на осциллограмме вплоть до полного затухания процесса (один, два, три, четыре цикла и т. п.). Однако такая оценка груба и в известной мере субъективна, поэтому предпринимаются попытки ее улучшить. Так, например, считая, что колебания, зарегистрированные на осциллограмме, происходят в линейной системе второго порядка, можно определить декремент затухания между двумя соседними амплитудами:

$$\alpha = \ln(A_1/A_2)/\tau. \qquad (8\text{-}21)$$

Такая идеализация не совсем точна, и декремент α, определенный по разным парам циклов, может иметь различные значения. Однако практика показывает, что эта разница обычно не очень велика. Кроме того, здесь может быть использовано и среднее значение α, полученное по двум-трем парам циклов.

Вычислив декремент α, можно найти и обобщенный показатель — коэффициент демпфирования (самовыравнивания) системы. Если линеаризовать уравнение (8-1) в окрестностях точки $\delta = \delta_0$, то можно получить формулу для определения коэффициента k_c:

$$k_c = 2\tau_J \frac{1}{\tau} \ln \frac{A_1}{A_2}, \qquad (8\text{-}22)$$

причем численное значение k_c, полученное из формулы (8-22), показывает величину демпфирующей силы в единицах мощности агрегата на единицу (100%) скольжения. Обследование ряда передач позволило выявить некоторые средние значения k_c, которые для гидрогенераторов с регуляторами возбуждения обычного типа составляют примерно 10—20, а для гидрогенераторов с регуляторами возбуждения сильного действия — 20—40. Для турбогенераторов современных типов были получены значения 10—30, однако здесь многое зависит от работы регулятора скорости.

Указанные выше цифры нельзя относить только за счет эффекта от регулирования возбуждения — многое зависит от асинхронного момента генераторов, характеристик нагрузки и турбин. Однако результаты расчетов и моделирования показывают, что указанный эффект во многих случаях является определяющим.

Интенсивность демпфирования колебаний воздействием на систему возбуждения во многом зависит от свойств этой системы. В частности, быстродействующее ионное возбуждение, которое практически мгновенно отрабатывает сигналы управления, будет более эффективно, чем высокочастотное возбуждение, которое управляется значительно хуже. Поэтому в случаях, когда требуется проводить противоаварийные мероприятия типа описанных в настоящей главе, предпочтительнее иметь возбудители первого типа.

Воздействие на возбуждение — это практически единственное из рассматриваемых здесь воздействий, которое может иметь оба знака. Это можно осуществить только в ионном возбудителе, снабдив его инверторными группами. Тогда будет иметь место не только подвод, но и отвод мощности из контура ротора, и амплитуда изменения электромагнитного момента для демпфирования колебаний станет значительно выше.

Рассмотрим особенности этого вида управления. Управление форсировкой возбуждения для поддержания требуемого уровня напряжения производится с помощью реле, срабатывающего при коротком замыкании, причем соответствующий сигнал сохраняется в течение нескольких секунд после отключения его. Управление возбуждением для демпфирования колебаний может быть релейным. Однако в отечественных системах такое управление осуществляется обычно с помощью регуляторов сильного действия, сигналы которых при этом имеют амплитуду, достаточную для того, чтобы считать их форсированными. Причем вместо производных угла передачи обычно используют значения отклонения частоты системы от ее исходного значения.

Новые методы воздействия. В настоящее время разрабатываются дополнительные методы управления электромеханическими переходными процессами при авариях в энергосистемах, среди которых весьма перспективными представляются такие, как отвод части воды от направляющего аппарата гидротурбин и применение так называемых асинхронизированных генераторов.

Отвод части воды от направляющего аппара-

та гидротурбин. Регулирование гидротурбин, являясь весьма медленным (в отличие от регулирования паровых турбин) процессом, не может служить средством прямого воздействия на процессы при авариях в энергосистеме. Тем не менее условия работы ГЭС в системе часто приводят к необходимости такого управления, а описанные выше способы (ОГ и т. п.) не всегда эффективны и удобны в эксплуатации. В связи с этим в СССР в течение ряда лет ведутся работы по созданию устройств для кратковременного управляемого снижения механического момента турбин во время аварии с использованием явления отрицательного гидроудара.

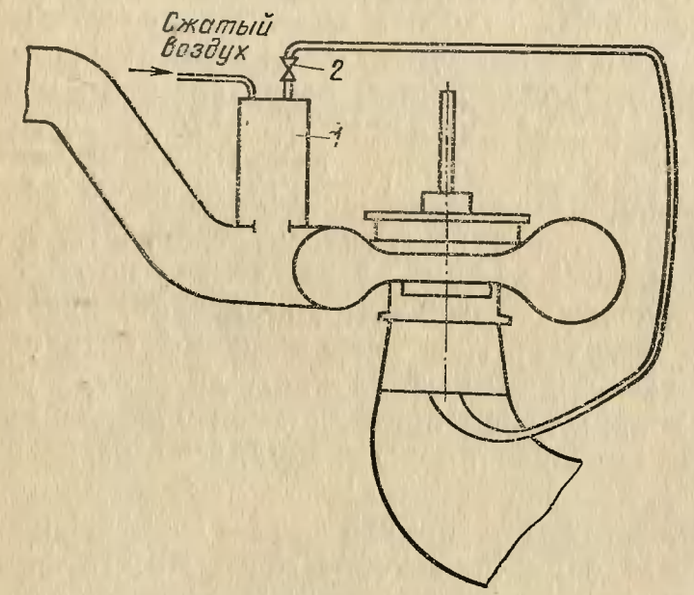


Рис. 8-20

Заслуживает внимания способ, проиллюстрированный на рис. 8-20. Идея его состоит в следующем. В конце подводящего трубопровода гидротурбины непосредственно перед спиральной камерой устанавливают резервуар *1*, нормально заполненный сжатым воздухом, давление которого превосходит давление воды у направляющего аппарата турбины. На крышке резервуара имеется вентиль *2*, снабженный электромагнитом, воспринимающим импульсы управления. Эти импульсы вырабатываются противоаварийной автоматикой в момент аварии. При этом вентиль открывается, что приводит к выпуску сжатого воздуха из резервуара и замещению его водой. В результате происходит кратковременный отвод части воды от направляющего аппарата турбины с соответствующим снижением ее мощности.

Чтобы усилить достигаемый эффект, сжатый воздух, выходящий из резервуара, подается под отсасывающий трубопровод турбины. Это приводит к срыву вакуума в нем и еще больше снижает механический момент агрегата.

Характер снижения механической мощности весьма близок к характеру снижения мощности при применении АРТ. Это подтверждается кривыми, приведенными на рис. 8-21, которые были получены на экспериментальной установке при различных длительностях импульса (Δt_1, ... , Δt_4), поступающего на вентиль.

Внедрение этого способа связано, очевидно, с некоторыми конструктивными изменениями и дополнениями в гидроагрегатах. Кроме того, требуется установка быстродействующих вентилей, рассчитанных на большой расход сжатого воздуха. Необходимы также источники сжатого воздуха — компрессорные установки

большой мощности. Если все эти проблемы окажутся разрешенными, то противоаварийная автоматика получит еще один метод управления, обладающий свойствами АРТ, но пригодный для гидротурбин.

Применение машины с двумя обмотками на роторе. Этот способ управления электромеханическими переходными процессами в энергосистемах, также находящийся пока в стадии исследований и экспериментов, может рассматриваться как продолжение и развитие способа управления воздействием на регулирование возбуждения. Суть его состоит в следующем:

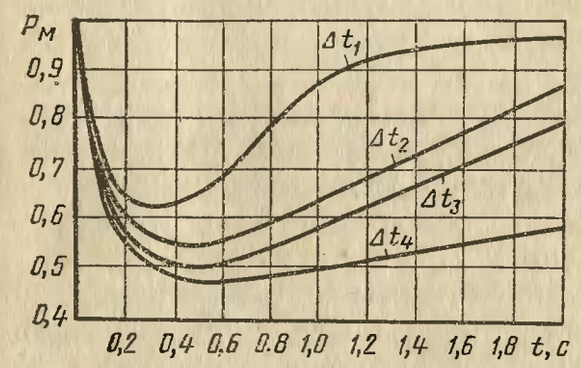


Рис. 8-21

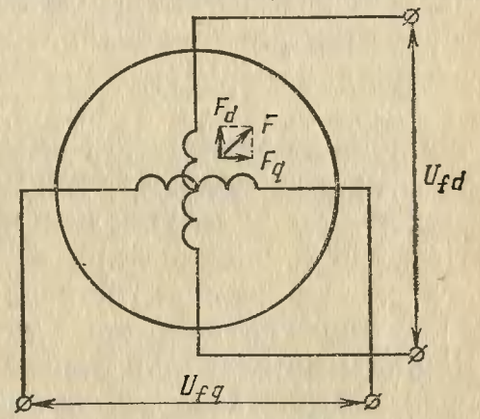


Рис. 8-22

на роторе синхронной машины размещают не одну, а две обмотки, оси которых сдвинуты одна относительно другой на 90°. Каждая из обмоток питается собственным напряжением возбуждения U_{fd} и U_{fq}. Тогда, как показано на рис. 8-22, результирующий поток возбуждения F машины представляет собой геометрическую сумму потоков указанных двух обмоток (F_d и F_q). Изменяя величину и направление потоков в каждой из обмоток, можно поворачивать вектор результирующего потока и устанавливать его в любое требуемое положение.

Эта основная идея может быть реализована в различных вариантах. Простейший из этих вариантов состоит в том, чтобы при опасном с точки зрения устойчивости увеличении скорости ротора агрегата перемещать результирующий поток в направлении, обратном вращению ротора. Для этого потоки каждой из обмоток следует изменять во времени по следующим законам:

$$F_q = F\cos\delta; \quad F_d = F\sin\delta, \tag{8-23}$$

где δ — угол между осью обмотки и осью потока статора.

Аналогичный закон изменения потоков может быть применен в том случае, если необходимо, чтобы машина в установившемся режиме имела угловую скорость вращения ротора, отличную от синхронной ω_c, т. е. имела по отношению к потоку статора некоторое скольжение s. В этом случае приведенные выражения могут быть переписаны в форме:

$$F_q = F\cos s\omega_c t; \quad F_d = F\sin s\omega_c t. \tag{8-24}$$

Машину, приспособленную к работе в таком режиме, называют *асинхронизированной синхронной машиной.*

Для установившегося режима всегда можно ввести некоторое постоянное опережение сигнала напряжения на кольцах ротора по отношению к требуемому потоку, создавая компенсирующее отставание, обусловливаемое индуктивностью ротора. Такое же опережение может быть введено и при малых колебаниях. Однако при возмущениях типа короткого замыкания величина этого опережения должна резко меняться и удержать синхронную скорость результирующего потока можно, лишь приложив к системе возбуждения большие мощности, примерно такие же, которые требуются для получения высокого значения коэффициента демпфирования.

При этом следует иметь в виду, что на кольца ротора АСМ напряжение подается от специальной преобразовательной установки, вырабатывающей синусоидальные сигналы. Эта установка не может при коротких замыканиях развить достаточную мощность и способна удовлетворить указанные требования лишь в некоторой, относительно небольшой степени.

Осуществление принципа асинхронизированной синхронной машины при больших возмущениях встречает ряд трудностей, для преодоления которых предложены способы управления при авариях. Суть его состоит в том, что в момент аварии преобразовательные установки прекращают выработку синусоидальных сигналов и переходят к режиму возбуждения обычной синхронной машины с применением форсировки до полного потолочного значения.

Выбор знака (направления напряжения) до некоторой степени управляет результирующим потоком, сдвигая его в сторону, противоположную направлению выбега. Однако эффективность такого управления зависит, так же как и при обычной форсировке возбуждения, от соотношения $k_f\tau_J/\tau_{d0}$ и при обычных параметрах современных агрегатов сравнительно невелика. Поэтому главный эффект воздействий состоит в их сочетании: в предаварийном режиме машина работает как АСМ с некоторым отрицательным скольжением s_0; в момент же аварии она переводится в режим обычной синхронной машины.

При этом возникает следующий процесс. Ротор агрегата разгоняется, но этот разгон в течение некоторого времени не опасен, поскольку он лишь компенсирует отрицательное скольжение s_0. После отключения короткого замыкания машина вновь переводится в режим АСМ.

Таким образом, можно считать, что машина этого типа имеет некоторый дополнительный запас устойчивости, измеряемый возможностью увеличения времени отключения короткого замыкания $\Delta t_{к\cdot з}$ согласно следующему приближенному соотношению:

$$\Delta t_{к.\,з} \approx \frac{\tau_J}{\Delta P_{к.\,з}} |s_0|, \qquad (8\text{-}25)$$

где $\Delta P_{к\cdot з}$ — сброс мощности при коротком замыкании.

Выигрыш по этому косвенному показателю при обычных условиях составляет примерно 0,05—0,07 с. Однако следует иметь в виду, что при создании АСМ необходимо иметь машины с ротором усложненной конструкции, приспособленной для размещения двух (или трех) обмоток, а также сложную систему возбуждения с реверсивными тиристорными преобразователями, рассчитанными на активную мощность S_0P_0 и реактивную мощность, определяемую параметрами машины и режимами работы. Машина получится дороже, но иногда может оказаться целесообразной.

Хорошим примером, в частности, могут служить паводковые режимы ГЭС, когда желательно от этих станций передавать как можно большую мощность, но нельзя смириться с возможностью нарушения устойчивости при авариях.

Помимо применения рассмотренных принципов использования машин с двумя обмотками на роторе существует ряд других предложений, например отказ от АСМ в исходном режиме и организация управления потоком только в момент короткого замыкания (так называемое фазовое управление). Очевидно, что и в этом случае эффект будет зависеть главным образом от соотношения $k_f\tau_J/\tau_{d0}$.

Рассмотрим особенности этих видов управления. Поскольку эффект отвода части воды от направляющего аппарата гидротурбин аналогичен по характеру эффекту от АРТ, то и методы выработки управлений здесь могут быть также аналогичными. При применении же асинхронизированных синхронных машин управление в установившемся режиме и в режиме динамических переходов различно.

Управление в установившемся режиме должно обеспечить устойчивую работу агрегатов с требуемым значением скольжения его ротора относительно вектора напряжения сети. Для этого предлагается вести регулирование напряжения на зажимах каждой из обмоток ротора по следующим законам:

$$\left.\begin{aligned} U_{fq} &= (1+k_e)(\alpha_0+\alpha_1 s)\cos(\delta+A) - k_e e_q; \\ U_{fd} &= (1+k_e)(\alpha_0+\alpha_1 s)\sin(\delta+A) - k_e e_d, \end{aligned}\right\} \qquad (8\text{-}26)$$

где k_e и α_1 — коэффициенты усиления; α_0 и A — постоянные, зависящие от режима работы агрегата; e_q и e_d — э. д. с., пропорциональные току в цепи каждой из обмоток ротора.

Эти законы обеспечивают поддержание заданного режима работы агрегата, выражаемого через угол выбега его ротора δ и скольжение s, а также образование стабилизирующей обратной связи по току ротора (составляющие $k_e e_q$ и $k_e e_d$).

Управление при динамических переходах, когда машина переводится в режим синхронного генератора, происходит следующим образом. В первый момент на каждую из обмоток подается полное (потолочное) напряжение ротора, а знаки U_{fq} и U_{fd} выбираются исходя из углового положения ротора относительно напря-

жения сети U_c. Затем возбуждение регулируется в соответствии с выражением (8-23).

Ограничение мощности. В условиях, когда послеаварийный предел передаваемой мощности становится ниже нагрузки передачи в доаварийном режиме, аварийное регулирование паровых турбин (АРТ) дополняется еще одним противоаварийным мероприятием — аварийным ограничением мощности этих турбин (АОМ), применяемом (вместо ОГ) для восстановления условий статической устойчивости. Задача АОМ состоит в том, чтобы по окончании процесса АРТ мощность турбины возвращалась не к исходному значению $P_м^I$, а к новому значению $P_м^{II}$, отличающемуся от $P_м^I$ на заданную величину $\Delta P_{м.з}$.

Пределом послеаварийной разгрузки турбогенератора является минимальная мощность, которую они могут иметь без срыва режима работы котла агрегата. Эта мощность зависит от типа оборудования и характера сжигаемого на станции топлива и для современных энергоблоков со сверхкритическими параметрами пара и прямоточными котлами составляет (в % от номинальной мощности агрегата): при работе на пылеугольном топливе — 70, на мазуте — 50 и на газе — 30. Соответственно максимально возможная глубина послеаварийной разгрузки (при исходной мощности 100%) составит 30, 50 и 70%. При пониженной исходной нагрузке эта глубина будет еще ниже. Поэтому в некоторых случаях одного АОМ оказывается недостаточно и на помощь приходит дополнительное ОГ.

Ограничение мощности производится параллельно и одновременно с форсированной разгрузкой турбины по условиям динамической устойчивости. Глубокое снижение мощности агрегата в период такой разгрузки создает определенный резерв времени для ограничения (порядка 3—5с). Поэтому одна из возможностей для проведения указанной операции состоит в том, чтобы заставить МИСВ агрегата вращаться на повышенной скорости в сторону «убавить» в течение определенного отрезка времени, пропорционального $\Delta P_{м.з}$.

Способ АОМ был реализован на некоторых электростанциях, для чего использовалось наличие на машинах выпуска ЛМЗ повышенной скорости МИСВ (она предназначалась ранее только для завода автомата безопасности турбины). Однако МИСВ связан с механизмом управления турбиной (МУТ) через муфту трения, где имеет место проскальзывание МИСВ относительно МУТ, приводящее к большой погрешности ограничения (до 30% от $\Delta P_{м.з}$). Поэтому в настоящее время внедряются более совершенные схемы ограничителей мощности, в которых управление турбиной в начальной стадии процесса производится через ЭГП с последующим обязательным точным переводом («вытеснением») сигнала на МУТ (через МИСВ).

Простейшим ограничителем мощности является так называемый разомкнутый ограничитель, осуществляющий подачу на вход ЭГП сигнала, пропорционального заданному снижению механической мощности $\Delta P_{м.з}$. После этого может быть осуществлена взаимно синхронизированная операция по постепенному снятию сигнала и ЭГП и переводу его на МИСВ. Такие ограничители использовались в течение ряда лет на одной из электростанций. Однако они обладают недостаточной точностью и заменяются на ограничители с замкнутым контуром по регулируемой величине.

Первым ограничителем такого типа был блок послеаварийной разгрузки (БПР), используемый в составе электроприставки ЭПК-300. Блок позволяет организовать через ЭГП замкнутый контур по электрической мощности агрегата, действующий (через диод) только в одну сторону,— на уменьшение мощности турбины.

Иная схема применена в так называемых «грубо-точных» ограничителях. В них сохранена разомкнутая цепь для подачи сигнала, пропорционального $\Delta P_{м.з}$, но введен и замкнутый контур, позволяющий скорректировать действие разомкнутой цепи и поддерживать регулируемую величину на заданном уровне. На вход разомкнутой цепи ограничителя подается задание $\Delta P_{м.з}$, на которое должна быть произведена разгрузка; такой сигнал часто называют сигналом в форме «на». На вход замкнутого контура поступает сигнал $P^{II}_{м.з}$, до которого следует произвести разгрузку; его называют сигналом в форме «до».

Задача формирования и отработки указанных сигналов приводит к необходимости создания целой системы аварийного ограничения мощности (САОМ), состоящей из системной, общестанционной и агрегатной частей. Системная часть САОМ запоминает исходные нагрузки линий электропередачи P^I и определяет их пропускную способность в том или ином послеаварийном режиме. В результате вырабатывается либо сигнал о требуемой (заданной) глубине разгрузки станции $\Delta P_{ст.з}$, либо сигнал о заданном уровне послеаварийной нагрузки станции $P^{II}_{ст.з}$, либо оба сигнала вместе. Общестанционное устройство распределяет полученное задание по агрегатам станции с учетом их регулировочного диапазона (величины мощности, определяющие этот диапазон, устанавливаются персоналом вручную, по каждому из агрегатов в отдельности), а также определяет потребность и величину дополнительной разгрузки методом ОГ.

Сигналы от общестанционной части системы поступают на агрегатные устройства АОМ, которые и содержат разомкнутую цепь и замкнутый контур. При этом возможны два варианта замкнутого контура, работающие по электрической нагрузке агрегата и по его механической мощности. Чтобы уяснить себе разницу между этими вариантами, запишем уравнение движения агрегата в виде

$$\frac{\tau_J}{\omega_c}\cdot\frac{d^2\delta}{dt^2}+k_c\frac{d\delta}{dt}+P_{12}\sin\delta=P_м,$$

где τ_J — постоянная инерции; ω_c — номинальная частота; δ — угол выбега ротора агрегата; k_c — коэффициент самовыравнивания;

P_{12} — максимум угловой характеристики передачи; $P_м$ — механическая мощность (мощность турбины).

Линеаризуем это уравнение в окрестностях некоторой точки δ_0 и перепишем его в виде передаточной функции между механической $P_м$ и электрической $P_э$ мощностями агрегата:

$$W(p)=\frac{P_э(p)}{P_м(p)}=\frac{1}{ap^2+bp+1},$$

где $a=\tau_J/(\omega_c P_{12}\cos\delta_0)$; $b=k_c/(\omega_c P_{12}\cos\delta_0)$.

Таким образом, замыкание системы по электрической мощности отличается от замыкания ее по механической мощности тем, что в этом случае в структуру системы входит еще одно (колебательное) звено. Кроме того, при регулировании по механической мощности регулируемая величина зависит только от состояния объекта регулирования и система является автономной. В то же время при регулировании по электрической мощности регулируемая величина зависит не только от состояния турбины, но и от процессов, происходящих в электрической части энергосистемы, и система является связанной.

Автономность — ценное качество любой системы регулирования, поэтому в настоящее время предпринимаются попытки создания ограничителей, замкнутых по механической мощности. Прямое ее измерение невозможно; и применяют косвенный метод приближенного определения $P_м$ по сумме электрической мощности и ускорения агрегата, умноженного на его постоянную инерции.

В то же время создан и испытан в энергосистеме другой тип ограничителя, замкнутый по электрической мощности. Простое замыкание системы здесь невозможно, так как резонансные явления, присущие колебательному звену, приводят систему в неустойчивое состояние. Чтобы предотвратить это, в канал регулирования дополнительно вводят последовательное корректирующее звено с передаточной функцией

$$W_к(p)=(1+\alpha Tp)/(1+Tp).$$

Для типовых условий работы турбогенераторов мощностью 300 МВт через ЛЭП на мощную сеть значения $T=5$с и $\alpha=0{,}1$ дают предельно допустимый коэффициент усиления в замкнутом контуре, равный 25—30 и при практически приемлемом коэффициенте усиления $k=20$ ошибка за счет статизма системы не превышает 5%.

Отметим, что ограничитель, замкнутый по электрической мощности, простой заменой датчика может быть превращен в регулятор угла передачи. В послеаварийном режиме, когда напряжение на ЛЭП колеблется, такой регулятор оказывается более эффективным, чем действующий по мощности; техника же получения вектора напряжения противоположного конца линии (что необходимо для измерения угла) может считаться сейчас вполне освоенной.

В последнее время выяснилась необходимость не только быстро уменьшать, но и быстро увеличивать мощность турбин. Это относится к недогруженным агрегатам в дефицитной части энергосистемы, которые при соответствующих авариях в энергосистеме целесообразно быстро загружать. Устройства, необходимые для этой цели, аналогичны устройствам аварийного регулирования и ограничения мощности (лишь с переменой знака воздействия).

§ 8-7. КРИТЕРИИ И АЛГОРИТМЫ СПОСОБОВ УПРАВЛЕНИЯ ПЕРЕХОДНЫМИ ПРОЦЕССАМИ

Для современного состояния противоаварийной автоматики характерно противоречие между непрерывным характером электромеханических переходных процессов в энергосистемах и дискретным, чаще всего однократным, действием управляющих устройств; оно связано как с высокой интенсивностью подлежащих управлению процессов, так и со спецификой применяемых средств. Эти обстоятельства приводят к тому, что структура устройств противоаварийной автоматики становится далека от структуры аппаратов, обычно применяемых для управления непрерывными процессами, т. е. регуляторов, и во многом приближается к структуре устройств релейной защиты и линейной автоматики.

Указанная схожесть структур обусловлена рядом факторов, одним из которых является общность аппаратуры и методов измерения. Действительно, если рассматривать электромеханические переходные процессы в энергосистемах с точки зрения теории этих процессов, то очевидно, что основными параметрами, определяющими их ход, являются угол выбега генераторов δ, скольжение s и ускорение ds/dt.

Однако для измерения этих параметров нужна достаточно сложная аппаратура, причем для измерения угла и его производных в большинстве случаев требуется телепередача вектора напряжения из одной части системы в другую. Эта аппаратура широкого распространения пока не получила, и параметры относительного движения частей системы при авариях интерпретируются их аналогами — мощностью, током, частотой и т. п. Причем измерения часто ведутся с помощью реле, применяемых и в релейной защите.

Второй фактор, сближающий противоаварийную автоматику с релейной защитой,— это требование надежности, трактуемое иногда даже в ущерб качеству управления. Практика показала, что если работа автоматики во время аварии окажется в какой-то мере некачественной, т. е. будет отключено излишнее число генераторов или произведено не требующееся обстоятельствами деление системы, то ущерб для потребителей окажется значительно меньшим, чем при полном отказе автоматики, чреватом серьезной системной аварией.

При авариях в энергосистемах возможны интенсивные электро-

магнитные и другие помехи, поэтому автоматика должна быть весьма помехоустойчивой. Все методы и средства, применяемые в противоаварийной автоматике, подвергают тщательному анализу на надежность и помехоустойчивость и выбирают лишь те из них, которые со всей очевидностью удовлетворяют этим требованиям. Причем критерием надежности обычно считается минимальное количество элементов, отсутствие телепередачи и т. п., а критерием помехоустойчивости — минимальное число операций, выполняемых автоматикой непосредственно в момент аварии, и простота этих операций.

Третий фактор — это требование высокого быстродействия. Чем быстрей будет оказано воздействие на режим работы энергосистемы при авариях, тем меньше необходимая интенсивность этого воздействия и тем больше возможность сохранения устойчивости.

Последним фактором, отделяющим рассматриваемую автоматику от аппаратов типа регуляторов и приближающих ее к устройствам иного класса, является своеобразие задачи, решаемой этой автоматикой и состоящей в том, чтобы привести управляемую ей систему не в точку, а в область. Это объясняется как существованием определенных допусков на кратковременное отклонение параметров режима работы энергосистемы от номинальных, так и наличием в этой системе зоны притяжения состояния устойчивого равновесия, возврат в которую означает, что для поддержания синхронной динамической устойчивости дополнительных воздействий не требуется. Примером таких зон может служить пространство внутри граничных фазовых траекторий (см. рис. 8-9). Причем в действительной энергосистеме в создании этих зон помимо синхронизирующих сил участвуют еще и асинхронные моменты генераторов, самовыравнивание турбин, саморегулирование нагрузки, а также регуляторы скорости и возбуждения (особенно регуляторы сильного действия), что приводит к расширению таких зон (см. рис. 8-10). Поэтому при правильном ведении исходного режима энергосистем и правильном выборе статических соотношений для послеаварийного режима размеры зон всегда конечны, а иногда и значительны, так что одно и то же управление может применяться при различных возмущениях. Последнее означает, что соответствующие средства могут быть достаточно грубыми, а следовательно, и надежными в эксплуатации.

Приводя эти рассуждения, следует учитывать, что если размеры области допустимых режимов оказываются малыми, то для решения задач, стоящих перед противоаварийной автоматикой, приходится прибегать к весьма «тонким» средствам. Однако таких случаев (работы в «узостях» областей допустимых режимов) на практике стремятся избегать, они рассматриваются здесь как гипотетические. В реальных же энергосистемах имеются пока главным образом простейшие устройства автоматики, эффективно выполняющие весьма важные задачи по обеспечению надежности работы энергосистем.

В то же время наблюдается и иная тенденция. Усложнение структуры энергосистем, увеличение числа мощных станций и протяженных ЛЭП заставляет при выработке команд управления в противоаварийной автоматике учитывать большое число факторов, в том числе и информацию, поступающую с ряда объектов, удаленных один от другого на значительные расстояния. При этом одна и та же информация может использоваться для различных целей, что заставляет объединять выходные цепи источников информации и проводить ее сложную логическую обработку, а иногда и вычислительные операции. Поэтому разрабатываются, проектируются и вводятся в эксплуатацию совершенно новые, так называемые *комплексные устройства автоматики,* включающие мощные средства обработки информации вплоть до ЦВМ.

Если простейшие устройства автоматики являются, как правило, локальными, то комплексные устройства считаются относящимися к уровню энергоузла или так называемого района противоаварийного управления; за ними при необходимости могут следовать более низкие по уровню общестанционные и блочные (агрегатные) устройства. В будущем может оказаться вполне реальным включение противоаварийной автоматики непосредственно в состав АСДУ; тогда она будет относиться к уровню энергосистемы или объединения.

Для оценки современного состояния тенденций развития противоаварийной автоматики рассмотрим три вопроса: 1) о простейших видах автоматики, который будет пояснен на примере устройств ДС и АПАХ; 2) о центральных устройствах автоматики, включая устройство с ЦВМ; 3) о сочетании этой автоматики с АСДУ.

Делительная автоматика для предотвращения асинхронного хода ДС. Автоматика, предназначенная для деления системы на первом же цикле асинхронного хода, устанавливается на объектах двух категорий.

Первая категория — это так называемые слабые связи, которые соединяют между собой мощные системы или объединения, обменивающиеся мощностью в часы избытка ее в одной системе и недостатка в другой. Размеры обмена обычно невелики, и при нарушении устойчивости такой связи ее целесообразно разомкнуть, причем как можно скорее, поскольку у каждой системы может быть несколько направлений обмена, а следовательно, может наступить многочастотный асинхронный ход.

Вторая категория объектов — это сильные связи, где асинхронный ход недопустим из-за высокой кратности тока, и разрыв связи желательно произвести еще до того, как ток достигнет своего максимума, т. е. на первом полуповороте. Таким образом, в обоих случаях желательно, чтобы автоматика срабатывала, как только возникнет угроза нарушения устойчивости. Чем раньше должна действовать автоматика, тем бо́льший объем информации должна она собирать и тем больше априорных предположений приходится принимать. Чтобы убедиться в этом, рассмотрим три типа уст-

ройств — статические, динамические, устройства с прогнозированием.

Статические устройства. Под этим названием понимают класс устройств, при построении которых отбрасывают все соображения, связанные со сложным динамическим характером процесса, и ориентируются лишь на значение угла передачи δ, подход которого к определенному значению считается показателем угрозы нарушения устойчивости. Прямое измерение угла затруднительно, поэтому обычно используют его аналоги, среди которых наибольшее значение имеет ток передачи I.

Использование тока I в качестве аналога угла δ удобно, поскольку в этом случае для автоматики применяют обычные токовые реле, широко распространенные в практике эксплуатации. Следует лишь принять меры, исключающие срабатывание автоматики при коротких замыканиях: установить три реле, обмотки которых включены на три различные фазы (A, B и C), а контакты соединены последовательно. Тогда при несимметричных коротких замыканиях хотя бы одно реле не сработает; симметричные же короткие замыкания считаются маловероятными.

Представив линию в виде четырехполюсника с собственным сопротивлением x_{11}, взаимным сопротивлением x_{12} и отношением $D=x_{12}/x_{11}$, задаваясь равенством напряжения по концам $U_1=U_2\approx U$ и пренебрегая потерями, получим зависимость тока I от угла δ:

$$I=\frac{U}{x_{11}}\sqrt{\frac{1}{D^2}-\frac{2}{D}\cos\delta+1}. \qquad (8\text{-}27)$$

Эта зависимость позволяет оценить погрешность данного вида автоматики, которая возникает как вследствие изменения состава передачи, так и вследствие колебаний напряжения U. Такая оценка сделана для конкретной ЛЭП напряжением 500 кВ, схема которой приведена на рис. 8-23. Параметры передачи при различном ее составе указаны в таблице 8-1.

Зависимости $I(\delta)$ для данной передачи показаны на рис. 8-24, где каждая из кривых соответствует определенному составу передачи (I, II и III), а заштрихованные зоны отражают влияние изменений напряжения на ±5%. Штриховыми линиями на рисунке

Таблица 8-1

Обозначение схемы	Состав передачи	Параметры		
		x_{11}, Ом	x_{12}, Ом	$D=\frac{x_{12}}{x_{11}}$
I	Полный	144	128	0,89
II	Отключена одна цепь на участке I	172	162	0,94
III	Схема II, но отключена одна цепь	198	199	1,01

отмечена одна из возможных уставок автоматики по току срабатывания $I_{с.р}$ и соответствующие ей значения угла срабатывания $\delta_{с.рI}$, $\delta_{с.рII}$ и $\delta_{с.рIII}$, разница между которыми оказывается достаточно большой.

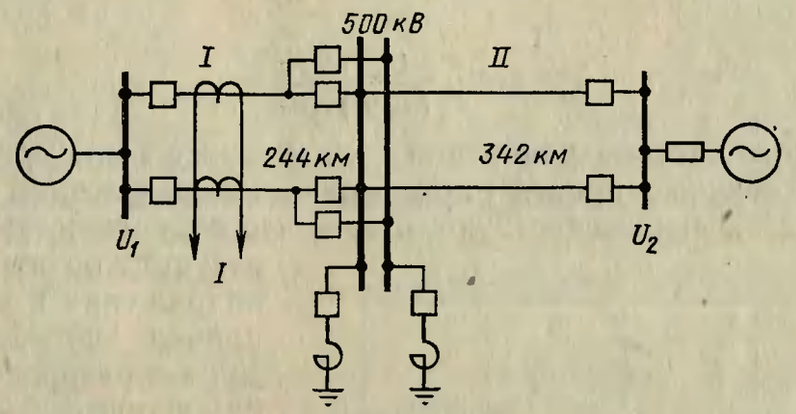


Рис. 8-23

Существует и другой способ использования тока для получения аналога угла передачи — совместное применение фазометра и так называемой фантомной схемы, которая включает в себя модель

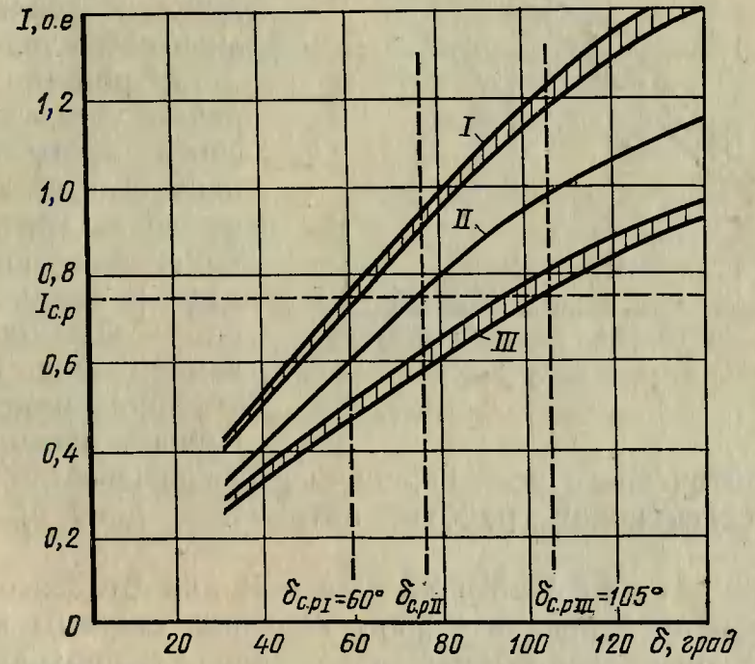


Рис. 8-24

линии (реактивное сопротивление $x_м$, представляющее в определенном масштабе собственное сопротивление линии x_{11}) и позволяет реализовать выражение вида

$$\dot{U}_2=\dot{U}_1-\dot{I}x_{11}, \qquad (8\text{-}28)$$

т. е. получить на месте установки автоматики (в начале линии) некоторый вектор напряжения, который при полном подобии между линией и ее моделью ($k=x_м/x_{11}=1$) совпадает с вектором напряжения приемного конца линии U_2, а при отсутствии такого подобия отличается от него и имеет угол сдвига по отношению к $\dot{U}_1$:

$$\delta_м = \operatorname{arctg} \frac{(k_м/D)\sin\delta}{(k_м/D)\cos\delta+1}. \qquad (8\text{-}29)$$

Для этого способа измерения угла δ также были сделаны расчеты, аналогичные приведенным выше. Их результаты показаны на рис. 8-25 и свидетельствуют о том, что отсутствие зависимости результатов измерения от напряжения и ряд других причин способствуют тому, что разброс точек срабатывания автоматики при изменении условий работы передачи существенно уменьшается. Поэтому автоматика с фантомной схемой считается более совершенной и внедряется сейчас в ряде энергообъединений.

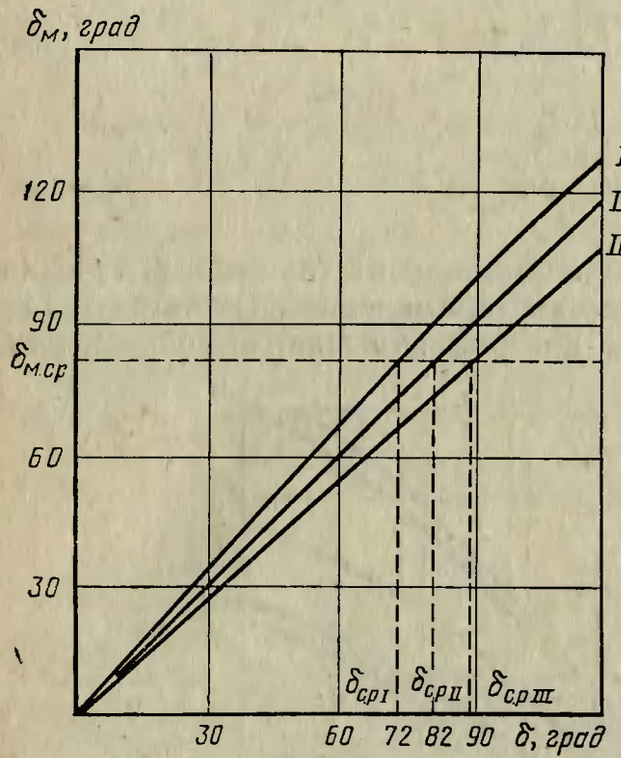


Рис. 8-25

Устройства рассмотренного типа требуют для своей работы весьма мало информации (иногда можно не учитывать даже изменение состава передачи); однако работают они с большим запаздыванием, лишь после существенного изменения угла. Причем поскольку точное значение критического угла передачи здесь неизвестно, то полную гарантию селективной работы автоматики дает лишь уставка $\delta_{с.р} \geqslant \pi$.

Динамические устройства. К ним относятся устройства, позволяющие определить факт перехода системы на нисходящую часть угловой характеристики передачи и прохода углом его критического значения $\delta_{кр}$. Чтобы установить это, необходимо проверить одновременное выполнение трех критериев:

$$dP/dt < 0; \quad d\delta/dt > 0; \quad P < P_0, \qquad (8\text{-}30)$$

где P — текущее значение нагрузки передачи; P_0 — ее исходное (доаварийное) значение.

Очевидно, что данное устройство может определять реальность угрозы нарушения устойчивости значительно раньше, чем устройство, описанное выше. Однако оно требует значительно большего объема информации, в который входят значения мощностей P и P_0 (последняя — как результат запоминания), а также установления знака производной $d\delta/dt$, для чего необходимо знать угол передачи δ.

Устройства с прогнозированием. Применяя основные положения теории устойчивости параллельной работы энергосистем, можно еще в процессе динамического перехода определить (дать прогноз) характер этого перехода — устойчив или неустойчив. Один из способов такого прогнозирования — сравнение текущего значения скольжения с его граничным значением:

$$s_{гр} = \sqrt{2\frac{\omega_с}{T_J}[P_0(\delta-\delta_{кр})+P_{12}(\cos\delta-\cos\delta_{кр})]}, \qquad (8\text{-}31)$$

где $\omega_с$ — синхронная скорость; T_J — постоянная инерции; $\delta_{кр}$ — критическое значение угла передачи, определяемое как $\delta_{кр}=\pi-\delta_0$ (здесь δ_0 — исходное значение угла); P_{12} — максимальное значение угловой характеристики передачи в послеаварийном режиме.

Это выражение показывает, что для действия соответствующего (основанного на нем) устройства нужна информация не только о параметрах режима, но и о параметрах (константах) передачи, определяемых ее составом. При этом момент обнаружения угрозы нарушения устойчивости определяется моментом прохождения траектории движения системы через граничную фазовую траекторию, т. е. предшествует тому, что было получено предыдущими способами, но существенно сдвинут по сравнению с моментом возникновения короткого замыкания.

Имеется способ наиболее раннего обнаружения (прогнозирования) такой угрозы, который почти совпадает по времени с моментом возникновения короткого замыкания, но требует, помимо прочего определения величины сброса мощности $\Delta P_{к.з}$ и принятия априорных предположений относительно длительности короткого замыкания. Обоснованием этого метода служит выражение для оценки предельно допустимого сброса мощности $\Delta P_{к.з.пр}$:

$$\Delta P_{к.\,з.\,пр} = \frac{P_0\tau_{к.\,з}}{2}(1-P_{12}) - \sqrt{\frac{P_0^2\tau_{к.\,з}^2}{2}(1-P_{12})^2 - \sqrt{1-P_0}\left(\sqrt{1+P_0}-\frac{\sqrt{2}P_0}{P_{12}}\right)}, \qquad (8\text{-}32)$$

где $\tau_{к.з}$ — относительное время короткого замыкания; P_{12} — амплитуда угловой характеристики передачи в послеаварийном режиме.

Оно получено в предположении постоянства $\Delta P_{к.з}$ в течение всего времени $\Delta t_{к.з}$ и с применением приближенного преобразования соответствующих тригонометрических функций; поэтому дает более или менее точные результаты лишь при длительности короткого замыкания 0,12—0,2 с. Однако состав этого выражения

свидетельствует о том, что для наиболее раннего распознавания угрозы нарушения устойчивости требуется и наибольший объем информации. Причем в данном случае часть информации является априорной; к ней относятся величина $\Delta t_{к.з}$ (которая прогнозируется на случай действия основных защит, а могут сработать и резервные) и величина $\Delta P_{к.з}$ (которая принимается неизменной, хотя может произойти переход из одного вида короткого замыкания в другой).

Таким образом, если требуется обеспечить качественную работу автоматики, то даже для простейших устройств необходим достаточно большой объем информации, охватывающий как состояние системы во время аварии, так и предаварийный ее режим (например, величину P_0). Кроме этого, часто возникает необходимость и в сравнительно сложной логической ее обработке.

Автоматика прекращения асинхронного хода (АПАХ). Устанавливаемая на линиях, где асинхронные провороты допустимы, АПАХ должна разрывать связи, когда асинхронный ход окажется чересчур длительным, но при этом она должна быть способной отличать асинхронные провороты от синхронных качаний и других подобных явлений. Чтобы обеспечить такую способность, используют обычно два признака асинхронного хода — периодическое изменение знака активной мощности и периодическое увеличение тока передачи. Первый из этих признаков очевиден: если какой-либо агрегат работает асинхронно с сетью, то вектор его напряжения непрерывно вращается вокруг напряжения сети, и знак мощности этого агрегата соответствует то генераторному, то двигательному режиму. Однако одного этого признака недостаточно, поскольку аналогичное изменение знака мощности с заходом в двигательный режим возможно также и при глубоких синхронных качаниях. Поэтому и используют второй признак — величину тока, который при проходе вектора напряжения через границу между II и III квадрантами будет значительно выше, чем в моменты пересечения этим вектором границы между I и IV квадрантами.

Таким образом, сопоставляя моменты времени при изменении знака мощности и величины тока, можно определить, имеет ли место последовательный обход вектором напряжения всех четырех квадрантов, т. е. асинхронный ход, или периодическое пересечение им границы между I и IV квадрантами, т. е. глубокие синхронные качания. Для этого используется специальная релейная логика.

В устройствах АПАХ устанавливают обычно по одному реле тока и мощности. А это означает, что схема является несимметричной. При несимметричных же повреждениях в сети могут случайно возникнуть такие сочетания величины тока и знака мощности, которые будут восприниматься устройством как асинхронные провороты. При наличии АПВ такие сочетания могут возникнуть несколько раз. Поэтому действие устройства разрешают обычно только после фиксации им значительного числа указанных циклов (3, ..., 5) изменения тока и мощности, а это требует организации в устройстве счета циклов, что еще больше усложняет его логику.

Существенно также, чтобы устройство предотвращало преждевременное деление связи, не препятствуя самопроизвольной ресинхронизации (за счет действия регуляторов скорости и других факторов). Выполняется это следующим образом: счетом циклов изменения знака мощности и величины тока обнаруживают возникновение асинхронного хода. После этого отсчитывается заданная выдержка времени Δt, в конце которой снова начинается счет циклов (если этот счет показал, что асинхронный ход еще не кончился, то выдается команда на размыкание связи).

Центральные устройства автоматики. Рассмотрение центральных устройств автоматики начнем с анализа стоящих перед ними **задач. Эти задачи определяются** в большинстве случаев как поддержание синхронной динамической устойчивости; однако возможен (и начинает уже осуществляться) и более широкий подход, т. е. контроль за режимом системы по необходимым переменным. При этом во всех случаях автоматика должна: оценить вектор послеаварийного состояния системы $\mathbf{S}_2(t)$, образовавшегося в результате наложения вектора возмущения $\mathbf{V}(t)$ на вектор исходного состояния $\mathbf{S}_0$, выбрать точку приложения, вид и интенсивность необходимого при этом воздействия и сформировать на этой основе конкретные команды управления $\mathbf{U}(t)$. Причем, поскольку для выполнения всех функций автоматики (или даже одной ее функции) может потребоваться несколько различных видов воздействия с различными точками их приложения, $\mathbf{U}$ по-прежнему будем считать вектором.

Таким образом, задача автоматики математически может быть сформулирована как отыскание соотношения

$$\mathbf{U}(t) = F(\mathbf{S}_2). \qquad (8\text{-}33)$$

Такая задача, стоящая перед многими устройствами автоматики различного типа, решается обычно путем непосредственного контроля за состоянием $\mathbf{S}_2$. Однако при этом имеется особенность — указанное состояние главными органами автоматики не определяется, а лишь прогнозируется, и делается это непосредственно в момент возмущения на основе соотношения:

$$\mathbf{U}(t) = F[\mathbf{S}_0;\ \mathbf{V}(t)\,|_{t=0}]. \qquad (8\text{-}34)$$

Возможности такого рода связаны с тем, что возмущения в энергосистемах часто развиваются во времени совершенно одинаково. Так, например, длительность короткого замыкания в какой-либо точке системы определяется временем действия защиты, а зная расположение к. з., можно заранее предвидеть схему системы после его отключения. В то же время возможность выработки U, не ожидая развития процесса, позволяет увеличить быстродействие системы, а следовательно, и справиться с тем же возмущением при меньшей интенсивности воздействия, т. е. является положительным фактором.

Однако такой способ имеет и явные недостатки — невозможность учета изменения вида короткого замыкания в процессе

аварии, отказ основной защиты (срабатывание резервной) и аварии с наложением одного повреждения на другое (главный бич современных энергосистем). При применении автоматики рассматриваемого вида такие аварии ликвидируются в основном делением системы, т. е. устройствами типа ДС и АПАХ, которые резервируют в этом отношении основные устройства. Однако это решение может рассматриваться лишь как вынужденное, что и стимулирует дальнейшую работу над поставленной проблемой.

Данный тип автоматики обладает еще одной особенностью, проявляющейся наиболее сильно при отыскании управлений, обеспечивающих необходимую динамику процесса. Резерв времени на отыскание управлений обычно весьма невелик, и при отсутствии сверхбыстродействующих вычислительных устройств их можно получить только выборкой из памяти, куда заранее заложены результаты предварительных расчетов. Такая система на первый взгляд громоздка и трудно осуществима; однако здесь приходит на помощь особенность противоаварийной автоматики, которая должна привести систему не в точку, а в область. Это делает управление грубым, а массив управлений, хранящийся в памяти системы,— сравнительно небольшим.

В прошлом, когда узлы системы, обслуживаемые автоматикой, были не слишком развитыми, массив удавалось хранить даже в релейно-контактных схемах, задавая его с помощью специальных переключателей или коммутаторов. Сейчас для этой цели предполагают применять ЦВМ, которые могут одновременно рассчитывать и статические соотношения (объем расчетов здесь много меньше, поэтому и требования к быстродействию ниже).

Таким образом, современная практика противоаварийной автоматики выработала способ даже в сложных условиях удовлетворять требованию быстродействия. Свойства же надежности и помехоустойчивости учитываются при создании *пусковых органов*. Под этим названием понимаются аппараты типа блок-контактов выключателей, выходных реле защит и специальных реле, фиксирующих исчезновение тока по линии, величину сброса мощности и т. п. Все эти аппараты объединяются одним общим свойством: они должны быть приспособлены к работе в сложных условиях, возникающих при авариях в энергосистемах, и способны одним лишь замыканием или размыканием контактов выдать достаточную информацию о $\mathbf{V}(t)|_{t=0}$.

Что такая возможность является отнюдь не гипотетической, можно убедиться при рассмотрении схемы, изображенной на рис. 8-1. Здесь срабатывание защит, установленных на том или ином выключателе, однозначно указывает на возникновение к. з., т. е. дает полную информацию об изменении схемы при переходе от доаварийного режима к послеаварийному.

Для надежности пусковые органы часто дублируют, а в более сложных случаях, когда вид аварии может быть установлен только по совокупности признаков, их подключают к особым пусковым цепям, производящим логическую обработку сигналов от пусковых

органов (определение их совпадения или несовпадения). Таким образом, номер сработавшего пускового органа N_i, $i=1, 2, \ldots, n$ или пусковой цепи (причем, число таких органов или цепей конечное) однозначно определяет $\mathbf{V}(t)|_{t=0}$, т. е. существует соотношение

$$N_i = \mathbf{V}(t)|_{t=0}. \qquad (8\text{-}35)$$

Математически это означает, что все возможные возмущения в энергосистемах заменяются (аппроксимируются) конечным набором векторов возмущений, размеры которого часто не очень велики. Такая аппроксимация является достаточно грубой, однако она позволяет свести действие автоматики во время аварии к выработке помехоустойчивых сигналов типа «да — нет». Эти сигналы легко поддаются телепередаче, для чего разработаны специальные устройства повышенной надежности.

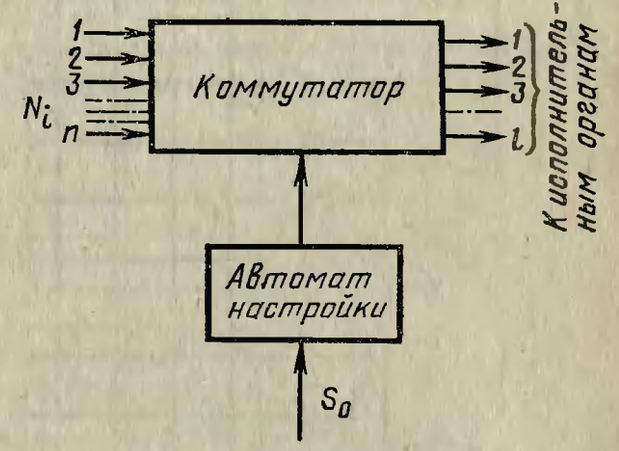


Рис. 8-26

Таким образом, если имеется набор пусковых органов, охватывающий все расчетные аварии данной системы, то один из членов выражения (8-34) можно считать найденным и для отыскания управления необходимо определить лишь второй его член — $\mathbf{S}_0$. Эта операция выполняется *аппаратурой дозировки воздействия* (АДВ) — устройством (рис. 8-26), состоящим из двух основных частей: своеобразного коммутатора, к которому подведены провода от пусковых и исполнительных органов автоматики, и автомата настройки, который, реагируя на $\mathbf{S}_0$, способен изменять (настраивать) пути прохождения сигналов между указанными органами.

Работа АДВ позволяет ставить воздействие на энергосистему при авариях в зависимости не только от $\mathbf{V}$, но и от $\mathbf{S}_0$, т. е. выполнять соотношение (8-34). Однако при этом $\mathbf{U}$ также аппроксимируется конечным (дискретным) набором управлений. Причем в данном случае к ранее высказанным соображениям относительно грубости действия автоматики и высоких требований к ее надежности может быть добавлено еще одно соображение: почти все воздействия на энергосистему при авариях, исключая АРТ и воздействие на возбуждение, являются дискретными и достаточно грубыми.

Уже имеется ряд релейно-контактных АДВ, где вся информация о исходном состоянии системы ограничивается величиной активной мощности P_0 и информацией о схеме электропередачи, которая может быть либо нормальной, т. е. полной, либо ремонтной, т. е. с выводом из работы одной из цепей. При этом измерение мощности P_0 производится так называемым аналого-релейным

преобразователем, т. е. набором измерительных реле (реле мощности), обладающих цепями запоминания исходного состояния контактов (до короткого замыкания) и снабженных соответствующим числом реле-повторителей P_{0i}.

Рассмотрим принцип действия таких АДВ (рис. 8-27), где *П* — пусковые органы, срабатывающие при различных авариях в энергосистемах; *И* — сигналы, идущие на исполнительные органы и осуществляющие различные воздействия на энергосистему при этих авариях; *Р* и *Н* без индексов — переключатели, отрабатывающие сигналы о нормальном или ремонтном режиме работы передачи; *К* — коммутаторы, на которых вручную устанавливается требуемая зависимость между видом аварии, исходным состоянием системы и необходимым воздействием.

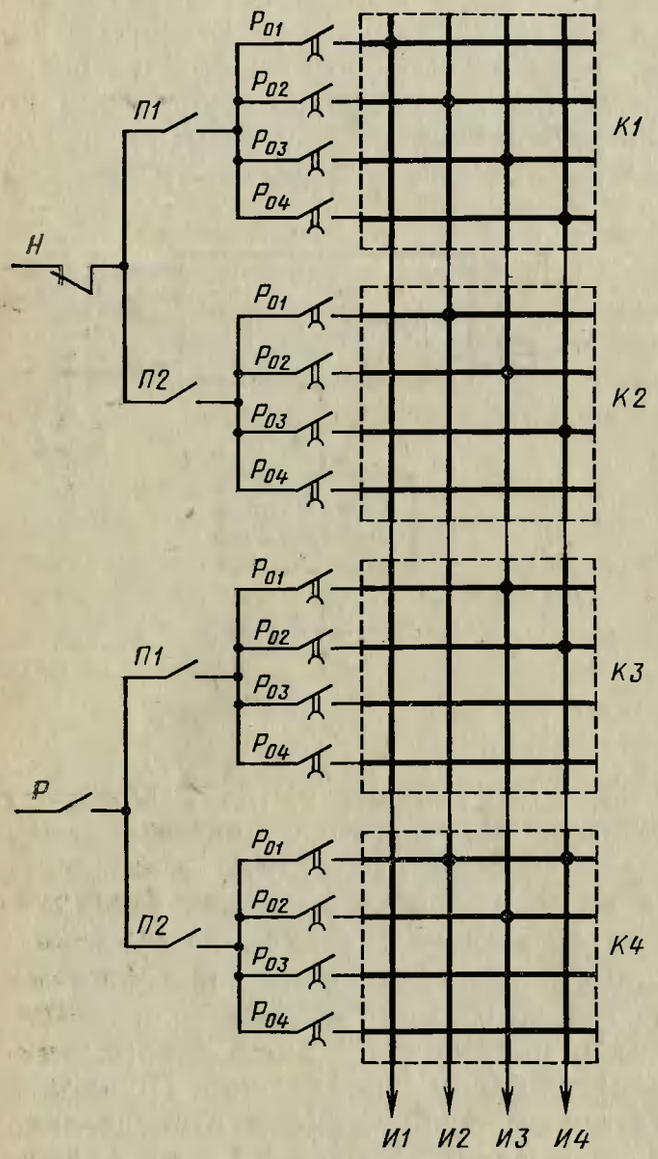


Рис. 8-27

На рисунке показано релейно - контактное АДВ на два пусковых органа, четыре ступени замера мощности и четыре исполнительных органа.

Точками отмечены места установки соединительных штекеров.

Из рассмотрения схемы видно, что коммутатор выполняет здесь функции запоминающего устройства, хранящего в определенной форме результаты заранее проведенных расчетов.

Если в местах соединения входных и выходных шин устанавливать диоды, то образуются устройства, называемые *диодными матричными коммутаторами (КДМ)*. Они способны не только хранить информацию, но и выполнять набор операций типа И и ИЛИ, действуя аналогично релейно-контактному АДВ. Аналогия очевидна из схемы, изображенной на рис. 8-28. В данном случае входные сигналы подаются не замыканием, а размыканием контактов, причем для появления напряжения на какой-либо выходной шине

необходимо, чтобы цепи всех связанных с нею входных шин оказались разомкнутыми.

АДВ, выполненные на релейно-контактных схемах и КДМ, пригодны только для узлов малой и средней сложности. Для более сложных узлов, нередко образующихся в современных энергосистемах, предполагается применять АДВ с ЦВМ, которая может либо управлять коммутационной частью устройства, либо

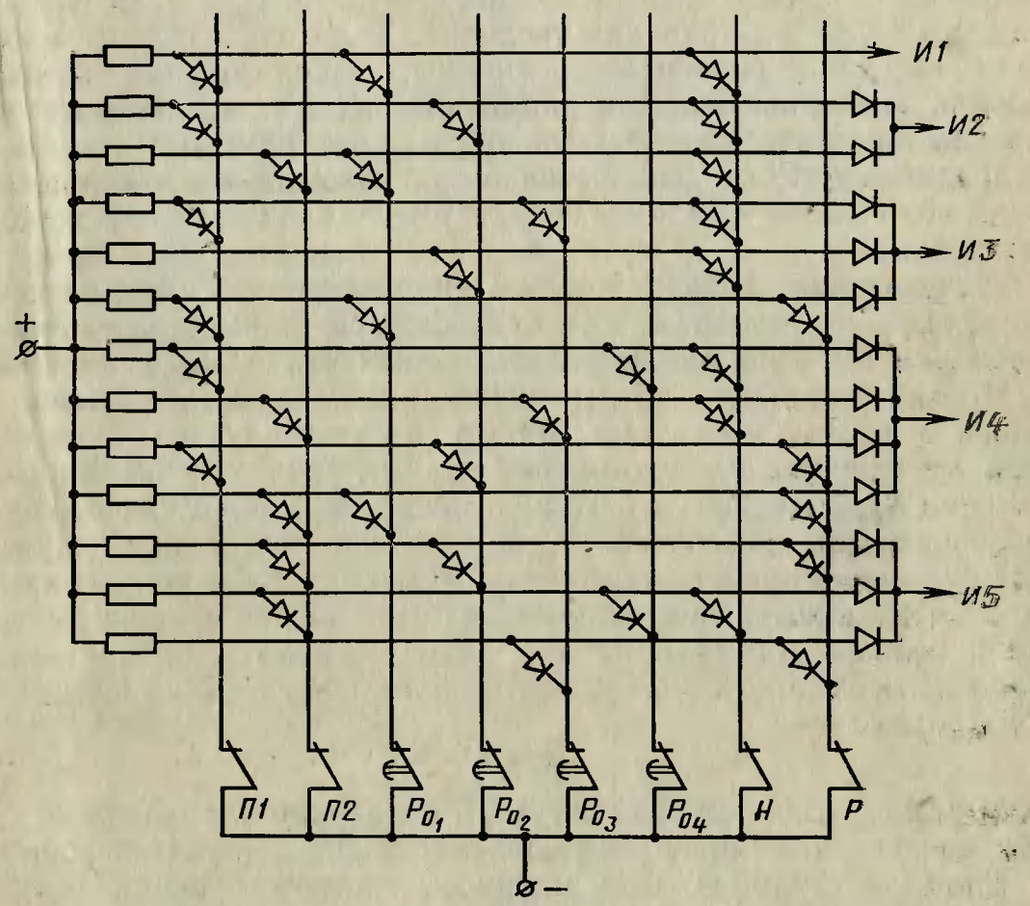


Рис. 8-28

непосредственно воспринимать сигналы от пусковых органов и выдавать команды управления.

Рассмотрим такую структуру более подробно. Предположим для определенности, что реализуется вариант АДВ, в котором для обеспечения помехоустойчивости автоматики ЦВМ функционирует только в доаварийном режиме, решая описанную задачу настройки путей прохождения сигналов от пусковых органов к исполнительным. При этом используется следующий алгоритм: зная исходное состояние системы (ее режим и схему), ЦВМ задается некоторым номером пускового органа N_i и определяет, каково должно быть воздействие на систему в случае срабатывания этого органа. Полученные результаты передаются в коммутационное устройство, после чего эта операция повторяется для пускового органа с номером N_{i+1}.

Подобная предварительная подготовка управлений упрощает требования к работе ЦВМ в момент аварии. Поскольку же режим и схема работы энергосистемы меняются медленно, то циклический алгоритм с циклом 20 с оказывается вполне приемлемым. За это время можно успеть рассчитать статические соотношения для каждого случая. Управление же динамикой процесса должно отыскиваться на основе сведений, полученных предварительными расчетами с помощью более мощных средств. При этом возникает вопрос о способах хранения сведений. Если отвлечься от возможности внесения различных поправок, использования критериев подобия (эмпирических или аналитических и т. п.), то могут быть указаны лишь два основных способа такого хранения:

представление сведений в виде так называемых «таблиц решений», что означает задание необходимых зависимостей в табличной форме;

представление сведений путем аппроксимации аналитическими функциями с хранением всех относящихся к ним констант и выполнением по мере необходимости соответствующих расчетов.

Чтобы определить объем информации, который должен храниться в памяти машины в каждом из этих случаев, дискретизируем $\mathbf{S}_0$, заменив все возможные его значения конечным набором векторов $\mathbf{S}_{0j}$, $j=1, 2, \ldots, l$. Приняв далее N_i и $\mathbf{S}_{0j}$ в качестве узлов аппроксимации, заменив $\mathbf{U}(\mathbf{V}, \mathbf{S}_0)$ кусочно-постоянной (ступенчатой) функцией, проведенной таким образом, чтобы полученная при этом интенсивность воздействия не была нигде меньше достаточной и больше допустимой. При этом образуется набор векторов управления, который может быть представлен в виде прямоугольной матрицы

$$\mathbf{M}=|\mathbf{U}_{ij}| \tag{8-36}$$

размером $n\times l$, причем обычно $n\ll l$, и матрица заполнена не слишком плотно, что можно использовать для сжатия информации.

Один из столбцов этой матрицы, соответствующий текущему режиму системы, должен по определению всегда храниться в памяти машины, либо в коммутационном устройстве; другие же могут храниться либо непосредственно, либо в форме констант, необходимых для их вычисления.

Чтобы определить объем информации, который необходимо хранить в том или ином случае, разобьем вектор $\mathbf{S}_0$ на два вектора:

$$\mathbf{S}_0=\mathbf{S}_0'\cdot\mathbf{S}_0'', \tag{8-37}$$

один из которых отражает параметры системы, а другой — параметры режима ее работы. Обозначим: h', h'' — размерность векторов $\mathbf{S}'$ и $\mathbf{S}''$ соответственно; $\hat{\mathbf{S}}_k'$, $\hat{\mathbf{S}}_m''$ — число разрядов (логарифм при основании «2» различимых состояний) по каждому из h' и h'' измерений. При этом

$$l=2^{\sum_{k=1}^{h'}\hat{s}_k'+\sum_{m=1}^{h''}\hat{s}_m''}. \tag{8-38}$$

Обозначим число констант для аппроксимации требуемых зависимостей по каждому из h'' измерений через ξ и число разрядов в каждой из этих констант $\hat{\xi}_q$. Длину кода управления, определяемую количеством операций, выполняемых автоматикой и числом μ различимых состояний при выполнении каждой из таких операций, обозначим через $\hat{u}$. При этом очевидно, что для хранения в памяти машины столбца управлений, соответствующих текущему состоянию системы $\mathbf{S}_{0j}$, необходим объем этой памяти (байт):

$$C_0=\frac{1}{8}k_c n\hat{u}, \tag{8-39}$$

где k_c — коэффициент сжатия информации, учитывающий возможность использования при срабатывании некоторых пусковых органов лишь нулевых управлений.

Если вся информация, необходимая для формирования этого столбца, хранится в табличной форме (Т), то число C_0 надо умножить на число сочетаний (зон) параметров режима:

$$C_{1\text{т}}=2^{\sum_{m=1}^{h''}\hat{s}_m}, \tag{8-40}$$

а затем на число сочетаний (зон) параметров системы:

$$C_2=2^{\sum_{k=1}^{h'}\hat{s}_k}. \tag{8-41}$$

Общий объем хранимой информации (без учета индексов и указателей) при этом будет (байт)

$$C_{\Sigma\text{т}}=\frac{1}{8}k_c n\hat{u}\cdot 2^{\sum_{k=1}^{h'}\hat{s}_k'+\sum_{m=1}^{h''}\hat{s}_k''}. \tag{8-42}$$

Если же хранить связь управлений с параметрами режима в форме констант (аппроксимирующей функции a), то для этого необходим объем памяти (байт)

$$C_{1a}=\sum_n\sum_{q=1}^{\xi}\hat{\xi}_q, \tag{8-43}$$

причем число C_2 остается прежним. Таким образом, общий объем информации при этом составит

$$C_{\Sigma a}=\frac{1}{8}\sum_n\sum_{q=1}^{\xi}\hat{\xi}_q, \tag{8-44}$$

а отношение

$$\frac{C_{\Sigma\text{т}}}{C_{\Sigma a}}=\frac{k_c n\hat{u}\cdot 2^{\sum_{m=1}^{h''}\hat{s}_k''+\sum_{k=1}^{h'}\hat{s}_k'}}{\sum_n\sum_{q=1}^{\xi}\hat{\xi}_q}. \tag{8-45}$$

Очевидно, что хранение всех необходимых сведений в форме констант требует меньшего объема памяти, чем хранение их в виде таблиц решений. Однако первая форма имеет и недостатки: большой объем предварительных вычислений и меньшую наглядность. В то же время емкость накопителей современных ЦВМ все время увеличивается, причем для хранения зон параметров режима можно использовать магнитные диски, а для хранения зон параметров системы — магнитные ленты. Поэтому оба указанных варианта могут оказаться конкурентоспособными.

Возможные способы управления. Несмотря на широкое распространение автоматики программного действия, в настоящее время ведутся поиски и других способов осуществления устройств противоаварийной автоматики, результаты которых пока еще находятся на стадии лабораторных и промышленных экспериментов. Эти поиски обусловлены недостатками программного управления. Так, например, одним из недостатков является невозможность или, точнее, ограниченная возможность ориентироваться во время аварии на сочетания непрерывно изменяющихся величин. Иногда для распознавания возникшей аварийной ситуации желательно сравнить между собой мощности по отдельным линиям, значения частоты в различных частях объединения и т. п. Если придерживаться традиционных форм программного управления с релейно-контактными пусковыми органами, то сделать это затруднительно.

Поэтому разрабатываются устройства, предусматривающие обработку всей поступающей информации, в том числе и непрерывной, непосредственно во время аварии. При этом, как и в программном управлении, для выработки команд управления используются заранее заданные зависимости, которые, однако, обрабатываются в аналоговой форме, обеспечивающей в данном случае и необходимое быстродействие, и несколько большие возможности. Так, например, легко реализовать зависимость действия устройства при коротком замыкании не только от P_0, но и от $\Delta P_{к.з}$ [согласно выражению (8-32)]. Для перехода же с одной характеристики на другую используются блоки нелинейностей с цифроуправляемыми сопротивлениями (ЦУС).

На рис. 8-29, *а* приведена схема одного элемента с ЦУС. Изменяя цифровые коды, подведенные к ЦУС при той или иной аварии, можно воспроизводить характеристики с различным наклоном и отсечкой (рис. 8-29, *б*).

Описанное устройство несколько расширяет возможности программного управления, снимая ограничения, возникающие при применении принципа пусковых органов. Однако оно не исключает основного недостатка программного управления — неприспособленности к нечастым, но весьма опасным для энергосистем случаям изложения наложения аварии на аварию.

Действительно, управление, рассчитанное для некоторого исходного режима, принятого за установившийся, становится непригодным, когда этот режим — переходный, обусловленный предшествующей аварией. Причем поскольку промежуток времени между

первой и второй аварией является произвольным, то никакие усовершенствования принципа программного управления не могут дать качественные результаты. Поэтому такие устройства выводят из действия после первой аварии на 3—5 с, возлагая задачу локализации второй аварии на резервную автоматику (например, делительную).

Для усовершенствования устройств имеются два пути. Первый — широкое применение асинхронных режимов длительностью в один, два или три асинхронных проворота, что оставляет резерв времени для работы устройств управления, непрерывно контролирующих режим работы системы (как и обычные регуляторы). При этом предусматривается применение быстродействующих ресин-

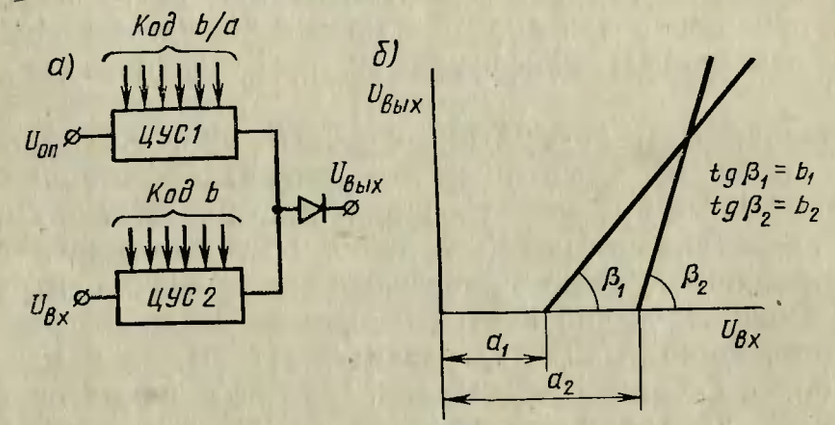


Рис. 8-29

хронизаторов в добавление к медленно действующим, которые, хотя и в небольшом количестве, уже используются.

Второй путь — применение быстродействующего прогнозирующего устройства, работающего в ускоренном масштабе времени, что позволяет выбрать необходимые управления непосредственно в ходе аварии и независимо от характера ее протекания.

Принцип действия такого прогнозирующего устройства можно пояснить на примере выбора импульса для аварийного регулирования паровых турбин. Пусть в это устройство подается вся информация, характеризующая переходный процесс в энергосистеме (δ, s и ds/dt или P_0 и $\Delta P_{к.з}$), а само устройство содержит быстродействующую модель энергосистемы и турбины, на которой можно просчитывать процессы, постепенно увеличивая длительность импульса $T_и$ до тех пор, пока она не окажется достаточной для поддержания синхронной динамической устойчивости. После этого полученный результат передается на устройство, управляющее реальной турбиной, а прогнозирующее устройство продолжает контролировать процесс, выдавая в случае необходимости команды на увеличение длительности импульса, деление системы и т. п.

Макет устройства действовал с ускорением в 100 раз (по сравнению с реальным временем) и, если возмущение являлось однократным, завершал поиск момента прекращения уже поданного

на турбину импульса за 5—7 расчетов, занимавших в сумме менее 0,1 с. Очевидно, что при наличии быстродействующего и надежного оборудования устройство такого типа могло бы применяться в противоаварийной автоматике для решения самых различных задач, в том числе и дополнительных задач программного управления. Причем реализация указанного принципа возможна сейчас проще всего в виде гибридной вычислительной системы с аналоговой моделью для прогнозирования и ЦВМ, обслуживающей эту модель и одновременно используемой в качестве машины для программного управления.

Современное состояние аналоговой вычислительной техники позволяет производить указанное прогнозирование с применением масштаба времени 1 : 1000, а использование ЦВМ и ЦУС дает возможность вносить в используемую модель все изменения, связанные с изменением конфигурации сети, режима ее работы, и т. п.

Противоаварийная автоматика и АСДУ. Противоаварийная автоматика — одна из важнейших непременных составных частей АСДУ. Переходные процессы, возникающие при авариях в энергосистемах, представляют собой явления общесистемного плана, и идеи об управлении этими процессами из единого центра с привлечением мощных вычислительных средств выдвигались еще задолго до появления АСДУ. С развитием АСДУ эти идеи становятся все более актуальными. Однако для полного их осуществления требуется не только установить АСДУ в соответствующих центрах ЦВМ, но и обеспечить и доказать на практике их надежность и помехоустойчивость.

Жесткие требования предъявляются также и к каналам связи, и к другому оборудованию системы, используемому для передачи информации в центр и посылки команд управления на объекты. Стыковка противоаварийной автоматики с другими частями АСДУ осуществляется в несколько стадий.

Сначала учитываются возможности автоматики по расширению области исходных режимов S_0. Известно, что эта область должна также принадлежать к некоторой допустимой области $S_{0д}$, причем помимо ограничений обычного типа, связанных с уровнями напряжений в узлах, нагрузками линий по току и т. п., появляются ограничения по послеаварийному режиму S_2. Под этими ограничениями понимают выбор такого исходного режима, при котором для любой расчетной аварии сохраняется возможность удержать систему в допустимой области $S_{2д}$, либо вернуть ее в эту область по допустимой траектории. В обеспечении этой возможности, особенно для крупных энергообъединений, большую роль играет, как известно, противоаварийная автоматика.

Учет действия противоаварийной автоматики при планировании режимов работы энергосистем обязателен; однако производиться он может по-разному. Простейшим способом учета является задание предельных нагрузок ЛЭП и других параметров исходного состояния системы с ориентировкой на результаты предшествующих

расчетов для аналогичных или близких условий. Однако этот способ можно признать лишь приближенным, поскольку при расчетах устойчивости, например, ограничения по одному параметру (по нагрузке одной из ЛЭП) зависят в большой степени от совокупности других параметров (нагрузок других ЛЭП, напряжений и т. п.).

Этим и отличаются ограничения по устойчивости от ограничений, например, по току, где предельные значения ограничиваемых

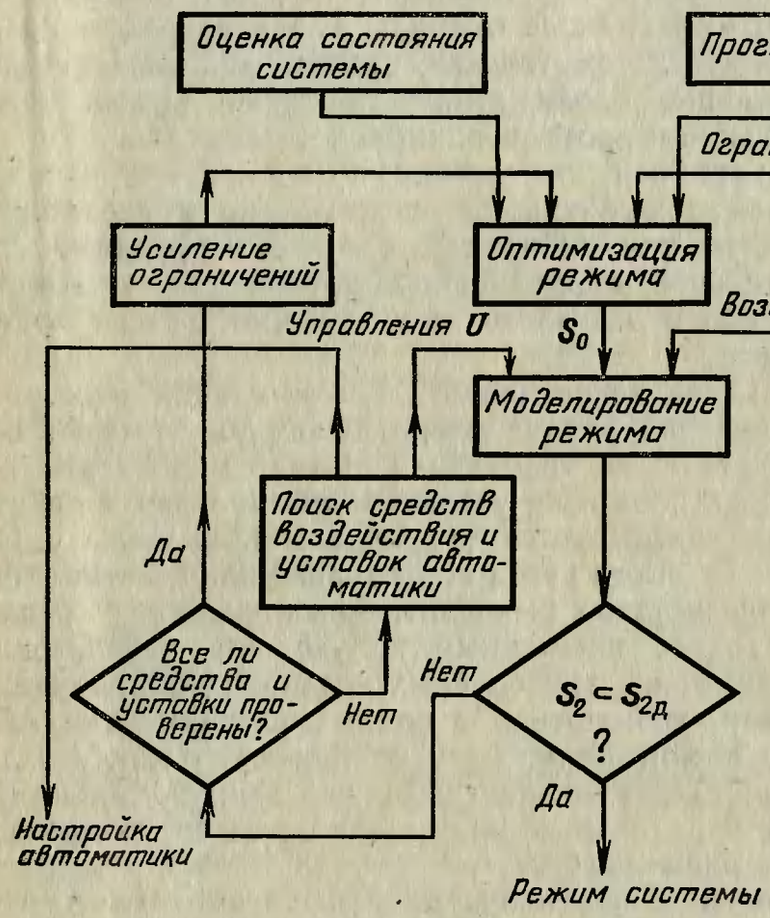


Рис. 8-30

параметров могут быть указаны сразу и с большой степенью приближения учтены непосредственно в оптимизационных расчетах, без специального моделирования режима и поиска на модели, что позволяет существенно ускорить вычислительный процесс и упростить требования к оборудованию. При анализе ограничений по устойчивости, да еще с учетом действия противоаварийной автоматики, для полного учета всех возникающих возможностей необходимо и моделирование, и поиск на модели. При этом общий алгоритм планирования режима является расширенным обычным алгоритмом планирования режима (рис. 8-30).

Из рис. 8-30 следует, что после оптимизации режима с учетом ограничений по току производится моделирование его под действием всей совокупности возмущений V. Если при этом $S_2 \subset S_{2д}$, то

такой режим приемлем и может осуществляться на практике; если же $S_2 \not\subset S_{2д}$, то следует попытаться подобрать способы воздействия и уставки противоаварийной автоматики, обеспечивающие выполнение этого условия.

Если все возможности здесь исчерпаны, то надо изменять планируемый S_0, ухудшая его в интересах повышения надежности.

Алгоритм реализуется с участием человека-оператора, осуществляющего поиск средств и уставок противоаварийной автоматики, а в случае необходимости — и изменение ограничений, учитываемых в процессе оптимизации. В будущем и эти операции предполагается осуществлять автоматически, причем, как следует из рисунка, соответствующие блоки имеют побочный выход, относящийся непосредственно к противоаварийной автоматике.

Учет противоаварийной автоматики позволяет анализировать не только так называемые типовые режимы, но и все режимы, намеченные к реализации. Однако для этого необходимо очень мощное вычислительное оборудование, требования к которому оказываются тем более жесткими, чем меньший резерв времени остается для расчетов.

Существенна задача оперативной дооптимизации режима по надежности, аналогичная задача оперативной дооптимизации режима по экономичности, но требующая помимо управления станциями выдачи коррективов и по уставкам противоаварийной автоматики. Эта задача оказывается весьма сложной: даже в упрощенной постановке (т. е. без учета противоаварийной автоматики), несмотря на наличие мощных вычислительных средств, ее решение первоначально казалось возможным только при использовании таблиц решений. Из ранее приведенных соотношений следует, что объемы информации, хранящейся в таких таблицах (а в АСДУ должна храниться информация сразу по большому числу узлов), будут очень велики. Применение гибридных вычислительных систем, работающих в различных масштабах времени, в том числе и с ускорением, все расширяется.

Учет устойчивости и противоаварийной автоматики в АСДУ ведет, следовательно, к определенному усложнению необходимого оборудования. В то же время оборудование собственно противоаварийной автоматики, т. е. устройства, находящиеся непосредственно на объектах, может быть упрощено. Так, в автоматике программного действия автоматы настройки путей прохождения сигналов от пусковых органов к исполнительным могут быть заменены дистанционной настройкой по сигналам от машин диспетчерских центров. Эти же машины могут быть использованы и для изменения настройки пусковых органов, учитывающей особенности данного конкретного режима работы энергосистемы. Возможно даже прямое цифровое или гибридное телеуправление объектами во время аварий, реализующее идеи централизованного управления.

Реализация всех возможностей на практике будет зависеть от надежности оборудования и прежде всего — от каналов связи.

Действительно, при создании АСДУ на диспетчерские пункты энергосистем и их объединений собирается практически вся информация, необходимая для противоаварийной автоматики (за исключением, быть может, таких сигналов, как $\Delta P_{к.з}$ и т. п.). Имеются также специальные каналы телеуправления, которые можно применить, например, для настройки путей прохождения сигналов в АДВ. Однако общая надежность, а в некоторых случаях и быстродействие таких каналов пока невелика, поэтому на данном этапе предпочитают устанавливать устройства противоаварийной автоматики на крупных объектах, расположенных в центрах узлов, и подводить к ним информацию с помощью специальной аппаратуры повышенной надежности.

Появились предложения по централизованным устройствам противоаварийной автоматики на базе вычислительных машин. Эти устройства должны охватывать крупные районы (районы противоаварийного управления), причем в некоторых случаях наиболее удачные точки размещения центров этих районов не совпадают с пунктами размещения ОДУ, а границы территорий, охватываемых указанными районами, могут отличаться от принятых в настоящее время границ энергообъединений. Поэтому, входя как часть в АСДУ, противоаварийная автоматика в некоторых случаях может базироваться на собственном оборудовании и быть в какой-то мере самостоятельной.

Контрольные вопросы

1. В чем состоит назначение противоаварийной автоматики современных энергосистем? В чем отличие противоаварийной автоматики от автоматики нормального режима энергосистем?
2. Какие основные аварии возможны в одно- и двухмашинной эквивалентных схемах энергосистем, в схеме типа кольца?
3. Каковы основные виды воздействия на режим работы энергосистемы со стороны противоаварийной автоматики? Какие из них предпочтительны на ГЭС и какие на ТЭС?
4. Каковы особенности применения ОГ в одно- и двухмашинной эквивалентных схемах энергосистемы? Какова эффективность данного мероприятия в этих схемах?
5. Опишите явление наброса мощности на линии электропередачи. Какие электромеханические переходные процессы возникают при этом явлении, какими статическими соотношениями оно характеризуется?
6. Когда применяются мероприятия типа ДС и АПАХ? Что необходимо для ресинхронизации энергосистем после проведения этих мероприятий?
7. Как ведется управление однократным торможением? многократным торможением? Какова принципиальная разница между этими двумя типами торможения?
8. Как организуется послеаварийное ограничение мощности после АРТ? В чем разница между АОМ по механической и электрической мощности?
9. Как работает устройство АДВ? Как рассчитать число запоминающих контактов в нем?
10. Как определить объем памяти для хранения уставок противоаварийной автоматики?

СПИСОК СОКРАЩЕННЫХ ОБОЗНАЧЕНИЙ

АВМ — аналоговая вычислительная машина
АВУ — аппаратура вторичного уплотнения
АДВ — аппаратура дозировки воздействия
АЛУ — арифметико - логическое устройство
АПАХ — автоматика прекращения асинхронного хода
АПВ — автоматическое повторное включение
АПД — аппаратура передачи данных
АРС — автоматический регулятор скорости
АРТ — аварийное регулирование турбин
АРЧМ — автоматическое регулирование частоты и активной мощности
АСДУ — автоматизированная система диспетчерского управления
АСМ — асинхронизированная синхронная машина
АСОУ — автоматизированная система организационного управления
АСПТП — автоматизированная система планирования технологических процессов
АСУП — автоматизированные системы управления предприятиями
АСУТП — автоматизированные системы управления технологическими процессами
АСУС — автоматизированные системы управления строительно - монтажными трестами
АЦК — алфавитно - цифровая клавиатура
АЦПУ — алфавитно - цифровое печатающее устройство
АЧР — автоматическая частотная разгрузка
АЭС — атомная электростанция
БИ — блок информации
БМ-Д — модем, или блок модулятора — демодулятора
БП — блок памяти или блок произведения
БСМ — блок сопряжения с модемом
БСУ — блок сопряжения с устройствами
БСЭ — большая система энергетики
БУМ — блок управления модемом
ВК — вычислительный комплекс
ВЦ — вычислительный центр
ГВМ — гибридная вычислительная машина
ГВС — гибридная вычислительная система
ГНЧ — генератор несущей частоты
ГЩУ — главный щит управления
ГЭС — гидроэлектростанция
ДГП — двухкоординатные графопостроители
ДП — диспетчерский пункт
ДС — диспетчерская служба
ДУЭ — диспетчерское управление электросистемами
ДЦО — датчик цикла опросов
ЕАСС — Единая автоматизированная система связи
ЕГСС — Единая газоснабжающая система
ЕНСС — Единая нефтеснабжающая система
ЕУСС — Единая углеснабжающая система
ЕЭЭС — Единая электроэнергетическая система
КДМ — коммутатор диодный матричный
КП — контролируемый пункт
ЛЭП — линия электропередач
МИМ — механизм изменения мощности
МИСВ — механизм изменения скорости вращения
МОЗУ — оперативное запоминающее устройство на магнитных сердечниках
МУТ — механизм управления турбиной
НМЛ, НМБ, НМД — накопители на магнитных лентах, барабанах, дисках
НС — нагрузочные сопротивления
ОДУ — объединенное диспетчерское управление
ОАСУ — отраслевая автоматизированная система управления
ОЗУ — оперативное запоминающее устройство
ОИК — оперативно - информационный комплекс
ОЭС — объединенная энергетическая система
ПЗУ — постоянное запоминающее устройство
ПЭС — предприятие электрических сетей
РДП — районные диспетчерские пункты
РП — распределитель подканалов
РПН — регулирование под нагрузкой
РЭУ — районное энергетическое управление
САОМ — система аварийного ограничения мощности
САУРЧМ — система автоматического управления работой энергосистем по частоте и активной мощности
СВУ — специализированные вычислительные устройства
СДТУ — средства диспетчерского и технологического управления
ТЭС — теплоэлектростанция
ТИ — ТС — телеизмерение — телесигнализация
УВВ — устройство ввода — вывода
УЗГН — устройство задания графика нагрузки
УЗО — устройство защиты от ошибок
УСО — устройство связи с объектом
УПК — устройство продольной компенсации
ЦАП — цифроаналоговый преобразователь
ЦБУ — центральный блок управления
ЦВМ — цифровая вычислительная машина
ЦДУ — центральное диспетчерское управление
ЦУС — цифроуправляемое сопротивление
ЭВМ — электронная вычислительная машина
ЭГС — электронные генераторные станции
ЭГП — электрогидравлический преобразователь
ЭЛТ — электроннолучевая трубка, или дисплей
ЭРН — экономичное распределение нагрузки
ЭПМ — электрифицированные пишущие машинки
ЭЭС — электроэнергетическая система

ЛИТЕРАТУРА

1. *Веников В. А., Идельчик В. И.* Итоги науки и техники: Электрические станции, сети и системы. Том 7. Методы оптимизации управления планированием больших систем энергетики (оптимизация развития и функционирования).— ВИНИТИ, 1974.

2. *Веников Г. В., Строев В. А.* Вычислительные методы для исследования энергетических систем/Под ред. Веникова В. А.— М.: Энергия, 1973.

3. *Каган Б. М., Каневский М. М.* Цифровые вычислительные машины и системы/Под ред. Кагана Б. М.— М.: Энергия, 1974.

4. *Крумм Л. А.* Методы приведенного градиента при управлении электроэнергетическими системами.— Новосибирск: Наука, 1977.

5. *Лугинский Я. Н., Семенов В. А.* Информационно-вычислительные системы в диспетчерском управлении.— М.: Энергия, 1975.

6. *Мелентьев Л. А.* Оптимизация развития и управления больших систем энергетики.— М.: Высшая школа, 1976.

7. *Портной М. Г., Рабинович Р. С.* Управление энергосистемами для обеспечения устойчивости.— М.: Энергия, 1978.

8. *Поспелов Г. Е., Керного В. В.* АСУ и оптимизация режимов энергосистем.— Минск: Высшая школа, 1977.

9. *Руденко Ю. Н., Чельцов М. Б.* Надежность и резервирование в электроэнергетических системах.— Новосибирск: Наука, 1974.

10. Электрические системы: Электрические расчеты, программирование и оптимизация/Веников В. А., Горушкин В. И., Маркович И. М. и др.; Под ред. Веникова В. А.— М.: Высшая школа, 1973.

11. Электрические системы: Кибернетика электрических систем/Астахов Ю. Н,. Веников В. А., Горский Ю. М. и др.; Под ред. Веникова В. А.— М.: Высшая школа, 1974.

АЛФАВИТНО-ПРЕДМЕТНЫЙ УКАЗАТЕЛЬ

Абонент 201, 230, 342, 343
Авария
— с изменением состава передачи 375
— с набросом мощности 362
Автоматика
— аварийного ограничения мощности 366
— — режима 21
— балансирующая 363
— делительная 417
— нормального режима 21
— общая 368
— предотвращения асинхронного хода 365, 422,423
— программного действия 434
— противоаварийная 21, 358—435
— системная 20
— специальная 368, 383
Автономность системы 414
Адрес
— базисный 335
— операнда 333
— регистра 339
— ячейки 339
Адресация 334
— индексная 334
— косвенная 334
— непосредственная 334
— относительная 334
— прямая 334
Аппаратура
— вторичного уплотнения 204
— дозировки воздействия 425, 426
— передачи данных 230—244
— уплотнения 202
Арифметика двоично-десятичная 326

Байт 320
Баланс энергетический 8
Банк данных 176
Библиотека
— подпрограмм 120
— программ 120
— трансляторов 120
Бит 320
— контрольный 231, 257
Блок
— анализа результатов моделирования 262
— индикации 138, 139
— информационный 233, 240
— математического моделирования 262
— нелинейности 274—278
— операционный 260
— определения стратегии поиска 262
— основной памяти 314
— решающий 260
— сопряжения с модемом 232, 237
— управления состоянием модели 262
— центральный 232, 243
Быстродействие
— каналов связи 435
— ЦВМ 324, 336

Включение автоматическое повторное 364
Время
— ввода — вывода 315
— запаздывания предельно допустимое 114
— цикла 338
— — полное 338
Выборка
— команд 329, 339
— операндов 329
Вывод информации 324

Генератор
— векторов 148, 149
— несущей частоты 206
— символов 138—142, 147
— тактовых импульсов 256
Графопостроитель 130, 131
— двухкоординатный 119
Группы полезных ископаемых 11

Дальность связи 204
Датчик 213
— цикла опросов 256
Декремент затухания 406
Демодулятор 203, 206
— амплитудный 206
— обратного канала 218
— прямого канала 218, 240
— фазовый 206, 208
— частотный 206, 208
Демпфирование колебаний в системе 385, 404
Дефицит мощности 365, 374
Дешифратор 332, 343, 344
Диалог 317
Директива 320
Дискриминатор 208
Дисплей 57, 136

Дисплей псевдографический 146—152
Дооптимизация режима оперативная 68, 434
— по надежности 434
— по экономичности 434
Достоверность приема информации 227—229
Доступ 332
— последовательный 332
Дрейф усилителя 269

Емкость устройства отображения 131, 141, 143

Загрузка агрегатов быстрая 363
Задание 348
Задача 349
— информационная 192
— оптимизационная 192
Запас устойчивости нормативный 385
Запись 352
Запрос на передачу вызывных ТИ 218
Защита
— кодовая 227
— памяти 84
Заявка
— аварийная 126
— оперативная 126
Звено масштабное 268
Золотник промежуточный 84

Идентификатор 244, 353
Избыточность 179
— полная 179
— частичная 179, 181
Изменение лавинообразное
— напряжения 371
— частоты 371
Импульс синхронизирующий 219
Индикатор 119
Инструкция 320
Интенсивность
— демпфирования колебаний 407
— минимальная 381
Интерфейс 315
— ввода — вывода 343—354
Информация
— алфавитно-цифровая 320
— буквенно-числовая 320
— исходная 320
— полезная 231
— статистическая 212
Источник информации 231

Канал 315
— мультиплексный 341, 342
— разделенный 341
— селекторный 341
— с разделенными подканалами 341
— связи 200
— — двусторонний дуплексный тональной частоты 200
— — коммутируемый 201
— — некоммутируемый 201
— — прямой 201
— — обратный 218
— телефонный 200, 227
Карандаш
— световой 153
— электронный 153
Качания синхронные 422
Кибернетика энергетических систем 40
Клавиатура
— алфавитно-цифровая 150, 151
— функциональная 153
Клапаны
— отсечные 81
— промежуточного перегрева пара 81
— регулирующие 81
Ключ 278—280, 353
Код
— двоичный 320
— исправляющий 228
— обнаруживающий 228
— операции 328
— параллельный 320
— позиционный 320
— последовательный 320
— Хемминга 229
— циклический 234
— цифровой 430
Кодирование информации
— отображаемой 134, 135
— передаваемой 227
Колебания
— напряжения 20
— частоты 20
Команды 320, 329
Комбинация синхронизации 235
Коммутатор диодный матричный 426, 427
Коммутация энергосистем 17
Компаратор 272
Комплекс
— диспетчерского управления вычислительный 116, 163, 164, 167
— — — оперативно-информационный 116, 163, 174—188
— топливно-энергетический межотраслевой 7
Конец передачи
— передающий 363
— приемный 363
Контрастность изображения 132, 133
Конфигурация энергосистемы 17
Коррекция неравномерности начальная 83, 85

Коэффициент
— демпфирования системы 406
— заполнения поля щита 157
— избыточности 221, 224
— извлечения потенциальных ресурсов 12
— полезного использования потенциальных ресурсов 12
— самовыравнивания 413
— сжатия информации 429
Критерий
— надежности 416
— помехоустойчивости 416

Линия
— проводной связи 200, 201
— — — воздушная 201
— — — кабельная 201
— срабатывания 393

Максимум угловой характеристики 288
Массив микропрограмм 332
Материал числовой 320
Матрица знаковая 139, 140
Машина
— асинхронизированная синхронная 410
— вычислительная 165
— — аналоговая 165, 259—311
— — цифровая 165, 312—357
— — гибридная 165
— — — аналого-ориентированная 265
— — — цифроориентированная 265
— — — сбалансированная 265
— двухадресная 334
— одноадресная 334
— с двумя обмотками на роторе 409
— трехадресная 334
Машинка пишущая электронная 119, 151, 324
Маятник центробежный 84
Метод
— математического моделирования 259
— приоритетной организации передачи 212
— программирования отрезков 148
— точечного растра 147
— штрафных функций 75
Механизм
— изменения скорости вращения 63, 78, 79, 412
— управления турбиной 78, 79, 80, 83, 412
Микрокоманда 332
Микрооперация 328
Микропроцессор 356
Микрорастр 147
Микроэлектроника 338
Микро-ЭВМ 357
Мини-ЭВМ 354, 357
Мнемосхема 157
Модель 48
— расчетная 260
— системы математическая 262
— энергетической системы автоматизированная расчетная 302
Модель аналогий
— — прямых 300
— — непрямых 260
Моделирование
— кибернетическое 38
— математическое 39
— физическое 39
Модем 206
Модификация адресов 338
Модуль
— абсолютный 348
— исходный 348
— объектный 348
Модулятор 203, 206
— амплитудный 206
— обратного канала 218
— прямого канала 218, 240
— фазовый 206
— частотный 206
Момент генератора асинхронный 416
Мощность
— асинхронная 290
— турбины 290
— холостого хода 290
Мультипрограммная работа 316

Надежность 381
— каналов связи 434, 435
— устройств отображения информации 135, 136
Накопители 321
— вторичные 322
— — с последовательным доступом 322
— — с прямым доступом 322
— на магнитных барабанах 322
— — дисках 322—324, 353
— — лентах 322
Неравномерность 397, 398
— регулирования остаточная 64, 65
Нестабильность характеристик каналов связи 209
Носители
— вторичные 321
— первичные 321
— технические 321
Нуль-орган 272

Обеспечение программное 172, 173
Обмен
— оборудования на время 354
— структуры на процедуру 354
Обработка
— информации 319
— прерывания 347
Обслуживание устройств ввода — вывода 347
Ограничение мощности аварийное 395
Ограничитель мощности разомкнутый 412
Операнд 320, 321
— непосредственный 335
Операция перехода
— безусловного 333
— условного 333
Оптимальность 380
Оптимизация 11
— развития 11
— управления 11
— функционирования 11
Отклонение
— напряжения 20
— частоты 19
Отключение
— генераторов 363, 383
— линии передачи 371
— нагрузки 363
Отсылка результата 338
Отыскание управлений 361

Пакет дисков
— несменный 323
— сменный 323
Память
— аналоговая 266
— мультиплексная 342
— сверхоперативная 324
Параметры системы 19
Передача
— внутризонная 60
— однополосная без несущей частоты 203
Переток свободный 66
Переход
— динамический 375
— — простой 375
— — сложный 375
— условный 333
Период дискретизации 211
Перфокарта 321, 322
Перфолента 321, 322
Планирование
— долгосрочное 163, 164
— краткосрочное 163, 164
Планировщик
— главный 349
— заданий 349
Площадка
— ремонтная 126
— торможения 404
Погрешность статизма 268
Подцикл работы ОЗУ 330
Полоса частот требуемая 209
Полукомплект
— передающий 213, 219
— приемный 213, 219
Полуслово 320
Помехозащищенность сигналов 208, 209
Постоянная инерции 288, 413
Потенциометр нелинейный 274
Поток задания входной 349
Преобразование развертывающее 280
Преобразователь
— аналого-цифровой 214—216, 265
— цифроаналоговый 149, 150, 265
— частоты 204
— электрогидравлический 83, 363, 413
Прерывание 344—347
— внешнее 344, 345
— внутреннее 345
— от схем контроля машины 345
— по вводу — выводу 345
— по обращению к супервизору 345
— программное 345
Префикс 233
Приготовление информации 322
Приемник информации 231
Признак 320
— асинхронного хода 422
— блока синхронизации 235
Приказ 320
Проворот асинхронного хода 422
Программа 320
— канальная 341
— обработки прерываний 345
— подканалов 341
— прерывающая 345
— сервисная 41
— служебная 41
— функциональная 41
Проработка заявок режимная 126
Процесс энергетический 12
Процессор 314
— дисплейный 142
— канальный 248, 249
— центральный 325
Пункт 349
— диспетчерский 155—164
— — предприятий и сетей 100
— — районный 100
— — центральный 100
— контролируемый 213
— управления 213
Пул 166
Пульт диспетчерский 155—162
Пуск частотный 371

Работа мультипрограммная 316, 348—353
Разгрузка
— передачи 374
— приемной системы 376
— станции 374
— узла системы 374
— частотная 359
Различимость знаков и символов 133, 134
Разработка режимов работы энергосистем 124
Разряд
— двоичный 320
— контрольный 233
Район
— противоаварийного управления 435
— регулирования 71
Рассмотрение заявок 126
Расстояние
— кодовое 228
— минимальное 228
— передачи 231
Расшифровка команд 338
Регистры
— буферные 339
— быстрые 339
— общие 339
— памяти 213
— с плавающей запятой 339
Регулирование
— аварийное паровых турбин 359, 393—403
— автоматическое 20
— вторичное 59, 87—90, 96
— первичное 58, 76—87
— с базовой точкой и коэффициентом участия 95
— третичное 59, 90—92, 96
Регулирование астатическое
— обменной мощности 97
— — — — со статизмом по частоте 66, 94—96
— частоты 97
Регулятор
— сильного действия 385
— скорости 62, 84
Режим
— аварийной взаимопомощи 97, 98
— асинхронный 431
— замораживания 284
— мертвой зоны 97, 98
— монопольный 342
— мультиплексный 342
— мультипрограммный
— — с переменным числом задач 353
— — с постоянным числом задач 353
— обмена 316
— одной программы 353
— «он-лайн» 318
— «офф-лайн» 318, 337
— останова 284
— пакетный 317, 344
— передачи 221
— — информации 219
— — — дуплексный 219
— — — полудуплексный 219
— — — симплексный 219
— периодизации 285
— подготовки к решению 283
— работы ЭЭС 19
— разделения времени 317, 342, 347
— реального времени 347
— ремонтный 362
— решения 284
— свободных перетоков 66
— управления ЭЭС
— — аварийный 19, 50, 51
— — нормальный 19
— — послеаварийный 19, 50, 51
— форсировки УПК 365
— электропотребления 44
Резонанс электромеханический 378
Ресинхронизация 364
Ресинхронизатор
— быстродействующий 431
— медленнодействующий 431
Ресурсы
— возобновляемые 11
— невозобновляемые 11
— нетопливные 11
— топливные 11
— энергетические 11
Рычаг рисовальный 138, 152

Сальдо обменных мощностей 70
Самовыравнивание турбины 416
Связь
— магистральная 17
— межсистемная 17
— сильная 417
— слабая 417
Селективность 380
Селектор 122
Сервомотор
— промежуточного золотника 84
— регулирующего клапана 84
Сети электрические 19
— питающие 19, 103
— районные 19
— распределительные 19, 103
Сечение
— деления 378
— опасное 377
Сигнал
— аварийного ограничения мощности 401
— квитирующий 156

Сигнал переспроса 240
— прекращения передачи 218
— признака 332
— разрешающий 156
Синусоидальность формы напряжения 20
Синхронизм 364
Символо-место 137, 147
Система
— автоматическая централизованная 21
— автономная 7
— диспетчерского управления автоматизированная 166
— интерфейсная 184—186
— кадрирования отображаемой информации 134
— кибернетическая 11
— команд двухадресная 334
— мажорирования 197
— общеэнергетическая 29, 30
— объединенная 29
— операционная 120, 347—354
— — дисковая 348
— отклоняющая главная 139
— передающая 367
— приемная 367
— районная 7
— реального времени 318
— следящая цифровая 280
— с циклическим выполнением цепочки программ 318
— телеизмерения ближнего действия телеканальная 200
— телеобработки 171, 172
— фокусирующая 139
— фотоследящая 276
— энергетическая единая 7
— энергетики большая 7, 9, 11, 31
Система регулирования
— — турбин 62
— — частоты и обменной мощности 66
— — электрогидравлическая 77
Скорость
— вывода информации 131
— передачи 221
Слово 320
— двойное 321
— полное 321
Сопротивление цифроуправляемое 271
Служба диспетчерская 22
Способ
— выполнения микроопераций аппаратный 328
— кратковременный компенсации снижения 365
— сложения
— — временно́й 202
— — разделения каналов 202
— — скоростей 306
— — углов 306
— — частотный 202
Способность разрешающая 131
Средства отображения информации 118, 129—164
— активные 129, 130
— групповые 129, 130
— индивидуальные 129, 130
— пассивные 129, 130
— передачи информаций 200—259
— управления 330
— — асинхронные 330
— — синхронные 330
Статизм системы 62
Станции
— автоматические генераторные 302
— генераторные электронные 302
— оконечные 201
— переприемные 201
— полные генераторные 303
— транзитные 201
— упрощенные генераторные 305
Стек 335
Степень использования запасов энергетических ресурсов 11
Структура
— параллельная 264
— последовательная 264
— стековая 335
— электроэнергетической системы 17
Субкоммутатор 223, 224
Сумматор 326
Супервизор 349
Суперпул 72, 167
Схема
— выбора наименьшего 278
— выделения несущей частоты 208
— выделения ТИ 242
— измерения-запоминания 273
— интегральная большая 356
— логическая комбинационная 326
— слежения-хранения 273
— энергосистемы эквивалентная 361
— — двухмашинная 361, 368, 372, 383
— — одномашинная 361
— — многомашинная 372, 376
— — трехмашинная 368, 372
Счетчик
— двоичный 256
— команд 333

Табло световое 119
— большое 119
— малое 119
Телеблокировка 212
Телеизмерение 212
— вызывное 212
Телеинформация 212
Телерегулирование 212
Телесигнал 212
Телетайп 200
Телеуправление
— объекта 434
— — гибридное 434
— — цифровое 434
Телефон 200
Терминал 136, 167, 188, 317
Том 352
Топливо
— технологическое 12
— — условное 11
— — энергетическое 12
Торможение
— многократное 330, 393
— однократное 388—390
— электрическое 366
— электродинамическое 366
Точка операционного усилителя суммирующая 267
Точность 380
Трансмиттер телеграфный 230
Требования
— аппаратные 380
— режимные 380
Трубка электроннолучевая 57, 119, 130, 136—150, 155

Угол
— выбега ротора 413
— передачи 288
— потерь 288
Универсальность 131
Управление
— агрегатами групповое 78
— диспетчерское 56—128
— — объединенное 24, 166
— качественное 380
— микропрограммное 143, 331, 332
— программное 347
— синхронно-асинхронное 330
— смешанное 330
— энергетической системой 10
Уравнение движения агрегата 413, 288
Усилители
— операционные 261
— приема 206
— решающие 267—274
— условия ресинхронизации 370
Устойчивость
— динамическая 370, 423
— изображения 134
— синхронная 370, 423
— статическая 370
— результирующая 370
— решающего усилителя 270, 271
Устройство
— арифметико-логическое 325
— ввода — вывода 232
— — информации на ЭЛТ 136
— динамическое 420, 421
— запоминающее постоянное 143, 147, 150, 332
— защиты от ошибок 231, 232, 234—236
— общестанционной автоматики 21
— оперативное запоминающее 321
— — вспомогательное 321
— — магнитное 312
— памяти буферное 338
— периферийное 314
— печатающее алфавитно-цифровое 119, 324
— прогнозирующее быстродействующее 421, 422, 431
— продольно-емкостной компенсации 365
— сигнализации 218
— статическое 418—420
— ТИ одноканальное 200
— — кодоимпульсное 200
— — низкочастотное 200
— телемеханическое многоканальное кодоимпульсное 200, 210—227
— управления 325, 329
— форсировки возбуждения 359
— электромеханическое 274

Фаза программная 348
Файл 352
Фильтр
— направляющий 240
— полосовой 206
Формат команд 325
Формирование фигурного свечения луча 139—142
Форсировка возбуждения 367, 404, 405

Характеристика
— турбины импульсная 400—403
— передачи угловая 414
Ход асинхронный 364, 370
— многочастотный 377, 378
Хозяйство энергетическое 8

Цвет изображения 132
Цех линейно-аппаратный 202
Цикл
— обновления телеинформации 220, 252, 253
— работы ОЗУ 355
Цикл регенерации изображения 143
— главный 143

Частота преобразования 211
Часть
— информационная 233
— турбины
— — высокого давления 81, 82
— — низкого давления 81, 82
— — среднего давления 81, 82
Число 320
— адресов 334
Чувствительность 380

Шаг 349
Шар координатный 151
Ширина выборки 324
Шкала операционного усилителя 270

Щит
— диспетчерский 118, 155—157
— — мозаичного типа 155—157
— — темный 157
— световой 118

Экран 130, 140
— матричного типа 130
— символо-местный 130, 140
Электроавтоматика 9
Электроприставка 403
Электропотребление 46
Элементы логические 337
Энергия полезная 11
Энерговооруженность 13
Эффективность 380

Явление «саморазгрузки» 364
Яркость изображения 132, 133, 140, 141, 148

ОГЛАВЛЕНИЕ

Стр.

Предисловие 5

Введение. Уточнение понятий и постановка задачи 7

§ В-1. Задачи курса 7
§ В-2. Аспекты развития энергетики 8
§ В-3. Управление энергетической системой и использование энергетических ресурсов 10
§ В-4. Теория больших систем энергетики и план ГОЭЛРО 12
§ В-5. Экология и энергетика 14
§ В-6. Преимущества развития энергетики как большой системы . . . 16
§ В-7. Автоматизация и качество энергии 19
§ В-8. Диспетчерское управление и его задачи 22

Глава 1. **Большие системы энергетики и теоретические основы управления ими** 29

§ 1-1. Постановка задачи 29
§ 1-2. Развитие и функционирование ОЭС 34
§ 1-3. Кибернетика в задачах электроэнергетики 37
§ 1-4. Режимы электропотребления 44
§ 1-5. Системы управления 47

Глава 2. **Диспетчерское управление производством, распределением и реализацией электроэнергии** 56

§ 2-1. Задачи и характеристики диспетчерского управления 56
§ 2-2. Роль первичного, вторичного и третичного регулирования ЭЭС в диспетчерском управлении 58
§ 2-3. Автоматика нбрмального режима работы энергосистем 61
§ 2-4. Экономическое распределение нагрузок между станциями . . . 73
§ 2-5. Управление нормальным режимом в энергосистемах со свободными перетоками обменной мощности 76
§ 2-6. Управление нормальным режимом в энергосистемах с регулируемыми перетоками обменной мощности 92
§ 2-7. Управление регулированием напряжения в электрических сетях объединенных энергосистем 99
§ 2-8. Оценка экономической эффективности автоматизированных систем управления 106
§ 2-9. Управление энергетическими системами в СССР и его развитие . 108
§ 2-10. Организация диспетчерского управления энергосистемами в СССР 121

Глава 3. **Средства отображения информации в АСДУ** 129

§ 3-1. Принципы и методы визуального представления информации . . 129
§ 3-2. Устройства ввода — вывода информации на ЭЛТ 136
§ 3-3. Системы отображения информации на диспетчерских пунктах . . 155

Глава 4. **Вычислительная техника при управлении энергосистемами и их объединениями** 165

§ 4-1. Общие сведения 165
§ 4-2. Вычислительные центры энергетических управлений 168
§ 4-3. Оперативно-информационные комплексы 174
§ 4-4. Вычислительная техника на электростанциях и подстанциях . . . 188
§ 4-5. Эффективность систем на объектах и ее повышение 197

Глава 5. **Средства сбора и передачи информации в АСДУ**

§ 5-1. Общая характеристика каналов связи 200
§ 5-2. Многоканальные кодоимпульсные устройства телемеханики . . . 210

§ 5-3. Достоверность приема информации 227
§ 5-4. Аппаратура передачи данных 230
§ 5-5. Организация приема, размещения и первичной обработки телеинформации 244

Глава 6. **Аналоговая вычислительная техника и ее применение в электроэнергетике**

§ 6-1. Общие сведения 259
§ 6-2. Характеристика основных блоков АВМ, ГВМ и ГВС 266
§ 6-3. Универсальные АВМ и ГВМ и их применение в электроэнергетике 283
§ 6-4. Специализированные АВМ и ГВС для энергосистем и энергообъединений 296

Глава 7. **Цифровая вычислительная техника, применяемая при диспетчерском управлении энергосистемами**

§ 7-1. Общие сведения 312
§ 7-2. Информация, способы ее представления, ввода — вывода и хранения 319
§ 7-3. Обработка информации. Центральный процессор 325
§ 7-4. Быстродействие ЦВМ 336
§ 7-5. Каналы, операционная система и управление данными 341
§ 7-6. Мини-ЭВМ 354

Глава 8. **Противоаварийная автоматика в управлении энергосистемами**

§ 8-1. Общие сведения 358
§ 8-2. Построение противоаварийной автоматики 359
§ 8-3. Ликвидация аварий 361
§ 8-4. Структура автоматики 368
§ 8-5. Аварийные ситуации и требования к автоматике 371
§ 8-6. Воздействие автоматики на режим работы энергосистемы в аварийных ситуациях 382
§ 8-7. Критерии и алгоритмы способов управления переходными процессами 415
Список сокращенных обозначений 436
Литература 438
Алфавитно-предметный указатель 439

Валерий Александрович Богданов. Валентин Андреевич Веников. Яков Натанович Лугинский. Георгий Антонович Черня.

ЭЛЕКТРИЧЕСКИЕ СИСТЕМЫ.

АВТОМАТИЗИРОВАННЫЕ СИСТЕМЫ УПРАВЛЕНИЯ РЕЖИМАМИ ЭНЕРГОСИСТЕМ

Под редакцией *В. А. Веникова*

Редактор *С. М. Оводова.* Художник *В. З. Казакевич.* Художественный редактор *Н. К. Гуторов.* Технический редактор *Э. М. Чижевский.* Корректор *В. В. Кожуткина.*

ИБ № 1519

Изд. № СТД — 299. Сдано в набор 30.10.78. Подп. в печать 04.06.79. Т-11154. Формат 60×90/16. Бум. тип. № 2. Гарнитура литературная. Печать высокая. Объем 28 усл. печ. л. 31,47 уч.-изд. л. Тираж 15 000 экз. Зак. № 664. Цена 1 р. 40 к.

Издательство «Высшая школа», Москва, К-51, Неглинная ул., д. 29/14

Типография изд-ва «Уральский рабочий», Свердловск, проспект Ленина, 49.